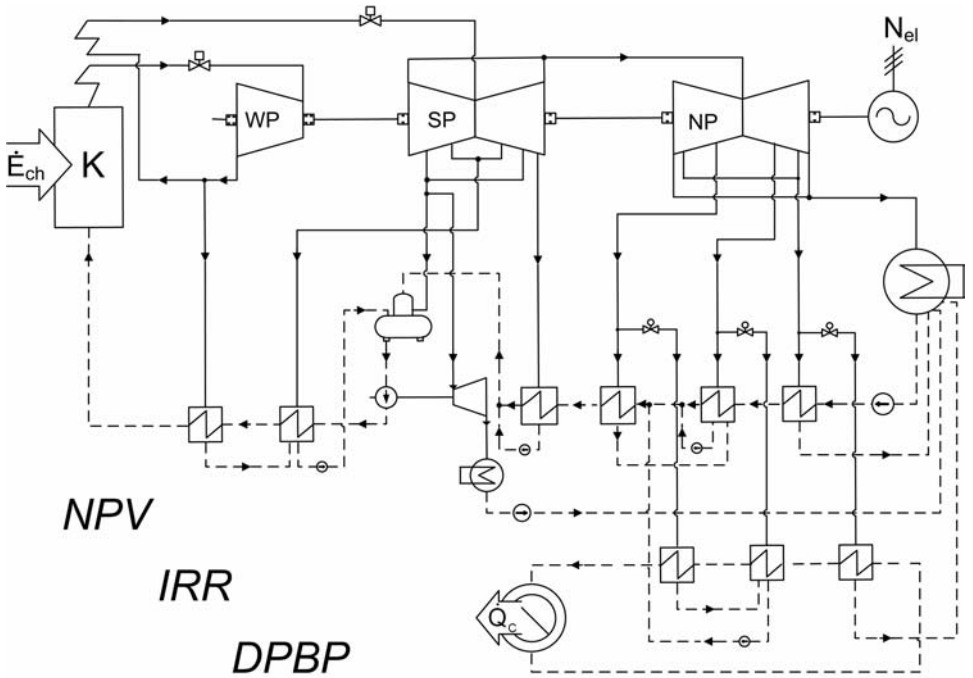


Ryszard BARTNIK

**RACHUNEK
EFEKTYWNOŚCI
TECHNICZNO-
EKONOMICZNEJ
W ENERGETYCE
ZAWODOWEJ**



SPIS TREŚCI

Podstawowe oznaczenia	7
Przedmowa	9
1. Podstawowe zasady analizy efektywności ekonomicznej inwestycji	13
1.1. Rachunek dyskonta	14
1.2. Wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej inwestycji	17
1.2.1. Wartość zaktualizowana netto <i>NPV</i>	18
1.2.2. Wewnętrzna stopa zwrotu <i>IRR</i>	25
1.2.3. Prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych <i>SPBP</i>	27
1.2.4. Zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych <i>DPBP</i>	28
1.2.5. Próg rentowności <i>BEP</i>	29
1.3. Amortyzacja	30
1.4. Sposoby finansowania inwestycji	34
1.5. Płynność finansowa	38
2. Wartość rynku ciepła i energii elektrycznej	41
2.1. Wprowadzenie	41
2.2. Metodyka wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej	42
2.3. Wyniki przykładowych obliczeń	43
2.3.1. Podsumowanie	51
3. Rynkowa wartość elektrowni i elektrociepłowni	53
3.1. Wprowadzenie	53
3.2. Metodyka analizy i wyceny rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego	54
3.2.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	67
3.2.2. Podsumowanie	72
3.3. Wpływ kosztów eksploatacji oraz cen nośników energii na rynkową wartość elektrociepłowni	73
3.3.1. Przykładowe obliczenia	76
3.3.2. Podsumowanie	85
3.4. Czy warto inwestować w odnowienie i modernizację	85

elektrowni i elektrociepłowni przed ich sprzedażą	
3.4.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	88
3.4.1.1. Odnowienie elektrowni	88
3.4.1.2. Odnowienie i modernizacja elektrowni	94
4. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji elektrociepłowni i elektrowni węglowych	99
4.1. Wprowadzenie	99
4.2. Metodyka doboru optymalnych struktur ciepłych do wymagających modernizacji węglowych elektrowni i elektrociepłowni	104
4.2.1. Dobór optymalnej technologii modernizacji elektrociepłowni i elektrowni	108
4.2.1.1. Kiedy tylko odnawiać, a kiedy odnawiać i równocześnie modernizować?	115
4.2.2. Podsumowanie	118
4.3. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji węglowych elektrociepłowni przez nadbudowę turbiną gazową.....	119
4.3.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	129
4.3.1.1. Wyniki analiz	132
4.3.1.2. Ocena efektywności ekonomicznej modernizacji elektrociepłowni	143
4.3.1.3. Podsumowanie	149
4.4. Efektywność energetyczna i ekonomiczna przystosowania do pracy skojarzonej zawodowych elektrowni węglowych...	153
4.4.1. Analiza efektywności ekonomicznej przystosowania zawodowych elektrowni węglowych do pracy skojarzonej	156
4.4.2. Analiza efektywności ekonomicznej nadbudowy turbina gazową i kotłem odzyskowym przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni węglowej	163
4.4.3. Wyniki analiz	170
4.4.3.1. Podsumowanie	175
4.5. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie szeregowym i równoległym.....	176

4.5.1.	Analiza efektywności energetycznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie szeregowym (Hot Windbox)	176
4.5.1.1.	Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	178
4.5.2.	Analiza efektywności energetycznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie równoległym	180
4.5.2.1.	Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	186
4.5.3.	Analiza efektywności ekonomicznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową	191
4.5.3.1.	Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	196
4.5.4.	Ekonomicznie uzasadniona wysokość opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego. Wpływ zmian cen nośników energii na wysokość opłat	200
4.5.4.1.	Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń	203
4.5.4.2.	Podsumowanie	206
4.6.	Optymalny rozdział obciążeń pomiędzy równolegle pracujące urządzenia w zespole elektrociepłowni pracujących na wspólną sieć ciepłowniczą	207
4.6.1.	Możliwe założenia upraszczające	211
4.7.	Warunki ekonomicznej opłacalności stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach	212
4.7.1.	Analiza termodynamiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach	213
4.7.2.	Analiza ekonomiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach	217
4.8.	Termodynamiczna i ekonomiczna celowość stosowania sprężarkowych pomp ciepła w systemach grzewczych	222
4.8.1.	Analiza termodynamiczna układu pompy ciepła i alternatywnych źródeł ciepła	223
4.8.1.1.	Sprężarkowa pompa ciepła zastępująca kotłownię	227
4.8.1.2.	Sprężarkowa pompa ciepła zastępująca elektrociepłownię	228

4.8.1.3. Sprężarkowa pompa ciepła uzupełniająca elektrociepłownię	228
4.8.1.4. Pompa ciepła współpracująca z silnikiem lub turbiną gazową	231
4.8.2. Analiza ekonomicznej efektywności stosowania pomp ciepła i alternatywnych źródeł ciepła	234
4.8.2.1. Pompa ciepła pracująca samodzielnie	235
4.8.2.2. Pompa ciepła współpracująca z elektrociepłownią	238
Literatura	241

Podstawowe oznaczenia

A	– roczna rata amortyzacji,
b	– okres trwania budowy,
BEP	– próg rentowności,
CF	– przepływ pieniężny (<i>Cash Flow</i>),
$DPBP$	– zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych,
$e_c, e_{el}, e_g, e_{pal}$	– jednostkowa cena ciepła, energii elektrycznej, gazu ziemnego i węgla,
$E_{el,R}$	– roczna produkcja netto energii elektrycznej w elektrociepłowni lub elektrowni,
IRR	– wewnętrzna stopa zwrotu,
J	– nakłady inwestycyjne,
k_c	– jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni,
k_{el}	– jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni,
K_e	– roczne koszty eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,
K_R	– roczne koszty działania elektrowni lub elektrociepłowni,
K_{Rc}	– roczny koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni,
N	– kalkulacyjny okres eksploatacji urządzenia,
N_{el}	– elektryczna moc brutto turbozespołu gazowego lub parowego,
NPV	– wartość zaktualizowana netto,
p	– opłata za emisję szkodliwych produktów spalania do otoczenia,
p	– stopa podatku dochodowego od zysku brutto,
P	– podatek dochodowy od zysku brutto,
\dot{P}	– strumień paliwa,
Q_R	– roczna produkcja netto ciepła w elektrociepłowni,
\dot{Q}	– moc cieplna,
r	– stopa dyskonta,
s	– stopa amortyzacji,
S_R	– roczne przychody z eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni,
$SPBP$	– prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych,
v_m	– względna wartość rynku ciepła i energii elektrycznej,
z	– współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego,

Z_R	– średni roczny zysk brutto pracy elektrowni lub elektrociepłowni,
$z\rho + \delta_{rem}$	– roczna stopa obsługi kapitału inwestycyjnego oraz pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
Δ	– symbol przyrostu,
η	– sprawność,
ρ	– emisja szkodliwych produktów spalania do otoczenia,
ρ	– stopa amortyzacji oprocentowanej,
τ	– czas.

PRZEDMOWA

Perspektywa zysku jest największą siłą napędową w poszukiwaniu nowych rozwiązań technologicznych i technicznych, jest najpotężniejszą siłą postępu i rozwoju. Aby tak było, muszą być jednak spełnione trzy warunki. Państwo musi gwarantować wolność osobistą, wolność gospodarczą oraz przestrzeganie prawa. I powinna to być jedyna rola państwa. Dominacja państwa w życiu człowieka wyłącznie ubezwłasnowolnia ludzi, uczy ich lekceważenia pracy i postawy roszczeniowej. To państwo musi wszystko im dać. Ale skąd? Państwo nie jest przecież samo w sobie źródłem bogactwa. Dyktat państwa pozbawia ponadto ludzi w dużej mierze odpowiedzialności i rzetelności, i w konsekwencji prowadzi do ich biedy i, co gorsze, bezradności.

Sukces ekonomiczny indywidualnego człowieka jest jedynym sposobem skutecznej walki z biedą najsłabszych. Pomoc państwa nie uchroni i nie uwolni ich od nędzy, może wspomóc ich finansowo jedynie doraźnie. Należy życzyć sobie, aby politycy rozumieli, że „obecność” ich i państwa w gospodarce prowadzi nie tylko do bankructw przedsiębiorstw, ale do nędzy całego społeczeństwa. Jedyną drogą do jego dobrobytu jest państwo liberalne, tj. państwo uczciwej i rzetelnej pracy, w którym jest przestrzegane równe dla wszystkich prawo, a w gospodarce zasady „zdrowej” konkurencji.

W książce omówiono metody oceny efektywności ekonomicznej decyzji inwestycyjnych dotyczących dowolnych przedsięwzięć gospodarczych, w tym w energetyce.

Decyzje inwestycyjne są podstawowymi decyzjami długookresowymi mającymi znaczący wpływ na przyszłą kondycję finansową przedsiębiorstw nastawionych na osiągnięcie zamierzonych efektów produkcyjnych i usługowych. Wymagają ponoszenia nakładów, wiążą długookresowo środki przeznaczone na ich finansowanie, przynoszą efekty z pewnym opóźnieniem, charakteryzują się ryzykiem.

Podjęwając decyzję inwestycyjną, należy w sposób niezwykle uważny przeanalizować każdy z rozważanych projektów inwestycyjnych dla dokonania właściwej oceny i wyboru, uwzględniając przy tym różne elementy tych projektów, w tym szczególnie aspekty ryzyka i niepewności, zwłaszcza w niestabilnych warunkach gospodarczych.

W książce przedstawiono podstawowe zagadnienia dotyczące zastosowania przede wszystkim dyskontowych metod oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, tj. metod uwzględniających zmianę wartości pieniądza w czasie oraz ujmujących korzyść netto w kategorii przepływu pieniężnego netto.

Metody dyskontowe uznawane są, i słusznie, za znacznie efektywniejsze kryteria podejmowania decyzji inwestycyjnych niż metody tradycyjne, tj. metody proste nie uwzględniające czasowej zmiany wartości pieniądza, przy czym metoda wartości zaktualizowanej netto *NPV* uznawana jest za posiadającą najmniej mankamentów.

Przedstawione w książce przykłady rachunku efektywności ekonomicznej inwestycji dotyczą energetyki zawodowej. Wynika to z zainteresowań autora oraz tego, że jest on jednak w głównej mierze energetykiem. Nie umniejsza to jednak ogólności rozważań. Mało tego, pokazuje, że ekonomia ma fundamentalne znaczenie we wszystkich przejawach i dziedzinach działalności człowieka.

W książce nie zamieszczono zestawień nakładów inwestycyjnych, wskaźników technicznych dla ważniejszych układów i urządzeń energetycznych, wielkości i udziałów poszczególnych kosztów eksploatacji i kapitałowych w rocznych kosztach działania elektrowni i elektrociepłowni, wskaźników kosztów korzystania ze środowiska naturalnego, stawek odpisów amortyzacyjnych itp. Nie to jest bowiem celem niniejszej książki. Celem jest przedstawienie „ducha” rachunku efektywności ekonomicznej przedsięwzięć inwestycyjnych w energetyce.

Rozdział 1. książki poświęcono podstawom zasad analizy efektywności ekonomicznej inwestycji. Oprócz mierników efektywności przedstawiono wpływ sposobów finansowania inwestycji na wartość tych mierników. Za celowością opracowania tego rozdziału przemawiał fakt, że w zasadzie trudno spotkać w literaturze przedmiotu kompendium tych zasad, a w szczególności ocenę wpływu sposobów finansowania inwestycji na wartość zdyskontowanego całkowitego zysku *NPV*. Liczne wzory w rozdziale są wyrazem ponadczasowej prawdy: *„Niepodobna jest znać rzeczy tego świata, jeśli się nie zna ich matematycznie”* (Roger Bacon, 1214–1294).

W rozdziale 2. opisano metodykę wyceny wartości dowolnego rynku, w tym rynku ciepła i energii elektrycznej, z zastosowaniem metody wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji *IRR*. Zaprezentowano ponadto wyniki wielowariantowych obliczeń wyceny tego rynku w przypadku jego zasilania w ciepło i energię elektryczną z elektrociepłowni gazowo-parowej.

W rozdziale 3. omówiono metodykę wyceny rynkowej wartości elektrociepłowni i elektrowni zasilających rynek w ciepło i energię elektryczną oraz wpływ kosztów eksploatacji i cen nośników energii na tę wartość.

W rozdziale 4. omówiono między innymi efektywność energetyczną i ekonomiczną modernizacji elektrociepłowni i elektrowni węglowych. Omówiono również warunki ekonomicznej opłacalności stosowania akumulatorów

ciepła w elektrociepłowniach oraz termodynamiczną i ekonomiczną celowość stosowania sprężarkowych pomp ciepła w systemach grzewczych.

Książkę dedykuję wszystkim inżynierom energetykom i studentom kierunków energetycznych. Bez znajomości i umiejętności przeprowadzenia rachunku efektywności ekonomicznej przedsięwzięć gospodarczych inżynier jest w dużej mierze „ślepy i głuchy”. Analiza techniczna pozwala jedynie na poszukiwanie możliwości doskonalenia procesów technologicznych i rozwiązań konstrukcyjnych maszyn i urządzeń. W gospodarce rynkowej w ostateczności to jednak kryterium ekonomiczne, kryterium maksymalizacji zysku, decyduje o celowości zastosowania konkretnego rozwiązania technicznego, to analiza opłacalności ekonomicznej decyduje o podjęciu decyzji inwestycyjnych. Kryterium ekonomiczne jest nadrzędne dla kryterium technicznego.

Mam świadomość, że w obecnym stanie książka nie jest dziełem doskonałym, jest zaledwie próbą, propozycją krzewienia zasad rachunku efektywności ekonomicznej w środowisku energetyków, że możliwe jest poszerzenie spektrum metod badania efektywności ekonomicznej procesów inwestycyjnych, co może mieć miejsce w kolejnym wydaniu.

Pragnę serdecznie podziękować Profesorom Andrzejowi Kardaszowi z Akademii Ekonomicznej we Wrocławiu oraz Januszowi Skorkowi z Politechniki Śląskiej w Gliwicach za przychylne i wnikliwe recenzje, które pozwoliły usunąć wiele usterek z niniejszej książki.

Autor

1. Podstawowe zasady analizy efektywności ekonomicznej inwestycji

Głównym celem prowadzenia każdej działalności gospodarczej jest przynoszenie zysku. Finansowa opłacalność jest więc dla inwestora najważniejszym kryterium oceny inwestycji. Oznacza to, że przed podjęciem decyzji o zaangażowaniu środków kapitałowych inwestor musi mieć pewność, że stopa zwrotu zainwestowanego kapitału będzie odpowiednio duża [1, 2, 3, 4, 5, 10, 11, 15, 16, 17, 18, 19].

Odpowiedź na pytanie, jak duża jest opłacalność ekonomiczna inwestycji, dają wyliczone dla niej wartości mierników oceny efektywności ekonomicznej. Należy ponadto każdorazowo przeprowadzić analizę wrażliwości wspomnianych mierników w celu oceny zmian ich wartości w funkcji zmian parametrów mających na nie wpływ. Analiza wrażliwości daje bowiem inwestorowi dodatkowo duże pole widzenia opłacalności inwestycji oraz pozwala ocenić jej „bezpieczeństwo”. W warunkach konkurencyjności umożliwia prowadzenie polityki cenowej.

Stosowane w praktyce gospodarki rynkowej metody rachunku efektywności ekonomicznej inwestycji dzieli się na [11]:

- tradycyjne (proste) metody oceny efektywności, których miernikami oceny są m.in.: stopa zwrotu nakładów inwestycyjnych *ROI (Return on Investment)*, stopa zwrotu z kapitału własnego *ROE (Return on Equity)*, księgową stopą zwrotu *ARR (Accounting Rate of Return)*, prosty okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *SPBP (Simple Pay Back Period)*
- metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych, zwane krótko metodami zdyskontowanymi, których wskaźnikami oceny są m.in.: zaktualizowana (bieżąca) wartość netto *NPV (Net Present Value)*, wewnętrzna stopa zwrotu *IRR (Internal Rate of Return)*, zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *DPBP (Discounted Pay Back Period)*.

Metodami tradycyjnymi nazywane są metody nie uwzględniające zmienności wartości pieniądza w czasie i bazują na zysku jako mierze korzyści netto. Natomiast metody uwzględniające zmienność wartości pieniądza w czasie i ujmujące korzyści netto w kategorii przepływów pieniężnych netto nazywane są metodami dyskontowymi. Metody zdyskontowanych przepływów pieniężnych obejmują cały planowany okres funkcjonowania przedsięwzięcia, tj. okres realizacji inwestycji i czas eksploatacji, w którym przewiduje się osiągnięcie efektów ekonomicznych. W literaturze przedmiotu często nazywane są one dynamicznymi metodami rachunku inwestycyjnego, w przeciwieństwie do metod tradycyjnych zwanych zwyczajowo metodami statycznymi rachunku

inwestycyjnego [11, 15]. Godnym podkreślenia jest to, że: „Na podstawie metod prostych stóp zwrotu nie można zbudować obiektywnych kryteriów decyzyjnych, dlatego za kryterium decyzyjne dla ROI i ROE przyjmuje się jedynie maksymalizację ich wartości oraz osiąganie wartości większej niż stopa graniczna. Określanie sposobu konstruowania stopy granicznej ma jednak charakter subiektywny” [15]. Postuluje się zatem, aby w bezwzględnej ocenie opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych metody tradycyjne stosować jedynie we wstępnych fazach ich przygotowania i to wyłącznie dla przedsięwzięć o niewielkiej skali, i stosunkowo krótkim ekonomicznym cyklu życia. Natomiast tylko stosowanie metod dyskontowych bezwzględnej opłacalności przedsięwzięć inwestycyjnych może zapewnić podjęcie skutecznej i prawidłowej decyzji inwestycyjnej.

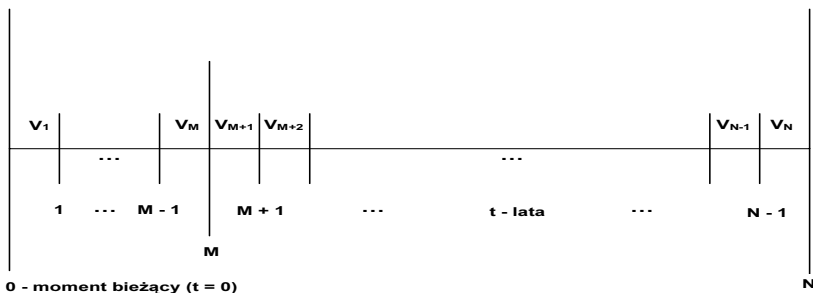
Należy jednak przy tym pamiętać, że wszystkie mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji, proste i dyskontowe, nie uwzględniają istotnych elementów związanych nierozzerwalnie z jej realizacją i następnie eksploatacją. Do tych elementów przede wszystkim należy zaliczyć:

- wpływ czasu
- wpływ ryzyka.

Wpływ czasu i związane z tym ryzyko niepowodzenia prowadzenia działalności gospodarczej jest trudne do przewidzenia [5, 10, 16]. W warunkach niepewności co do przyszłej sytuacji politycznej, nastrojów społecznych, kierunku kształtowania stóp procentowych, odpowiednich prawidłowych unormowań prawnych, inwestowanie w dowolne projekty gospodarcze obarczone dodatkowymi czynnikami ryzyka, takimi jak ryzyko developerskie, ryzyko związane z procesem budowy, ryzyko zmian cen i ryzyko regulacyjne, jest niezwykle trudne i inwestor nie zaryzykuje zaangażowania jakichkolwiek środków finansowych, nawet w sytuacji, gdy opłacalność ekonomiczna rozważanej inwestycji byłaby relatywnie bardzo duża.

1.1. Rachunek dyskonta

Rachunek dyskonta polega na dodawaniu do kapitału początkowego dochodu (zysku) wynikającego z jego oprocentowania.



Rys. 1.1. Poglądowy diagram czasowy obowiązujący w rachunku dyskonta

Doliczając do kapitału początkowego odsetki (jest to dyskontowanie „w przód”) mówimy, że zdyskontowaliśmy kapitał początkowy. Na przykład po roku ($t = 1$) z rachunku dyskonta otrzymuje się, że kapitał początkowy V_0 wzrasta o wartość odsetek $r_1 V_0$, gdzie wielkość r_1 oznacza stopę oprocentowania (stopę dyskonta) kapitału w pierwszym roku

$$F_1 = V_0 + r_1 V_0 = V_0(1 + r_1), \quad (1.1)$$

po dwóch latach ($t = 2$) otrzymuje się

$$F_2 = V_0(1 + r_1) + V_0(1 + r_1)r_2 = V_0(1 + r_1)(1 + r_2), \quad (1.2)$$

gdzie r_2 jest stopą dyskonta (oprocentowania kapitału) w drugim roku, po 3 latach ($t = 3$)

$$F_3 = V_0(1 + r_1)(1 + r_2) + V_0(1 + r_1)(1 + r_2)r_3 = V_0(1 + r_1)(1 + r_2)(1 + r_3), \quad (1.3)$$

i po N latach kapitał początkowy V_0 wzrasta do wartości

$$F_N = V_0(1 + r_1)(1 + r_2)(1 + r_3) \times \dots \times (1 + r_N) = V_0 \prod_{t=1}^N (1 + r_t). \quad (1.4)$$

Jeżeli stopa dyskonta r_t przyjmuje stałą wartość w kolejnych latach $t = 1 \div N$, $r_t = r = \text{const}$, to kapitał początkowy po t latach przyjmuje wartość F_t

$$F_t = V_0(1 + r)^t. \quad (1.5)$$

Naturalnie

$$V_0 = \frac{F_t}{(1+r)^t}. \quad (1.6)$$

Wyrażenie $(1+r)^t$ we wzorze (1.5) nosi nazwę czynnika dyskontującego (oprocentowującego) w przód, wyrażenie $1/(1+r)^t$ we wzorze (1.6) czynnika dyskontującego wstecz. Czynniki dyskontujący $1/(1+r)^t$ przelicza wartość pieniędzy „z przyszłości” na chwilę bieżącą (aktualną). Pieniądze „z przyszłości” w chwili bieżącej mają mniejszą wartość, tym mniejszą, im ta przyszłość jest odleglejsza.

W ogólnym przypadku, dyskontując środki finansowe V_t uzyskiwane z działalności gospodarczej w kolejnych latach $t = 1 \div N$ na moment $t = N$ (moment przyszły, rys. 1.1) i sumując je, z rachunku dyskonta przy założeniach, że $V_t = V = \text{const}$ oraz że stopa dyskonta w kolejnych latach również przyjmuje stałą wartość, $r_t = r = \text{const}$, otrzymuje się

$$\left(\sum V\right)_N^{\text{dysk}} = \sum_{t=1}^N V_t (1+r)^{N-t} = V \sum_{t=1}^N (1+r)^{N-t} = V \frac{(1+r)^N - 1}{r}. \quad (1.7)$$

Rachunek dyskonta na moment bieżący (aktualny) $t = 0$ (rys. 1.1) przedstawia się natomiast następująco

$$\left(\sum V\right)_0^{\text{dysk}} = \sum_{t=1}^N \frac{V_t}{(1+r)^t} = V \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} = V \frac{(1+r)^N - 1}{r(1+r)^N}, \quad (1.8)$$

a na moment $t = M$ (rys. 1.1) prowadzi do zależności

$$\left(\sum V\right)_M^{\text{dysk}} = \sum_{t=1}^M V_t (1+r)^{M-t} + \sum_{t=M+1}^N \frac{V_t}{(1+r)^{t-M}} = V \left[\frac{(1+r)^M - 1}{r} + \frac{(1+r)^{N-M} - 1}{r(1+r)^{N-M}} \right]. \quad (1.9)$$

Jeżeli środki finansowe V_t w latach $t = 1 \div M$ mają wartość $V_t = V_M = \text{const}$, a w latach $t = M+1 \div N$ wartość $V_t = V_N = \text{const}$, to dyskontując je na przykład na moment $t = 0$ (rys.1.1) otrzymuje się

$$\left(\sum V\right)_0^{\text{dysk}} = \sum_{t=1}^M \frac{V_M}{(1+r)^t} + \sum_{t=M+1}^N \frac{V_N}{(1+r)^t} = V_M \frac{(1+r)^M - 1}{r(1+r)^M} + V_N \left[\frac{(1+r)^N - 1}{r(1+r)^N} - \frac{(1+r)^M - 1}{r(1+r)^M} \right] \quad (1.10)$$

Końcowe postacie prawych stron wzorów od (1.7) do (1.10) otrzymuje się, wykorzystując wzór na sumę N , M i $N - M$ pierwszych wyrazów postępu geometrycznego.

Pomiędzy wielkościami przedstawionymi wzorami od (1.7) do (1.9) zachodzą oczywiste relacje

$$\left(\sum V\right)_0^{dysk} < N \times V < \left(\sum V\right)_N^{dysk}, \quad (1.11)$$

$$\left(\sum V\right)_0^{dysk} < \left(\sum V\right)_M^{dysk} < \left(\sum V\right)_N^{dysk}, \quad (1.12)$$

oraz

$$\left(\sum V\right)_0^{dysk} (1+r)^N = \left(\sum V\right)_N^{dysk}. \quad (1.13)$$

1.2. Wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej inwestycji

Podstawowymi stosowanymi w praktyce [1, 2, 3, 18, 19, 22] miernikami oceny efektywności ekonomicznej każdej inwestycji są następujące wskaźniki:

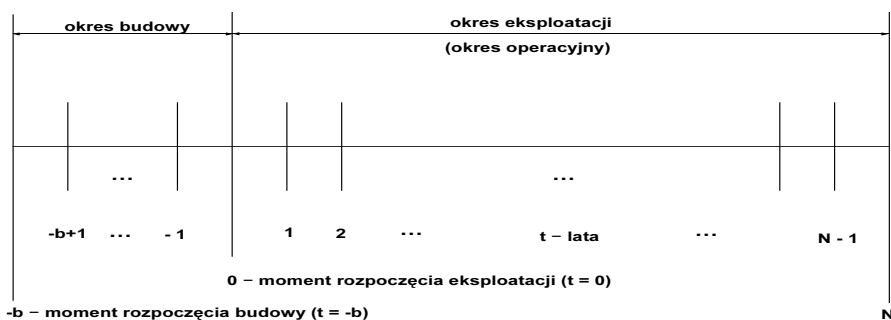
- wartość zaktualizowana (bieżąca) netto (*NPV – Net Present Value*)
- wewnętrzna stopa zwrotu (*IRR – Internal Rate of Return*)
- prosty i zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych (*SPBP i DPBP – Simple Pay Back Period i Discounted Pay Back Period*)
- próg rentowności (*BEP – Break Even Point*).

Wyliczając wartości powyższych wskaźników stosuje się rachunek dyskonta, rachunek uwzględniający zmianę wartości pieniądza w czasie. Wyliczając i porównując bowiem różne wielkości, należy mieć wspólny mianownik, wspólny poziom odniesienia. Rachunek dyskonta pozwala na porównywanie pieniędzy z różnych okresów czasu, sprowadzając ich wartość do tej samej chwili. Inaczej mówiąc, rachunek dyskonta daje możliwość przeliczania wartości pieniędzy z jednego okresu czasu na każdy inny dowolny okres.

Jak już zaznaczono, w warunkach gospodarki rynkowej należy przeprowadzać ponadto analizę wrażliwości wymienionych wielkości ekonomicznych *NPV*, *IRR*, *SPBP*, *DPBP* oraz *BEP* celem oceny zmian ich wartości w funkcji zmian parametrów mających na nie wpływ.

1.2.1. Wartość zaktualizowana netto NPV

Wartość zaktualizowana netto *NPV* (wzór (1.14)) jest w istocie rzeczy łącznym przewidywanym zyskiem ekonomicznym, jaki osiągnie inwestor dzięki zainwestowaniu kapitału, własnego lub pochodzącego z kredytu, w całym okresie eksploatacji przedsięwzięcia inwestycyjnego. Jest to wartość otrzymana przez zsumowanie – oddzielnie dla każdego roku – różnic między przychodami i wydatkami pieniężnymi w okresie obliczeniowym dla danej stopy procentowej, zdyskontowanych do roku zerowego (precyzyjnie mówiąc na moment, w którym jest przewidziane rozpoczęcie eksploatacji inwestycji; $t = 0$) i wyrażony w jednostkach pieniężnych roku zerowego.



Rys. 1.2. Diagram czasowy realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego

Dodatnia wartość *NPV* oznacza, że stopa rentowności (zysku) przedsięwzięcia *IRR* (wzór (1.35)) jest wyższa od stopy minimalnej wyznaczonej na poziomie stopy dyskonta r (oprocentowania kapitału inwestycyjnego), $IRR > r$. Wówczas przedsięwzięcie inwestycyjne jest opłacalne. Uzyskane wpływy przewyższają raty zwrotu kapitału wraz z jego oprocentowaniem. Zainwestowany kapitał zapewnia tym samym uzyskanie większego zysku w porównaniu z zyskiem, jaki zostałby osiągnięty przy lokowaniu tego kapitału na rynku kapitałowym.

Jeżeli *NPV* = 0, oznacza to, że rentowność przedsięwzięcia jest równa stopie dyskonta, $IRR = r$.

Ujemna wartość *NPV* oznacza, że przedsięwzięcie nie zapewnia rentowności na poziomie stopy dyskonta ($IRR < r$), a zatem jest nieopłacalne.

NPV jest podstawową wielkością (kryterium ekonomicznym), która służy do wyboru optymalnego (pod względem ekonomicznym) wariantu projektowanego procesu. Wybór wariantu optymalnego powinien być dokonywany

przy $NPV \rightarrow \max$. Wielkościami podlegającymi optymalizacji (zmiennymi decyzyjnymi) przy tym wyborze, dla danego wariantu, są: znamionowa wydajność urządzeń, ich parametry konstrukcyjne, struktura połączeń urządzeń, parametry eksploatacyjne procesu (np. ciśnienia, temperatury) itd. Jeśli by nie brać pod uwagę czasu N i związanego z jego wydłużaniem zwiększania się – nawet w stabilnych, demokratycznych gospodarkach – trudnego do zalgorytmizowania ryzyka niepowodzenia realizacji przedsięwzięcia inwestycyjnego, to kryterium $NPV \rightarrow \max$ byłoby kryterium uniwersalnym, najbardziej obiektywnym, pozbawionym wówczas, co istotne, wszelkiego relatywizmu. Oczywiście jest bowiem, że z ekonomicznego punktu widzenia najlepiej jest, gdy w danej chwili, wartość NPV jest jak największa, $NPV = NPV_{\max}$. Wartość NPV jest przecież wyliczana – nawet przy różnych czasach N – dla tej samej chwili, i nie ma żadnego znaczenia w jakim czasie N zysk NPV zostałby osiągnięty. W sytuacji jednak, gdy wybór wariantu optymalnego odbywałby się spośród wariantów różniących się trwałością, a więc różniących się czasem eksploatacji N , różniących się ponadto technologicznie i technicznie, a tym samym i nakładami inwestycyjnymi, również w sytuacji ograniczonej dostępności do kapitału inwestycyjnego, można posługiwać się innymi wskaźnikami oceny efektywności ekonomicznej inwestycji, na przykład średnim zdyskontowanym zyskiem rocznym $Z = NPV/N$.

Wielkość NPV (jak już zaznaczono zgodnie z umową wyliczana na moment rozpoczęcia eksploatacji $t = 0$; rys. 1.2) jest zdefiniowana wzorem

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1+r)^t} - J_0 - \frac{L_N}{(1+r)^N}, \quad (1.14)$$

gdzie:

CF_t – przepływy pieniężne (Cash Flow) w kolejnych latach, będące różnicą między przychodami ze sprzedaży produktów (ciepła i energii elektrycznej) i wydatkami (kosztami eksploatacji i przyrostami nakładów kapitałowych, obsługą finansową kredytów, podatkiem dochodowym od zysku brutto, oczywiście bez kosztów amortyzacji, nie są one bowiem wydatkiem). Amortyzacja we wzorze (1.14) to J_0 .

J_0 – wydatki (nakłady inwestycyjne) poniesione w okresie trwania budowy elektrowni lub elektrociepłowni, zdyskontowane na chwilę rozpoczęcia jej eksploatacji ($t = 0$), przy czym

$$J_0 = \sum_{t=-b}^{t=-1} \frac{J_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=-b}^{t=-1} J_t (1+r)^{|t|} = zJ, \quad (1.15)$$

gdzie:

b – oznacza wyrażony w latach okres trwania budowy,

J – całkowite nakłady inwestycyjne,

J_t – nakłady inwestycyjne poniesione w kolejnym roku t trwania budowy,

$$\sum_{t=-b}^{t=-1} J_t = J,$$

L_N – wartość likwidacyjna przedsięwzięcia inwestycyjnego po opodatkowaniu (człon ten występuje tylko w ostatnim roku eksploatacji),

N – kalkulacyjny okres eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni wyrażony w latach,

r – stopa dyskonta (stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego pozwala uwzględnić zmianę wartości pieniądza w czasie),

t – kolejny numer roku budowy (w okresie budowy $t < 0$) i eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,

z – współczynnik dyskontujący (współczynnik zamrożenia) kapitał inwestycyjny J na moment zakończenia budowy bloku gazowo-parowego, $z > 1$; współczynnik ten uwzględnia niepożądany wpływ zamrożenia nakładów inwestycyjnych w trakcie trwania budowy, nie przynoszą one bowiem w tym czasie zysków.

W przypadku zmiany w kolejnych latach stopy dyskonta, we wzorach (1.14), (1.15) należy za współczynnik dyskontujący $1/(1+r)^t$ podstawić wielkość $1/\prod_{i=1}^t (1+r_i)$.

Z rachunku dyskonta, wzór (1.15), przy stałej stopie r i w przypadku gdy nakłady inwestycyjne J są rozłożone równomiernie w czasie trwania budowy, $J_t = \Delta J = J/b$, oraz gdy dodatkowo są one skupione na początku każdego kolejnego roku budowy – wzór na współczynnik zamrożenia przybiera postać

$$z = \frac{[(1+r)^b - 1](1+r)}{br}. \quad (1.16)$$

We wzorze (1.14) ostatni składnik po prawej stronie często można pominąć, z uwagi na jego małą wartość. W dalszych rozważaniach nie uwzględniono również kapitału obrotowego na tworzenie zapasu środków obrotowych (w głównej mierze na zakup paliwa, chemikaliów, części remontowych). W obliczeniach szczegółowych może on być jednak wprowadzony do przepływów pieniężnych CF_t jako dodatkowy składnik. W przypadku kredytowania

inwestycji należy również uwzględnić koszty obsługi finansowej kredytu (opłat za jego pozyskanie). Zakładając ponadto, że w trakcie trwania eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni nie są ponoszone dodatkowe nakłady kapitałowe, oraz że moc elektrowni lub elektrociepłowni od momentu rozpoczęcia jej eksploatacji ma wartość znamionową, przepływy pieniężne w kolejnych latach eksploatacji mają stałą wartość ($CF_t = \text{const}$) i można oznaczyć je jako CF_R . Uwzględniając powyższe uwagi, rachunek dyskonta na moment rozpoczęcia eksploatacji ($t = 0$) prowadzi do zależności

$$NPV = CF_R \sum_{t=1}^N \frac{1}{(1+r)^t} - zJ = \frac{CF_R - z\rho J}{\rho}, \quad (1.17)$$

gdzie w rocznej stopie $z\rho$ obsługi (zwrotu kapitału inwestycyjnego i corocznych od niego odsetek) wielkość zdyskontowanej rocznej stopy amortyzacji ρ wyraża się wzorem

$$\rho = s + r, \quad (1.18)$$

przy czym tzw. rata amortyzacji sJ_0 – która co roku jest odkładana na procent r w celu uzyskania zwrotu nakładów inwestycyjnych J_0 po zakończeniu eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni – jest obliczana następująco

$$\sum_{t=1}^N sJ_0(1+r)^{N-t} = J_0 \quad (1.19)$$

skąd stopa amortyzacji s równa się

$$s = \frac{r}{(1+r)^N - 1}, \quad (1.20)$$

i zachodzi wówczas oczywiście zależność

$$\sum_{t=1}^N \rho J_0(1+r)^{N-t} = J_0(1+r)^N. \quad (1.21)$$

Jak wyżej zaznaczono, średnia roczna stopa ρ zwrotu zdyskontowanego kapitału inwestycyjnego zJ (rzeczywistych nakładów poniesionych w trakcie realizacji inwestycji, uwzględniających bowiem odsetki, jakie przyniosłby kapitał J w okresie budowy, gdyby był ulokowany na koncie w banku o stopie oprocentowania r), uwzględnia coroczne od niego odsetki w kalkulacyjnym

okresie eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni N , gdyż oprócz spłaty nakładów zJ należy spłacać jego oprocentowanie.

Jeśli we wzorze (1.17) przepływy pieniężne CF_R nie uwzględniają podatku od zysku, wówczas NPV wyraża łączny przewidywany zysk brutto dyskontowany na chwilę rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni, $t = 0$.

Stosując rachunek dyskonta można również obliczyć łączny przewidywany zysk FV (*Future Value*) obejmujący cały okres eksploatacji, zdyskontowany na koniec roku zakończenia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni

$$FV = CF_R \sum_{t=1}^N (1+r)^{N-t} - zJ(1+r)^N = NPV(1+r)^N. \quad (1.22)$$

W warunkach inflacji stopę dyskonta r (pozbawioną już wpływu inflacji) należy wyznaczać z zależności

$$r = \frac{r_k - i}{1+i}. \quad (1.23)$$

Wartość ta wynika np. z waloryzacji przepływów pieniężnych CF_R

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_R (1+i)^t}{(1+r_k)^t} = \sum_{t=1}^N \frac{CF_R}{(1+r)^t}, \quad (1.24)$$

gdzie:

i – średnia stopa inflacji w rozpatrywanym okresie czasu N ,

r_k – średnia stopa oprocentowania kredytu lub środków własnych w rozpatrywanym okresie czasu N .

Stopa dyskonta r_k w przypadku finansowania inwestycji ze środków kredytowanych ($J_0 = J_{kre}$) jest równa stopie oprocentowania kredytu r_{kre} . Najczęstszym źródłem finansowania są banki komercyjne. Ryzyko inwestycji ponoszą wówczas osoby lokujące swoje oszczędności w banku(-ach) będącym(-i) kredytodawcą. Gdy nakłady inwestycyjne pochodzą natomiast ze środków własnych inwestora ($J_0 = J_{wt}$), wówczas z uwagi na ryzyko inwestowania stopę dyskonta należy przyjmować na poziomie wyższym od stopy oprocentowania kredytu (co zmniejsza efektywność ekonomiczną inwestycji) – pieniądze własne są bowiem zawsze droższe. Przyjęcie wówczas stopy dyskonta tylko na poziomie stóp lokat bankowych lub stopy zysku na przykład z obligacji byłoby błędem, gdyż takie stopy zysku inwestor osiągnie właśnie na rynku kapitałowym prawie bez ponoszenia ryzyka (upadłość banku, a zwłaszcza Państwa obarczone są małym ryzykiem; znacznie większe ryzyko

niesie rynek akcji). Ryzyko niesie natomiast z sobą inwestycja i powinno być ono zrekomensowane (kapitał własny w razie bankructwa firmy jest zawsze zaspokajany z masy upadłościowej jako ostatni).

W przypadku, gdy inwestycja finansowana jest z kredytu bankowego i środków własnych, stopa dyskonta r_k powinna być wyznaczana jako średnia ważona w zależności od udziałów poszczególnych środków finansowych w całości nakładów inwestycyjnych

$$r_k = r_{kre} \frac{J_{kre}}{J_0} + r_{wl} \frac{J_{wl}}{J_0}, \quad (1.25)$$

przy czym $J_0 = J_{kre} + J_{wl}$.

W praktyce inwestorzy przy stopie kredytowej równej $r_{kre} = 3,5\%$ przyjmują wartość stopy r_{wl} często na poziomie aż 16% , co przy wartości udziału środków własnych w całkowitych nakładach inwestycyjnych równej najczęściej $J_{wl}/J_0 = 15 \div 20\%$ daje stopę dyskonta na poziomie $r_k = 5,4 \div 6\%$.

Roczne przepływy pieniężne określa wzór

$$CF_R = S_R - K_e, \quad (1.26)$$

przy czym roczne przychody S_R w przypadku elektrociepłowni obejmują przychody ze sprzedaży kolejno ciepła i energii elektrycznej, tj.

$$S_R = Q_R e_c + E_{el,R}^{EC} e_{el}, \quad (1.27)$$

gdzie:

e_c, e_{el} – jednostkowe ceny ciepła i energii elektrycznej,
 $Q_R, E_{el,R}^{EC}$ – roczna produkcja netto ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni.

W przypadku elektrowni przychody S_R osiągnane są tylko ze sprzedaży energii elektrycznej i we wzorze (1.27) należy tym samym za Q_R podstawić wartość zero.

Roczne koszty eksploatacji K_e elektrowni i elektrociepłowni obejmują: koszt paliwa oraz koszt energii elektrycznej zużywanej na potrzeby własne K_E , koszt wody uzupełniającej K_{wu} , koszt płac K_{pr} , koszt konserwacji i remontów K_{rem} , koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych K_m , koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska (m.in. opłaty za emisję spalin do atmosfery, odprowadzanie ścieków, składowanie odpadów itp.) $K_{śr}$ czyli

$$K_e = K_E + K_{wu} + K_p + K_{rem} + K_m + K_{\dot{s}r}. \quad (1.28)$$

Wielkość $CF_R - z\rho J = S_R - K_e - z\rho J$ we wzorze (1.17) przedstawia średni roczny zysk brutto

$$Z_R = S_R - K_e - z\rho J. \quad (1.29)$$

Różnica między przychodami i wydatkami pieniężnymi $CF_R = S_R - K_e$ (zwana również rocznym zyskiem operacyjnym) powinna więc co najmniej pokryć koszty amortyzacji (amortyzacja, jak już zaznaczono, nie jest wydatkiem, a jest odpisem środków finansowych z przepływów CF_R mającym zwrócić poniesione nakłady inwestycyjne), i odsetki od kapitału inwestycyjnego $z\rho J$. Inwestycja jest tym bardziej opłacalna, im roczny zysk Z_R jest większy. W przypadku gdy $Z_R = 0$, wówczas po N latach eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni zostaną odzyskane tylko poniesione nakłady inwestycyjne łącznie z odsetkami wyliczonymi na podstawie stopy dyskonta dla całego okresu obliczeniowego (budowy i eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni), równego sumie $b+N$ lat. W przypadku $Z_R < 0$ inwestor poniesie straty.

W sytuacji równych rocznych zysków, przy optymalizacji ekonomicznej rozpatrywanego wariantu projektowanego procesu, kryterium $Z_R \rightarrow \max$ jest równoważne kryterium $NPV \rightarrow \max$.

Wzór (1.29) w przypadku elektrociepłowni można przedstawić w postaci

$$Z_R = Q_R(e_c - k_c), \quad (1.30)$$

w przypadku elektrowni natomiast

$$Z_R = E_{el,R}(e_{el} - k_{el}), \quad (1.31)$$

gdzie: $E_{el,R}$ – roczna produkcja netto energii elektrycznej w elektrowni, przy czym jednostkowy koszt wytwarzania w elektrociepłowni ciepła równa się

$$k_c = \frac{K_e + Jz\rho - E_{el,R}^{EC} e_{el}}{Q_R}, \quad (1.32)$$

natomiast jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem

$$k_{el} = \frac{K_e + Jz\rho}{E_{el,R}}. \quad (1.33)$$

Suma $K_e + Jz\rho$ we wzorach (1.32) i (1.33) oznacza całkowite roczne koszty K_R działania elektrociepłowni lub elektrowni, sumę kosztów eksploatacji (operacyjnych) i kapitałowych produkcji w nich ciepła i energii elektrycznej: $K_R = K_e + Jz\rho$. Licznik we wzorze (1.32) oznacza natomiast roczne koszty K_{Rc} produkcji ciepła w elektrociepłowni

$$K_{Rc} = K_e + Jz\rho - E_{el,R}^{EC} e_{el}, \quad (1.34)$$

przy czym składnik $E_{el,R}^{EC} e_{el}$ oznacza koszt uniknięty produkcji w niej ciepła. Z analizy wzorów od (1.30) do (1.34) wynika, że w przypadku elektrociepłowni kryterium $K_{Rc} \rightarrow \min$, a w przypadku elektrowni kryterium $K_R \rightarrow \min$, jest równoważne kryterium $Z_R \rightarrow \max$.

Im cena energii elektrycznej e_{el} jest większa, tym mniejszy jest koszt wytwarzania ciepła k_c w elektrociepłowni i tym większy jest zysk NPV przy danej cenie ciepła e_c .

Wartość NPV – wzory (1.14) i (1.17) – w zasadzie należy obliczać dla przepływu CF_R netto, tzn. z uwzględnieniem podatku od zysku (wzór (1.41)).

W sytuacji gdy analiza przepływów pieniężnych dotyczy działalności gospodarczej prowadzonej przez płatników podatku VAT, wówczas przy obliczaniu wszystkich składników kosztów nie należy uwzględniać tego podatku. Natomiast w przypadku, gdy przeprowadzamy analizę efektywności ekonomicznej przedsięwzięcia prowadzonego przez osobę fizyczną nie będącą płatnikiem podatku VAT, to w kosztach prowadzenia działalności gospodarczej należy uwzględnić wszystkie ich składniki, a więc i podatek VAT.

1.2.2. Wewnętrzna stopa zwrotu IRR

Wewnętrzna stopa zwrotu określa stopę rentowności danego przedsięwzięcia inwestycyjnego. IRR jest to oprocentowanie, jakie przynosi zainwestowany kapitał. Wyznacza tym samym maksymalną stopę procentową kredytu, jaką można przyjąć, aby odzyskać zainwestowane środki, tj. graniczną stopę procentową, przy której inwestycja jest jeszcze opłacalna. Inwestycja jest tym bardziej opłacalna, im wyższa wypada dla niej wartość IRR . Gdy jest ona niższa od stopy dyskonta, lecz większa od 0, oznacza, że przedsięwzięcie jest opłacalne, lecz poniżej korzyści z lokat w banku.

IRR wyznacza się ze wzoru (1.14) przy założeniu, że inwestycja nie przynosi zysku, przychody są równe kosztom, $NPV = 0$ (podatek dochodowy P , wzór (1.41), jest zatem równy zero)

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1 + IRR)^t} = J_0 \cdot \quad (1.35)$$

We wzorze (1.35) założono, że wartość likwidacyjna L_N jest pomijalnie mała. Wielkość J_0 (wzór (1.15)) we wzorze (1.35) jest również funkcją IRR . Dla $CF_t = CF_R = \text{const}$ można zapisać

$$CF_R = [z\rho]_{IRR} J = [Z_R]_r + [z\rho]_r J, \quad (1.36)$$

przy czym zapis np. $[Z_R]_r$ oznacza, że wartość Z_R otrzymano przy stopie dyskonta równej r .

Jak już zaznaczono, wartość IRR (stopa zysku) powinna być większa od stopy dyskonta r . Wartość IRR z (1.35) wyznacza się metodą kolejnych przybliżeń.

Stopa IRR jest jedna dla inwestycji i taka sama dla wszystkich środków inwestycyjnych, niezależnie od tego z jakiego źródła pochodzą, czy są to środki kredytowane, własne czy np. pochodzące z leasingu kapitałowego. Nie istnieją zatem różne wewnętrzne stopy zwrotu inwestycji IRR_{kre} , IRR_{wl} , IRR_0 , jakie przynosiłyby kolejno kapitał J_{kre} pochodzący z kredytu bankowego, z kapitału własnego J_{wl} czy w końcu z kapitału całkowitego $J_0 = J_{kre} + J_{wl}$. Stopy te są tożsame: $IRR_{kre} \equiv IRR_{wl} \equiv IRR_0 \equiv IRR$. Żądanie przez Inwestora, aby oprocentowanie r_{wl} (wzór (1.25)), jakie przynosiłby mu zainwestowany kapitał własny, było znacznie wyższe od stopy środków kredytowanych $r_{wl} \gg r_{kre}$ i wynosiło np. $r_{wl} = IRR_{wl} = 16\%$, jest identyczne z żądaniem, aby oprocentowanie IRR , jakie przynosiłby zainwestowany całkowity kapitał $J_0 = J_{kre} + J_{wl}$, również było równe 16%. Łatwo to wykazać podstawiając do równania definicyjnego wewnętrznej stopy zwrotu (1.35) za całkowity zysk operacyjny CF_t jego część równą $xCF_t = x(S_R - K_e)$, jaka jest wówczas przypisana nakładom własnym J_{wl} , a za całkowite nakłady J_0 środki własne J_{wl}

$$\sum_{t=1}^N \frac{xCF_t}{(1 + IRR_{wl})^t} = J_{wl} \cdot \quad (1.37)$$

Współczynnik proporcjonalności x jest równy oczywiście udziałowi środków inwestycyjnych własnych w całkowitych nakładach inwestycyjnych: $x = J_{wl} / J_0$ ($x \in (0;1)$) i podstawiając go do (1.37) otrzymuje się równanie

$$\sum_{t=1}^N \frac{CF_t}{(1 + IRR_{wl})^t} = J_0, \quad (1.38)$$

z którego wynika, że $IRR_{wl} = IRR$, jako że wartość IRR wyliczana jest zgodnie z definicją z zależności (1.35). Analogicznie się udowadnia, że $IRR_{kre} = IRR$ itd., a zatem $IRR_{kre} \equiv IRR_{wl} \equiv IRR_0 \equiv IRR$.

1.2.3. Prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych SPBP

Prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *SPBP* jest to czas, w którym zostaną odzyskane wydatki inwestycyjne J_0 . „Kwoty odzyskane” są rozróżniane jako zysk (dochód) powiększony o amortyzację i koszty finansowe (odsetki od poniesionych nakładów). Wskaźnik ten nie informuje o efektywności nakładów inwestycyjnych, ale o ich płynności, nie uwzględnia też czasowej wartości pieniądza, tzn. przepływy pieniężne z kolejnych lat eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni nie są dyskontowane, lecz traktowane jako równowarte.

Prosty okres zwrotu wyliczany jest ze wzoru

$$\sum_{t=1}^{SPBP} CF_t = J_0, \quad (1.39)$$

i stąd dla $CF_t = CF_R = \text{const}$

$$SPBP = \frac{J_0}{CF_R} = \frac{J_0}{Z_R + z\rho J}, \quad (1.40)$$

gdzie przepływ $CF_R = Z_R + z\rho J$, wzór (1.26), jest przepływem brutto. Jak już zaznaczono, we wzorze (1.39) nie są uwzględnione „czasowe” wartości przepływów CF_R w kolejnych latach eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni lub elektrowni, z uwagi na różny czas ich generowania. W przybliżeniu prosty okres zwrotu można wyliczać jako odwrotność wewnętrznej stopy zwrotu, $SPBP \cong 1/IRR$.

W zasadzie *SPBP*, tak jak wartość *NPV* (ale nie *IRR*, które zgodnie z definicją jest wyliczane przy założeniu, że nie jest osiągany zysk, a więc podatek

dochodowy jest równy zero; w pewnych sytuacjach *IRR* może być jednak wyliczane dla przepływów netto, por. wzory (2.2) i (3.27)), należy obliczać dla przepływu pieniężnego netto. Przy stopie podatku dochodowego od zysku brutto Z_R równej p , wartość średniego rocznego zysku netto wynosi $D_R = (1-p)Z_R$ i przepływ netto równa się

$$CF_{R_{netto}} = S_R - K_e - P = D_R + z\rho J \quad (1.41)$$

gdzie: P – podatek dochodowy.

Zdyskontowana łączna wartość zysku netto wynosi wówczas (por. wzory (1.51), (1.61))

$$\begin{aligned} NPV_{netto}^{\max} &= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \rho J_o)p}{(1+r)^t} - J_o = \\ &= \frac{(S_R - K_e)(1-p) - J_o\rho(1-p)}{\rho} = \frac{D_R}{\rho}. \end{aligned} \quad (1.42)$$

Jest to maksymalna wartość całkowitego zysku netto przeliczonego na moment rozpoczęcia eksploatacji ($t = 0$; rys. 1.2), gdyż z uwagi, że odsetki od kapitału inwestycyjnego J_o są uwzględniane w amortyzacji, czyli są traktowane jako koszt uzyskania przychodu, a nie jako wydatek (tzw. rata amortyzacji oprocentowanej ρJ_o), więc tym samym zmniejszają podatek dochodowy i maksymalizują $CF_{R_{netto}}$. Sumując, w rocznych przepływach $CF_{R_{netto}}$ nie są ponoszone poza wydatkami (będącymi równocześnie oczywiście kosztami) eksploatacyjnymi K_e i podatkiem $P = (S_R - K_e - \rho J_o)p$ żadne dodatkowe wydatki, na przykład w postaci odsetek od kredytu.

1.2.4. Zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *DPBP*

Zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych *DPBP* jest to czas, w którym zdyskontowane przepływy pieniężne zrównają się ze zdyskontowanymi nakładami inwestycyjnymi J_o (zwróć J_o).

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 rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni). W ustabilizowanych warunkach gospodarczych (ustabilizowanym pieniądzu) wielkość ta służy do określenia okresu spłaty kredytu zaciągniętego na inwestycję.

Na podstawie wzoru (1.14) – przy założeniu $L_N/(1+r)^N \cong 0$ – $DPBP$ wynika z warunku $NPV = 0$, czyli

$$\sum_{t=1}^{DPBP} \frac{CF_t}{(1+r)^t} = J_0. \quad (1.43)$$

Obliczenie wartości $DPBP$ wymaga metody kolejnych przybliżeń. W przypadku gdy $CF_t = CF_R = \text{const}$ – ze wzoru (1.43) otrzymuje się

$$DPBP = \frac{\ln \frac{CF_R}{CF_R - Jzr}}{\ln(1+r)}. \quad (1.44)$$

Również czas $DPBP$ należy w zasadzie obliczać dla przepływu CF_R netto, tzn. z uwzględnieniem podatku od zysku, wzór (1.41).

W przypadku modernizacji istniejącej elektrociepłowni lub elektrowni, gdy w jej wyniku następuje przyrost zysku brutto z ich pracy o wartość ΔZ_R , to czas zwrotu poniesionych na modernizację nakładów inwestycyjnych J^{mod} łącznie z odsetkami, jakie by w tym czasie przyniósł zainwestowany kapitał, wynosi

$$DPBP^{\text{mod}} = \frac{\ln \frac{\Delta Z_R (1-p) + z\rho J^{\text{mod}}}{\Delta Z_R (1-p) + zsJ^{\text{mod}}}}{\ln(1+r)}, \quad (1.45)$$

a sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto osiąganego w wyniku tej inwestycji modernizacyjnej wyraża się wzorem

$$\Delta NPV^{\text{mod}} = \frac{\Delta Z_R (1-p)}{\rho}. \quad (1.46)$$

1.2.5. Próg rentowności BEP

Próg rentowności jest definiowany dla sytuacji, gdy przychody ze sprzedaży wytwarzanych produktów (ciepła i energii elektrycznej) zrównują się z całkowitymi kosztami ich wytwarzania (kosztami eksploatacji i kosztami kapitałowymi). Nie osiąga się wówczas zysku, ale i nie ponosi strat, $Z_R = 0$.

Z warunku $Z_R = 0$ czyli $S_R = K_e + z\rho J$, można wyznaczyć np. dla danych cen e_c , e_{el} , stopy r oraz wielkości produkcji Q_R i $E_{el,R}$ progową cenę paliwa spalane go w elektrociepłowni i w elektrowni.

Na przykład IRR jest progową wartością stopy dyskonta.

Można wyznaczyć próg rentowności wykorzystania zdolności produkcyjnych. Próg rentowności produkcji ciepła w elektrociepłowni wyraża się wzorem

$$BEP_Q = \frac{k_c}{e_c}, \quad (1.47)$$

natomiast próg rentowności produkcji energii elektrycznej w elektrowni wyraża się równaniem

$$BEP_{E_{el,R}} = \frac{k_{el}}{e_{el}}. \quad (1.48)$$

Próg rentowności BEP_Q wyznaczono przy założeniu, że wyprodukowana w elektrociepłowni energia elektryczna jest całkowicie sprzedawana po cenie e_{el} (próg rentowności produkcji energii elektrycznej w elektrociepłowni wynosi $BEP_{E_{el,R}} = 100\%$). Wartość progu rentowności wykorzystania zdolności produkcyjnych powyżej 100% oznacza, że przedsięwzięcie jest nieopłacalne.

1.3. Amortyzacja

Amortyzacja to zbieranie (wycofywanie rocznymi ratami z zysku operacyjnego $S_R - K_e$ zainwestowanego kapitału) w trakcie eksploatacji np. elektrociepłowni środków finansowych w celu zwrotu nakładów J_0 po zakończeniu jej eksploatacji. Oczywiście jest bowiem, że inwestor po zakończeniu eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni powinien odzyskać zainwestowany kapitał J_0 i to łącznie z odsetkami, jakie uzyskałby z jego lokaty na rynku kapitałowym. Gdyby bowiem nie inwestował, ulokowany np. na koncie bankowym kapitał J_0 przynosiłby mu zysk w postaci odsetek. Nie ponosiłby przy tym, poza możliwością upadłości banku, żadnego ryzyka. Zysk NPV jest dodatkowym („ponad” kapitał J_0 i odsetki od niego) wynagrodzeniem inwestora za pracę, za podjęcie ryzyka inwestycyjnego, ryzyka prowadzenia działalności gospodarczej, za tworzenie miejsc pracy dla ludzi nieaktywnych czy najczęściej nie potrafiących również tego robić.

Roczna rata amortyzacji A_t to iloczyn rocznej stopy (stawki) amortyzacji i wartości początkowej urządzenia. Przepisy oraz stawki amortyzacyjne podane są w Rozporządzeniu Ministra Finansów z 20 I 1995 r. (DzU nr 7/1995). Rozporządzenie przyjmuje jako obowiązującą tzw. amortyzację liniową. Pomijając wartość likwidacyjną L_N wówczas

$$\sum_{t=1}^N A_t = NA = J_0. \quad (1.49)$$

Dla elektrowni i elektrociepłowni, jako obiektów, roczna stopa amortyzacji liniowej wynosi $5 \div 6\%$, co daje $N \cong 17 \div 20$ -letni okres amortyzacji, będący równocześnie normatywnym okresem eksploatacji obiektu.

Amortyzacja liniowa nie uwzględnia zmiany wartości pieniądza w czasie, nie uwzględnia odsetek, jakie by przyniósł kapitał J_0 w okresie N lat. Dyskontując raty amortyzacji liniowej równe $A = J_0/N$ na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni ($t = 0$, rys. 1.2) otrzymuje się, że liniowe odpisy amortyzacyjne zwracają *de facto* jedynie część kapitału J_0

$$\sum_{t=1}^N \frac{J_0/N}{(1+r)^t} = J_0 \frac{(1+r)^N - 1}{Nr(1+r)^N} = \frac{J_0}{\rho N} \ll J_0. \quad (1.50)$$

Na przykład dla stopy dyskonta $r = 8\%$ i okresu amortyzacji $N = 20$ lat (im okres amortyzacji jest dłuższy, tym jest bardziej niekorzystny dla inwestora; korzyści wówczas uzyskuje wyłącznie Skarb Państwa, co może powodować niechęć inwestorów do inwestowania), wartość czynnika $[(1+r)^N - 1]/[Nr(1+r)^N]$ we wzorze (1.50) wynosi zaledwie 0,49. Coroczne odpisy amortyzacyjne $A = J_0/N$ zwracają więc zaledwie niecałą połowę poniesionych nakładów inwestycyjnych J_0 . Inwestowanie środków własnych jest tym samym całkowicie nieuzasadnione ekonomicznie. W praktyce jednak inwestycje muszą być częściowo finansowane ze środków własnych inwestora i to w tym większym stopniu, im bardziej w ocenie banku(-ów) przedsięwzięcie jest ryzykowne.

Wartość zaktualizowana netto przy amortyzacji liniowej wynosi

$$\begin{aligned}
 NPV_{netto} &= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_0}{N})p}{(1+r)^t} - J_0 = \\
 &= \frac{(S_R - K_e)(1-p) - J_0(\rho - \frac{p}{N})}{\rho}
 \end{aligned} \tag{1.51}$$

i jest mniejsza od wartości maksymalnej NPV_{netto}^{\max} wyrażonej wzorem (1.42) o wartość zapłaconego podatku dochodowego od różnicy wartości amortyzacji oprocentowanej J_0 , wzór (1.53), i amortyzacji liniowej $J_0/(\rho N)$, wzór (1.50)

$$NPV_{netto}^{\max} - NPV_{netto} = p \left[J_0 - \frac{J_0}{\rho N} \right] \cong p \frac{J_0}{2}. \tag{1.52}$$

Wartość rocznej stopy amortyzacji κ gwarantującej zwrot nakładów J_0 łącznie z odsetkami należy obliczać z równania

$$\sum_{t=1}^N \frac{\kappa J_0}{(1+r)^t} = J_0, \tag{1.53}$$

lub z zależności

$$\sum_{t=1}^N \kappa J_0 (1+r)^{N-t} = J_0 (1+r)^N \tag{1.54}$$

skąd zdyskontowana stopa κ wynosi

$$\kappa = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}. \tag{1.55}$$

Jak wynika z porównania wzoru (1.55) ze wzorami (1.18) i (1.20), κ jest tożsame z ρ . Roczna stopa $\kappa \equiv \rho$ (stopa tzw. amortyzacji oprocentowanej) jest np. dla $r = 8\%$ i $N = 20$ lat ok. dwukrotnie większa od stopy liniowej $1/N$ (wzór (1.49)), $\rho \cong 2/N$. W USA od roku 1987 stosowana jest amortyzacja przyśpieszona DDB (Double Declining Balance). Dla obiektów o normatywnym okresie amortyzacji 5, 7 i 10 lat stosuje się podwójną roczną stopę liniową, a dla obiektów o normatywnym okresie amortyzacji 15 i 20 lat półtorakrotną roczną stopę liniową (przy wartości likwidacyjnej $L_N = 0$) [12].

Stosowanie tzw. amortyzacji progresywnej, gdzie roczne raty (odpisy) amortyzacyjne A_t są najmniejsze w początkowych latach eksploatacji i zwiększane w kolejnych latach, powoduje wolne wycofywanie zainwestowanego kapitału i największe na nim straty ekonomiczne dla inwestora – największe utracone odsetki i największy podatek dochodowy. Wartość pieniądza, jak już zaznaczono, jest bowiem tym mniejsza, im czas jego generowania jest odleglejszy od chwili rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni. Amortyzacja taka jest korzystna wyłącznie dla Skarbu Państwa. Gdy roczne raty amortyzacyjne w kolejnych latach $t = 1 \div N$ rosną np. w postępie geometrycznym o ilorazie $(1+r)$, $A_t = J_0 s(1+r)^{t-1}$, i zwracają nakłady J_0 w okresie N lat

$$\sum_{t=1}^N J_0 s(1+r)^{t-1} = J_0, \quad (1.56)$$

przy czym stała wartość s w progresywnej stopie amortyzacji $s(1+r)^{t-1}$ wyraża się wzorem (1.20): $s = r/[(1+r)^N - 1]$, to po zdyskontowaniu tych rat na moment $t = 0$ (rys. 1.2) otrzymuje się, że amortyzacja progresywna zwraca mniejszą część kapitału J_0 niż ma to miejsce w amortyzacji liniowej

$$\sum_{t=1}^N \frac{J_0 s(1+r)^{t-1}}{(1+r)^t} = J_0 \frac{Nr}{(1+r)[(1+r)^N - 1]} \ll J_0. \quad (1.57)$$

Dla stopy dyskonta $r = 8\%$ i okresu amortyzacji $N = 20$ lat wartość czynnika $Nr/\{(1+r)[(1+r)^N - 1]\}$ we wzorze (1.57) wynosi zaledwie 0,40.

Korzystniejszą dla inwestora jest amortyzacja degresywna, a więc gdy coroczne raty amortyzacji są większe na początku okresu eksploatacji obiektu i mniejsze na jego końcu. Taka amortyzacja pozwala na szybsze wycofywanie zainwestowanego kapitału i tym samym przyniosłaby mniejsze straty inwestorowi w porównaniu z amortyzacją liniową, a tym bardziej progresywną. Gdy coroczne raty amortyzacyjne w kolejnych latach $t = 1 \div N$ malałyby np. w postępie geometrycznym o ilorazie $1/(1+r)$, $A_t = J_0 s(1+r)^{N-t}$, a więc stopy amortyzacji wynosiłyby $s(1+r)^{N-t}$ i po N latach zwracałyby nakłady J_0

$$\sum_{t=1}^N J_0 s(1+r)^{N-t} = J_0, \quad (1.58)$$

to po zdyskontowaniu tych rat na moment $t = 0$ (rys. 1.2) otrzymuje się, że amortyzacja degresywna zwraca większą część kapitału J_0 niż amortyzacja liniowa

$$\sum_{t=1}^N \frac{J_0 s (1+r)^{N-t}}{(1+r)^t} = J_0 \frac{r[(1+r)^{2N} - 1]}{(1+r)^N [(1+r)^N - 1][(1+r)^2 - 1]} \ll J_0. \quad (1.59)$$

Dla stopy dyskonta $r = 8\%$ i okresu amortyzacji $N = 20$ lat wartość czynnika $\left\{ \frac{r[(1+r)^{2N} - 1]}{(1+r)^N [(1+r)^N - 1][(1+r)^2 - 1]} \right\}$ we wzorze (1.59) wynosi 0,58.

Jak wynika z powyższych rozważań, jedynie amortyzacja oprocentowana (wzór (1.53)) zwraca całą wartość kapitału J_0 . Inwestor powinien mieć możliwość zwrotu całych poniesionych nakładów inwestycyjnych, łącznie z odsetkami, jakie by od tego kapitału uzyskał. Należy podkreślić, że zysk NPV powinien być wyłącznie wynagrodzeniem inwestora za podjęcie ryzyka inwestycyjnego, za tworzenie nowych miejsc pracy, a nie być dodatkowo źródłem odzyskiwania części poniesionych przez niego nakładów inwestycyjnych (wzory (1.51) i (1.52)).

1.4. Sposoby finansowania inwestycji

Sposób finansowania inwestycji ma wpływ na ostateczny wynik ekonomiczny, jaki zostanie osiągnięty w trakcie działania każdego przedsiębiorstwa (np. elektrociepłowni).

Można wyróżnić następujące sposoby finansowania inwestycji, angażując:

- środki własne
- kredyt długoterminowy komercyjny
- kredyt preferencyjny, np. ze środków EkoFunduszu
- leasing
- podmiot zewnętrzny IPP (Independent Power Producer)
- środki mieszane, łączące cechy powyższych sposobów.

W przypadku braku zdolności kredytowej inwestora jedną z możliwości finansowania jest leasing:

- a) kapitałowy – jest to w istocie bardzo drogi kredyt, w praktyce o stopie procentowej nawet ok. dwa razy większej niż w przypadku kredytu bankowego; jego wysokość jest poziomem bezpieczeństwa leasingodawcy
- b) operacyjny – jest to w istocie dzierżawa maszyn i urządzeń, dla których suma wszystkich rocznych rat dzierżawy (czynszu leasingowego), będących kosztem uzyskania przychodu, daje ok. półtorakrotnie większe oprocentowanie w stosunku do kredytu bankowego; stopa procentowa leasingu

operacyjnego jest niższa niż dla leasingu kapitałowego (finansowego), gdyż jest on bezpieczniejszy dla leasingodawcy, to leasingodawca jest właścicielem maszyn i urządzeń.

Paradoksalnie (po leasingu), najdroższą formą finansowania inwestycji jest jej finansowanie ze środków własnych – wzór (1.51).

Obok leasingu (w zależności od stopy oprocentowania kredytu, leasing operacyjny może być korzystniejszy od kredytowania inwestycji – wzór (1.61)), środki inwestycyjne można pozyskać „sprzedając” rynek ciepła i energii elektrycznej niezależnemu inwestorowi IPP. Jest to najbardziej niekorzystny wariant finansowania inwestycji, z uwagi na występującą wówczas konieczność dzielenia się zyskiem z IPP. Cenę sprzedaży rynku (podział zysku) należy wówczas wyliczyć według przyjętego kryterium jego wyceny (rozdział 2).

W przypadku kredytowania inwestycji banki ze względów bezpieczeństwa nie udzielają zazwyczaj kredytu w wysokości przekraczającej 80% (85) całkowitych nakładów inwestycyjnych. Żądają równocześnie zabezpieczenia kredytu, np. majątkiem własnym kredytobiorcy.

W przypadku finansowania inwestycji całkowicie ze środków kredytowanych lub za pomocą leasingu wartość rocznych rzeczywistych przepływów pieniężnych w kolejnych latach, uwzględniających wszystkie przychody i wszystkie ponoszone wydatki, w tym raty R_t spłaty kredytu lub leasingu kapitałowego, nie będące przecież kosztem uzyskania przychodu S_t (kosztem jest amortyzacja oraz będące jednocześnie wydatkiem raty czynszowe leasingu operacyjnego), wynosi

$$CF_{t\text{ netto}}^{\text{rzecz}} = S_t - K_{e,t} - F_t - R_t - (S_t - K_{e,t} - F_t - A_t)p_t > 0, \quad (1.60)$$

gdzie: F_t – odsetki (koszty finansowe lub czynszowe raty leasingowe leasingu operacyjnego) od środków inwestycyjnych kredytowanych w kolejnym roku obliczeniowym $t \in \langle 1; n_{kre} \rangle$, będące kosztem uzyskania przychodu,

$K_{e,t}$ – koszty eksploatacji, przy czym n_{kre} oznacza wyrażony w latach okres trwania kredytu (leasingu), $1 \leq n_{kre} \leq N$ (n_{kre} wynosi od 5 do 10 lat, choć równie częste są kredyty kilkunastoletnie).

W przypadku leasingu operacyjnego w wzorze (1.60) nie występuje amortyzacja, gdyż właścicielem urządzenia jest leasingodawca i amortyzacja jest jego kosztem. Wartość łącznego zysku netto przeliczonego na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni ($t = 0$), przy całkowitym finansowaniu inwestycji z kredytu, $J_0 = J_{kre}$, oraz przy założeniu stałości rocznych wielkości we wzorze (1.60) (oczywiście bez stałości malejących w kolejnych latach wartości odsetek F_t), wynosi

$$\begin{aligned}
NPV_{netto}^{rzecz} &= \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{S_R - K_e - F_t - R - (S_R - K_e - F_t - \frac{J_0}{N})p}{(1 + r_{kre})^t} + \\
&+ \sum_{t=n_{kre}+1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_0}{N})p}{(1 + r_{kre})^t} = \\
&= \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_0}{N})p}{(1 + r_{kre})^t} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1-p)}{(1 + r_{kre})^t}
\end{aligned} \tag{1.61}$$

przy czym

$$F_t = r_{kre} [J_0 - (t-1)R] \text{ dla } t = 1 \div n_{kre}, \tag{1.62}$$

gdzie rata R spłaty kredytu (leasingu kapitałowego) równa się

$$R = \frac{J_0}{n_{kre}}. \tag{1.63}$$

W liczniku wzoru (1.61) występują oczywiście odsetki od kredytu F_t , gdyż są one wydatkiem, i zmniejszają więc tym samym roczne wpływy pieniężne. Rachunek dyskonta (pomimo że z definicji sam jest przecież rachunkiem „odsetkowania”) przelicza tylko wpływy z konkretnych kolejnych lat – zgodnie z umową liczenia zysku netto, wzór (1.14) – na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni ($t = 0$), czyli „aktualizuje” ten zysk.

We wzorze (1.61) nie występuje składnik J_0 , gdyż zaciągnięte na realizację inwestycji środki J_0 występują w rocznych wydatkach w latach $1 \leq t \leq n_{kre}$ w wysokości rocznych rat R , i co roku rata R jest tym samym zwracana kredytodawcy (wzory (1.60) i (1.62)), co daje $\sum_{t=1}^{n_{kre}} R = J_0$ (czego nie zmienia fakt,

że we wzorze (1.61) na potrzeby przeliczenia zysku na moment rozpoczęcia eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni jest ona dyskontowana). Wartość

$\sum_{t=1}^{n_{kre}} [R + F_t(1-p)] / (1 + r_{kre})^t$ we wzorze (1.61) jest nieznacznie, o wartość podatku od odsetek od kredytu, mniejsza od wartości J_0 , i tym samym zysk NPV_{netto}^{rzecz} jest o tę wartość większy od zysku NPV_{netto} wyrażonego wzorem (1.51). Ponadto, jak już zaznaczono, stopa dyskonta we wzorze (1.51) powinna być większa od stopy dyskonta we wzorze (1.61) (równej stopie kredytu), co dodatkowo

obniżyłoby zysk NPV_{netto} . Największa stopa dyskonta występuje przy leasingu kapitałowym i największa jest tym samym występująca w mianowniku wartość ρ , i zysk jest najmniejszy.

W przypadku leasingu operacyjnego, jak już zaznaczono, we wzorze (1.61) zamiast odsetek występuje czynsz leasingowy oraz nie występuje amortyzacja.

W praktyce inwestycje najczęściej są finansowane częściowo ze środków własnych inwestora, środków kredytowanych, leasingowych i tym samym wzór (1.61) ma dla każdego konkretnego przypadku bardziej rozbudowaną postać. Im bardziej przedsięwzięcie jest ryzykowne, tym większy musi być udział kapitału własnego inwestora (najczęściej minimum 15%) w strukturze środków finansujących. Kapitał własny inwestora jest traktowany bowiem przez banki jako pewnego rodzaju środek bezpieczeństwa. Zaangażowanie finansowe inwestora gwarantuje, że będzie on dostatecznie zainteresowany, by przedsięwzięcie zakończyło się sukcesem finansowym (znane są jednak przypadki projektów w całości finansowanych przez kapitał obcy). W przypadku finansowania ze środków kredytowanych i własnych, $J_o = J_{kre} + J_{wl}$, łączny zdyskontowany zysk wynosi

$$NPV_{netto}^{rzecz} = \sum_{t=1}^N \frac{x(S_R - K_e) - [x(S_R - K_e) - \frac{J_{kre}}{N}]p}{(1 + r_{kre})^t} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1 - p)}{(1 + r_{kre})^t} + \quad (1.64)$$

$$+ \sum_{t=1}^N \frac{(1 - x)(S_R - K_e) - [(1 - x)(S_R - K_e) - \frac{J_{wl}}{N}]p}{(1 + r_{wl})^t} - J_{wl},$$

przy czym wartość $x \in \langle 0; 1 \rangle$ oznacza część zysku operacyjnego $S_R - K_e$ przypisanego nakładom J_{kre} oraz $R = J_{kre} / n_{kre}$.

Posługując się średnioważoną stopą dyskonta r wzór (1.64) można zapisać w postaci

$$NPV_{netto}^{rzecz} = \sum_{t=1}^N \frac{S_R - K_e - (S_R - K_e - \frac{J_o}{N})p}{(1 + r)^t} - J_{wl} - \sum_{t=1}^{n_{kre}} \frac{R + F_t(1 - p)}{(1 + r_{kre})^t}. \quad (1.65)$$

Jeżeli $r = r_{kre}(J_{kre}/J_o) + r_{wl}(J_{wl}/J_o)$, to wówczas $x \cong J_{kre}/J_o$. Jak już wcześniej zaznaczono, stopę r_{wl} z uwagi na ryzyko inwestowania należy przyjmować o kilka punktów procentowych większą od stopy oprocentowania kredytu r_{kre} . Należy ponadto zaznaczyć, że prawnie w kategoriach księgowych odpisy amortyzacyjne – wyliczane dla całkowitych nakładów inwestycyjnych J_o pochodzących ze środków kredytowanych i własnych, $J_o = J_{kre} + J_{wl}$ –

będące kosztem uzyskania przychodu, nie uwzględniają odsetek od kapitału własnego J_{wl} . Obok odpisów amortyzacyjnych kosztem są jedynie odsetki od kredytu J_{kre} i opłaty za jego pozyskanie (oczywiście z wyłączeniem odsetek i kar za nieterminowe realizowanie zobowiązań). Odpisy amortyzacyjne powinny więc dotyczyć tylko nakładów własnych J_{wl} i należałoby je wyliczać według stopy zgodnie ze wzorem (1.54), a dla nakładów kredytowanych J_{kre} obok odsetek – wzór (1.61) – kosztem mogłyby być wówczas rzeczywiste raty jego spłaty zapisane w umowie kredytowej. Spowodowałyby to równoprawne traktowanie środków pieniężnych własnych i kredytowanych. Wymaganie uwzględnienia wynagrodzenia (tj. odsetek) kapitału zaangażowanego w działalność energetyczną pojawiło się (i słusznie) *expressis verbis* dopiero w art. 45. ust. 1. pkt. 1. w znowelizowanej ustawie *Prawo energetyczne*, która weszła w życie z dniem 3 maja 2005 r. Przepis ten pozwala kalkulować taryfy energii z uzasadnionym zwrotem z całkowitego kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą przedsiębiorstw energetycznych (punkt 1. tego artykułu). Nowelizacja ta gwarantuje zatem „wynagrodzenie” kapitału zaangażowanego w działalność gospodarczą zarówno pochodzącego z kredytu, jak i ze środków własnych inwestora, co powoduje, że środki pieniężne własne oraz kredytowane mogą być nareszcie traktowane równoprawnie. Wartość stopy amortyzacji może być zatem wyliczana za pomocą np. równania (1.54) jako stopa amortyzacji oprocentowanej, a nie jako stopa liniowa równa $1/N$ (wzór (1.49)).

Sposób finansowania inwestycji ma decydujący wpływ na płynność finansową w kolejnych latach eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni oraz, jak już zaznaczono, na końcowy łączny zysk osiągnięty z jej realizacji.

1.5. Płynność finansowa

Wartości wskaźników oceny efektywności ekonomicznej inwestycji: $NPV > 0$, $IRR > r$, $DPBP < N$ (wzory (1.14), (1.35), (1.43)) informują tylko, że dane przedsięwzięcie gospodarcze jest opłacalne. Niezależnie jednak od wartości tych wskaźników, w przypadku finansowania inwestycji ze środków kredytowanych lub za pomocą leasingu, istotnym wskaźnikiem efektywności ekonomicznej działania przedsiębiorstwa (np. elektrociepłowni) jest tzw. płynność finansowa, której miarą jest wartość nierówności

$$S_t - K_{e,t} - F_t - R_t > 0. \quad (1.66)$$

Zwrot relacji mniejszościowej w nierówności (1.66) zależy w głównej mierze od czasu trwania kredytu. W przypadku dużych rat R_t (krótki termin

spłaty kredytu, ale za to mniejsze w sumie odsetki – koszty finansowe) mogą wystąpić ujemne rzeczywiste przepływy pieniężne, czyli następuje brak płynności finansowej. To brak płynności, pomimo ekonomicznej opłacalności działania przedsiębiorstwa, może być powodem jego bankructwa. Analizując efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia, po wstępnych obliczeniach, jakimi są obliczenia wskaźników NPV , IRR , $DPBP$, należy wykonać plan finansowania inwestycji. W przypadku gdy warunek (1.66) nie jest spełniony, przedsiębiorstwo musi uzupełniać braki środków finansowych poprzez zaciąganie np. krótkoterminowych kredytów, których obsługa finansowa (odsetki i opłaty za jego pozyskanie) pogarsza efektywność ekonomiczną inwestycji. Innym rozwiązaniem jest zmniejszenie rat R_t poprzez wydłużenie czasu n_{kre} trwania kredytu długoterminowego i/lub wynegocjowanie okresu karencji jego spłaty, co pozwala w tym czasie na zgromadzenie środków finansowych na odroczonej jego spłatę. Konsekwencją tych zabiegów jest jednak zwiększanie kosztów finansowych obsługi kredytu, które w praktyce mogą dochodzić nawet do 100% (zazwyczaj koszty te wynoszą od 25 do 50%) całkowitych nakładów inwestycyjnych. Istotnym zadaniem jest więc skonstruowanie optymalnego planu finansowania inwestycji, tzn. takiego, dla którego ostateczny osiągnięty zysk z przedsięwzięcia byłby największy.

Finansowanie inwestycji ze środków własnych, w przypadku jeżeli wartość NPV jest większa od zera, gwarantuje dodatnią płynność finansową w całym okresie eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni.

2. Wartość rynku ciepła i energii elektrycznej

2.1. Wprowadzenie

Wartość rynku – to zysk, jaki można osiągnąć lokując na nim środki finansowe.

Postępująca prywatyzacja krajowych elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni, a w istocie prywatyzacja krajowego rynku energetycznego, wymaga wymiernych metod wyliczania jego wartości. Nasz rynek jest bardzo atrakcyjny, gdyż jest rynkiem dużym i ponadto przewidywany wzrost zużycia energii elektrycznej jest jednym z najwyższych w Europie.

Istotnym problemem prywatyzacji jest wycena wartości istniejących ciepłowni, elektrociepłowni i elektrowni, a w istocie wycena wartości sprzedawanego rynku ciepła i energii elektrycznej. Końcowym celem wyceny rynku jest pozyskanie źródła finansowania modernizacji i restrukturyzacji istniejących ciepłowni, elektrociepłowni i elektrowni – pozyskanie niezależnych producentów energii *IPP* (*Independent Power Producers*). Krajowa energetyka wymaga bowiem bardzo dużych, rzędu wielu miliardów dolarów, nakładów inwestycyjnych na odnowienie, modernizację i restrukturyzację. Drogą do pozyskania tak ogromnych środków finansowych powinna być jej prywatyzacja i urynkowienie – mechanizmy rynkowe bowiem znacznie lepiej i szybciej przyczyniają się do rozwiązywania wielu trudnych problemów. W wielu krajach szybko rośnie liczba prywatnych *IPP* budujących i eksploatujących nowe elektrownie i elektrociepłownie. Niezależne firmy bardzo chętnie inwestują, gdy mają zagwarantowane w długoterminowych kontraktach zbyt i cenę produkowanej energii.

W rozdziale przedstawiono wyniki analiz z zastosowaniem jednej z wielu możliwych metod wyceny wartości dowolnego rynku, w tym rynku ciepła i energii elektrycznej – metody wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji *IRR*. Odpowiednio wysoka stopa oprocentowania *IRR* angażowanego kapitału powinna być dużą zachętą dla *IPP* do inwestowania w energetykę. Rozpatrzono modernizację istniejącej elektrociepłowni węglowej poprzez budowę bloku gazowo-parowego na gaz ziemny. Nowa elektrociepłownia gazowo-parowa byłaby nowym podmiotem prawnym. Rolę urządzeń rezerwujących i ponadpodstawowych (szczytowych) pełniłaby istniejąca elektrociepłownia węglowa.

2.2. Metodyka wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej

W praktyce może zaistnieć sytuacja, że zarząd istniejącej węglowej elektrowni czy elektrociepłowni mając podpisane długoterminowe kontrakty z wynegocjowanymi cenami na sprzedaż ciepła i energii elektrycznej oraz zakup gazu ziemnego, z braku środków finansowych – własnych lub w wyniku braku zdolności kredytowej, albo małej opłacalności ekonomicznej leasingu, najdroższej formy finansowania inwestycji (rozdział 1.4.) – na modernizację elektrowni czy elektrociepłowni poprzez budowę bloku gazowo-parowego, może je pozyskać „sprzedając rynek” za pomocą tych umów jako aportu dla nowej inwestycji. Całkowite nakłady inwestycyjne „pod klucz” poniósłby w całości prywatny inwestor *IPP*, przyszły współwłaściciel bloku gazowo-parowego. Procentowa wartość udziału we współwłasności (udziału w zyskach) inwestora *IPP* byłaby jednak tylko równa wynikowi dzielenia różnicy wartości całkowitego zysku, jaki przynosi inwestycja i wyliczonej wartości rynku (dla założonej wartości przyjętego kryterium jego wyceny) przez całkowity zysk.

Z reguły jako kryterium wyliczenia wartości rynku inwestor narzuca minimalną wartość oprocentowania IRR_{IPP} , jakie ma mu przynieść zainwestowany kapitał. Tę minimalną, progową wartość wewnętrznego stopy zwrotu IRR_{IPP} kompensującą ryzyko inwestowania (będącą obok gwarancji w postaci długoterminowych kontraktów na zbyt i cenę produkowanej energii zachętą do inwestowania), inwestorzy wyznaczają na poziomie od ok. $IRR_{IPP} \geq 12\%/rok$ (inwestorzy zagraniczni zazwyczaj na poziomie wyższym).

Wartość IRR_{IPP} dla inwestora dla założonej wartości rynku v_m , cen sprzedaży produkowanej energii elektrycznej e_{el} i ciepła e_c oraz zakupu gazu ziemnego e_g można wyliczyć metodą kolejnych przybliżeń ze wzoru (rozdział 1.2.2; wzór (1.36))

$$[z\rho]_{IRR_{IPP}} J = [z\rho]_r J + [Z_R]_r (1 - v_m), \quad (2.1)$$

przy czym:

$[Z_R]_r$ oznacza średni roczny zysk brutto Z_R (wzory (1.30),(1.31) – rozdział 1.2.1) osiągany z eksploatacji elektrowni czy elektrociepłowni, wyliczany dla stopy dyskonta r oraz wartość rocznej stopy zwrotu kapitału inwestycyjnego $[z\rho]_{IRR_{IPP}}$ wyrażona jest w funkcji stopy IRR_{IPP} , natomiast $[z\rho]_r$ w funkcji stopy r ; gdzie: J – całkowite nakłady inwestycyjne poniesione na budowę bloku gazowo-parowego „pod klucz”; nakłady te ponosi *IPP*,

v_m – względna wartość rynku ciepła i energii elektrycznej wyliczana według przyjętego kryterium wyceny rynku, będąca procentową wartością udziału właściciela rynku w nowej inwestycji (procent wartości całkowitego zysku osiąganego w trakcie eksploatacji bloku gazowo-parowego).

2.3. Wyniki przykładowych obliczeń

Do obliczeń przyjęto następujące wartości badanych parametrów:

- cenę energii elektrycznej: $e_{el} = 36; 40; 44$ USD/MWh,
- cenę ciepła: $e_c = 2; 4$ USD/GJ,
- cenę gazu: $e_g = 3,25; 3,5$ USD/GJ.

Wartość całkowitej wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji IRR wyznacza się z równania (2.1) dla $v_m = 0$. Oczywiście musi zachodzić zależność $IRR_{IPP} \leq IRR$ (gdy $IRR_{IPP} = IRR$, jedynym właścicielem nowej inwestycji jest IPP). W przeciwnym wypadku rynek ciepła i energii elektrycznej dla IPP jest całkowicie nieatrakcyjny (np. ma to miejsce w rozważanym przypadku w sytuacji (rys. 2.1), gdy żądana przez inwestora wartość stopy zwrotu wynosi $IRR_{IPP} = 15\%$, a cena energii elektrycznej $e_{el} = 36$ USD/MWh, cena gazu ziemnego $e_g = 3,25$ USD/GJ – jednostkowy koszt produkcji ciepła wynosi wówczas $k_c = -1,83$ USD/GJ (rys. 2.5), i cena ciepła $e_c = 2$ USD/GJ). Wartość IRR należy wyznaczać dla wartości zysku brutto Z_R , gdyż amortyzacja (rata zwrotu kapitału) wraz z corocznymi odsetkami od kapitału inwestycyjnego $[z\rho]_{IRR} J$ jest kosztem uzyskania przychodu ze sprzedaży wytworzonego w elektrociepłowni ciepła i energii elektrycznej, i tym samym nie podlega opodatkowaniu. Natomiast zysk, jaki osiąga inwestor, jest już zyskiem po opodatkowaniu i tym samym wartość IRR_{IPP} należałoby obliczać dla tego zysku netto $D_R(1 - v_m)$

$$[z\rho]_{[IRR_{IPP}]_p} J = [z\rho]_r J + [D_R]_r (1 - v_m), \quad (2.2)$$

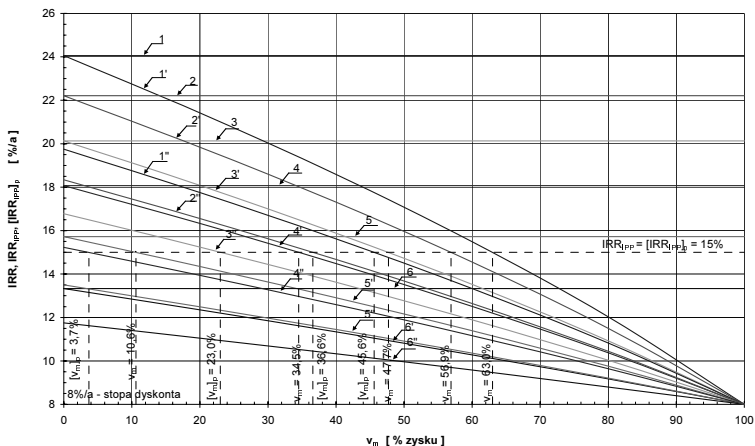
przy czym

$$[D_R]_r = [Z_R]_r(1 - p), \quad (2.3)$$

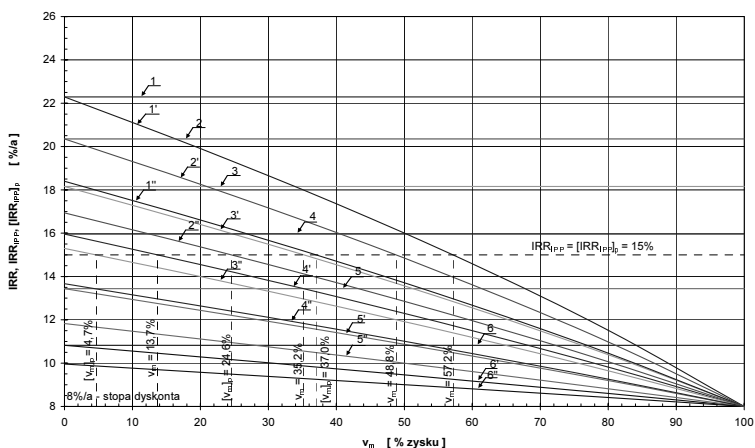
gdzie:

p – stopa podatku od zysku brutto Z_R .

Wyliczona tak wówczas przy danej wartości rynku v_m wartość $[IRR_{IPP}]_p$ jest mniejsza od wartości IRR_{IPP} wyliczonej dla $[Z_R]_r$ (wzór 2.1). Przy założeniu, że $[IRR_{IPP}]_p = IRR_{IPP}$, wartość rynku maleje z wartości v_m do wartości $[v_m]_p$ i rośnie zysk dla inwestora (rys. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4).



Rys. 2.1. Oprocentowanie IRR, jakie przynosi zainwestowany kapitał w funkcji wartości rynku dla ceny gazu $e_g = 3,25$ USD/GJ (1÷6 – oprocentowanie IRR całkowite inwestycji; 1'÷6' – oprocentowanie IRR_{IPP} dla inwestora IPP bez uwzględnienia podatku; 1''÷6'' – oprocentowanie $[IRR_{IPP}]_p$ dla inwestora IPP z uwzględnieniem podatku – odpowiednio dla ceny energii elektrycznej i ciepła: 1,1',1'' – $e_{el} = 44$ USD/MWh/ $e_c = 4$ USD/GJ; 2,2',2'' – 44/2; 3,3',3'' – 40/4; 4,4',4'' – 40/2; 5,5',5'' – 36/4; 6,6',6'' – 36/2)



Rys. 2.2. Oprocentowanie IRR, jakie przynosi zainwestowany kapitał w funkcji wartości rynku dla ceny gazu $e_g = 3,5$ USD/GJ (1÷6 – oprocentowanie IRR całkowite inwestycji; 1'÷6' – oprocentowanie IRR_{IPP} dla inwestora IPP bez uwzględnienia podatku; 1''÷6'' – oprocentowanie $[IRR_{IPP}]_p$ dla inwestora IPP z uwzględnieniem podatku – odpowiednio

dla ceny energii elektrycznej i ciepła: 1,1',1'' – $e_{el} = 44$ USD/MWh/ $e_c = 4$ USD/GJ; 2,2',2'' – 44/2; 3,3',3'' – 40/4; 4,4',4'' – 40/2; 5,5',5'' – 36/4; 6,6',6'' – 36/2)

Decydujący wpływ na wielkość osiąganą wartości stopy IRR_{IPP} , $[IRR_{IPP}]_p$ (wzory (2.1), (2.2)) ma wartość różnicy ceny sprzedaży e_c i kosztu produkcji k_c jednostki ciepła (zależnego od rocznej produkcji energii elektrycznej $E_{el,R}$ i jej ceny e_{el} oraz ceny gazu e_g) i wielkość rocznej produkcji ciepła Q_R (wzór (1.30), rozdział 1.2.1). Jeśli różnica $e_c - k_c$ i wartość Q_R rosną (wzrost Q_R powoduje ponadto spadek wartości k_c (wzór (1.32), rozdział 1.2.1) i tym samym wzrost $e_c - k_c$) rosną wartości IRR , IRR_{IPP} , $[IRR_{IPP}]_p$. Przy ustalonej wówczas wartości IRR_{IPP} , $[IRR_{IPP}]_p$ rośnie wartość rynku ciepła i energii elektrycznej v_m . Gdy $v_m = 100\%$ (jedynym właścicielem bloku gazowo-parowego jest właściciel rynku) wówczas IRR_{IPP} , $[IRR_{IPP}]_p$ równe są stopie dyskonta r (rys. 2.1, 2.2) i IPP jest tylko kredytodawcą kapitału J o 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 , gdyby kapitał inestycyjny pochodził z zaciągniętego kredytu w banku – pieniądze własne są zawsze droższe).

Obniżanie podatku p podwyższa wartość rynku v_m (zwiększanie podatku p obniża zysk Z_R i osłabia motywację do pracy i działalności gospodarczej). Zwiększanie czasu trwania długoterminowych kontraktów, tj. okresu eksploatacji rynku N (okresu eksploatacji bloku gazowo-parowego) również zwiększa zysk i podnosi wartość rynku.

Średni roczny zysk netto osiągany w każdym roku eksploatacji bloku gazowo-parowego wynosi dla właściciela rynku $v_m D_R$, dla inwestora IPP natomiast $(1 - v_m) D_R$. Całkowity zdyskontowany zysk netto NPV (Net Present Value), jaki „przynosi” inwestycja równa się $NPV = D_R/\rho$ (wzór (1.42)), a dla właściciela rynku $NPV_{v_m} = NPV - NPV_{IPP}$. Całkowity zysk dla inwestora wynosi $NPV_{IPP} = (1 - v_m) D_R/\rho$ i dla danej stopy IRR_{IPP} przyjmuje oczywiście stałą wartość, niezależną od wartości v_m i cen nośników energii e_{el} , e_c , e_g i wynika np. z równania (2.1)

$$NPV_{IPP} = (1 - p)J \left\{ \frac{[Z]_{IRR_{IPP}} (1 + IRR_{IPP})^N [(1 + r)^N - 1] IRR_{IPP}}{[(1 + IRR_{IPP})^N - 1] (1 + r)^N r} - [Z]_r \right\}. \quad (2.4)$$

W przypadku, gdy do wzoru (2.4) podstawimy w miejsce IRR_{IPP} wielkość $[IRR_{IPP}]_p$ (uwzględniając już podatek p) należy wówczas w nim za p podstawić wartość zero. Gdy $[IRR_{IPP}]_p = IRR_{IPP}$ wzrasta więc zysk NPV_{IPP} – rys. 2.3, 2.4.

Przykładowe obliczenia przeprowadzono dla konkretnej elektrociepłowni (tabela 2.1).

Blok gazowo-parowy będzie nowym podmiotem prawnym i pracować będzie w podstawie obciążenia (ze stałą wydajnością, inną w sezonie grzewczym i inną w sezonie pozagrzewczym). Istniejąca elektrociepłownia węglowa pełnić będzie rolę urządzeń ponadpodstawowych i rezerwujących. Wyniki wielowariantowych obliczeń (dla różnych wartości cen nośników energii) oprocentowania IRR_{IPP} , $[IRR_{IPP}]_r$, zysku NPV_{IPP} , dynamicznego czasu zwrotu $DPBP_{IPP}$ (Discounted Pay Back Period) kapitału dla inwestora IPP (rozdział 1; wzór (1.44))

$$DPBP_{IPP} = \frac{\ln \frac{[D_R]_r (1 - v_m) + [z\rho]_r J}{[D_R]_r (1 - v_m) + [z\rho]_r J - Jr[z]_r}}{\ln(1 + r)} \quad (2.5)$$

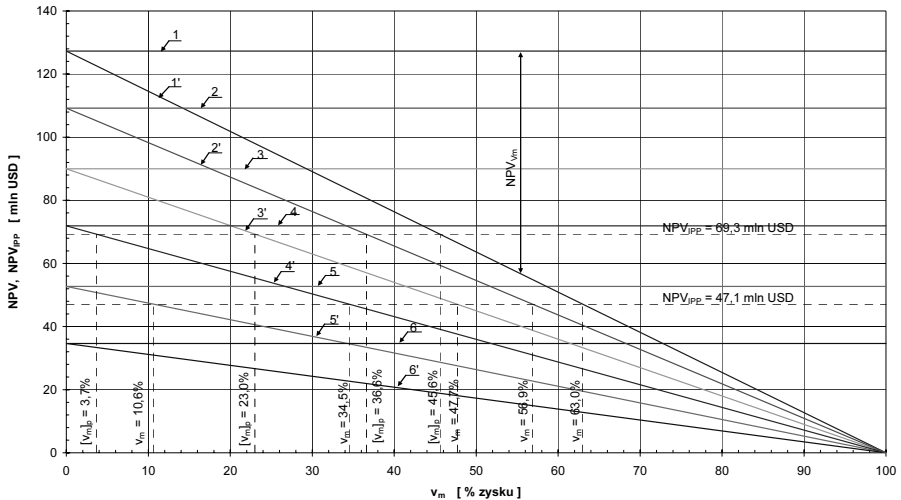
w funkcji wartości rynku v_m oraz jednostkowy koszt produkcji ciepła k_c i dynamiczny czas zwrotu całkowitych nakładów inwestycyjnych $DPBP$ ($v_m = 0$) (rozdział 1; wzór (1.44)) (czas „spłacania się” inwestycji) zamieszczono na rysunkach 2.1÷2.7.

Tabela 2.1

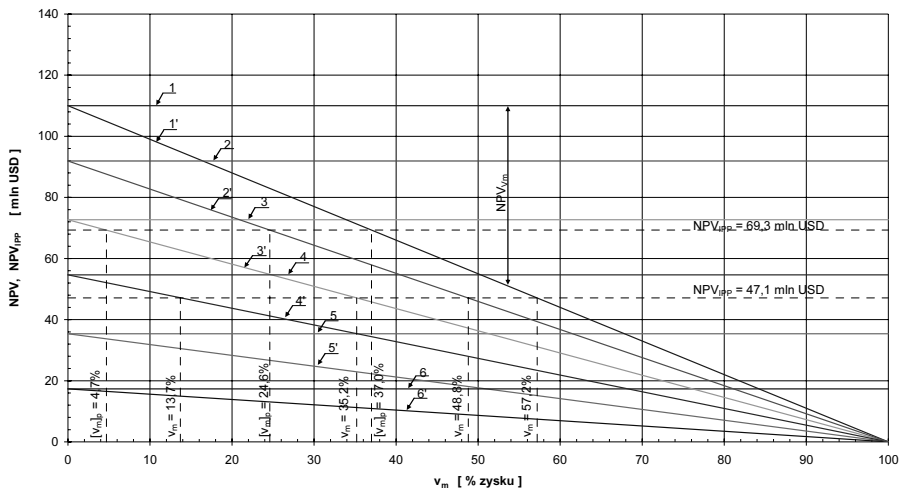
Dane techniczne i ekonomiczne

ELEKTROCIEPŁOWNIA GAZOWO-PAROWA			Jednostka	DANE TECHNICZNE I EKONOMICZNE
Szacunkowe nakłady inwestycyjne	J		Mln USD	84,9
Turbozespół gazowy	Typ			PG9171E
	Moc elektryczna	brutto	MW	123,40
	Sprawność elektr.	brutto	%	33,80
Praca w sezonie ogrzewniczym	Strumień paliwa gazowego	turbina	MW	365,09
		gazowa	kg/s	14,85
		dopalanie	MW	0,00
		w kotłach odzysk.	kg/s	0,00
	Całk. strumień paliwa		MW	365,09
	Śr. moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW	60,00
	Śr. moc elektr. tur. parow. brutto		MW	57,00
	Całk. moc elektr. brutto		MW	180,40
Czas pracy		h/a	5112	
Praca poza sezonem	Strumień paliwa gazowego	turbina	MW	365,09
		gazowa	kg/s	14,85
		dopalanie	MW	0,00
		w kotłach odzysk.	kg/s	0,00
	Całk. strumień paliwa		MW	365,09
	Moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW	25
	Moc elektr. tur. parowego brutto		MW	58,00
	Całk. moc elektr. brutto		MW	181,40
Czas pracy		h/a	2772	
Całkowite zużycie gazu			Mln Nm ³ /a	448,38
Całk. prod. en. elektr. netto	$E_{el,R}$		MWh/a	1396545
Całk. prod. ciepła netto	Q_R		GJ/a	1353672
Koszty roczne K_R :	stałe	Zwrot od kapitału $[z\%], J$	Mln USD/a	9,71
		Remonty	Mln USD/a	2,55
		Koszt dzierżawy terenu	Mln USD/a	1,50
	zmiennie	Obsługa	Mln USD/a	0,35
		Koszt paliwa	Mln USD/a	33,68
		Koszt za gosp. korz. ze środowiska	Mln USD/a	0,01
Koszt en. elektr.(koszt uniknięty)	$- E_{el,R}e_{el}$		Mln USD/a	-61,45
Koszt prod. ciepła	$K_R - E_{el,R}e_{el}$		Mln USD/a	-13,65
Jednostk. koszt pr. ciepła	k_c	wartości całkowite (inwestycji)	USD/GJ	-10,08
Wartość zaktualizowana netto	NPV		Mln USD	127,3
Średni roczny zysk netto	D_R		Mln USD/a	12,97
Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR		%/a	24,06
Zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	DPBP		lata	5,33
Wartość zaktualizowana netto	$v_m \cdot NPV$		dla właściciela rynku	Mln USD
Średni roczny zysk netto	$v_m \cdot D_R$		Mln USD/a	8,17

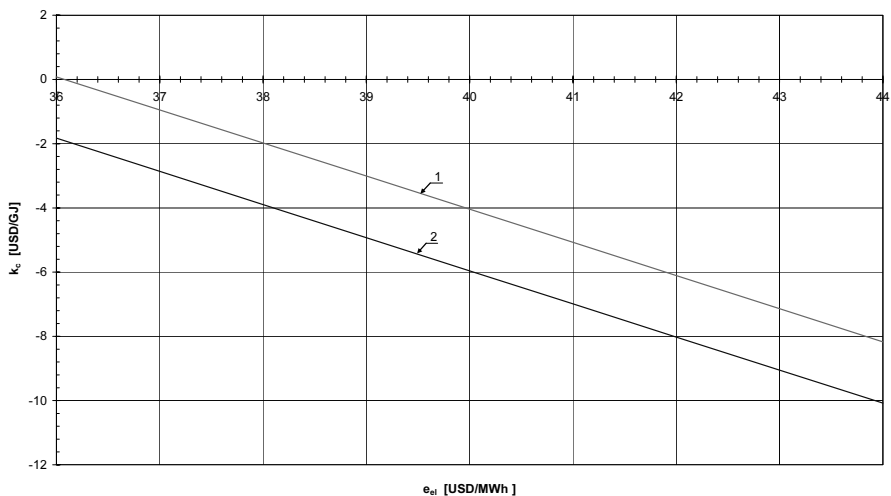
Wartość zaktualizowana netto	NPV_{IPP}	dla IPP	Mln USD	47,1
Średni roczny zysk netto	$(1-v_m)D_R$		Mln USD/a	4,80
Zdyskontowany okres zwrotu nakładów inwestycyjnych	$DPBP_{IPP}$		lata	9,69
Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR_{IPP}		%/a	15,00
Przyjęte założenia :				
stopa oprocentowania kapit. inwestycyjnego r		%/a		8,0
kalkulacyjny okres eksploatacji N		lata		20
okres trwania budowy b		lata		2
wartość rynku ciepła i energii elektrycznej v_m		% zysku		63,00
jednostkowa cena gazu e_g		USD/GJ		3,25
cena en. elektr. e_{el}		USD/MWh		44,0
cena ciepła e_c		USD/GJ		4,00
stopa podatku od zysku p		%/a		32,00
zużycie energii elektr. na potrzeby własne elektrociepłowni		% prod. brutto en. elektr.		2,00
całk. czas pracy		h/a		7884



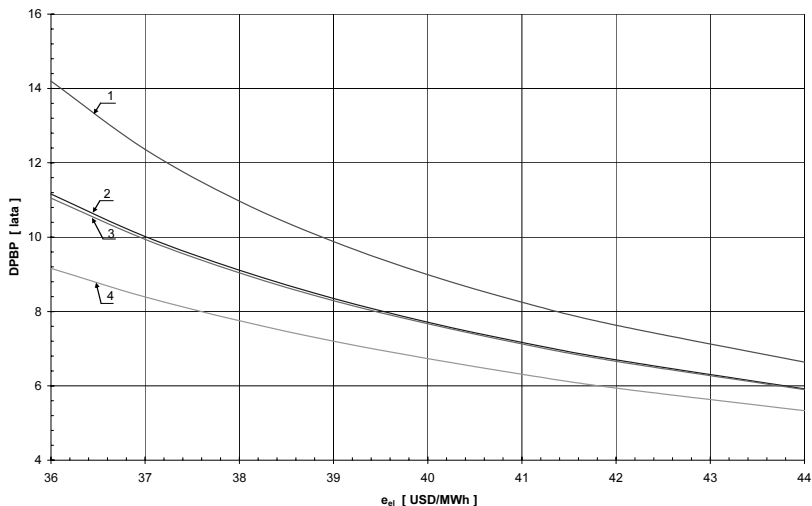
Rys. 2.3. Zdyskontowany zysk netto NPV uzyskany w trakcie eksploatacji bloku gazowo-parowego w funkcji wartości rynku dla ceny gazu $e_g = 3,25$ USD/GJ (1÷6 – zysk NPV całkowity inwestycji; 1'÷6' – zysk NPV_{IPP} dla inwestora IPP – odpowiednio dla ceny energii elektrycznej i ciepła: 1,1' – $e_{el} = 44$ USD/MWh/ $e_c = 4$ USD/GJ; 2,2' – 44/2; 3,3' – 40/4; 4,4' – 40/2; 5,5' – 36/4; 6,6' – 36/2)



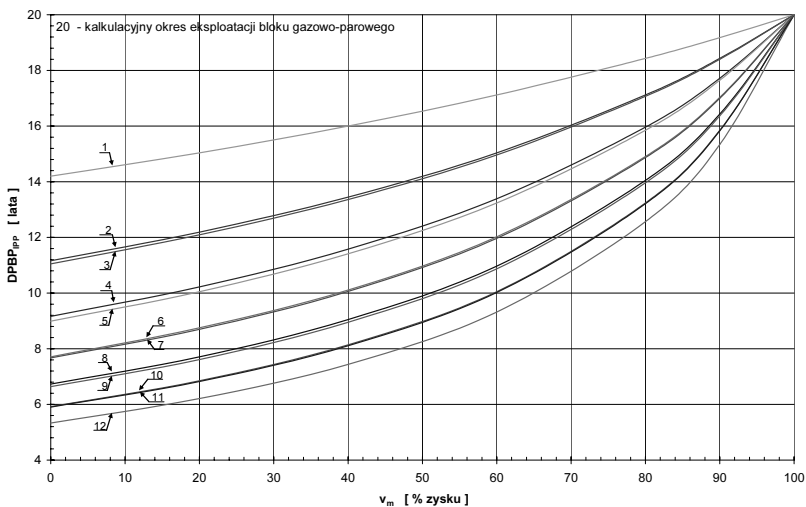
Rys. 2.4. Zdyskontowany zysk netto NPV uzyskany w trakcie eksploatacji bloku gazowo-parowego w funkcji wartości rynku dla ceny gazu $e_g = 3,5$ USD/GJ (1÷6 – zysk NPV całkowity inwestycji; 1'÷6' – zysk NPV_{IPP} dla inwestora IPP – odpowiednio dla ceny energii elektrycznej i ciepła: 1,1' – $e_{el} = 44$ USD/MWh/ $e_c = 4$ USD/GJ; 2,2' – 44/2; 3,3' – 40/4; 4,4' – 40/2; 5,5' – 36/4; 6,6' – 36/2)



Rys. 2.5. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w funkcji ceny energii elektrycznej (dla dwóch cen gazu: 1. $e_g = 3,5$ USD/GJ; 2. $e_g = 3,25$ USD/GJ)



Rys. 2.6. Zdyskontowany okres zwrotu DPBP nakładów inwestycyjnych przez inwestycję w funkcji ceny energii elektrycznej (dla ceny gazu i ciepła: $e_g = 3,5 \text{ USD/GJ}/e_c = 2 \text{ USD/GJ}$; 2. – 3,25/2; 3. – 3,5/4; 4. – 3,25/4)



Rys. 2.7. Zdyskontowany okres zwrotu $DPBP_{IPP}$ nakładów inwestycyjnych dla inwestora IPP w funkcji wartości rynku (dla ceny energii elektrycznej, gazu i ciepła:
 1. $e_{el} = 36 \text{ USD/MWh}/e_g = 3,5 \text{ USD/GJ}/e_c = 2 \text{ USD/GJ}$; 2. – 36/3,25/2; 3. – 36/3,5/4;
 4. – 36/3,25/4; 5. – 40/3,5/2; 6. – 40/3,25/2; 7. – 40/3,5/4; 8. – 40/3,25/4; 9. – 44/3,5/2;
 10. – 44/3,25/2; 11. – 44/3,5/4; 12. – 44/3,25/4)

Z wykresów na rys. 2.1 i 2.2 dla danej ceny gazu można np. wyznaczyć przy jakich cenach energii elektrycznej i ciepła, dla żądanej przez IPP wartości IRR_{IPP} byłby on jedynym właścicielem nowej inwestycji ($v_m = 0$). Z punktu widzenia odbiorców energii byłaby to sytuacja najkorzystniejsza (brak pośredników), gdyż wówczas $IRR = IRR_{IPP}$ i wspomniane ceny byłyby cenami minimalnymi.

Właściciel rynku (istniejąca elektrociepłownia węglowa) obok rocznego zysku netto $v_m D_R$ z eksploatacji nowego źródła otrzymuje dodatkowo w rozważanym przypadku corocznie pieniądze z dzierżawy terenu, którego jest właścicielem, pod blok gazowo-parowy (tabela 2.1). Może świadczyć ponadto np. usługi remontowe na rzecz bloku przy pomocy pracowników zatrudnionych w istniejącej elektrociepłowni węglowej itd. Uzyskane pieniądze należałoby przeznaczać na odnowienie i restrukturyzację istniejącej elektrociepłowni węglowej przeznaczonej do pracy uzupełniającej (ponadpodstawowej), i rezerwującej blok gazowo-parowy. W rozważanym przypadku wartość rynku ciepła przy żądanej przez IPP wartości $[IRR_{IPP}]_p = 15\%$, w zależności od przyjętych cen nośników energii e_{el} , e_c , e_g dochodzi nawet do $[v_m]_p = 45,6\%$ osiąganego z eksploatacji nowego źródła zysku (rys. 2.1). Całkowity zdyskontowany zysk netto NPV_{v_m} dla właściciela rynku wynosi wówczas 58 mln USD, a zysk, jaki „przynosi” inwestorowi zainwestowany kapitał (jak już zaznaczono niezależny od cen e_{el} , e_c , e_g – wzór (2.4)), równa się $NPV_{IPP} = 69,3$ mln USD (dla $IRR_{IPP} = 15\%$ maksymalna wartość rynku przy założonych cenach nośników energii wynosi $v_m = 63\%$ i $NPV_{v_m} = 80,2$ mln USD, $NPV_{IPP} = 47,1$ mln USD – tabela 2.1) – rys. 2.3, 2.4.

2.3.1. Podsumowanie

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. Jak już zaznaczono, to ceny nośników energii, a w zasadzie różnica między ceną sprzedaży a kosztem jej wytworzenia decydują o atrakcyjności rynku.

W sytuacji wysokich kosztów wytwarzania (np. na skutek niewłaściwej struktury zatrudnienia, wysokich cen paliw oraz dodatkowych nieuzasadnionych ekonomicznie i technicznie kosztów działania elektrociepłowni i elektrowni, np. kosztów utrzymywania mieszkań zakładowych itd.) i niskich cen sprzedaży energii może okazać się, że wartość rynkowa istniejących krajowych ciepłowni, elektrociepłowni i elektrowni może być co najwyżej

równa wartości zdekapitalizowanych urządzeń (wartości księgowej), a osiągnięta stopa zwrotu (osiągany zysk) równa co najwyżej poziomowi lokat bankowych.

W sytuacji gdy koszt wytwarzania jest większy od możliwej ceny sprzedaży energii, inwestowanie w odnowienie istniejącej nieefektywnej ekonomicznie infrastruktury jest nieopłacalne, przyniesie straty.

Rozwiązaniem wielu problemów jest sprzedaż rynku energii i budowanie przez niezależnych *IPP* inwestycyjnie tanich i wysokosprawnych np. elektrociepłowni gazowo-parowych o niskich kosztach wytwarzania ciepła (pod warunkiem poprawnych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii – cenie energii elektrycznej na poziomie już od 40 do 45 USD/MWh i cenie gazu ziemnego ok. 3,5 USD/GJ) (spadek cen energii na rynkach zachodnich był i jest możliwy dzięki prywatyzacji i nowej, inwestycyjnie taniej wysokosprawnej technologii gazowo-parowej).

Osiągany coroczny zysk ze sprzedaży rynku właściciel powinien przeznaczać na odnowienie, restrukturyzację i utrzymywanie istniejących źródeł dla ich pracy szczytowej i rezerwującej nowe bloki gazowo-parowe.

Ważnym problemem przy budowie nowego źródła ciepła (i równocześnie energii elektrycznej) jest znalezienie jego optymalnej znamionowej mocy cieplnej, maksymalizującej zysk jego pracy przy zadanych potrzebach cieplnych. Podniesie to bowiem wartość rynku ciepła i energii elektrycznej.

3. Rynkowa wartość elektrowni i elektrociepłowni

3.1. Wprowadzenie

Obecnie w praktyce wycena wartości przedsiębiorstw opiera się najczęściej na pojęciu ich wartości księgowej. Stosowane są tzw. *metody odtworzeniowe* bazujące na pojęciu amortyzacji, przy czym stosowane są tu różne podejścia oraz różne metody obliczeniowe.

Rynek i możliwość sprzedaży towaru, jakim są nośniki energii – ciepło i energia elektryczna – stanowią źródło dochodów. Właśnie rynek powinien decydować o cenie sprzedaży prywatyzowanych krajowych elektrowni, elektrociepłowni, a nie ich wartość księgowa. Należy przy tym pamiętać, że przewidywany w Polsce wzrost zużycia energii elektrycznej jest jednym z najwyższych w Europie.

Chociaż pojęcie wartości rynkowej jest znane, to ma ono najczęściej znaczenie wyłącznie potoczne, całkowity brak był natomiast (poza szczególną *metodą zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych*) wymiernych i ogólnych stosowanych technik oraz syntetycznego ujęcia sposobów rozwiązywania klasy problemów związanych z wyceną rynkową prywatyzowanych dowolnych istniejących przedsiębiorstw, w tym energetycznych. W rozdziale przedstawiono oryginalną metodykę *wartości rynkowej* i w oparciu o nią wyniki przykładowych obliczeń kompleksowej analizy i wyceny wartości sprzedawanych (prywatyzowanych) elektrowni i elektrociepłowni zasilających rynek w ciepło i energię elektryczną.

Istotą metody *wartości rynkowej* jest wprowadzenie do rachunku dyskonta nie tylko przyszłych przepływów pieniężnych, ale również nakładów finansowych, jakie będzie musiał ponieść przyszły właściciel na odnowienie, modernizację i restrukturyzację przedsiębiorstwa oraz wprowadzenie wielkości tzw. względnej wartości rynku, np. rynku ciepła i energii elektrycznej (rozdział 2). Względna wartość rynku jest procentową wartością udziału dotychczasowego właściciela (np. Skarbu Państwa) w przedsiębiorstwie już po jego sprzedaży (stanowi procent udziału w całkowitych zyskach osiągniętych w trakcie eksploatacji przedsiębiorstwa po jego sprzedaży). Metodyka *wartości rynkowej* pozwala więc na ocenę, jaki udział (pakiet akcji) może sobie dotychczasowy właściciel (np. Skarb Państwa) zachować w sprzedawanym (prywatyzowanym) przedsiębiorstwie i jak on wpływa na cenę jego sprzedaży. Metodyka *wartości rynkowej* pozwala ponadto między innymi na wyliczanie zdyskontowanego i prostego okresu zwrotu nakładów inwestycyjnych (*SPBP* i *DPBP*) zainwestowanych przez przyszłego właściciela na zakup, odnowienie,

modernizację i restrukturyzację przedsiębiorstwa oraz wyliczanie oprecenowania (*IRR*), jakie przyniesie zainwestowany w przedsiębiorstwo kapitał.

Wykonana wycena metodą *wartości rynkowej* pozwala na porównanie wartości przedsiębiorstwa z wyceną wykonaną metodami: *metodą odtworzeniową* (*wartości likwidacyjnej*) i *metodą dochodową zdyskontowanych przyszłych przepływów pieniężnych*.

3.2. Metodyka analizy i wyceny rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego

Prywatyzacja państwowych elektrowni i elektrociepłowni (ogólnie mówiąc sprzedaż przedsiębiorstw przez ich właściciela) wymaga wymiernych metod wyliczania wartości rynkowej ceny ich sprzedaży przez Skarb Państwa oraz analizy i wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego. Prywatyzacja elektrowni i elektrociepłowni, to w istocie bowiem 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, jak już zaznaczono, to wyrażony w pieniądzu zysk, jaki można osiągnąć, lokując na nim środki finansowe.

O atrakcyjności rynku decyduje 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 zakupujących od Skarbu Państwa elektrownie czy elektrociepłownie istotną 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.

Liczba niezależnych producentów energii *IPP* eksploatujących istniejące i budujących nowe elektrownie oraz elektrociepłownie szybko rośnie w wielu krajach na świecie. Niezależni producenci bardzo chętnie inwestują, gdy mają zagwarantowane w kontraktach, szczególnie długoterminowych, zbyt i cenę

produkowanej energii elektrycznej i ciepła. Należy przy tym zaznaczyć, że polski rynek energetyczny jest bardzo atrakcyjny, gdyż jest rynkiem relatywnie bardzo dużym. Przewidywany ponadto wzrost zużycia energii elektrycznej w Polsce 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 krajowych 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 urynkwienie – mechanizmy rynkowe bowiem znacznie lepiej i szybciej przyczyniają się do rozwiązywania wielu trudnych problemów, nie tylko w energetyce, ale we wszystkich dziedzinach działalności ludzkiej.

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 potrzeby wymagającej odnowienia, modernizacji, prywatyzacji i restrukturyzacji krajowej energetyki. Wyliczanie 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 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 rozdziale metodyka analizy i wyceny rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i

energii elektrycznej przez nie zasilanego wykorzystuje mierniki efektywności ekonomicznej inwestycji jako kryteria tej analizy i wyceny, tj. *NPV*, *IRR*, *SPBP* i *DPBP* (rozdział 1.2).

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 czasu, sprowadzając ich wartość do tej samej chwili.

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

Do wymienionych mierników, będących kryteriami wyceny wartości rynku, wprowadzono wielkość v_m reprezentującą wartość tego rynku (rozdział 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. 3.1).

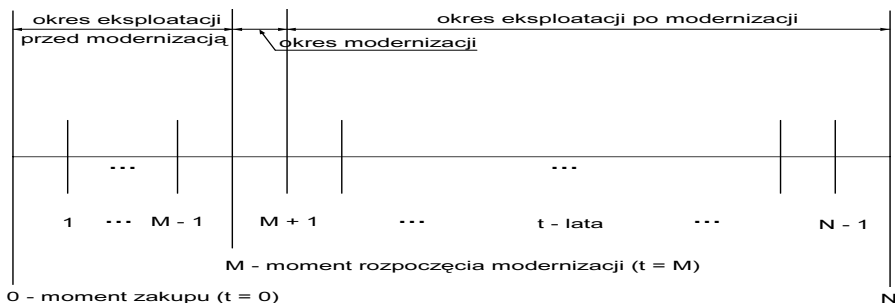
Konieczne finansowe nakłady modernizacyjne (łącznie z pakietem socjalnym dla załogi, jeśli nie został on już uwzględniony w nakładach inwestycyjnych na zakup źródła energii) istotnie obniżają (w jak wielkim stopniu obniżają, to pokazuje analiza z wykorzystaniem przedstawionego algorytmu) wartość rynkową sprzedawanych przez Skarb Państwa elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni.

Wprowadzenie powyższych wielkości powoduje, że wzory pozwalające wylizczając wartość rynkową źródeł energii uzyskują ogólną postać, a tym samym ich wartość poznawcza, a szczególnie praktyczna, jest istotna. Wzory te pozwalają wyznaczać zarówno rynkową cenę sprzedaży przez dotychczasowego właściciela (np. 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 тариф opłat ekologicznych, wysokości podatku dochodowego od zysku brutto itd.

Uwzględnienie także różnych możliwości finansowania inwestycji (rozdział 1.4) pozwala zwiększyć wartość merytoryczną opracowanej metodyki, należy jednak przy tym zaznaczyć, że sposób finansowania inwestycji, przy optymalnym planie jej finansowania, ma relatywnie nieduży wpływ na osiągnięte wyniki finansowe, a tym samym na wartość rynkową prywatyzowanych

elektrowni i elektrociepłowni oraz na wartość rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego.



Rys. 3.1. Diagram czasowy realizacji przedsięwzięcia modernizacyjnego

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

$$NPV = \sum_{t=1}^M \frac{CF_{t \text{ netto}}^M}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R \text{ netto}}^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t \text{ netto}}^{\text{mod}}}{(1+r)^t} - J_O - \frac{J_M}{(1+r)^M}. \quad (3.1)$$

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

$$\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t \text{ brutto}}^M}{(1+IRR)^t} + \frac{CF_{R \text{ brutto}}^{M+1}}{(1+IRR)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t \text{ brutto}}^{\text{mod}}}{(1+IRR)^t} = J_O + \frac{J_M}{(1+IRR)^M}. \quad (3.2)$$

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

$$\sum_{t=1}^M CF_{t \text{ netto}}^M + CF_{R \text{ netto}}^{M+1} + \sum_{t=M+2}^{SPBP} CF_{t \text{ netto}}^{\text{mod}} = J_O + J_M. \quad (3.3)$$

- 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 elektrociepłowni lub elektrowni). $DPBP$ służy do określenia okresu spłaty kredytu zaciągniętego na inwestycje

$$\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t\text{ netto}}^M}{(1+r)^t} + \frac{CF_{R\text{ netto}}^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^{DPBP} \frac{CF_{t\text{ netto}}^{\text{mod}}}{(1+r)^t} = J_O + \frac{J_M}{(1+r)^M}, \quad (3.4)$$

gdzie:

J_O – cena zakupu (łącznie z pakietem socjalnym dla załogi) przez inwestora IPP od Skarbu Państwa elektrowni lub elektrociepłowni,

J_M – nakłady inwestycyjne konieczne do poniesienia przez inwestora IPP w roku M na odnowienie i modernizację zakupionej elektrowni lub elektrociepłowni za cenę J_O ; J_M są funkcją stanu technicznego istniejących urządzeń oraz zakresu i sposobu modernizacji.

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.

Ze wszystkich mierników jedynie wartość IRR (równanie (3.2)) należy wyznaczać dla przepływów pieniężnych brutto $CF_{t\text{ brutto}}$ (czasami jednak IRR można wyliczać dla $CF_{t\text{ netto}}$, por. wzory (2.2) i (3.27)). Stopa IRR z definicji bowiem odpowiada sytuacji, że z pracy elektrowni lub elektrociepłowni nie jest osiągnięty zysk, $NPV = 0$, a więc i podatek dochodowy jest równy zero, $P = 0$ (wzór (1.41)). Przy wyliczaniu wartości IRR następuje zatem niejako „zamiana” zysku brutto (i zawartego w nim podatku) na zwiększenie odsetek (kosztu obsługi finansowej nakładów inwestycyjnych) od zainwestowanego kapitału (wzór (1.36)). IRR jest więc maksymalną stopą procentową, jaką „przynosi” zainwestowany kapitał (na jaką można zaciągnąć kredyt).

W przypadku, gdy inwestycja finansowana jest z kredytu bankowego, środków własnych czy za pomocą leasingu, stopa dyskonta r powinna być wyznaczana jako średnia ważona w zależności od udziałów poszczególnych środków finansowych w całości nakładów inwestycyjnych (rozdział 1.2.1).

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.

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

$$\text{w latach } 1 \div M \quad CF_{R \text{ brutto}}^M = S_R^M - K_e^M = \rho_N J_O + Z_R^M \quad (3.5)$$

$$\text{roku } M + 1 \quad CF_{R \text{ brutto}}^{M+1} = S_R^{M+1} - K_e^{M+1} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} \quad (3.6)$$

w latach $M + 2 \div N$

$$CF_{R \text{ brutto}}^{\text{mod}} = S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} \quad (3.7)$$

- przepływy netto

w latach $1 \div M$

$$CF_{R \text{ netto}}^M = S_R^M - K_e^M - (S_R^M - K_e^M - \rho_N J_O)p = \rho_N J_O + Z_R^M (1-p) \quad (3.8)$$

w roku $M + 1$

$$CF_{R \text{ netto}}^{M+1} = S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - (S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - \rho_N J_O - \rho_{N-M} J_M)p = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1-p) \quad (3.9)$$

w latach $M + 2 \div N$

$$CF_{R \text{ netto}}^{\text{mod}} = S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - \rho_N J_O - \rho_{N-M} J_M)p = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1-p) \quad (3.10)$$

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 (3.28) – 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 elektrociepłowni, np. Skarb Państwa)

- przepływy brutto

$$\text{w latach } 1 \div M \quad CF_{R \text{ brutto}}^M \text{ IPP} = \rho_N J_O + Z_R^M (1 - v_m) \quad (3.11)$$

$$\text{w roku } M + 1 \quad CF_{R \text{ brutto}}^{M+1} \text{ IPP} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - v_m) \quad (3.12)$$

$$\text{w latach } M + 2 \div N \quad CF_{R \text{ brutto}}^{\text{mod IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1 - v_m) \quad (3.13)$$

- przepływy netto

$$\text{w latach } 1 \div M \quad CF_{R \text{ netto}}^M \text{ IPP} = \rho_N J_O + Z_R^M (1 - p)(1 - v_m) \quad (3.14)$$

$$\text{w roku } M + 1 \quad CF_{R \text{ netto}}^{M+1} \text{ IPP} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1 - p)(1 - v_m) \quad (3.15)$$

$$\text{w latach } M + 2 \div N \quad CF_{R \text{ netto}}^{\text{mod IPP}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1 - p)(1 - v_m) \quad (3.16)$$

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 .

Roczne przychody S_R , koszty eksploatacji K_e , zyski brutto Z_R w kolejnych latach $1 \div M$, $M + 1$ oraz $M + 2 \div N$ eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni wylicza się za pomocą wzorów od (1.27) do (1.31) (rozdział 1.2.1).

Koszty kapitałowe w kolejnych latach eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni wynoszą

$$\text{w latach } 1 \div M \quad K_{kap}^M = \rho_N J_O, \quad (3.17)$$

$$\text{w roku } M + 1 \quad K_{kap}^{M+1} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M, \quad (3.18)$$

$$\text{w latach } M + 2 \div N \quad K_{kap}^{\text{mod}} = \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M. \quad (3.19)$$

Wartość rocznej stopy amortyzacji ρ_N , gwarantującej zwrot nakładów J_O łącznie z odsetkami po N latach eksploatacji, należy obliczać z równania (rozdział 1.3)

$$\sum_{t=1}^N \frac{\rho_N J_O}{(1+r)^t} = J_O, \quad (3.20)$$

skąd zdyskontowana stopa ρ_N wynosi

$$\rho_N = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}, \quad (3.21)$$

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

$$\sum_{t=1}^{N-M} \frac{\rho_{N-M} J_M}{(1+r)^t} = J_M, \quad (3.22)$$

skąd zdyskontowana stopa ρ_{N-M} wynosi

$$\rho_{N-M} = \frac{r(1+r)^{N-M}}{(1+r)^{N-M} - 1}. \quad (3.23)$$

Wartości mierników efektywności ekonomicznej dla IPP wynikające z pracy zakupionych przez niego elektrowni lub elektrociepłowni wylicza się za pomocą poniższych zależności otrzymanych ze wzorów (3.1) ÷ (3.4) po podstawieniu do nich wielkości zapisanych wzorami (3.11) ÷ (3.16)

- wartość zaktualizowana netto

$$\begin{aligned}
 NPV^{IPP} &= NPV(1 - v_m) = \left[\sum_{t=1}^M \frac{Z_R^M}{(1+r)^t} + \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{Z_R^{\text{mod}}}{(1+r)^t} \right] (1-p)(1-v_m) = \\
 &= \left[\frac{Z_R^M}{\rho_M} + \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + Z_R^{\text{mod}} \left(\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}} \right) \right] (1-p)(1-v_m) = \\
 &= \left[\frac{S_R^M - K_e^M}{\rho_M} + \frac{S_R^{M+1} - K_e^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}}) \left(\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}} \right) - J_O - \frac{J_M}{(1+r)^M} \right] (1-p)(1-v_m)
 \end{aligned} \tag{3.24}$$

- zdyskontowany (dynamiczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych J_O i J_M

$$DPBP^{IPP} = \frac{\ln \frac{Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m) + \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M}{Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m) + \rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M - Ar}}{\ln(1+r)} \tag{3.25}$$

gdzie

$$A = J_O + \frac{J_M}{(1+r)^M} + \frac{\rho_{N-M} J_M}{\rho_M} + \left[\frac{Z_R^{\text{mod}}}{\rho_{M+1}} - \frac{Z_R^M}{\rho_M} - \frac{Z_R^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} \right] (1-p)(1-v_m) \tag{3.25a}$$

- prosty (statyczny) okres zwrotu nakładów inwestycyjnych J_O i J_M

$$SPBP^{IPP} = \frac{J_O + J_M + M\rho_{N-M} J_M + [(M+1)Z_R^{\text{mod}} - MZ_R^M - Z_R^{M+1}](1-p)(1-v_m)}{\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}}(1-p)(1-v_m)} \tag{3.26}$$

Wartości całkowite mierników: NPV , $DPBP$, $SPBP$ wyznacza się ze wzorów (3.24) ÷ (3.26) przy $v_m = 0$.

Wartość IRR należy wyznaczać dla wartości zysku brutto ($p = 0$; równanie (3.2)), gdyż raty zwrotu kapitału $\rho_N J_O$, $\rho_{N-M} J_M$ wraz z corocznymi

odsetkami od kapitału inwestycyjnego są kosztem uzyskania przychodu ze sprzedaży wytworzonej w elektrowni lub elektrociepłowni energii elektrycznej i ciepła, nie podlegają więc 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 wtedy wartość IRR_p^{IPP} przy danej wartości rynku v_m będzie mniejsza od wartości IRR^{IPP} uzyskanej dla $p = 0$ (wzór (3.2)).

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 J_O i J_M . Tę minimalną, progową wartość wewnętrznej stopy zwrotu IRR_p^{IPP} kompensującą ryzyko inwestowania (będącą obok gwarancji w postaci kontraktów na zbycie 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_{pal} itd., wyznacza się metodą kolejnych przybliżeń ze wzoru

$$\sum_{t=1}^M \frac{CF_{t \text{ netto}}^{M \text{ IPP}}}{(1 + IRR_p^{IPP})^t} + \frac{CF_{R \text{ netto}}^{M+1 \text{ IPP}}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} + \sum_{t=M+2}^N \frac{CF_{t \text{ netto}}^{\text{mod IPP}}}{(1 + IRR_p^{IPP})^t} = J_O + \frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M} \quad (3.27)$$

który, wykorzystując wzory (3.14) ÷ (3.16), można zapisać w postaci

$$\frac{\rho_N J_O + Z_R^M (1-p)(1-v_m)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} + \frac{\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{M+1} (1-p)(1-v_m)}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} +$$

$$+ [\rho_N J_O + \rho_{N-M} J_M + Z_R^{\text{mod}} (1-p)(1-v_m)] \left[\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right] = J_O + \frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M} \quad (3.28)$$

przy czym na przykład zapis $[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}$ oznacza, że roczna stopa zwrotu kapitału inwestycyjnego (wzór (3.21)) wyrażona jest za pomocą stopy IRR_p^{IPP} , a nie stopy dyskonta r

$$[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}} = \frac{IRR_p^{IPP} (1 + IRR_p^{IPP})^N}{(1 + IRR_p^{IPP})^N - 1}. \quad (3.29)$$

Wartość całkowitej wewnętrznej stopy zwrotu inwestycji IRR (wzór (3.2)) wyznacza się ze wzoru (3.28) dla $p = 0$ oraz $v_m = 0$ (ponadto np. we wzorze (3.29) za IRR_p^{IPP} należy podstawić IRR).

Oczywiście musi zachodzić zależność, że żądana przez IPP wartość IRR_p^{IPP} będzie co najwyżej równa osiąganey 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.

Zasadniczy wpływ na wartość osiąganey wartości stopy IRR_p^{IPP} ma wartość różnicy cen sprzedaży e_c , e_{el} i kosztów produkcji k_c , 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_c zależy ponadto od ceny e_{el} – wzory (3.20) i (3.21)) oraz wielkość rocznej produkcji ciepła Q_R i energii elektrycznej $E_{el,R}$.

Na przykład dla elektrociepłowni, jeśli różnica $e_c - k_c$ i wartość Q_R rosną (im większa wartość Q_R , tym mniejsza wartość k_c i tym większa wartość różnicy $e_c - k_c$), 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).

Im mniejsza wartość podatku p , tym większa wartość rynku v_m (dla Skarbu Państwa najkorzystniejszy byłby podatek w wysokości 100% i przejęcie całego zysku Z_R ; byłyby to jednak „droga do nikąd”, gdyż niszczyłaby całkowicie motywację do pracy i działalności gospodarczej).

Zwiększanie okresu eksploatacji rynku N (okresu eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni) zwiększa zysk i wartość rynku.

Z równania (3.28), wykorzystując przy tym wzory (3.5) ÷ (3.7), 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

$$\begin{aligned}
J_o = & \frac{(S_R^M - K_e^M)(1-p)(1-v_m)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{J_M}{(1+IRR_p^{IPP})^M} + \\
& 1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)] \\
& + \frac{\rho_{N-M}J_M + (S_R^{M+1} - K_e^{M+1} - \rho_{N-M}J_M)(1-p)(1-v_m)}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} + \\
& 1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)] \\
& + \frac{[\rho_{N-M}J_M + (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - \rho_{N-M}J_M)(1-p)(1-v_m)] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]}
\end{aligned} \tag{3.30}$$

Wzór (3.30) można również wykorzystywać przy ustalaniu ekonomicznie uzasadnionych nakładów inwestycyjnych J_o na budowę elektrociepłowni lub elektrowni przy danych relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii (jest to zagadnienie odwrotne do ustalania ekonomicznie uzasadnionych cen nośników energii przy rzeczywistych nakładach J_o wynikających z aktualnych kosztów budowy, cen materiałów budowlanych, cen urządzeń energetycznych itd.).

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).

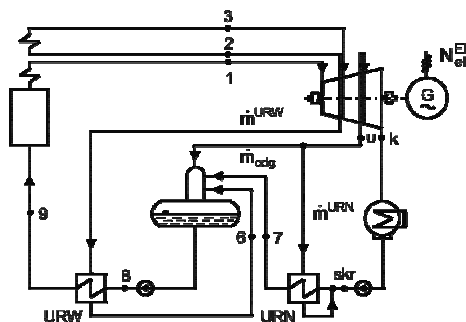
Należy jednak przy tym pamiętać, że bez odnowienia i modernizacji stan techniczny istniejących elektrowni i elektrociepłowni nie pozwoli na ich dalszą długoletnią eksploatację.

Co więcej, jak już wyżej zaznaczono, jeśli wyliczona za pomocą równania (3.2) 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.

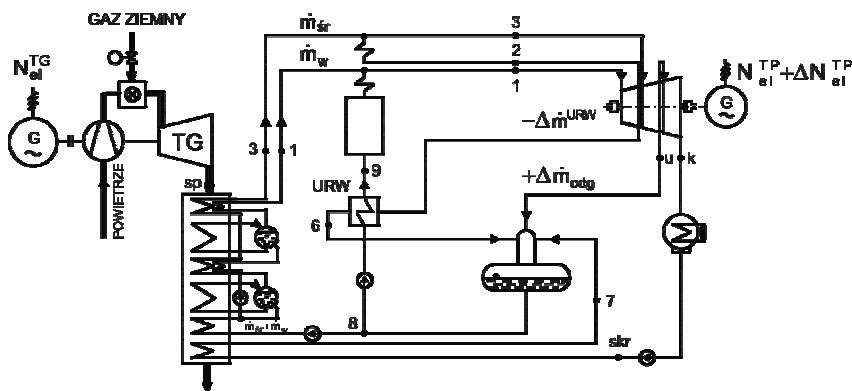
3.2.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Do analizy przyjęto elektrownię, której moc brutto przed modernizacją wynosi $N_{el}^{El} = 120$ MW. Rozważono przy tym jej modernizację z wykorzystaniem turbosespołu gazowego i kotła odzyskowego w układzie równoległym – rys. 3.2 (tabela 3.1).

a)



b)



Rys. 3.2. Schemat ideowy elektrowni: a) przed modernizacją, b) po modernizacji przez nadbudowę turbiny gazowej i kotłem odzyskowym w układzie równoległym

Modernizacyjne zabiegi w elektrowniach doskonalące 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 elektryczne 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_{El} jedynie od 1. do 3., 4. punktów procentowych.

Efektywność energetyczną elektrowni natomiast istotnie poprawiłaby ich modernizacja przez nadbudowę turbozespołem 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 turbozespołem 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 turbozespołem 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) (rys. 4.1a; rozdział 4.5). 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 energii w łańcuchu przemian wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni [22].

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 spalanego paliwa w układzie Hot Windbox może wynosić do ok. 60%, w układzie równoległym natomiast do ok. 50% (tab. 3.1), 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 prze-

ciążenia turbozespołu parowego wraz z równoczesnym możliwym zminimalizowaniem obciążenia kotła węglowego.

Sprężenie równoległe wymaga również 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. 3.1), co ma istotne znaczenie dla IPP, gdyż zwiększy on w ten sposób prawie dwukrotnie wielkość swojego rynku energii elektrycznej.

Tabela 3.1

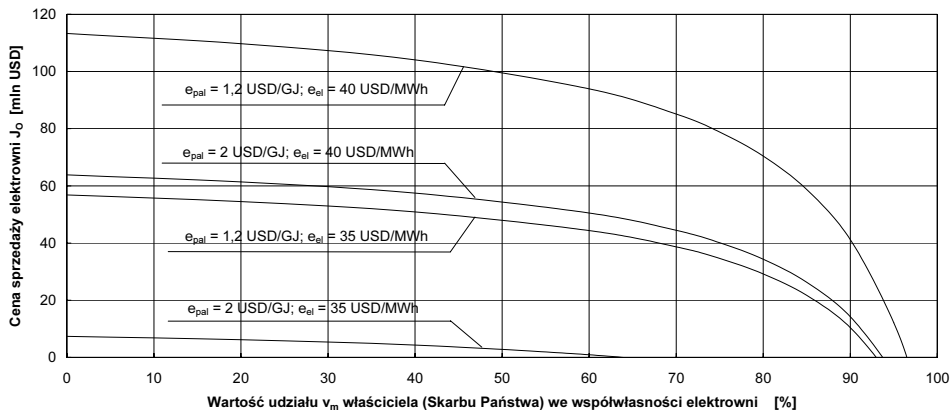
Dane techniczne elektrowni

	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

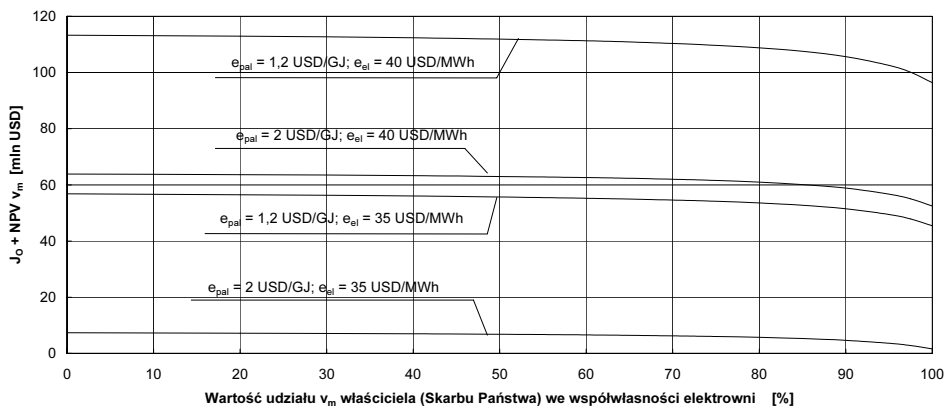
Bardzo istotne przy tym jest, że temu podwojeniu towarzyszyć będzie zaledwie ok. 12% sumaryczne zwiększenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery i to w wyniku tylko wyłącznie zwiększonej o ok. 15% emisji dwutlenku węgla CO₂, przy zmniejszonej, co bardzo istotne, równocześnie o ponad 25% emisji dwutlenku siarki SO₂ (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. 4.5, rozdział 4.5.4).

Zmniejszenie emisji SO₂ i NO_x będzie zatem źródłem dodatkowych dochodów elektrowni, wynikających z możliwości handlu tymi emisjami zgodnie z protokołem konferencji w Kyoto.

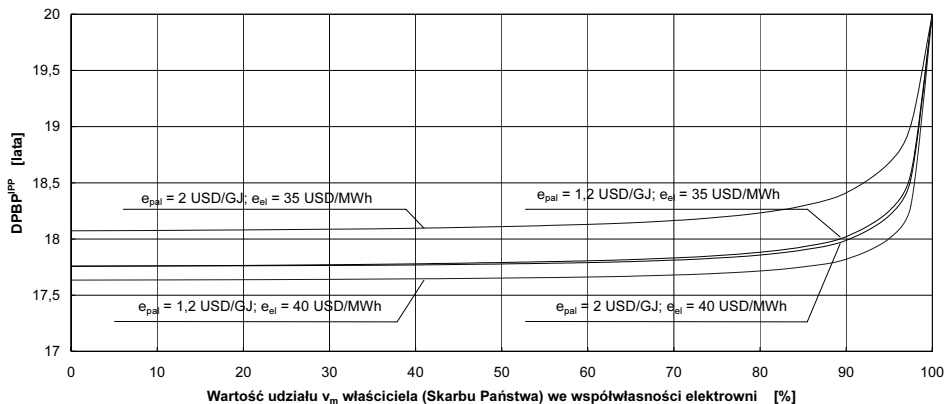
Wykorzystując równanie (3.30) wykonano wielowariantowe wyliczenia rynkowej ceny J_o zakupu elektrowni przez inwestora IPP oraz wartości całkowitego zysku, jaki osiągnie właściciel (Skarb Państwa) w wyniku jej sprzedaży: $J_o + NPV v_m$ – rys. 3.3 i 3.4. Wykonano również obliczenia czasu $DPBP^{IPP}$ – rys. 3.5.



Rys. 3.3. Cena sprzedaży przez właściciela (Skarb Państwa) elektrowni



Rys. 3.4. Zysk właściciela (Skarbu Państwa) ze sprzedaży elektrowni



Rys. 3.5. Dynamiczny okres zwrotu nakładów inwestycyjnych dla inwestora

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 turbozespół gazowy o mocy brutto $N_{el}^{TG} = 83,9$ MW i sprawności $\eta_{TG} = 0,34$ oraz dwuciąsniowy kocioł odzyskowy – rys. 3.2, tab. 3.1, a 24 mln USD to nakłady na odnowienie elektrowni), okres eksploatacji 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 $J_O + NPV_{v_m}$ 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. 3.3, krzywa dla $e_{pal} = 2$ USD/GJ i $e_{el} = 35$ USD/MWh), cena zakupu J_O jest ujemna, co oznacza, że Skarb Państwa powinien zwrócić IPP tę ujemną wartość z osiąganego zysku NPV_{v_m} .

3.2.2. Podsumowanie

- Przedstawiona metodyka pozwala wyliczać wartości rynkowych cen sprzedaży przez właściciela (Skarb Państwa) źródeł ciepła i energii elektrycznej: elektrowni, elektrociepłowni oraz ciepłowni. O cenie sprzedaży firm energetycznych powinien decydować rynek ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilany, a nie ich wartość księgową.
- Co istotne, zaprezentowana metodyka pozwala wyliczać wartość rynkową sprzedawanych (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.
- Zysk właściciela (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 zależeć 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.
- 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, co odbywa się z bardzo dużą szkodą dla odbiorców ciepła i energii elektrycznej.
- 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.

3.3. Wpływ kosztów eksploatacji oraz cen nośników energii na rynkową wartość elektrociepłowni

W rozdziale 3.2. przedstawiono metodykę analizy i wyceny rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni oraz rynku ciepła i energii elektrycznej przez nie zasilanego. Jednym z istotniejszych efektów zaprezentowanej metodyki jest otrzymany wzór (3.30) na cenę J_O , za jaką dotychczasowy właściciel (np. Skarb Państwa) powinien sprzedawać niezależnym inwestorom IPP (Independent Power Producers) poszczególne prywatyzowane elektrownie lub elektrociepłownie.

Jak wynika ze wzoru (3.30) cena J_O rośnie ze wzrostem przychodu S_R i maleje ze wzrostem kosztów K_e oraz nakładów J_M .

Roczne przychody S_R elektrociepłowni obejmujące przychody ze sprzedaży ciepła i energii elektrycznej wyrażają się wzorem (1.27), roczne koszty eksploatacji K_e elektrociepłowni wzorem (1.28) (rozdział 1.2.1). Należy przy tym zaznaczyć, że roczne produkcje netto energii elektrycznej $E_{el,R}$ w elektrociepłowni w kolejnych latach eksploatacji $1 \div M$, $M + 1$ oraz $M + 2 \div N$ (rys. 3.1) mogą różnić się między sobą, natomiast roczna produkcja netto ciepła Q_R , przy założeniu, że kontrakty na zakup ilości ciepła nie zmieniają się, będzie taka sama.

Roczny koszt paliwa i koszt płac wyrażają się kolejno wzorami

$$K_{pal} = (PW_d)_R e_{pal} \quad (3.31)$$

$$K_p = L_z e_p \quad (3.32)$$

gdzie:

- e_p – średnia roczna płaca wraz ze świadczeniami pracowników elektrociepłowni,
- e_{pal} – jednostkowa (na jednostkę energii) cena paliwa,
- L_z – liczba zatrudnionych pracowników w elektrociepłowni,
- $(PW_d)_R$ – roczne zużycie energii chemicznej paliwa w elektrociepłowni.

Funkcjonał J_O , którego argumentami są funkcje (zmiennie decyzyjne): funkcja rocznych kosztów działania elektrociepłowni, będąca sumą kosztów kapitałowych (amortyzacji) $K_{kap} = \sum_i \rho_{X_i} J_{Y_i}$ i kosztów eksploatacji K_e , $K_R = K_{kap} + K_e$, funkcja rocznych przychodów S_R , funkcje rocznych stóp

amortyzacji ρ_N , ρ_{N-M} , $[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}$, $[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}$, $[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}$, które zależą od sposobu finansowania inwestycji (rozdział 1.4), umożliwiają szeroką dyskusję i analizę wpływu wymienionych poszczególnych zmiennych decyzyjnych na wartość rynkową krajowej energetyki. Wartość ta zależy będzie m.in. 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. Istotną jest odpowiedź na pytanie: jaki zakres i sposób (technologia) modernizacji przy nałożonych na zmienne decyzyjne ograniczeniach wynikających z wymagań technologicznych i uwarunkowań finansowych będą optymalizować funkcjonal J_o ?

Dla Skarbu Państwa optymalną wartością funkcjonalu J_o będzie jego wartość maksymalna, dla IPP minimalna. Metody rozwiązywania zadań programowania matematycznego są szczególnie przydatnym narzędziem tej analizy [8].

Można oczekiwać, że wielkościami mającymi zasadniczy wpływ na wartość funkcjonalu J_o będą koszty eksploatacji K_e oraz roczne przychody S_R , a więc głównie cena paliwa (węgla), wysokość zatrudnienia, wielkość produkcji oraz ceny sprzedaży ciepła i energii elektrycznej. W krajowych realiach struktura kosztów jest wysoce niewłaściwa, bardzo różni się od struktury w krajach byłej piętnastki Unii Europejskiej.

W krajowych elektrociepłowniach i elektrowniach występują często znaczne przerosty zatrudnienia (co najmniej 40%), procentowy udział kosztu paliwa w rocznych kosztach działania elektrociepłowni jest bardzo niski ok. Koszt paliwa powinien stanowić co najmniej 60% rocznych kosztów działania elektrociepłowni, gdy tymczasem najczęściej wynosi zaledwie ok. 25%. Koszty płac powinny stanowić od 1 do 1,5 (2,5)% rocznych kosztów, najczęściej jednak niewiele się różnią od kosztów paliwa. Wszystkie te nieuzasadnione koszty ponoszą w konsekwencji odbiorcy ciepła i energii elektrycznej.

W tabelach 3.2. i 3.3. przedstawiono przykładowe wielkości produkcji oraz strukturę kosztów w jednej z krajowych elektrociepłowni.

Tabela 3.2

Dane techniczne i ekonomiczne

Szczytowa (zamówiona) moc cieplna elektrociepłowni	1988 MW
Średnia moc cieplna elektrociepłowni w okresie grzewczym	950 MW
Moc elektryczna	480 MW
Długość sieci ciepłej	780 km
Zatrudnienie L_z	2695 osób
Zużycie węgla (P_R)	1,311 mln Mg/a
Zużycie paliw płynnych (mazutu)	7000 Mg/a
Roczna prod. en. elektr. netto $E_{el,R}$	1731 GWh/a
Roczna prod. ciepła netto Q_R	18206 TJ/a
Przychód ze sprzedaży ciepła	496,4 mln PLN/a
Przychód ze sprzedaży en. elektrycznej	232,1 mln PLN/a

Tabela 3.3

Roczne koszty

Roczne koszty działania elektrociepłowni:	Układ rodzajowy kosztów	mln PLN/a	Udział w rocznych kosztach %	
Stałe	amortyzacja	108,73	15,92	
	zużycie materiałów	27,02	3,96	
	płace ze świadczeniami	146,59	21,46	
	remonty i konserwacje	63,17	9,25	
	podatki i opłaty	58,10	8,51	
	Zmienne	koszt paliwa	187,52	27,46
		koszt gospodarczego korzystania ze środowiska	8,88	1,30
		usługi transportowe	44,53	6,52
		pozostałe usługi obce	26,38	3,86
		pozostałe koszty	6,67	0,98
	energia elektryczna obca	5,38	0,79	
Roczne koszty ogółem		682,98	100	

Przy uwzględnieniu powyższych uwag koniecznością jest zatem zbadanie, w jak dużym stopniu ceny nośników energii oraz koszt płac wpływają na cenę sprzedaży J_O przez właściciela (np. Skarb Państwa) sprzedawanych (prywatyzowanych) elektrowni i elektrociepłowni.

3.3.1. Przykładowe obliczenia

Badając wpływ zmian rocznych kosztów paliwa i płac w elektrociepłowni oraz cen nośników energii na wartość ceny J_O najdogodniej jest posłużyć się różniczkami

$$\begin{aligned}
 \Delta J_O = & \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_{pal}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_{pal}^{M,M+1,\text{mod}} + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_p^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_p^{M,M+1,\text{mod}} + \\
 & + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial L_z^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta L_z^{M,M+1,\text{mod}} + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_c^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_c^{M,M+1,\text{mod}} + \\
 & + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial Q_R^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta Q_R^{M,M+1,\text{mod}} + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_{el}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_{el}^{M,M+1,\text{mod}} + \\
 & + \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial E_{el,R}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta E_{el,R}^{M,M+1,\text{mod}},
 \end{aligned} \tag{3.33}$$

przy czym

$$\begin{aligned}
 & \sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_{pal}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_{pal}^{M,M+1,\text{mod}} = \\
 & = \left\{ \frac{- (PW_d)_R^M \Delta e_{pal}^M - \frac{(PW_d)_R^{M+1}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta e_{pal}^{M+1} - (PW_d)_R^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta e_{pal}^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right\} (1-p)(1-v_m)
 \end{aligned} \tag{3.33a}$$

$$\sum_{M, M+1, \text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_p^{M, M+1, \text{mod}}} \Delta e_p^{M, M+1, \text{mod}} =$$

$$= \left\{ \frac{-L_z^M \Delta e_p^M - \frac{L_z^{M+1}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta e_p^{M+1} - L_z^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta e_p^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right\} (1-p)(1-v_m)$$

(3.33b)

$$\sum_{M, M+1, \text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial L_z^{M, M+1, \text{mod}}} \Delta L_z^{M, M+1, \text{mod}} =$$

$$= \left\{ \frac{-e_p^M \Delta L_z^M - \frac{e_p^{M+1}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta L_z^{M+1} - e_p^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta L_z^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right\} (1-p)(1-v_m)$$

(3.33c)

$$\sum_{M, M+1, \text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_c^{M, M+1, \text{mod}}} \Delta e_c^{M, M+1, \text{mod}} =$$

$$= \left\{ \frac{\frac{Q_R^M}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \Delta e_c^M + \frac{Q_R^{M+1}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta e_c^{M+1} + Q_R^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta e_c^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right\} (1-p)(1-v_m)$$

(3.33d)

$$\sum_{M, M+1, \text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial Q_R^{M, M+1, \text{mod}}} \Delta Q_R^{M, M+1, \text{mod}} =$$

$$= \left\{ \frac{\frac{e_c^M}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \Delta Q_R^M + \frac{e_c^{M+1}}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta Q_R^{M+1} + e_c^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta Q_R^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right\} (1-p)(1-v_m)$$

(3.33e)

$$\sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial e_{el}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta e_{el}^{M,M+1,\text{mod}} =$$

$$= \left[\frac{\frac{E_{el,R}^M}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \Delta e_{el}^M + \frac{E_{el,R}^{M+1}}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta e_{el}^{M+1} + E_{el,R}^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta e_{el}^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right] (1-p)(1-v_m)$$

(3.33f)

$$\sum_{M,M+1,\text{mod}} \frac{\partial J_O}{\partial E_{el,R}^{M,M+1,\text{mod}}} \Delta E_{el,R}^{M,M+1,\text{mod}} =$$

$$= \left[\frac{\frac{e_{el}^M}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \Delta E_{el,R}^M + \frac{e_{el}^{M+1}}{(1+IRR_p^{IPP})^{M+1}} \Delta E_{el,R}^{M+1} + e_{el}^{\text{mod}} \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \Delta E_{el,R}^{\text{mod}}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \right] (1-p)(1-v_m)$$

(3.33g)

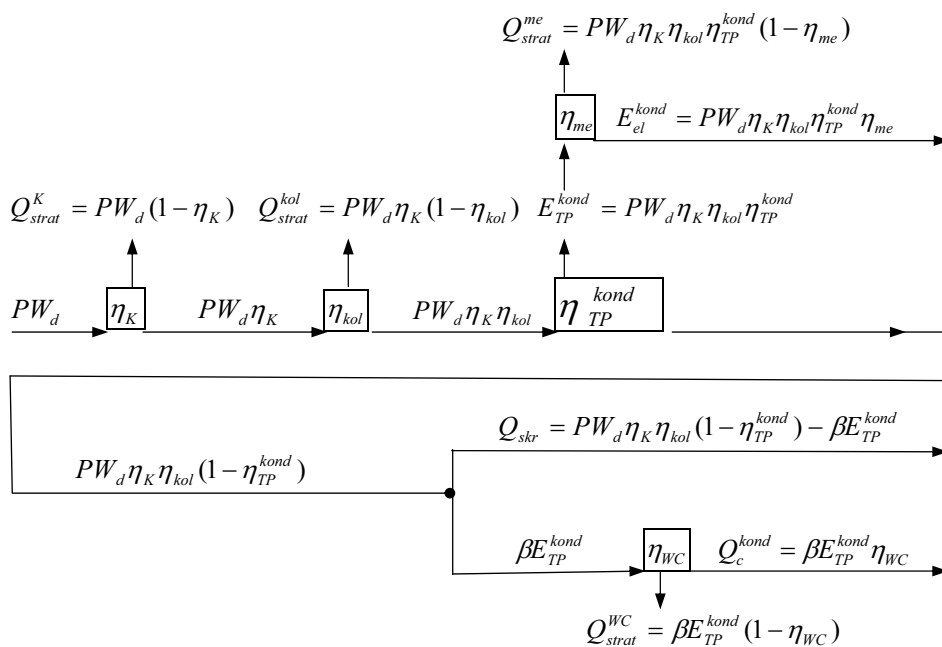
Najczęściej, ze względu na zawarte umowy, ilość ciepła dostarczana odbiorcom jest stała, $Q_R^{M,M+1,\text{mod}} = \text{const}$, a tym samym $\Delta Q_R^{M,M+1,\text{mod}} = 0$. Również wówczas i $\Delta E_{el,R}^{M,M+1} = 0$. W sytuacji jednak, gdy nastąpiłyby w latach $1 \div M+1$ zmiany w dostawach ciepła, $Q_R^{M,M+1} = \text{var}$, to w wyniku zmian strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze także i $\Delta E_{el,R}^{M,M+1} \neq 0$. W wyniku modernizacji elektrociepłowni (modernizacji kotłów, turbin, układów chłodzenia itd. czy przez nadbudowę elektrociepłowni turbiną gazową; rozdział 4.3) nawet w sytuacji, gdy $Q_R^{\text{mod}} = \text{const}$, wzrosnie produkcja w niej energii elektrycznej o wartość $\Delta E_{el,R}^{\text{mod}}$. Wartość ta zależy będzie od zakresu i sposobu modernizacji. W przypadku modernizacji z wykorzystaniem turbin gazowych sprzedaż energii elektrycznej z elektrociepłowni może wzrosnąć nawet prawie dwukrotnie (co ma istotne znaczenie dla IPP, gdyż zwiększy on w ten sposób prawie dwukrotnie wielkość swojego rynku energii elektrycznej) przy równoczesnym zwiększeniu sprawności egzergetycznej i energetycznej wytwarzania w niej ciepła i energii elektrycznej oraz, co istotne, równoczesnym zmniejszeniu emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia.

W celu zbadania natomiast, jak wpływają sprawności zaawansowanych wiekiem, będących w złym stanie technicznym poszczególnych urządzeń i instalacji elektrociepłowni: kotła, turbiny itd. na cenę J_O , i czy warto, by Skarb Państwa inwestował środki J_M w ich modernizację przed sprzedażą (rozdział 3.4), można na przykład wyrazić roczne zużycie paliwa w elektrociepłowni w funkcji tych sprawności. Należy przy tym rozważyć dwa możliwe w praktyce warianty pracy elektrociepłowni:

- praca w układzie kondensacyjnym
- praca w układzie przeciwprężnym.

Wykonując bilanse energii otrzymuje się

- bilans energii elektrociepłowni pracującej w układzie kondensacyjnym

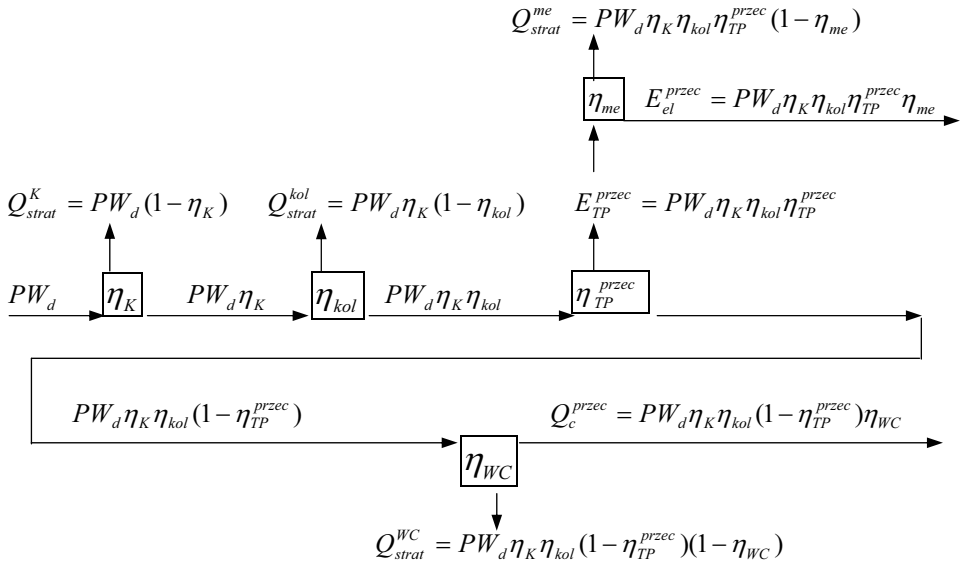


przy czym parametr β oznacza stosunek ciepła zawartego w upustowej parze grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC do energii mechanicznej wytworzonej w turbinie parowej upustowo-kondensacyjnej: $\beta = Q_u / E_{TP}^{kond}$

gdzie:

- E_{el}^{kond} – energia elektryczna brutto wyprodukowana w elektrociepłowni w układzie kondensacyjnym jej pracy,
- PW_d – energia chemiczna węgla spalonego w kotłach,
- P – zużycie węgla w kotłach,
- Q_c^{kond} – ciepło grzejne brutto wyprodukowane w elektrociepłowni w układzie kondensacyjnym jej pracy,
- Q_{skr} – ciepło skraplania pary w skraplaczu turbiny kondensacyjnej,
- W_d – wartość opałowa węgla,
- η_K – sprawność kotła brutto (jeśli E_{el}^{kond} i Q_c^{kond} są produkcjami netto, to η_K też musi być wówczas sprawnością netto),
- η_{kol} – sprawność energetyczna układu kolektorowego doprowadzającego parę do turbiny,
- $\eta_{TP}^{kond} = \eta_{CR}^{kond} \eta_i^{kond}$ – sprawność energetyczna turbiny parowej (iloczyn sprawności energetycznej obiegu Clausiusa-Rankine'a przy pracy kondensacyjnej i sprawności wewnętrznej turbiny)
- η_{me} – sprawność elektromechaniczna turbosespołu (założono, że sprawności elektromechaniczne turbosespołów przeciwprężnych i kondensacyjnych są takie same),
- η_{WC} – sprawność energetyczna stacji wymienników ciepła,

- bilans energii elektrociepłowni pracującej w układzie przeciwprężnym



gdzie:

- E_{el}^{przec} – energia elektryczna wyprodukowana w elektrociepłowni w układzie przeciwprężnym jej pracy,
- Q_c^{przec} – ciepło grzejne wyprodukowane w elektrociepłowni w układzie przeciwprężnym jej pracy.

Wykorzystując powyższe bilanse energii otrzymuje się wzory na zużycia węgla w funkcji sprawności urządzeń

- praca w układzie kondensacyjnym

$$\left. \begin{aligned} E_{el}^{kond} &= PW_d \eta_K \eta_{kol} \eta_{TP}^{kond} \eta_{me} \\ Q_c^{kond} &= \beta E_{TP}^{kond} \eta_{WC} \\ Q_{skr} &= PW_d \eta_K \eta_{kol} (1 - \eta_{TP}^{kond}) - \beta E_{TP}^{kond} \end{aligned} \right\} \text{skąd, } PW_d = \frac{1}{\eta_K \eta_{kol}} \left(\frac{Q_c^{kond}}{\eta_{WC}} + \frac{E_{el}^{kond}}{\eta_{me}} + Q_{skr} \right), \quad (3.34)$$

- praca w układzie przeciwnym

$$\left. \begin{aligned} E_{el}^{przec} &= PW_d \eta_K \eta_{kol} \eta_{TP}^{przec} \eta_{me} \\ Q_c^{przec} &= PW_d \eta_K \eta_{kol} (1 - \eta_{TP}^{przec}) \eta_{WC} \end{aligned} \right\} \text{ skąd, } PW_d = \frac{1}{\eta_K \eta_{kol}} \left(\frac{Q_c^{przec}}{\eta_{WC}} + \frac{E_{el}^{przec}}{\eta_{me}} \right), \quad (3.35)$$

a tym samym całkowita ilość węgla zużyta w elektrociepłowni do produkcji ciepła i energii elektrycznej łącznie w obu układach jej pracy wyraża się wzorem

$$PW_d = \frac{1}{\eta_K \eta_{kol}} \left(\frac{Q_{cal}}{\eta_{WC}} + \frac{E_{el\ cal}}{\eta_{me}} + Q_{skr} \right), \quad (3.36)$$

gdzie całkowite produkcje ciepła grzeijnego i energii elektrycznej w elektrociepłowni wyrażają się kolejno się wzorami

$$Q_{cal} = Q_c^{kond} + Q_c^{przec}, \quad (3.36a)$$

$$E_{el\ cal} = E_{el}^{kond} + E_{el}^{przec}. \quad (3.36b)$$

Wstawiając do wzoru (3.36) za wielkości Q_{cal} , $E_{el\ cal}$, Q_{skr} i za sprawności poszczególnych urządzeń ich wartości w odniesieniu do okresu rocznego, wartość PW_d równa się rocznemu zużyciu energii chemicznej paliwa w elektrociepłowni $(PW_d)_R$ (należy pamiętać, że jeśli Q_R i $E_{el,R}$ są produkcjami netto, to sprawność kotła η_K też musi być sprawnością netto).

W celu zbadania wpływu na cenę J_o sprawności poszczególnych urządzeń i instalacji (rozdział 3.4) w już zmodernizowanej elektrociepłowni można rozpatrzeć bilans energii elektrociepłowni, uwzględniając w ogólnym przypadku dodatkowo turbinę gazową (rys. 4.1):

- w układzie szeregowym (Hot Windbox)
- w układzie równoległym.

Zakładając, że elektrociepłownia zostanie poddana jedynie odnowieniu (przy czym nie ulegną zmianie sprawności urządzeń), które pozwoli na jej dalszą

długoletnią eksploatację, czyli, że $(PW_d)_R^M = (PW_d)_R^{M+1} = (PW_d)_R^{\text{mod}} = (PW_d)_R$, $\Delta e_{pal}^M = \Delta e_{pal}^{M+1} = \Delta e_{pal}^{\text{mod}} = \Delta e_{pal}$ itd., równanie (3.33) upraszcza się do postaci

$$\Delta J_O = \frac{-(PW_d)_R \Delta e_{pal} - L_z \Delta e_p - e_p \Delta L_z + Q_R \Delta e_c + e_c \Delta Q_R + E_{el,R} \Delta e_{el} + e_{el} \Delta E_{el,R}}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}} - \rho_N [1 - (1-p)(1-v_m)]} (1-p)(1-v_m) \quad (3.37)$$

W ujęciu liczbowym równanie (3.37) dla przykładowych danych elektrociepłowni z tabel 3.2 i 3.3 (precyzyjnie mówiąc zespołu trzech elektrociepłowni pracujących na wspólną sieć ciepłą) przy dodatkowych założeniach: $\Delta e_p = \Delta Q_R = \Delta E_{el,R} = 0$, $W_d = 24,5$ MJ/kg oraz $N = 20$ lat, $r = 5,4\%$, $IRR_p^{IPP} = 7\%$ przedstawia się zależnością

$$\Delta J_O = \frac{-32,12 \Delta e_{pal} - 0,0544 \Delta L_z + 18,206 \Delta e_c + 1,731 \Delta e_{el}}{0,0944 - 0,083 [1 - (1-p)(1-v_m)]} (1-p)(1-v_m) \text{ [mln PLN]} \quad (3.38)$$

i dla $p = 19\%$ oraz $v_m = 15\%$ (Skarb Państwa sprzedał 85% akcji rozważanej elektrociepłowni) równa się

$$\Delta J_O = -322,64 \Delta e_{pal} - 0,55 \Delta L_z + 182,88 \Delta e_c + 17,39 \Delta e_{el} \text{ [mln PLN]} \quad (3.38a)$$

przy czym wartości poszczególnych zmiennych w zależnościach (3.38) i (3.38a) wyrażone są kolejno: cena węgla e_{pal} w PLN/GJ, cena ciepła e_c w PLN/GJ, cena energii elektrycznej e_{el} w PLN/MWh, liczba zatrudnionych pracowników L_z w osobach. Aktualne ceny nośników energii w przykładowej elektrociepłowni wynoszą: cena węgla $e_{pal} = 7,7$ PLN/GJ, cena ciepła $e_c = 27,3$ PLN/GJ, cena energii elektrycznej $e_{el} = 134,1$ PLN/MWh. Przy zmniejszeniu liczby zatrudnionych pracowników w elektrociepłowni na przykład o 500 osób, $\Delta L_z = -500$, (redukcja o 18,55%), cena sprzedaży J_O zwiększa się o $\Delta J_O = 275$ mln PLN. Przy wzroście ceny ciepła o $\Delta e_c = 1$ PLN/GJ (wzrost o 3,66%) cena J_O zwiększa się o $\Delta J_O = 183$ mln PLN. Przy wzroście ceny energii elektrycznej o $\Delta e_{el} = 10$ PLN/MWh (wzrost o 7,46%) cena J_O zwiększa się o $\Delta J_O = 174$ mln PLN. Przy obniżeniu ceny bardzo drogiego krajowego węgla o

$\Delta e_{pal} = -0,5$ PLN/GJ (obniżka o 6,49%) cena J_O zwiększa się o $\Delta J_O = 161$ mln PLN.

Cena sprzedaży 85% akcji przykładowego zespołu trzech elektrociepłowni przez Skarb Państwa międzynarodowemu koncernowi wynosiła 900 mln PLN. Koncern zobowiązał się ponadto zainwestować w zakupiony zespół elektrociepłowni 270 mln zł do 2010 r. Wyliczona ze wzoru (3.30) rynkowa cena J_O przy: $J_M = 270$ mln PLN, $S_R = 728,5$ mln PLN, $K_e = 574,25$ mln PLN – tab. 3.2 i 3.3 – $p = 19\%$, $v_m = 15\%$, $N = 20$ lat, $M = 3$ lata, $r = 5,4\%$, $IRR_p^{IPP} = 7\%$ powinna wynosić $J_O = 1330$ mln PLN. Łączna rynkowa wartość elektrociepłowni wynosi zatem 1600 mln PLN (= 1330 + 270), co przy nieznaczącej restrukturyzacji mającej na celu zmniejszenie kosztów działania elektrociepłowni równałoby się nakładom inwestycyjnym na nowo budowaną elektrociepłownię o tej samej mocy cieplnej i elektrycznej.

Rynkowa cena jest zatem istotnie wyższa od faktycznej ceny sprzedaży. Zespół elektrociepłowni został ponadto sprzedany łącznie z przesyłową siecią ciepłą o łącznej długości 780 km. Wartość samej sieci wynosi co najmniej drugie 1330 mln PLN. Łączna rynkowa cena sprzedaży elektrociepłowni z siecią powinna zatem wynosić co najmniej około 2660 mln PLN, a nie 900 mln PLN.

Tylko oddzielenie energii jako towaru, od usługi polegającej na jej dostarczaniu (przesyłaniu) konsumentowi, daje możliwość konkurencji w energetyce. Nie powinno się zatem prywatyzować łącznie, w jednych rękach, spółek infrastrukturalnych, takich jak elektrociepłownie i rozległe przesyłowe sieci ciepłe. Prywatyzacja taka pozwala ponadto nowemu właścicielowi na łatwe wydziałanie firm, ich sprzedaż, także *rebranding*, tj. zmianę marki (nazwy) zakupionej firmy na markę np. jednej ze spółek córek koncernu i transfer kwoty sprzedaży oraz zysków za granicę (również mechanizmy cen transferowych – ang. *transfer pricing* – pozwalają międzynarodowym koncernom na transferowanie zysków za granicę; tam, gdzie państwo jest nieudolne, a prawo „dziurawe”, sztucznie manipulują w ramach koncernu zyskami i kosztami tak, aby zyski i straty były tam, gdzie im najwygodniej; straty ponosi zawsze Skarb Państwa i jego obywatele; zagraniczni inwestorzy transferują nielegalnie zyski za granicę: np. w postaci opłat – będących oczywiście fikcyjnymi kosztami – na rzecz swoich central, w postaci opłat licencyjnych, bardzo wysokich opłat za ekspertyzy prawne, techniczne, finansowe, eksportują z kraju tanio, importują drogo itd.). Można jednak spotkać się z poglądami, że w przypadku ciepła oddzielenie jego przesyłu od wytwarzania jest na ogół niemożliwe technicznie. Nie jest to do końca prawdą.

Należy się zgodzić jedynie z poglądem, że w przypadku próby włączenia w istniejącą sieć nowego źródła ciepła może to być czasami nieopłacalne

ekonomicznie z uwagi na konieczne wówczas modyfikacje sieci. Wtedy jednak żaden inwestor (który musiałby przecież sfinansować modyfikację) nie zaryzykuje wybudowania konkurencyjnego źródła ciepła i włączenia go w istniejącą sieć przesyłową. Zasada oddzielenia wytwarzania energii od jej przesyłu jest zatem (powinna być) uniwersalna. Nie może dotyczyć jedynie energii elektrycznej i gazu (choć można spotkać się z innymi opiniami [20]). Do inwestora powinna należeć decyzja czy budować nowe źródło ciepła, a operator sieci przesyłowej (podlegający regulacjom administracyjnym) z mocy prawa powinien umożliwić włączenie tego źródła w istniejącą sieć przesyłową.

3.3.2. Podsumowanie

1. Koszty eksploatacji oraz ceny nośników energii w bardzo dużej mierze wpływają na rynkową wartość elektrociepłowni. Zmniejszenie przegromnych przerostów zatrudnienia, już nawet tylko o kilkanaście procent, z równoczesnym kilkuprocentowym zwiększeniem cen ciepła i energii elektrycznej oraz z kilkuprocentowym obniżeniem wysokiej ceny krajowego węgla kamiennego jest w stanie zwiększyć o ponad 50% rynkową cenę sprzedaży prywatyzowanych elektrociepłowni. W interesie właściciela (Skarbu Państwa) jest przeprowadzenie przed sprzedażą źródeł ciepła i energii elektrycznej ich restrukturyzacji.
2. Jak wykazały obliczenia, cena sprzedaży prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni powinna być w przybliżeniu równa nakładom inwestycyjnym na nowo budowane źródła ciepła i energii elektrycznej pomniejszona o nakłady na ich odnowienie. Nie należy również prywatyzować spółek infrastrukturalnych łącznie, w jednych rękach.

3.4. Czy warto inwestować w odnowienie i modernizację elektrowni i elektrociepłowni przed ich sprzedażą

Prywatyzując energetykę należy kierować się kategoriami ekonomicznymi. W rozdziale 3.2 przedstawiono zależność (3.30) pozwalającą wyznaczać cenę, za jaką Skarb Państwa powinien sprzedawać niezależnym inwestorom *IPP* (*Independent Power Producers*) prywatyzowane elektrownie lub elektrociepłownie wymagające odnowienia i modernizacji. Wzór ten w innej postaci można przedstawić następująco

$$\begin{aligned}
J_O = & \frac{\left[\frac{(S_R^M - K_e^M)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} + \frac{(S_R^{M+1} - K_e^{M+1})}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} + (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}}) \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \right] (1-p)(1-v_m)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} + \\
& + \frac{\rho_{N-M} J_M [1 - (1-p)(1-v_m)] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \right) - \frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]}
\end{aligned} \tag{3.39}$$

Wartość parametru v_m we wzorze (3.39) przy sprzedaży przez Skarb Państwa elektrowni i elektrociepłowni wynosi 15%. Jest to wartość udziałów, jakie otrzymują za darmo pracownicy prywatyzowanych przedsiębiorstw.

Gdy elektrociepłownia lub elektrownia są zmodernizowane, we wzorze (3.39) należy podstawić za nakłady inwestycyjne na ich modernizację wartość zero, $J_M = 0$, roczne przychody ze sprzedaży produkcji netto energii elektrycznej i ciepła w kolejnych latach są wówczas sobie równe $S_R^M = S_R^{M+1} = S_R^{\text{mod}}$, równe są również roczne koszty eksploatacji $K_e^M = K_e^{M+1} = K_e^{\text{mod}}$, i wówczas cena, za jaką Skarb Państwa, który poniósł nakłady J_M na ich modernizację, powinien sprzedawać elektrociepłowni lub elektrowni wynosi

$$J_O^{\text{mod}} = \frac{(S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}})(1-p)(1-v_m)}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}} - \rho_N [1 - (1-p)(1-v_m)]}. \tag{3.40}$$

Wyliczone za pomocą wzorów (3.39), (3.40) ceny J_O i J_O^{mod} w zależności od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii mogą przekraczać, nawet znacznie, nakłady inwestycyjne na nowo budowane elektrownie i elektrociepłownie o takich samych mocach elektrycznych i cieplnych – rys. 3.6, 3.7a, b.

Sytuacja taka będzie miała miejsce w przypadku wysokich cen energii elektrycznej i ciepła oraz przy relatywnie niskich cenach paliwa, ale również przy niskich pozapaliwowych kosztach eksploatacji elektrowni i elektrociepłowni, na przykład przy niskich kosztach płac czy niskich kosztach za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego przy spalaniu gazu ziemnego.

W praktyce ceny, za jakie Skarb Państwa jest w stanie sprzedawać elektrownie i elektrociepłownie nie mogą być wyższe od tych nakładów. Cena J_O musi być ponadto niższa od wspomnianych nakładów o wartość środków finansowych J_M koniecznych do odnowienia i modernizacji prywatyzowanych elektrowni i elektrociepłowni.

Warunek konieczny opłacalności modernizacji elektrociepłowni lub elektrowni przez Skarb Państwa wyraża się zależnością

$$\Delta J = J_O^{\text{mod}} - J_O - J_M(1+r)^R \geq 0. \quad (3.41)$$

Przyrost ΔJ ceny sprzedaży uwzględnia zdyskontowane na moment sprzedaży elektrociepłowni lub elektrowni nakłady J_M poniesione na ich modernizację w latach R (w praktyce okres modernizacji wyniesie jeden rok, $R = 1$).

Po podstawieniu do (3.41) zależności (3.39) i (3.40) otrzymuje się końcową postać relacji, jaka musi być spełniona, aby odnowienie i modernizacja elektrowni lub elektrociepłowni przed ich sprzedażą przez Skarb Państwa była opłacalna

$$\Delta J = \frac{\left[\frac{(S_R^{\text{mod}} - S_R^M) - (K_e^{\text{mod}} - K_e^M)}{[\rho_M]_{IRR_p^{\text{IPP}}}} + \frac{(S_R^{\text{mod}} - S_R^{M+1}) - (K_e^{\text{mod}} - K_e^{M+1})}{(1 + IRR_p^{\text{IPP}})^{M+1}} \right] (1-p)(1-v_m)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{\text{IPP}}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} + \frac{\frac{J_M}{(1 + IRR_p^{\text{IPP}})^M} - \rho_{N-M} J_M [1 - (1-p)(1-v_m)] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{\text{IPP}}}} - \frac{1}{[\rho_M]_{IRR_p^{\text{IPP}}}} \right)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{\text{IPP}}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} - J_M (1+r)^R \geq 0 \quad (3.42)$$

Analiza powyższej zależności oprócz znalezienia odpowiedzi na postawione w tytule pytanie: czy warto, by Skarb Państwa inwestował środki J_M w odnowienie i modernizację elektrociepłowni lub elektrowni przed ich sprzedażą, daje również odpowiedzi na kolejne fundamentalne pytania:

- w jak dużym stopniu opłacalne jest zwiększanie wartości sprawności energetycznych istniejących i nowych urządzeń możliwych do zastosowania w trakcie modernizacji dzięki zwiększaniu nakładów inwestycyjnych J_M na

odnowienie i modernizację?

- jak zwiększanie sprawności urządzeń wpływa na efektywność ekonomiczną eksploatacji zmodernizowanych elektrociepłowni lub elektrowni?
- jaki musi być spełniony warunek, aby opłacalne było nie tylko odnowienie elektrowni lub elektrociepłowni pozwalające na ich dalszą wieloletnią eksploatację, ale opłacalna była równoczesna z odnowieniem ich modernizacja?

Znalezienie odpowiedzi na powyższe pytania o optymalną strategię inwestycyjną przy odnawianiu i modernizacji krajowych elektrowni i elektrociepłowni, tj. o zakres i sposób (technologię) modernizacji, o ich efektywność ekonomiczną, o ekonomicznie uzasadnione relacje cenowe pomiędzy nośnikami energii, jest konieczne, gdyż brak i nieznanomość tych danych nie pozwoli na racjonalne decyzje prywatyzacyjne.

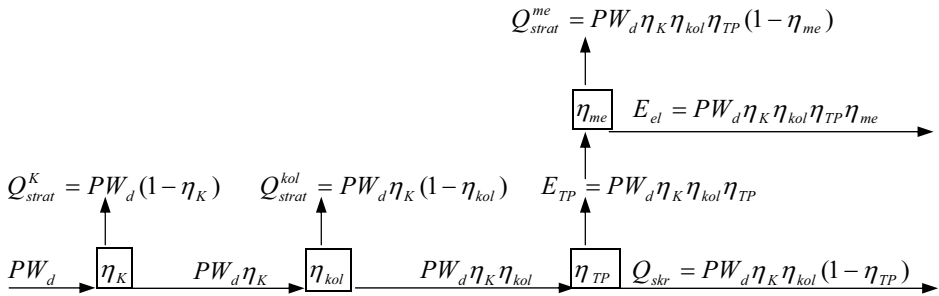
3.4.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Analizując postawione w tytule rozdziału zagadnienie przyjęto do obliczeń przykładową elektrownię węglową (rys. 3.2) o mocy $N_{el}^{El} = 120$ MW i sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej $\eta_{Eel} = 31,4\%$ (średnia wartość sprawności elektrowni w kraju to ok. 34%, w „starej” Unii Europejskiej ok. 44%). Rozpatrzono dwa przypadki modernizacji:

- 1) zabiegi odnawiające i doskonalące istniejące już w elektrowni instalacje i urządzenia, takie jak: odnowienie i modernizacja kotłów zwiększające równocześnie ich sprawność energetyczną, odnowienie kadłubów oraz układów przepływowych turbin podnoszące ich sprawność wewnętrzną, odnowienie rurociągów wodnych i parowych, odnowienie układów chłodzenia czy zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne elektrowni (rys. 3.2a)
- 2) modernizacja polegająca na odnowieniu elektrowni wraz z jej konwersją do postaci układu dwupaliwowego równoległego zasilanego węglem kamiennym i gazem ziemnym (rys. 3.2b).

3.4.1.1. Odnowienie elektrowni

Poniżej przedstawiono bilans energii elektrowni (rys. 3.2a) pozwalający na analizę i określenie produkcji energii elektrycznej przed i po odnowieniu w funkcji sprawności urządzeń i spalanego w kotle węgla



gdzie:

E_{el} – energia elektryczna brutto wyprodukowana w elektrowni,

PW_d – energia chemiczna węgla spalonego w kotle,

P – zużycie węgla w kotle,

Q_{skr} – ciepło skraplania pary w skraplaczu turbiny kondensacyjnej,

W_d – wartość opałowa węgla,

η_K – sprawność kotła brutto,

η_{kol} – sprawność energetyczna układu kolektorowego doprowadzającego parę do turbiny,

$\eta_{TP} = \eta_{CR}\eta_i$ – sprawność energetyczna turbiny parowej (iloczyn sprawności energetycznej obiegu Clausiusa-Rankine’a i sprawności wewnętrznej turbiny),

η_{me} – sprawność elektromechaniczna turbozespołu.

Powyższy bilans oczywiście nie zmieni się, gdy w miejsce zużycia węgla i produkowanej energii podstawią się wartości strumieni tych wielkości, tj. wielkości wyrażone w jednostce czasu.

Należy zaznaczyć, że zabiegi odnawiające nie są w stanie znacząco poprawić sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni, nie zmieniają bowiem termicznych parametrów realizowanego w niej obiegu cieplnego ($\eta_{CR} = \text{const}$). Można oczekiwać wówczas poprawy sprawności wytwarzania energii elektrycznej jedynie o kilka punktów procentowych.

W sytuacji, gdy modernizacja elektrowni polega tylko na jej odnowieniu z równoczesnym zwiększeniem sprawności istniejących urządzeń pozwalającym na dalszą długoletnią eksploatację (rys. 3.2a) należy przyjąć, że moc cieplna kotła jest taka sama przed i po odnowieniu

$$\eta_K PW_d = \eta_K^{\text{mod}} (PW_d)^{\text{mod}} \quad (3.43)$$

gdzie sprawność energetyczna odnowionego kotła jest większa od sprawności η_K sprzed odnowienia o wartość przyrostu $\Delta\eta_K$

$$\eta_K^{\text{mod}} = \eta_K + \Delta\eta_K \cdot \quad (3.44)$$

Do obliczeń przyjęto następujące wartości: $\eta_K = 0,87$ oraz maksymalną wartość przyrostu równą $\Delta\eta_{K \text{ max}} = 0,05$.

Oszczędność energii chemicznej węgla w odnowionej elektrowni równa się wówczas

$$\Delta PW_d = PW_d - (PW_d)^{\text{mod}} = \frac{\Delta\eta_K}{\eta_K + \Delta\eta_K} PW_d \quad (3.45)$$

i zmniejszenie kosztu spalanego w elektrowni węgla w odnowionym kotle wynosi

$$\Delta K_{pal} = \Delta \dot{P}W_d e_{pal} \tau_R \quad (3.46)$$

gdzie:

e_{pal} – jednostkowa (na jednostkę energii) cena węgla (aktualna cena węgla dla energetyki wynosi $e_{pal} \cong 2,5$ USD/GJ ($\sim 7,7$ PLN/GJ)),

τ_R – roczny czas pracy elektrowni (do obliczeń przyjęto $\tau_R = 6000$ h/a).

Stosunek mocy elektrycznej odnowionej elektrowni do mocy sprzed odnowienia wyraża się równaniem

$$\frac{N_{el}^{El \text{ mod}}}{N_{el}^{El}} = \frac{N_{el}^{El} + \Delta N_{el}^{El}}{N_{el}^{El}} = \frac{(\eta_{kol} + \Delta\eta_{kol})(\eta_i + \Delta\eta_i)(\eta_{me} + \Delta\eta_{me})}{\eta_{kol}\eta_i\eta_{me}} \quad (3.47)$$

Do obliczeń przyjęto następujące wartości sprawności energetycznych urządzeń i ich maksymalnych przyrostów: $\eta_{kol} = 0,96$, $\Delta\eta_{kol \text{ max}} = 0,02$, $\eta_i = 0,85$, $\Delta\eta_{i \text{ max}} = 0,03$, $\eta_{me} = 0,95$, $\Delta\eta_{me \text{ max}} = 0,02$.

Przyrost rocznego przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej netto wynosi

$$\Delta S_{el,R} = S_R^{\text{mod}} - S_R^M = \Delta N_{el}^{El} (1 - \varepsilon_{el}) \tau_R e_{el} \quad (3.48)$$

gdzie:

e_{el} – jednostkowa (na jednostkę energii) cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni,

ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrowni (do obliczeń przyjęto $\varepsilon_{el} = 7\%$).

W tabeli 3.4 przedstawiono moc elektryczną, zużycie strumienia energii chemicznej węgla i sprawności energetyczne elektrowni przed i po odnowieniu dla przyjętych do obliczeń maksymalnych wartości przyrostów sprawności energetycznych poszczególnych urządzeń.

Tabela 3.4

Dane techniczne

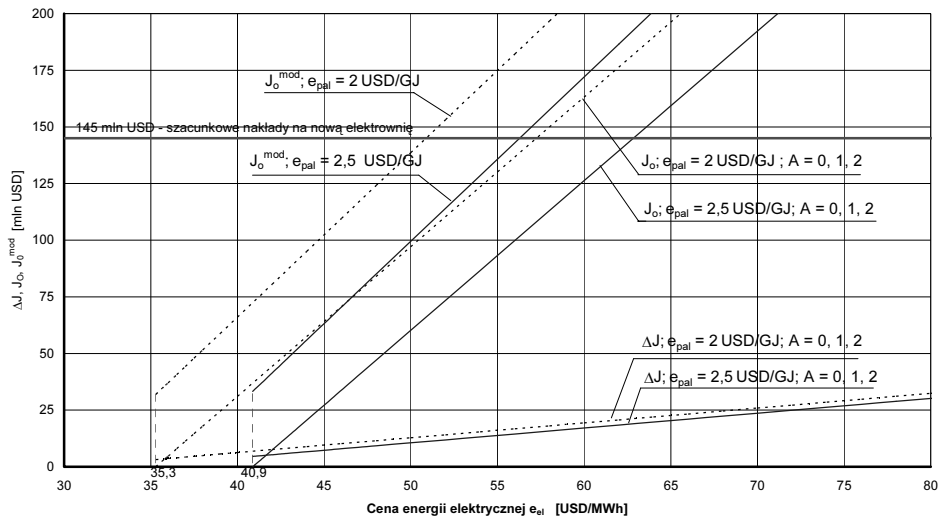
	N_{el}^{El} [MW]	PW_d [MW]	η_{Eel}
Elektrownia przed odnowieniem	120	382,2	0,314
Elektrownia po odnowieniu	129,5	360,7	0,359

Nakłady na odnowienie można wyrazić wzorem

$$J_M = J_M^{odn} = N_{el}^{El} i_o \left(1 + \frac{\Delta\eta_K}{\eta_K} + \frac{\Delta\eta_{kol}}{\eta_{kol}} + \frac{\Delta\eta_i}{\eta_i} + \frac{\Delta\eta_{me}}{\eta_{me}} \right)^A \quad (3.49)$$

Zmiana wartości wykładnika A we wzorze (3.49), obok zmian wartości przyrostów sprawności $\Delta\eta$ poszczególnych urządzeń, pozwala na ocenę wpływu zwiększania nakładów inwestycyjnych J_M na efektywność ekonomiczną opłacalności modernizacji elektrociepłowni lub elektrowni. Do obliczeń przyjęto wartość jednostkowych nakładów równą $i_o = 200$ USD/kW oraz wartości wykładnika A równe 0, 1, 2. Nakłady inwestycyjne na odnowienie elektrowni J_M zwiększają się zatem od 24 mln USD przy $A = 0$ do 30,9 mln USD dla wartości $A = 2$ (przyrost o 28,7%) przy maksymalnych wartościach $\Delta\eta_{max}$.

Na rysunku 3.6 przedstawiono wyniki przykładowych obliczeń przyrostu ceny ΔJ oraz cen J_O , J_O^{mod} sprzedaży przez Skarb Państwa elektrowni przed i po jej odnowieniu dla maksymalnych wartości przyrostów sprawności energetycznych poszczególnych urządzeń.



Rys. 3.6. Przyrost ceny i cena sprzedaży przez właściciela (Skarb Państwa) elektrowni przed i po jej odnowieniu

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, zwiększanie nakładów J_M przy $\Delta\eta = \Delta\eta_{\text{max}}$ w znikomym stopniu wpływa na wartości (nieznacznie je zmniejsza) przyrostu ceny sprzedaży ΔJ oraz ceny J_O (J_O^{mod} nie zależy od J_M). Wszystkie krzywe tych wielkości dla różnych wartości A (ze wzrostem A wartości ΔJ i J_O zmniejszają się) niemalże pokrywają się ze sobą – rysunek 3.6. Wynika to z faktu, że nakłady inwestycyjne J_M we wzorach (3.39) i (3.42) są mnożone przez małą wartość stopy amortyzacji oprocentowanej równą $\rho_{N-M} = 0,09$ (przy $M = 3$ i $N = 20$ latach oraz stopie dyskonta $r = 5,4\%$) oraz dzielone przez większą od jedności wartość dyskontującą $(1 + IRR_p^{\text{IPP}})^M = 1,23$ (dla $IRR_p^{\text{IPP}} = 7\%$). Ponadto wartości te mają przeciwne znaki, co powoduje częściową kompensację wzrostu wartości J_M .

Bardzo istotnie na zmianę wartości ΔJ , J_o , J_o^{mod} wpływają natomiast zmiany cen nośników energii: cena węgla i energii elektrycznej. Zmiana wartości tych cen nawet już o kilka, kilkanaście procent zmienia wartości ΔJ , J_o , J_o^{mod} o co najmniej kilkadziesiąt procent.

Należy przy tym zauważyć, że wartość względnego przyrostu $\Delta J/J_o$ zmienia się jednak nieznacznie, zaledwie o kilkanaście procent, co dowodzi, że w zasadzie nie warto, by Skarb Państwa inwestował środki finansowe w odnowienie energetyki przed jej sprzedażą.

Koniecznością jest natomiast wprowadzenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy cenami nośników energii. Cena energii elektrycznej musi być na odpowiednio wysokim poziomie przy danych cenach węgla, wyższym od cen granicznych (wyliczanych z warunku $J_o = 0$) zależących od ceny węgla oraz pozapaliwowych kosztów eksploatacji.

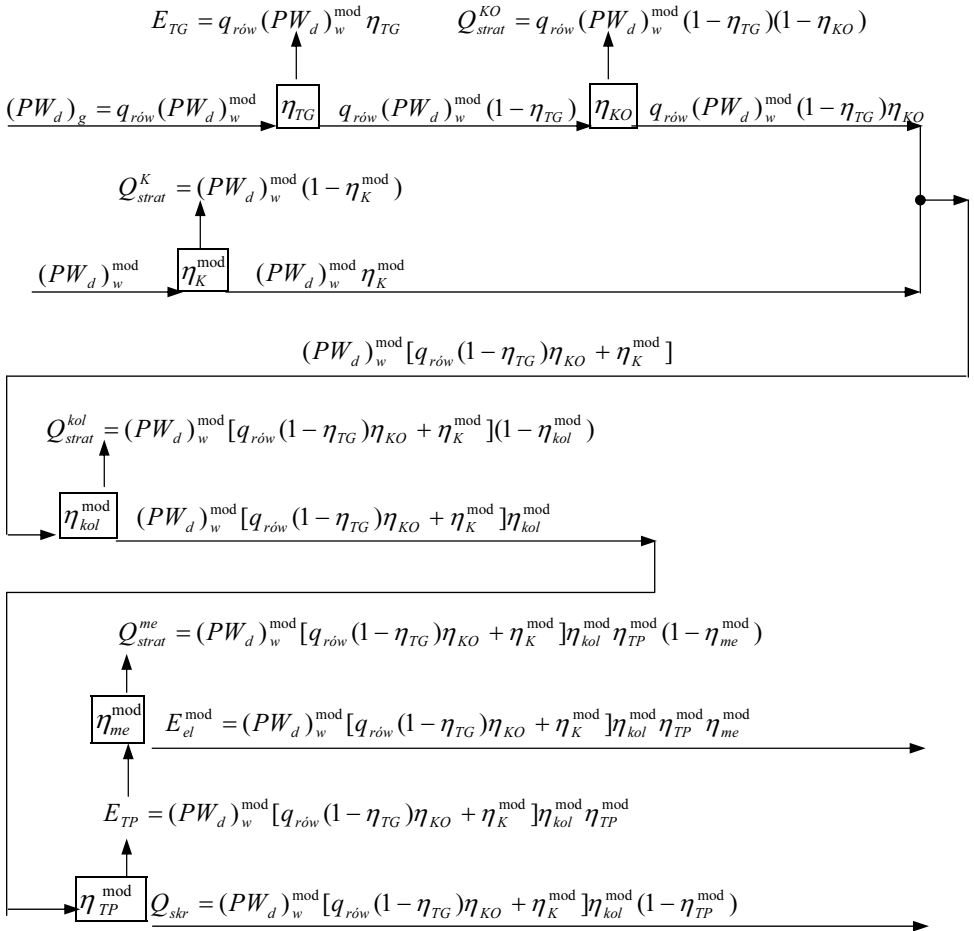
Przy założonych kosztach eksploatacji $e_{el}^{gr} = 35,3$ USD/MW, $e_{el}^{gr} = 40,9$ USD/MW kolejno dla ceny węgla $e_{pal} = 2$ i $2,5$ USD/GJ – rys. 3.6. Skutkować to będzie wzrostem ceny sprzedaży krajowej energetyki do poziomu nakładów inwestycyjnych na nowo budowane elektrociepłownie i elektrownie pomniejszone o nakłady J_M konieczne do ich odnowienia, pozwalającego na dalszą długoletnią pracę.

W rozważanym przypadku szacunkowe nakłady inwestycyjne na nowo budowaną elektrownię węglową o mocy $N_{el}^{El} = 120$ MW i sprawności energetycznej $\eta_{El} = 44\%$ (elektrownia na parametry nadkrytyczne) wynosiłyby ok. 145 mln USD (nakłady jednostkowe ok. $i_o = 1200$ USD na kW zainstalowanej mocy).

Równoczesna zmiana wszystkich wartości przyrostów sprawności energetycznych poszczególnych urządzeń od wartości $\Delta\eta_{\text{max}}$ do 0 w takiej samej proporcji zmienia wartości $\Delta\dot{P}W_d$ i ΔN_{el}^{El} (wzory (3.45), (3.47)) od ich wartości maksymalnych $\Delta\dot{P}W_{d\text{max}} = 21,5$ MW i $\Delta N_{el\text{max}}^{El} = 9,5$ MW (tab. 3.4) do 0, i w przybliżeniu w takim samym stopniu zmniejsza wartości ΔJ , J_o oraz J_o^{mod} . Gdy wszystkie wartości przyrostów sprawności energetycznych poszczególnych urządzeń równają się $\Delta\eta = 0$ (wówczas odnowienie elektrowni ma na celu wyłącznie zapewnienie możliwości jej dalszej wieloletniej eksploatacji bez poprawy efektywności ekonomicznej), graniczne ceny energii elektrycznej (wyliczane, jak już zaznaczono, z warunku $J_o = 0$) wynoszą: $e_{el}^{gr} = 38,2$ USD/MW, $e_{el}^{gr} = 44,3$ USD/MW kolejno dla ceny węgla $e_{pal} = 2$ i $2,5$ USD/GJ.

3.4.1.2. Odnowienie i modernizacja elektrowni

W przypadku odnowienia elektrowni z równoczesną jej modernizacją przez nadbudowę turbiną gazową w układzie równoległym (rys. 3.2b) bilans energii przedstawia się następująco



gdzie:

- E_{TG} – energia elektryczna brutto wyprodukowana w turbinie gazowej,
- $(PW_d)_g$ – energia chemiczna gazu spalonego w turbinie gazowej,
- $(PW_d)_w^{\text{mod}}$ – energia chemiczna węgla spalonego w kotłach w zmodernizowanej elektrowni,
- Q_{skr} – ciepło skraplania pary w skraplaczu turbiny kondensacyjnej,
- η_{KO} – sprawność kotła odzyskowego brutto,
- $q_{rów}$ – udział energii chemicznej gazu w układzie równoległym w energii chemicznej węgla spalonego w zmodernizowanej elektrowni,
- η_{TG} – sprawność energetyczna brutto turbiny gazowej.

Nakłady finansowe na odnowienie i modernizację elektrowni można przedstawić równaniem

$$J_M = J_M^{\text{odn}} + J_M^{TG} = N_{el} i_O^{TP} \left(1 + \frac{\Delta\eta_K}{\eta_K} + \frac{\Delta\eta_{kol}}{\eta_{kol}} + \frac{\Delta\eta_i}{\eta_i} + \frac{\Delta\eta_{me}}{\eta_{me}} \right)^A + N_{el}^{TG} i_O^{TG} \quad (3.50)$$

Jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady finansowe i_O^{TG} są malejącą funkcją mocy turbiny gazowej N_{el}^{TG} , i $i_O^{TG} = f(N_{el}^{TG})$ zależą od sposobu nadbudowy układu turbiną. Dla układu Hot Windbox (rys. 4.1a) są istotnie większe niż dla układu równoległego. Nakłady i_O^{TG} w znikomym stopniu natomiast zależą od sprawności turbiny η_{TG} . Jedynie dla turbin gazowych o bardzo małych mocach (szczególnie dla turbin z regeneracją ciepła) od kilkudziesięciu do kilkuset kilowatów (kilku megawatów) mogą znacząco zależeć od η_{TG} .

Przyrost rocznej produkcji netto energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni wynosi

$$\Delta E_{el,R} = (N_{el}^{TG} + \Delta N_{el}^{TP})(1 - \varepsilon_{el})\tau_R, \quad (3.51)$$

Wartość wskaźnika elektrycznych potrzeb własnych odnowionej i zmodernizowanej elektrowni przyjęto do obliczeń równą $\varepsilon_{el} = 4\%$, wartość

rocznego czasu pracy τ_R tak samo jak w przypadku wyłącznie odnowienia elektrowni 6000 h/a.

Koszt gazu ziemnego spalanego w turbinie gazowej wynosi

$$K_{gaz}^{TG} = \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}} e_g \tau_R \quad (3.52)$$

gdzie: e_g oznacza jednostkową (na jednostkę energii) cenę gazu (aktualna cena rosyjskiego gazu dla energetyki przed mającą nastąpić kolejną podwyżką wynosi $e_g \cong 6$ USD/GJ ($\sim 18,1$ PLN/GJ); gaz krajowy jest istotnie tańszy).

Do obliczeń przyjęto sprawność turbiny gazowej równą $\eta_{TG} = 34\%$.

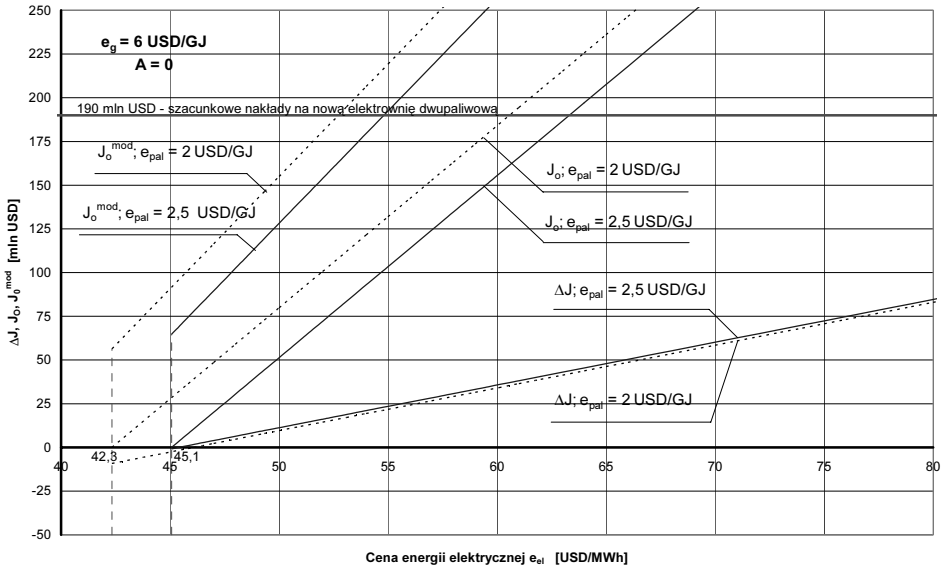
W tabeli 3.5 zestawiono moc elektryczną, zużycie strumieni energii chemicznej węgla i gazu oraz sprawności energetyczne elektrowni przed i po jej odnowieniu i modernizacji.

Tabela 3.5

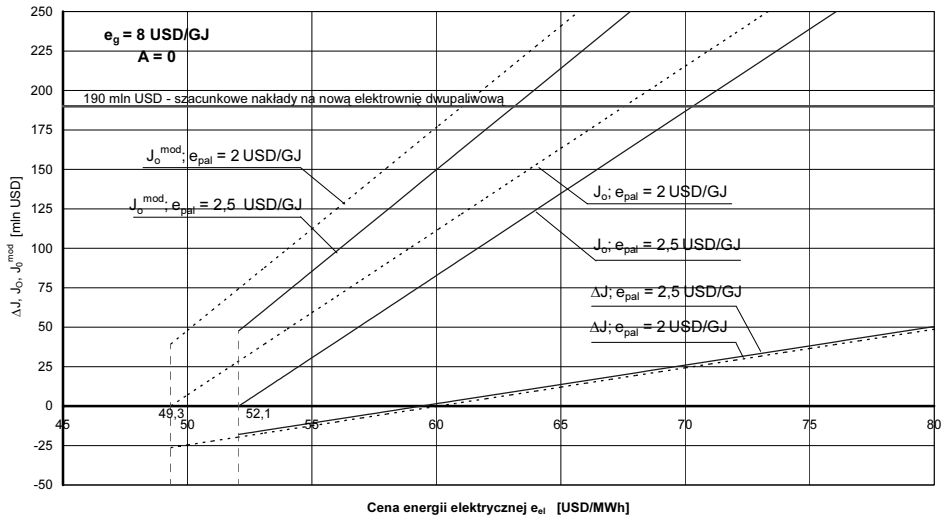
Dane techniczne

	N_{el}^{TP} [MW]	$(PW_d)_w$ [MW]	N_{el}^{TG} [MW]	$(PW_d)_{gaz}$ [MW]	η_{Eel}
Elektrownia przed odnowieniem i modernizacją	120	382,2	–	–	0,314
Elektrownia po odnowieniu i modernizacji	138,4	247,0	83,9	246,8	0,450

Na rysunkach 3.7a. i 3.7b. przedstawiono wyniki przykładowych obliczeń przyrostu ceny ΔJ oraz cen J_o, J_o^{mod} sprzedaży przez Skarb Państwa elektrowni przed i po jej odnowieniu i modernizacji.



Rys. 3.7a. Przyrost ceny i cena sprzedaży przez właściciela (Skarb Państwa) elektrowni przed i po jej odnowieniu i modernizacji



Rys. 3.7b. Przyrost ceny i cena sprzedaży przez właściciela (Skarb Państwa) elektrowni przed i po jej odnowieniu i modernizacji

Nakłady inwestycyjne J_M na odnowienie i modernizację przyjęto w wysokości 62,2 mln USD (w tym 24 miliony na odnowienie i 38,2 milionów na modernizację).

Bardzo istotnie, tak jak w przypadku odnowienia elektrowni, na ceny J_O, J_O^{mod} wpływają ceny nośników energii: ceny węgla i gazu oraz cena energii elektrycznej. Odpowiednio niska cena gazu będzie powodować, że ceny J_O, J_O^{mod} w tym przypadku będą istotnie wyższe od cen w przypadku wyłącznego odnowienia elektrowni. Spalanie gazu w elektrowni ponadto bardzo istotnie, oprócz wpływu na efektywność ekonomiczną modernizacji, wpływa na jej efektywność energetyczną, pozwalając na zwiększenie sprawności wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni bez „uciekania się” do parametrów nadkrytycznych części parowej, prawie dwukrotne zwiększenie jej mocy i zmniejszenie zużycia węgla, co skutkować będzie dodatkowo wielokrotnie mniejszym zanieczyszczeniem środowiska naturalnego i mniejszymi opłatami ekologicznymi. Koniecznością jest zatem ustalenie dodatkowo takiego poziomu taryf opłat za gospodarze korzystanie ze środowiska naturalnego, który sprzyjałby ekonomicznej opłacalności spalania w elektrowniach ekologicznego paliwa jakim jest gaz ziemny i wpływał na wzrost ceny sprzedaży elektrowni poprzez zmniejszenie kosztów eksploatacji na skutek mniejszych kosztów „środowiskowych”.

Tak jak w przypadku wyłącznego odnowienia elektrowni, względny przyrost ceny sprzedaży elektrowni $\Delta J / J_O$ wynosi również zaledwie kilkanaście procent. Nie warto zatem w zasadzie, by Skarb Państwa inwestował w odnowienie i modernizację elektrowni, kiedy przecież konieczna zmiana relacji pomiędzy cenami nośników energii oraz zmiana struktury kosztów działania elektrowni przyniosłaby co najmniej kilkudziesięcioprocentowy wzrost cen J_O, J_O^{mod} .

Jak już powyżej wspomniano, w praktyce ceny J_O, J_O^{mod} , co oczywiste, nie mogą przewyższać nakładów inwestycyjnych na nowo budowane elektrownie i elektrociepłownie o takich samych mocach elektrycznych i cieplnych. W rozważanym przypadku szacunkowe nakłady inwestycyjne na nowo budowaną elektrownię dwupaliwową, węglowo-gazową w układzie równoległym (rys. 3.2b) o mocy $N_{el}^{El} = 220$ MW i sprawności energetycznej $\eta_{El} = 45\%$ wynosiłyby ok. 190 mln USD – rys. 3.7a, 3.7b.

4. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji elektrociepłowni i elektrowni węglowych

4.1. 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 20 miliardów dolarów w okresie do 2020 r. 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. 9 punktów procentowych od sprawności osiągniętych w elektrowniach w krajach byłej piętnastki Unii Europejskiej. Co więcej, krajowa energetyka w ponad 40% nie spełni przyszłych unijnych norm ochrony środowiska w zakresie emisji dwutlenku siarki SO_2 (od 1 stycznia 2008 r.) oraz w 90% w zakresie emisji tlenków azotu NO_x (od 1 stycznia 2016 r.). Brak rzeczywistych rezerw mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) również stwarza zagrożenie dla pewności zasilania w energię elektryczną krajowych odbiorców.

Jednym z możliwych kierunków koniecznego odnowienia i modernizacji układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni mogą być, jak już wcześniej zaznaczono, zabiegi doskonalące istniejące instalacje i urządzenia takie jak: modernizacja kotłów zwiększająca ich sprawność energetyczną, modernizacja układów przepływowych turbin podnosząca ich sprawność wewnętrzną, modernizacja układów chłodzenia czy zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne elektrowni i elektrociepłowni. Zabiegi takie mogą poprawić sprawność wytwarzania energii elektrycznej jedynie o kilka, 3, 4 punkty procentowe.

Obecnie głównym paliwem stosowanym w elektrowniach zawodowych, elektrociepłowniach komunalnych i 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 do 2020 roku będzie miał, obok ropy naftowej,

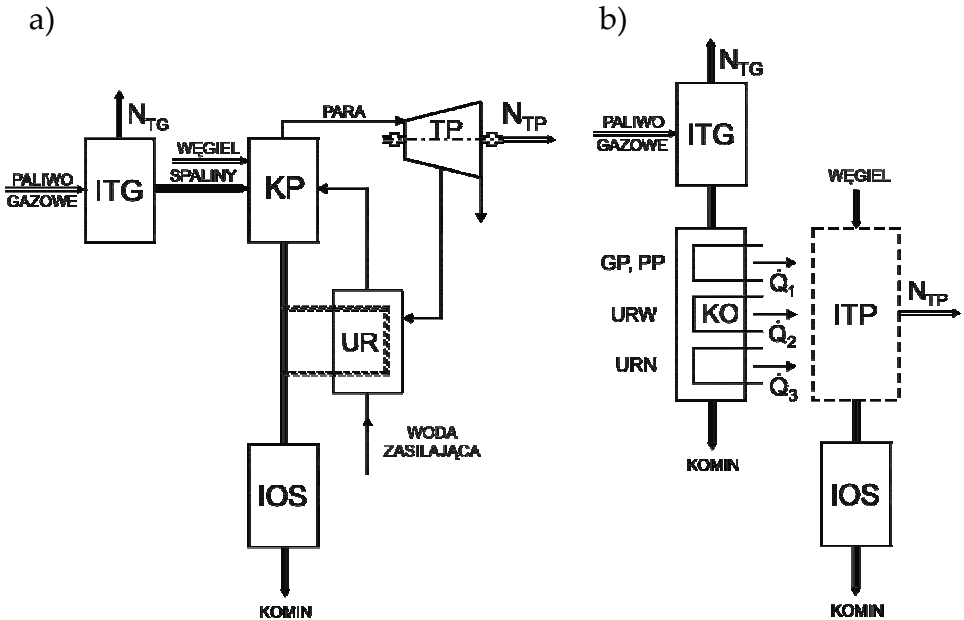
również i gaz ziemny. Struktura zużycia w Polsce energii pierwotnej w istotny sposób różni się od zużycia na świecie i powinno to ulec zmianie oraz znaleźć odzwierciedlenie w krajowej strategii energetycznej. Można stwierdzić, że jednym ze znaczących sposobów zwiększenia zużycia gazu ziemnego w kraju jest wprowadzanie go do istniejących węglowych elektrowni i elektrociepłowni.

Drugim zatem z możliwych kierunków modernizacji układów technologicznych istniejących obiektów energetycznych jest ich konwersja do postaci układów dwupaliwowych, zasilanych węglem kamiennym i gazem ziemnym. Konwersja taka jest możliwa przez integrację istniejących bloków węglowych z nowoczesnymi technologiami gazowymi bazującymi na zasilanych gazem ziemnym turbinach gazowych.

Spośród możliwych standardowych układów gazowo-parowych dwupaliwowych – węglowo-gazowych, jakie mogą powstać w wyniku modernizacji, ogólnie można wyróżnić dwie podstawowe ich konfiguracje – rys. 4.1 [1, 6]:

- 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 równolegle (poprzez układ para-woda; sprzężenie polega np. na produkcji w kotle odzyskowym zasilanym spalinami wylotowymi z turbiny gazowej pary zasilającej istniejący kolektor, i(lub) przegrzewaniu np. 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 (rys. 4.5a).



Rys. 4.1. 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 niskoprężna i wysokoprężna, N_{TG} , N_{TP} – moce instalacji
 turbiny gazowej i parowej

Możliwość modernizacji źródeł węglowych z wykorzystaniem spalane go w turbinie gazowej gazu ziemnego ma istotne znaczenie, gdyż modernizacja taka znacząco poprawi ich efektywność energetyczną – zasadniczej zmianie ulegną bowiem, o czym wspomniano już wcześniej, termiczne parametry realizowanych w nich obiegów cieplnych. Pozwoli to dodatkowo w sposób racjonalny technologicznie korzystać z węgla (bardzo atrakcyjną koncepcją ze względów energetycznych i ekonomicznych jest bezpośrednie spalanie węgla w turbinie gazowej [14]; według koncernu General Electric będzie to możliwe w przeciągu 5–10 lat). Co więcej, bardzo znaczące wówczas, nawet prawie dwukrotne, zwiększenie mocy elektrycznej zmodernizowanych w ten sposób elektrowni i elektrociepłowni postawi pod dużym znakiem zapytania sens techniczny i ekonomiczny budowy nowych źródeł energii. Nastąpi równocześnie ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego w wyniku zmniejszonego zużycia węgla.

Ponadto, co należy mocno podkreślić, modernizacja pozostawi przy tym węgiel, którego zasoby w kraju są duże, jako podstawowe paliwo w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Układy dwupaliwowe węglowo-gazowe zwiększą konkurencyjność krajowej elektroenergetyki na europejskim rynku energii, co jest konieczne po przystąpieniu Polski do Unii Europejskiej. Głównym jednak czynnikiem zdecydowanego wzrostu tej konkurencyjności byłaby zmiana w kraju relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii. Bardzo istotne jest zatem znalezienie odpowiedzi na pytanie, jakie są uzasadnione ekonomicznie relacje cenowe pomiędzy nośnikami energii.

Podstawową koniecznością jest zatem przeprowadzenie niezbędnych analiz, wyniki których pozwolą na podjęcie racjonalnych procesów inwestycyjnych w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach.

W szczególności konieczne są:

- przeprowadzenie analizy warunków technicznej, ekologicznej i ekonomicznej efektywności poszczególnych wariantów modernizacji
- opracowanie modeli matematycznych układów technologicznych elektrowni i elektrociepłowni dla poszczególnych wariantów modernizacji istniejących układów węglowych
- opracowanie algorytmów optymalizacyjnych
- wykonanie obliczeń optymalizacyjnych różnych wariantów modernizacji
- przeprowadzenie analizy czynników zewnętrznych rzutujących na efektywność techniczną i ekonomiczną projektów oraz postać rozwiązania optymalnego
- opracowanie metodyki, procedur obliczeniowych oraz narzędzi wspomagających proces planowania przedsięwzięć modernizacyjnych i podejmowania decyzji.

Ostatecznie za podjęciem przedstawionej w rozdziale tematyki przemawiają następujące przesłanki:

1. konieczność modernizacji istniejących układów ciepłych węglowych elektrowni i elektrociepłowni komunalnych i przemysłowych
2. odpowiednio wysokie moce w odbiorach ciepła dające możliwość stosowania różnych konfiguracji układów gazowych z turbinami gazowymi
3. dążenie do wzrostu zużycia gazu ziemnego oraz zmniejszenie zużycia paliw stałych w KSE
4. zwiększenie udziału procesów skojarzonych w wytwarzaniu ciepła i energii elektrycznej
5. konieczność wprowadzania nowoczesnych technologii wytwórczych
6. oszczędność energii chemicznej paliw pierwotnych oraz zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do atmosfery w skali gospodarki kraju

7. możliwość zmniejszenia strat transformacji i przesyłu energii elektrycznej w wyniku lokalizacji elektrociepłowni komunalnych w pobliżu odbiorców
8. zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego kraju przez dywersyfikację rodzaju paliw stosowanych w istniejących elektrowniach i elektrociepłowniach – tworzenie układów dwupaliwowych (węgiel kamienny, gaz ziemny)
9. złożoność układów cieplnych elektrowni i elektrociepłowni
10. konieczność opracowania metodyki i procedur obliczeniowych wspomagających proces projektowy, zapewniających optymalne rozwiązania konstrukcyjne
11. konieczność przeanalizowania efektów energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych związanych z proponowaną modernizacją istniejących układów cieplnych elektrowni i elektrociepłowni przemysłowych i komunalnych oraz czynników wpływających na wielkość tych efektów
12. konieczność opracowania optymalnych strategii inwestycyjnych w określonych warunkach otoczenia technicznego i ekonomicznego
13. konieczność demonstracji możliwości stosowania nowych technologii oraz warunków, przy jakich są one korzystne z energetycznego, ekologicznego i ekonomicznego punktu widzenia.

Przedstawiona problematyka jest wyjątkowo aktualna z praktycznego punktu widzenia. Można to uzasadnić przykładami zrealizowanych bądź będących w realizacji w kraju projektów. Przykładami inwestycji polegających na instalacji układu gazowego w istniejącym obiekcie węglowej elektrowni czy elektrociepłowni są takie obiekty, jak elektrociepłownie: Gorzów Wielkopolski, Lublin-Wrotków, Nowa Sarzyna, Rzeszów, Siedlce, Starachowice, Wizów, Zielona Góra. Wskazuje to na praktyczne znaczenie podjętego w rozdziale problemu oraz na możliwość szybkiego wykorzystania (wdrożenia) wyników analiz. Liczba obiektów pracujących w kraju, których bezpośrednio dotyczy prezentowana problematyka jest duża i będzie istotnie rosła. W perspektywie będzie to miało pośredni wpływ na rozwój systemu energetycznego w kraju. Podjęcie zatem problematyki kompleksowej: termodynamicznej i ekonomicznej analizy optymalizacyjnej istniejących obiektów elektrowni i elektrociepłowni na węgiel kamienny, z zastosowaniem czy bez zastosowania nowoczesnych technologii, tj. z konwersją czy bez konwersji istniejących układów węglowych do postaci układów dwupaliwowych z wykorzystaniem gazu ziemnego, jest ważnym i koniecznym do rozwiązania problemem studialnym.

Końcowym celem odnowienia i modernizacji istniejących węglowych elektrociepłowni i elektrowni są zatem:

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

Rozwiązanie problemu doboru optymalnej technologii modernizacji pozwala również na znalezienie progowych wartości relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, przy których bardziej opłacalną jest modernizacja z wykorzystaniem nowoczesnych technologii gazowych niż wyłącznie odnowienia i modernizacje istniejących instalacji oraz urządzeń w krajowych elektrowniach i elektrociepłowniach.

4.2. Metodyka doboru optymalnych struktur cieplnych do wymagających modernizacji węglowych elektrowni i elektrociepłowni

Za kryterium doboru optymalnych struktur cieplnych do modernizowanych źródeł ciepła i energii elektrycznej należy przyjąć kryterium maksymalizacji zysku osiąganego w trakcie ich eksploatacji (wzór (3.24), rozdział 3.2)

$$NPV^{IPP} = \left[\frac{S_R^M - K_e^M}{\rho_M} + \frac{S_R^{M+1} - K_e^{M+1}}{(1+r)^{M+1}} + \left(S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} \right) \left(\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}} \right) - J_O - \frac{J_M}{(1+r)^M} \right] (1-p)(1-v_m) \rightarrow \max \quad (4.1)$$

gdzie:

J_M – nakłady inwestycyjne konieczne do poniesienia przez inwestora *IPP* w roku M na odnowienie i modernizację zakupionej elektrowni lub elektrociepłowni za cenę J_O ; J_M są funkcją stanu technicznego istniejących urządzeń oraz zakresu i sposobu modernizacji,

- J_O – cena zakupu od Skarbu Państwa przez niezależnego inwestora *IPP* elektrowni lub elektrociepłowni (wzór (4.2)),
- K_e – roczne koszty eksploatacji elektrowni lub elektrociepłowni,
- v_m – względna wartość rynku ciepła i energii elektrycznej; procentowa wartość udziału Skarbu Państwa w całkowitym zysku osiąganym w trakcie eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni po ich sprzedaży inwestorowi *IPP*,
- p – stopa podatku od zysku brutto wyrażającego się równaniem
$$Z_R = S_R - K_e - \sum_i \rho_{X_i} J_{Y_i},$$
- r – stopa dyskonta kapitału inwestycyjnego,
- S_R – roczne przychody z eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni,
- $\rho_M, \rho_{M+1}, \rho_N, \rho_{N-M}$ – roczne stopy amortyzacji wyrażone za pomocą stopy dyskonta r gwarantujące kolejno zwrot nakładów J_O i J_M łącznie z odsetkami po N i $N - M$ latach eksploatacji elektrociepłowni lub elektrowni.

Na rysunku 3.1. w podrozdziale 3.2 przedstawiono wykorzystywany w metodyce (wzory (4.1), (4.2)) czasowy schemat eksploatacji zakupionej od Skarbu Państwa przez inwestora *IPP* elektrowni lub elektrociepłowni z zaznaczonymi okresami ich eksploatacji przed i po modernizacji.

Argumentami kryterium zysku (4.1) są poniżej wymienione funkcje (zmiennne decyzyjne):

- funkcja rocznych kosztów działania zmodernizowanej elektrowni, czy elektrociepłowni, będąca sumą kosztów kapitałowych (amortyzacji) $K_{kap} = \sum_i \rho_{X_i} J_{Y_i}$ i kosztów eksploatacji K_e^{mod} , $K_R^{\text{mod}} = K_{kap}^{\text{mod}} + K_e^{\text{mod}}$
- funkcja rocznych przychodów S_R^{mod} będąca, tak jak i K_e^{mod} m.in. funkcją cen nośników energii
- funkcja nakładów inwestycyjnych na odnowienie i modernizację J_M będąca funkcją stanu technicznego istniejących urządzeń oraz zakresu i technologii (sposobu) modernizacji
- funkcje rocznych stóp amortyzacji $\rho_M, \rho_{M+1}, \rho_N, \rho_{N-M}$ oraz stóp $[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}, [\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}, [\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}$ (wzór (4.2)), które zależą od sposobu finansowania inwestycji, stopy IRR_p^{IPP} będącej minimalną wartością oprocentowania jaką ma przynieść inwestorowi *IPP* kapitał J_O i J_M

zainwestowany w zakup, odnowienie i modernizację źródła energii, i w końcu stopy dyskonta kapitału inwestycyjnego r .

Przy poszukiwaniu największej wartości funkcjonału (4.1) obowiązują ograniczenia nałożone na zmienne decyzyjne, wynikające z wymagań technologicznych i uwarunkowań finansowych.

Są to:

- ograniczenie równościowe

cena zakupu przez niezależnego inwestora IPP elektrowni lub elektrociepłowni wyraża się równaniem (3.39)

$$J_O = \frac{\left[\frac{(S_R^M - K_e^M)}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} + \frac{(S_R^{M+1} - K_e^{M+1})}{(1 + IRR_p^{IPP})^{M+1}} + (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}}) \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}} \right) \right] (1-p)(1-v_m)}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} + \frac{\rho_{N-M} J_M [1 - (1-p)(1-v_m)] \left(\frac{1}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} - \frac{1}{[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}} \right) - \frac{J_M}{(1 + IRR_p^{IPP})^M}}{1 - \frac{\rho_N}{[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}} [1 - (1-p)(1-v_m)]} \quad (4.2)$$

gdzie:

IRR_p^{IPP} – minimalna wartość oprocentowania, jaką ma przynieść inwestorowi IPP zainwestowany kapitał J_O i J_M ; inwestorzy wyznaczają minimalną, tj. 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) na poziomie wyższym od korzyści z lokat na rynku kapitałowym,

$[\rho_M]_{IRR_p^{IPP}}$, $[\rho_{M+1}]_{IRR_p^{IPP}}$, $[\rho_N]_{IRR_p^{IPP}}$ – roczne stopy amortyzacji wyrażone za pomocą stopy IRR_p^{IPP} ,

oraz

- ograniczenia nierównościowe:

a) roczny zysk brutto Z_R^{mod} z pracy zmodernizowanej elektrowni lub elektrociepłowni powinien być co najmniej nieujemny

$$Z_R^{\text{mod}} = S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - \rho_N J_O - \rho_{N-M} J_M \geq 0, \quad (4.3)$$

b) kapitał inwestycyjny inwestora na odnowienie i modernizację może być ograniczony jego możliwościami finansowymi lub ograniczenie może wynikać z zastosowanej technologii modernizacji

$$J_M \leq J_M^{\text{max}}, \quad (4.4)$$

nakłady J_M muszą być ponadto co najmniej równe nakładom J_M^{odn} koniecznym wyłącznie na odnowienie stanu technicznego elektrowni i elektrociepłowni pozwalającego na ich dalszą długoletnią eksploatację

$$J_M \geq J_M^{\text{odn}} \quad (4.5)$$

c) stopa dyskonta musi być co najwyżej równa wartości żądanego oprocentowania, jaką ma przynieść inwestorowi *IPP* kapitał J_O i J_M zainwestowany w zakup, odnowienie i modernizację źródła energii

$$r \leq IRR_p^{\text{IPP}}. \quad (4.6)$$

Zamiast ograniczenia (4.3) można wprowadzić ostrzejsze ograniczenie na roczny zysk brutto Z_R^{mod} , takie, że powinien on być co najmniej nie mniejszy od zysku sprzed modernizacji

$$Z_R^{\text{mod}} \geq Z_R^M = S_R^M - K_e^M - \rho_N J_O \geq 0. \quad (4.7)$$

Ograniczenia (4.3) do (4.7) wyznaczają obszar dopuszczalnych rozwiązań (rys. 4.2). Ograniczenie równościowe (4.2) pozwala na wyeliminowanie z obliczeń jednej ze zmiennych decyzyjnych.

W ogólnym przypadku kryterium optymalizacyjne $NPV^{\text{IPP}} \rightarrow \max$ jest nieliniowe i poszukując jego największej wartości można stosować na przykład *metody gradientowe* po uzupełnieniu funkcjonau (4.1) odpowiednimi *funkcjami kary*, które pogarszają (istotnie zmniejszają) jego wartości w razie niedotrzymania ograniczeń (4.3)–(4.7) [8].

W przypadku, gdy poszukując największej wartości funkcjonau uwzględnia się jako zmienne decyzyjne wyłącznie funkcje S_R^{mod} , K_e^{mod} i J_M , mamy do czynienia z modelem programowania liniowego, gdyż kryterium optymalności

NPV^{IPP} jest wówczas formą liniową (rys. 4.2). Wartości optymalne $S_{R\ opt}^{mod}$, $K_{e\ opt}^{mod}$ i $J_{M\ opt}$, gwarantujące osiągnięcie przez kryterium optymalności największej wartości, można w tym przypadku otrzymać wykorzystując *metodę sympleks* [8].

Znalezienie optymalnych wielkości $S_{R\ opt}^{mod}$, $K_{e\ opt}^{mod}$ przy danej maksymalnej wartości nakładów inwestycyjnych na odnowienie i modernizację J_M^{max} pozwoli nie tylko znaleźć odpowiedź na pytanie: jaka jest optymalna strategia inwestycyjna, tj. jaki zakres i sposób (technologia) modernizacji jest najefektywniejszy ekonomicznie, ale również na ustalenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii. Są to odpowiedzi fundamentalne, jakie należy znaleźć odnawiając i modernizując krajowe węglowe elektrownie i elektrociepłownie.

4.2.1. Dobór optymalnej technologii modernizacji elektrociepłowni i elektrowni

Poprawa efektywności ekonomicznej pracy węglowych elektrociepłowni i elektrowni wiąże się ze znalezieniem optymalnej technologii ich odnowienia oraz modernizacji. Stosowanie w układach węglowych turbin gazowych stwarza wiele możliwości rozwiązań budowy nowych, wówczas dwupaliwowych, struktur cieplnych tych układów. Zwłaszcza nadbudowa turbiną gazową układów cieplnych elektrociepłowni stwarza w zasadzie nieograniczenie wiele możliwości rozwiązań tych układów.

Wynika to nie tylko z różnorodności i złożoności samych struktur układów węglowych elektrociepłowni, w których mogą występować równocześnie kotły wodne, kotły parowe, turbiny parowe przeciwprężne, turbiny upustowo-przeciwprężne, turbiny upustowo-kondensacyjne, ale również ze sposobu przeprowadzenia modernizacji.

Ogólnie można stwierdzić, że nieograniczoność liczby rozwiązań wynika:

- z różnorodności i ze złożoności struktur węglowych układów cieplnych elektrociepłowni i elektrowni (dla elektrowni struktura ich schematów cieplnych jest najczęściej prawie taka sama, różnią się one między sobą w zasadzie tylko parametrami termicznymi pary i wody zasilającej w poszczególnych punktach układu oraz mocą elektryczną)
- ze sposobu nadbudowy układu węglowego turbiną gazową
- z mocy zastosowanej w układzie turbiny gazowej, niezależnie od tego, w jaki sposób ta nadbudowa została zrealizowana.

Analizę termodynamiczną należy zatem przeprowadzać dla konkretnych elektrowni i elektrociepłowni indywidualnie. Możliwe jest natomiast uogól-

nienie analizy ekonomicznej tych układów, tzn. możliwe jest uogólnienie wzorów na opłacalność ekonomiczną odnowienia i modernizacji elektrowni i elektrociepłowni węglowych. Struktura tych wzorów jest bowiem dla wszystkich rozwiązań taka sama. Różnica przy analizowaniu konkretnych układów polegać będzie wyłącznie na podstawieniu do tych wzorów innych wartości poszczególnych składników, takich jak: nakłady inwestycyjne, ilość spalanej paliwa, ilość produkowanej w układzie energii elektrycznej, ilość emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia itd. Przedstawiona w rozdziale metodyka doboru optymalnych struktur cieplnych do wymagających odnowienia i modernizacji węglowych elektrowni i elektrociepłowni ma tym samym charakter ogólny, obejmuje wszystkie możliwe rozwiązania.

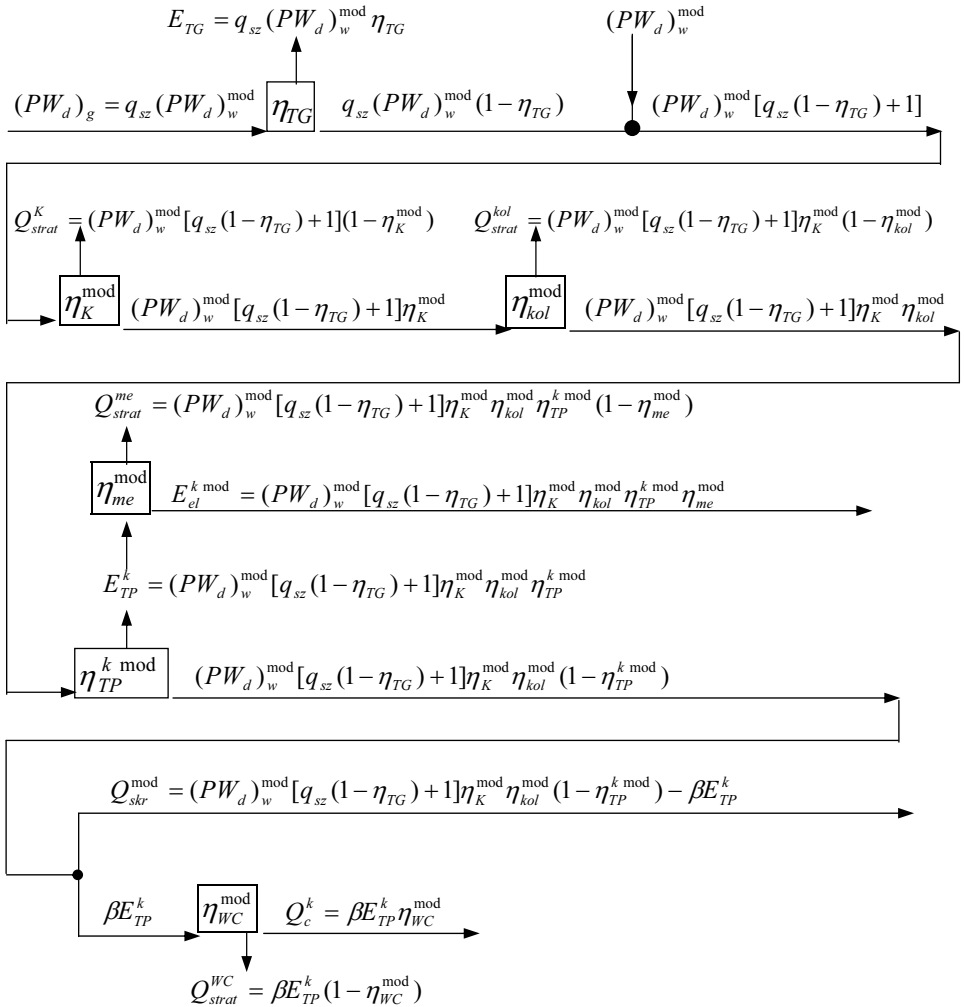
Jak już zaznaczono, od zastosowanej technologii modernizacji i sprawności zastosowanych urządzeń zależą efektywność ekonomiczna pracy zmodernizowanych elektrociepłowni i elektrowni. Argumenty S_R^{mod} , K_e^{mod} i J_M funkcjonu NPV^{IPP} są bowiem jej funkcjami. Argumenty S_R^{mod} , K_e^{mod} są ponadto funkcjami cen nośników energii (rozdział 1). Optymalną technologią modernizacji będzie taki jej wariant, dla którego maksymalny zysk NPV_{max}^{IPP} będzie największy.

W celu zbadania, jaki wpływ na ekonomiczną efektywność modernizacji mają zastosowane technologie i sprawności zastosowanych w nich urządzeń, należy do funkcjonu NPV^{IPP} wprowadzić sprawności energetyczne tych urządzeń, wyrażając na przykład we wzorze na koszty K_e^{mod} zużycie paliwa w zmodernizowanej elektrowni lub elektrociepłowni w funkcji tych sprawności. Należy zatem rozpatrzyć bilans energii zmodernizowanej elektrowni i elektrociepłowni, uwzględniając przy tym w ogólnym przypadku turbinę gazową:

- w układzie szeregowym (Hot Windbox) (rys. 4.1a)
- w układzie równoległym (rys. 4.1b).

Poniżej przedstawiono bilanse energii zmodernizowanej elektrociepłowni (w przypadku elektrowni w prezentowanych bilansach za ciepło grzejne Q_c należy podstawić wartość zero):

- bilans energii elektrowni pracującej w układzie kondensacyjnym i zmodernizowanej przez nadbudowę turbiną gazową w układzie szeregowym (Hot Windbox)

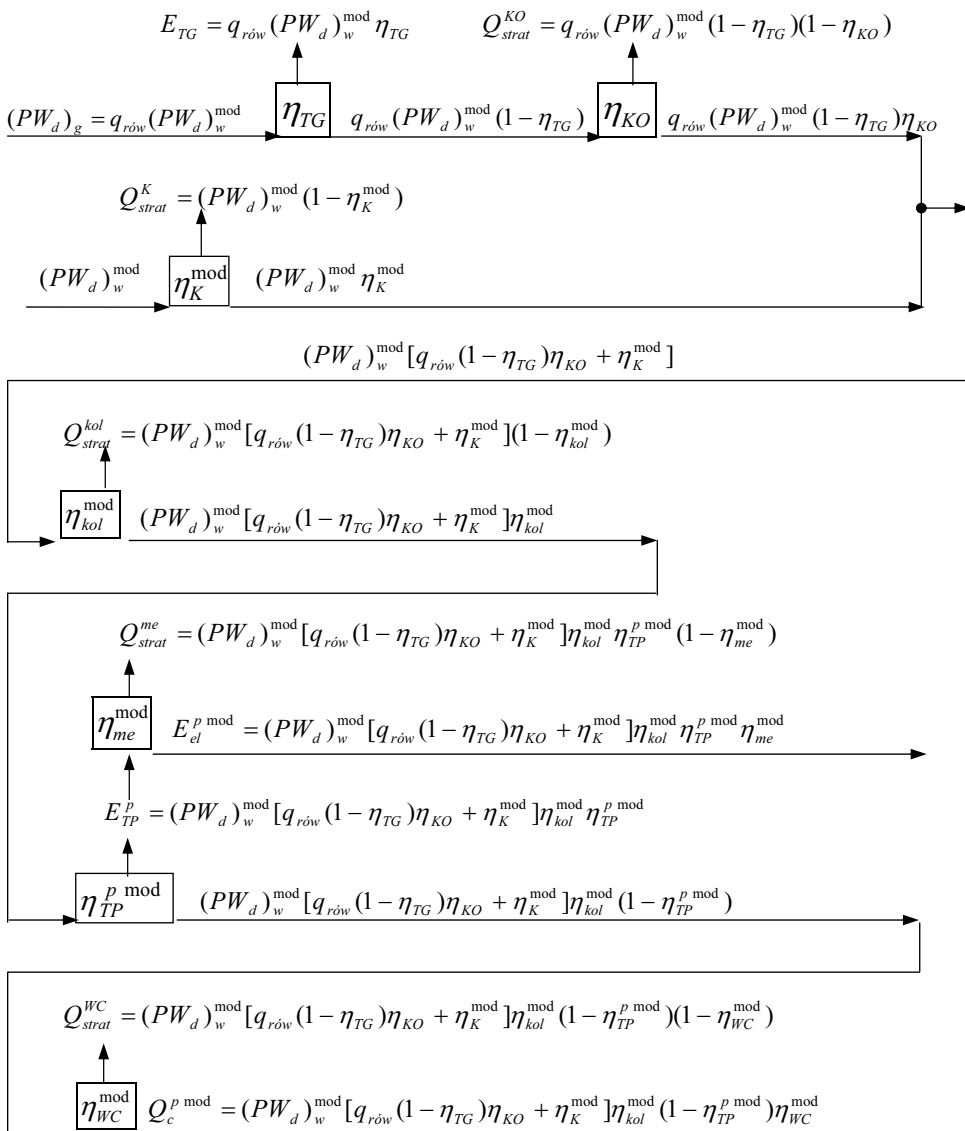


przy czym parametr β oznacza stosunek ciepła zawartego w upustowej parze grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC do energii mechanicznej wytworzonej w turbinie parowej upustowo-kondensacyjnej: $\beta = Q_u / E_{TP}^k$

gdzie:

- E_{el}^k – energia elektryczna brutto wyprodukowana w turbozespołe parowym w układzie kondensacyjnym pracy elektrociepłowni,
- E_{TG} – energia elektryczna brutto wyprodukowana w turbinie gazowej,
- $(PW_d)_g$ – energia chemiczna gazu spalonego w turbinie gazowej,
- $(PW_d)_w^{\text{mod}}$ – energia chemiczna węgla spalonego w kotłach w zmodernizowanej elektrociepłowni,
- q_{sz} – udział energii chemicznej gazu w układzie szeregowym w energii chemicznej węgla spalonego w zmodernizowanej elektrociepłowni,
- Q_c^k – ciepło grzejne brutto wyprodukowane w elektrociepłowni w układzie kondensacyjnym jej pracy,
- Q_{skr} – ciepło skraplania pary w skraplaczu turbiny kondensacyjnej,
- W_d – wartość opałowa,
- η_K – sprawność kotła brutto (jeśli E_{el}^k i Q_c^k są produkcjami netto, to η_K też musi być wówczas sprawnością netto),
- η_{kol} – sprawność energetyczna układu kolektorowego doprowadzającego parę do turbiny,
- $\eta_{TP}^k = \eta_{CR}^k \eta_i^k$ – sprawność energetyczna turbiny parowej (iloczyn sprawności energetycznej obiegu Clausiusa-Rankine'a przy pracy kondensacyjnej i sprawności wewnętrznej turbiny parowej),
- $\eta_{me} = \eta_m \eta_G$ – sprawność elektromechaniczna turbozespołu (iloczyn sprawności mechanicznej turbiny parowej i sprawności całkowitej generatora; założono, że sprawności elektromechaniczne turbozespołów przeciwprężnych i kondensacyjnych są takie same),
- η_{TG} – sprawność energetyczna turbiny gazowej,
- η_{WC} – sprawność energetyczna stacji wymienników ciepła,

- bilans energii elektrociepłowni pracującej w układzie przeciwpływnym i zmodernizowanej przez nadbudowę turbiną gazową w układzie równoległym



gdzie:

- E_{el}^p – energia elektryczna brutto wyprodukowana w turbozespołe parowym w układzie przeciwnym pracy elektrociepłowni,
- η_{KO} – sprawność kotła odzyskowego brutto,
- $q_{rów}$ – udział energii chemicznej gazu w układzie równoległym w energii chemicznej węgla spalane w zmodernizowanej elektrociepłowni,
- Q_c^p – ciepło grzejne brutto wyprodukowane w elektrociepłowni w układzie przeciwnym jej pracy.

Powyżej przedstawiono przykładowe bilanse energii elektrociepłowni nadbudowanych turbozespołami gazowymi w układzie szeregowym i równoległym, z turbozespołami parowymi przeciwnymi i kondensacyjnymi. W rzeczywistości, jak już wyżej zaznaczono, często w elektrociepłowniach zabudowane są równocześnie turbozespoły parowe przeciwny, upustowo-przeciwny i upustowo kondensacyjny. Wymienniki ciepłownicze mogą być zatem w ogólnym przypadku zasilane parą grzejną z turbin przeciwnych i kondensacyjnych. Uwzględniając powyższe uwagi i wykorzystując zaprezentowane bilanse energii w ogólnym przypadku otrzymuje się wzory na zużycie węgla w zmodernizowanej elektrociepłowni w funkcji sprawności urządzeń

- w układzie szeregowym

$$(PW_d)_w^{\text{mod}} = \frac{1}{[q_{sz}(1 - \eta_{TG}) + 1]\eta_K^{\text{mod}}\eta_{kol}^{\text{mod}}} \left(\frac{Q_c^{\text{mod}}}{\eta_{WC}^{\text{mod}}} + \frac{E_{el}^{\text{mod}}}{\eta_{me}^{\text{mod}}} + Q_{skr}^{\text{mod}} \right), \quad (4.8)$$

- w układzie równoległym

$$(PW_d)_w^{\text{mod}} = \frac{1}{[q_{rów}(1 - \eta_{TG})\eta_{KO} + \eta_K^{\text{mod}}]\eta_{kol}^{\text{mod}}} \left(\frac{Q_c^{\text{mod}}}{\eta_{WC}^{\text{mod}}} + \frac{E_{el}^{\text{mod}}}{\eta_{me}^{\text{mod}}} + Q_{skr}^{\text{mod}} \right), \quad (4.9)$$

gdzie wartości całkowitej produkcji ciepła grzejnego w elektrociepłowni i produkcji energii elektrycznej w turbozespołach parowych wyrażają się kolejno wzorami

$$Q_c^{\text{mod}} = Q_c^k{}^{\text{mod}} + Q_c^p{}^{\text{mod}}, \quad (4.10)$$

$$E_{el}^{mod} = E_{el}^{k mod} + E_{el}^{p mod}. \quad (4.11)$$

Całkowita produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowni zmodernizowanej przez nadbudowę turbozespołem gazowym równa się

$$E_{el, c}^{mod} = E_{el}^{mod} + E_{TG}. \quad (4.12)$$

W przypadku wariantu modernizacji źródeł ciepła i energii elektrycznej doskonalącego tylko istniejące w nich urządzenia i instalacje, w przedstawionych bilansach należy za wartości udziału energii chemicznej gazu w spalonym węglu podstawić wartość zero: $q = (PW_d)_g / (PW_d)_w^{mod} = 0$, (wartości q dla układu szeregowego mieszczą się w przedziale $q_{sz} \in (0; 0,6)$, dla układu równoległego $q_{rów} \in (0; 1)$; tabela 4.4, rozdział 4.5.2.1). Również za ciepło skraplania pary należy podstawić wartość zero, $Q_{skr} = 0$, jeśli w źródle ciepła i energii elektrycznej zabudowane są jedynie turbiny przeciwprężne. Jak już wyżej zaznaczono, wariantem optymalnym modernizacji będzie ten, dla którego maksymalny zysk NPV_{max}^{IPP} będzie największy.

Można ogólnie stwierdzić, że optymalnie zaprojektowany układ równoległy (wówczas $q_{rów} \cong 1$) jest efektywniejszym energetycznie i ekonomicznie w porównaniu z układem szeregowym rozwiązaniem modernizacji istniejących układów węglowych.

Wyższa efektywność energetyczna układu równoległego wynika z większej możliwości zmniejszenia zużycia węgla w istniejącym kotle węglowym ($q_{sz} \in (0; 0,6)$, gdy $q_{rów} \in (0; 1)$). Wyższa efektywność ekonomiczna układu równoległego wynika natomiast z mniejszych nakładów inwestycyjnych na taką modernizację. Podsumowując, procesy modernizacyjne wymagają daleko idącej optymalizacji termodynamicznej, a przede wszystkim optymalizacji ekonomicznej, gdyż kryterium ekonomiczne, jak już wielokrotnie podkreślano, jest nadrzędne dla kryterium termodynamicznego, gdyż w gospodarce rynkowej to właśnie analiza ekonomiczna decyduje o celowości zastosowania konkretnego rozwiązania technicznego.

Podstawowym jednak warunkiem opłacalności stosowania turbin gazowych jest ekonomicznie poprawna relacja ceny energii elektrycznej do ceny gazu ziemnego i węgla. Cena energii elektrycznej przy danej cenie gazu i węgla powinna być na odpowiednio wysokim poziomie, takim, aby stosowanie turbin gazowych nie generowało strat finansowych. Niewłaściwa relacja cenowa

pomiędzy nośnikami energii w krajowej elektroenergetyce jest, obok niedostatku środków finansowych, główną przyczyną nieopłacalności przeprowadzania modernizacji.

Istotny jest zatem problem sformułowania metodyki określania uzasadnionych ekonomicznie relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, determinujących opłacalność modernizacji istniejących węglowych źródeł ciepła i energii elektrycznej przez ich nadbudowę turbiną gazową. Jeszcze raz należy bardzo mocno zaznaczyć, w gospodarce rynkowej jako kryterium optymalizacji modernizacji należy przyjmować kryterium ekonomiczne, kryterium maksymalizacji zysku osiąganego w trakcie eksploatacji zmodernizowanych elektrociepłowni i elektrowni.

4.2.1.1. Kiedy tylko odnawiać, a kiedy odnawiać i równocześnie modernizować?

Istotna jest odpowiedź na pytanie: jaki jest warunek konieczny, aby opłacalne było nie tylko odnowienie elektrowni lub elektrociepłowni pozwalające na ich dalszą wieloletnią eksploatację, tj.: odnowienie kotłów, odnowienie kadłubów i układów przepływowych turbin, odnowienie układów chłodzenia, odnowienie rurociągów wodnych i parowych czy w końcu zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne, ale opłacalna byłaby równoczesna z odnowieniem ich modernizacja?

Odpowiedź na postawione pytanie można otrzymać analizując zależność (4.1). Analiza jest znacznie ułatwiona, jeżeli równanie (4.1) jest formą liniową. Jeżeli ponadto obszar dopuszczalnych rozwiązań jest ograniczony układem zależności liniowych, to forma liniowa osiąga wartość ekstremalną, co oczywiście, w punkcie, który jest wierzchołkiem tego obszaru (rys. 4.2), a jeżeli tę samą ekstremalną wartość osiąga w dwóch różnych wierzchołkach, to tę samą wartość osiąga w każdym punkcie odcinka je łączącego. Jeżeli ograniczenia są nieliniowe, to ekstremum leży na granicy obszaru rozwiązań dopuszczalnych.

W ogólnym przypadku, tj. biorąc w kryterium optymalności (4.1) pod uwagę wszystkie zmienne decyzyjne, jest ono nieliniowe i w konsekwencji jest możliwe, że jego ekstremum może być punktem wewnętrznym zbioru rozwiązań dopuszczalnych.

Uwzględniając w zależności (4.1) na przykład jako zmienne decyzyjne jedynie wielkości liniowe:

1. wartość różnicy przychodów i kosztów eksploatacji zmodernizowanej elektrowni lub elektrociepłowni $S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}}$
2. nakłady finansowe J_M

wykorzystując przy tym ograniczenia nierównościami:

- kapitał inwestycyjny J_M (rozdział 3.4.1.2) jest równy co najmniej nakładom finansowym J_M^{odn} koniecznym wyłącznie na odnowienie stanu technicznego istniejących węglowych elektrociepłowni lub elektrowni pozwalającego na ich dalszą długoletnią eksploatację oraz jest co najwyżej równy możliwościom finansowym J_M^{\max} inwestora IPP (jego zdolności kredytowej) lub wynika z zastosowanej technologii modernizacji (nakładów na układ Hot Windbox lub nakładów na układ równoległy plus nakłady na odnowienie)

$$J_M^{odn} \leq J_M \leq J_M^{\max} \quad (4.13)$$

oraz

- ograniczenie (4.7), gwarantujące poprawę efektywności ekonomicznej pracy zmodernizowanego i odnowionego źródła ciepła i energii elektrycznej, tj. że roczny zysk brutto Z_R^{mod} nie powinien być mniejszy od zysku sprzed odnowienia i modernizacji Z_R^M

$$S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} \geq S_R^M - K_e^M + \rho_{N-M} J_M \quad (4.14)$$

otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi być spełniony, aby zamiast wyłącznego odnowienia stanu technicznego istniejących źródeł ciepła i energii elektrycznej opłacalne było ich odnowienie z równoczesną modernizacją, na przykład poprzez nadbudowę turbiną gazową:

pochodna zysku NPV^{IPP} w kierunku każdej prostej l przechodzącej przez punkt (odn) (rys. 4.2), będącej dowolnym ograniczeniem obszaru dopuszczalnych rozwiązań, musi być dodatnia

$$\frac{\partial NPV^{IPP}}{\partial l} = \frac{\partial NPV^{IPP}}{\partial J_M} \cos \alpha + \frac{\partial NPV^{IPP}}{\partial (S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}})} \sin \alpha > 0. \quad (4.15)$$

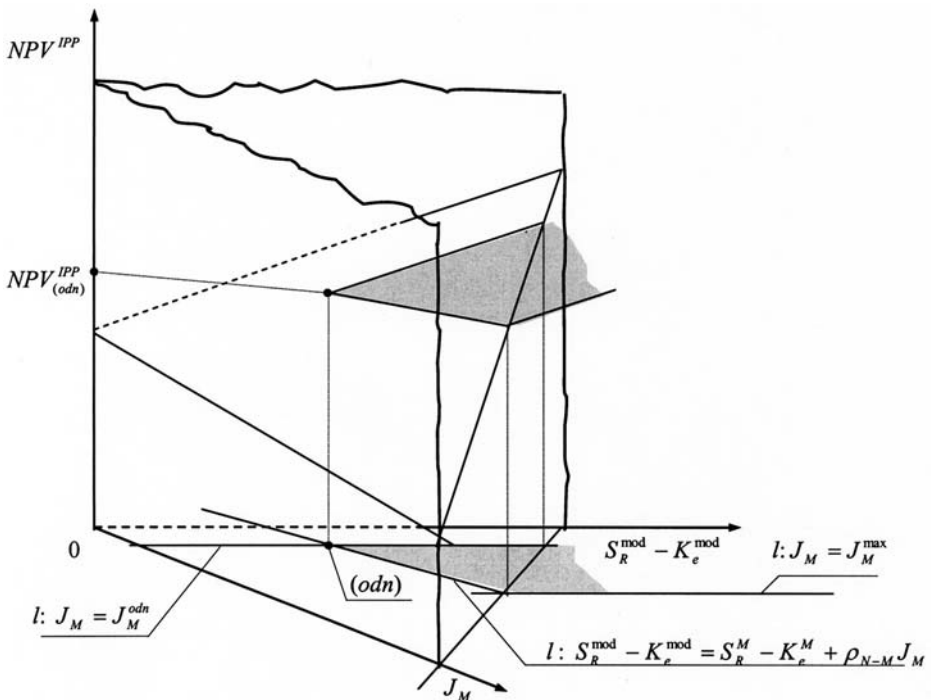
Po wykonaniu operacji różniczkowania (przy zał. $J_o = \text{const}$) otrzymuje się

$$\frac{\partial NPV^{IPP}}{\partial l} = \left[-\frac{1}{(1+r)^M} \cos \alpha + \left(\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}} \right) \sin \alpha \right] (1-p)(1-v_m) > 0 \quad (4.16)$$

skąd współczynnik kierunkowy $\text{tg} \alpha$ prostej l musi spełniać warunek, aby opłacalne było odnowienie z równoczesną modernizacją

$$\operatorname{tg} \alpha > \frac{\frac{1}{(1+r)^M}}{\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}}}. \quad (4.17)$$

Jeśli prosta l opisana jest równaniem (4.14), to $\operatorname{tg} \alpha = \rho_{N-M}$ i wówczas pochodna kierunkowa $\partial NPV^{IPP} / \partial l$ (4.16) przyjmuje wartość ujemną (co łatwo wykazać, jako że $1/(1+r)^M = \rho_{N-M} [1/(1+r)^{M+1} + 1/\rho_N - 1/\rho_{M+1}]$), a więc dla wartości współrzędnych punktu (odn) należącego do tej prostej zysk $NPV_{(odn)}^{IPP}$ przyjmuje wartość największą (oczywiście na przykład dla punktów w obszarze dopuszczalnych rozwiązań i należących do prostej l : $J_M = J_M^{odn}$ zachodzi relacja $NPV_{(odn)}^{IPP} < NPV^{IPP}$, ale punkty te w rzeczywistości są nieosiągalne, jako że dla $J_M = J_M^{odn}$ wielkość $S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}}$ w praktyce przyjmuje właśnie wartość od $S_R^{\text{odn}} - K_e^{\text{odn}}$ – rys. 4.2).



Rys. 4.2. Interpretacja graficzna ekstremum formy liniowej

Aby punkt (*odn*) na rys. 4.2. był punktem, dla którego zysk $NPV_{(odn)}^{IPP}$ przyjmuje zawsze wartość najmniejszą, a więc aby wraz z odnowieniem zawsze była opłacalna równocześnie modernizacja, prosta l musi przechodzić przez punkt (*odn*) oraz musi się zawierać pomiędzy prostymi l : $S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} = S_R^M - K_e^M + \rho_{N-M} J_M$ i l : $J_M = J_M^{\text{odn}}$, aby zgodnie z zależnością (4.16) mógł być spełniony warunek (4.17)

$$\frac{S_R^{\text{mod}} - K_e^{\text{mod}} - (S_R^{\text{odn}} - K_e^{\text{odn}})}{J_M^{\text{mod}} - J_M^{\text{odn}}} > \frac{1}{(1+r)^M} \cdot \frac{1}{\frac{1}{\rho_N} - \frac{1}{\rho_{M+1}}} \quad (4.18)$$

Jak wynika z (4.18), aby opłacalne były równoczesne odnowienie i modernizacja źródła ciepła i energii elektrycznej, suma zdyskontowanych na moment $t = 0$ (rys. 3.1, rozdział 3.2) przyrostów przychodu, pomniejszona o taką samą sumę przyrostów kosztu eksploatacji ponad przychód i koszt osiągnane w tylko odnowionym źródle, $[S_R^{\text{mod}} - S_R^{\text{odn}} - (K_e^{\text{mod}} - K_e^{\text{odn}})](1/\rho_N - 1/\rho_{M+1})$, musi być większa od zdyskontowanego na ten sam moment przyrostu nakładów inwestycyjnych na odnowienie i modernizację ponad nakłady na odnowienie $(J_M^{\text{mod}} - J_M^{\text{odn}})/(1+r)^M$ (taki sam wynik otrzymuje się, odejmując od wartości NPV^{IPP} przy $J_M = J_M^{\text{mod}}$ (wzór (4.1)) wartość NPV^{IPP} , gdy $S_R^{\text{mod}} = S_R^{\text{odn}}$, $K_e^{\text{mod}} = K_e^{\text{odn}}$ oraz $J_M = J_M^{\text{odn}}$). W przeciwnym przypadku rozwiązaniem optymalnym, tj. gwarantującym maksymalny zysk NPV_{max}^{IPP} z eksploatacji źródła ciepła i energii elektrycznej, będzie wyłącznie jego odnowienie pozwalające na dalszą wieloletnią eksploatację.

4.2.2. Podsumowanie

- a) Podjęcie racjonalnych decyzji o sposobie modernizacji istniejących węglowych elektrowni i elektrociepłowni wymaga określenia optymalnej technologii oraz optymalnych parametrów termodynamicznych realizowanych w nich procesów cieplnych, takich, które będą gwarantowały opłacalność ekonomiczną przedsięwzięcia. Koniecznością jest sformułowanie algorytmów i rozwiązanie zagadnień doboru optymalnych struktur cieplnych do wymagających modernizacji istniejących węglowych elektrowni i elektrociepłowni. Koniecznością jest również ustalenie ekonomicznie uzasadnionych relacji cenowych pomiędzy nośnikami

energii gwarantujących ekonomiczną opłacalność eksploatacji modernizowanych elektrowni i elektrociepłowni.

- b) Jako kryterium optymalizacji w gospodarce rynkowej przy rozwiązywaniu wymienionych zagadnień należy przyjmować kryterium ekonomiczne – kryterium maksimum zysku osiąganego w trakcie eksploatacji elektrowni i elektrociepłowni. Kryterium ekonomiczne jest nadrzędne dla kryterium termodynamicznego. Warunkiem opłacalności odnowienia i modernizacji istniejących węglowych elektrociepłowni i elektrowni jest poprawa efektywności ekonomicznej ich pracy. Kryterium termodynamicznym należy się posługiwać jedynie przy poszukiwaniu możliwości doskonalenia procesów cieplnych, ostatecznie jednak o celowości zastosowania danego rozwiązania technicznego decyduje (powinna decydować) analiza ekonomiczna.

4.3. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji węglowych elektrociepłowni przez nadbudowę turbiną gazową

Prognozowane zwiększenie ilości gazu ziemnego w krajowej energetyce pozwoli na budowę nowych źródeł ciepła i energii elektrycznej wykorzystujących to paliwo. Pozwoli na budowę elektrowni i elektrociepłowni gazowych, i kombinowanych gazowo-parowych. Umożliwi ponadto, co jest bardzo istotne, modernizację już istniejących elektrociepłowni i elektrowni przez ich nadbudowę turbiną gazową. Modernizacja istniejących źródeł węglowych w oparciu o spalany w turbinie gazowej gaz ziemny ma duże znaczenie, gdyż w następstwie zmiana termicznych parametrów realizowanych w nich obiegów cieplnych znacząco poprawi ich efektywność energetyczną. Równoczesne ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego w wyniku zmniejszonego zużycia węgla poprawi ponadto – pod warunkiem, że wzrosną taryfy opłat za jego zanieczyszczanie – ich efektywność ekonomiczną. Modernizacja taka, co należy po raz kolejny mocno podkreślić, pozostawi przy tym węgiel jako podstawowe paliwo w elektrociepłowniach i elektrowniach. Również z uwagi na duże zasoby węgla w kraju należy oczekiwać, że i rozwój krajowej energetyki w dominującym stopniu bazować będzie na tym paliwie. Przydatnymi dla rozwoju i modernizacji krajowej elektroenergetyki zawodowej będą tzw. czyste technologie węglowe [6, 7, 14]:

- układy gazowo-parowe jednopaliwowe oparte na węglu:
 - układy gazowo-parowe zintegrowane ze zgazowaniem węgla

- w mniejszym stopniu (stosunkowo niska, ok. 830°C, temperatura spalin dopływających do turbiny gazowej, a więc relatywnie niska, rzędu 42–44%, sprawność wytwarzania energii elektrycznej w takich układach) układy gazowo-parowe z ciśnieniowym spalaniem węgla w kotłach fluidalnych ze złożem stałym lub cyrkulacyjnym
- sprzężone technologie gazowo-parowe dwupaliwowe, węglowo-gazowe (należy przy tym zaznaczyć, że spalaniem paliwem w turbinie gazowej nie musi być gaz ziemny, ale również gaz z instalacji zgazowania węgla, co zmniejszyłoby paliwowe koszty eksploatacji; ponadto, według GE, jak już wcześniej wspomniano, w przeciągu najbliższych 5–10 lat można oczekiwać realizacji turbiny gazowej bezpośrednio wykorzystującej węgiel jako paliwo).

Dwa z pierwszych wymienionych układów, tj. układy jednopaliwowe, stanowią duży potencjał technicznych możliwości budowy nowych źródeł energii – czy również i ekonomicznych, to ze względu na duże na nie jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne można mieć pewne wątpliwości, pomimo tego, że jednostkowa (na jednostkę energii) cena węgla jest dużo niższa od ceny gazu – natomiast układy dwupaliwowe, węglowo-gazowe, stanowią również duży potencjał modernizacyjny już istniejących elektrociepłowni i elektrowni węglowych. Układy te mogą bowiem powstawać w wyniku nadbudowy już istniejących ciepłych struktur węglowych turbiną gazową (jak już zaznaczono, gaz do turbiny może pochodzić ze zgazowania węgla). Co więcej, bardzo znaczące wówczas – nawet prawie dwukrotne – zwiększenie mocy elektrycznej zmodernizowanych w ten sposób elektrowni i elektrociepłowni postawi pod dużym znakiem zapytania sens techniczny i ekonomiczny budowy nowych źródeł jednopaliwowych. Wszystkie z wymienionych układów pozwoliłyby natomiast w sposób racjonalny technologicznie korzystać z węgla. Poprawiłyby również konkurencyjność krajowej elektroenergetyki na europejskim rynku energii, co jest konieczne, zwłaszcza w sytuacji przystąpienia Polski do Unii Europejskiej. Głównym jednak czynnikiem, który zdecydowanie umożliwiłby poprawę tej konkurencyjności, byłaby zmiana w kraju relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii.

W gospodarce rynkowej warunkiem opłacalności modernizacji istniejących węglowych elektrociepłowni i elektrowni przez ich nadbudowę turbozespołem gazowym jest poprawa efektywności ekonomicznej ich pracy. Kryterium ekonomiczne jest bowiem nadrzędne dla kryterium termodynamicznego. Kryterium termodynamicznym (analizą egzergetyczną) należy się posługiwać przy poszukiwaniu możliwości doskonalenia procesów ciepłych. O celowości

zastosowania danego rozwiązania termodynamicznego w ostateczności powinna jednak decydować analiza ekonomiczna.

Poprawa efektywności ekonomicznej pracy elektrociepłowni i elektrowni wiąże się ze znalezieniem optymalnej mocy turbozespołu gazowego „nadbudowującego” istniejący technologiczny układ węglowy.

W rozdziale poddano analizie standardowe rozwiązania modernizacji elektrociepłowni przez ich nadbudowę turbiną gazową – rys. 4.1 (rozdział 4.1).

Podstawowym warunkiem opłacalności wykonania nadbudowy bloku parowego turbiną gazową jest założenie, że stan techniczny elektrociepłowni pozwala na ich dalszą długoletnią eksploatację.

Do przeprowadzania prac modernizacyjnych w elektrociepłowniach powinny w praktyce przyczyniać się:

- wprowadzenie do nowego *Prawa energetycznego* metody kosztów unikniętych określania kosztu wytwarzania ciepła w elektrociepłowni, powodujące, że produkcja energii elektrycznej w układzie ma duży wpływ na poprawę efektywności ekonomicznej jej pracy
- rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. o obowiązku zakupu z elektrociepłowni energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z produkcją ciepła
- możliwości sprzedaży zgodnie z *Prawem energetycznym* energii elektrycznej bezpośrednio odbiorcom indywidualnym i dystrybutorom, tzn. Zakładom Energetycznym (ZE), bez pośrednictwa Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE).

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności nadbudowy istniejącego układu węglowego turbozespołem gazowym w układzie szeregowym (Hot Windbox) lub równoległym turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym, zastępującym częściowo lub całkowicie zużyte kotły węglowe, wodne lub parowe, jest, aby roczny zysk z eksploatacji zmodernizowanej elektrociepłowni co najmniej nie uległ zmniejszeniu w stosunku do zysku sprzed jej modernizacji (wzór (4.7)). Jest to równoznaczne z obniżeniem jednostkowego kosztu produkowanego w elektrociepłowni ciepła k_c^{EC}

$$(k_c^{EC})^{\text{mod}} \leq (k_c^{EC})^{\text{ist}}, \quad (4.19)$$

przy czym

$$(k_c^{EC})^{\text{ist}} = \frac{(K_R^{EC})^{\text{ist}} - E_{el,R}^{EC} e_{el}}{Q_R}, \quad (4.20)$$

$$(k_c^{EC})^{\text{mod}} = \frac{(K_R^{EC})^{\text{mod}} - (E_{el,R}^{EC} + \Delta E_{el,R}^{EC})e_{el}}{Q_R}, \quad (4.21)$$

gdzie:

- Q_R – roczna produkcja netto loco elektrociepłownia ciepła w elektrociepłowni (ciepłowni); ilość ciepła Q_R jest niezmienna przed i po modernizacji,
- $E_{el,R}^{EC}, \Delta E_{el,R}^{EC}$ – roczna produkcja netto loco elektrociepłownia energii elektrycznej w elektrociepłowni przed modernizacją i przyrost produkcji po modernizacji,
- e_{el} – cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrociepłowni,
- K_R^{EC} – roczny koszt działania elektrociepłowni.

W przypadku nieznaności rocznego kosztu działania elektrociepłowni $(K_R^{EC})^{\text{ist}}$ można analizować efektywność ekonomiczną modernizacji elektrociepłowni (ciepłowni), posługując się jedynie przyrostami: przyrostem jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (ciepłowni) Δk_c^{EC} , przyrostem rocznych kosztów działania elektrociepłowni ΔK_R^{EC} i rocznym przyrostem produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{EC}$ związanymi relacją

$$\Delta k_c^{EC} = (k_c^{EC})^{\text{mod}} - (k_c^{EC})^{\text{ist}} = \frac{\Delta K_R^{EC} - \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el}}{Q_R}. \quad (4.22)$$

Modernizacja jest opłacalna, jeżeli oczywiście $\Delta k_c^{EC} \leq 0$.

Wykorzystując równanie (4.22), otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi być spełniony, aby modernizacja elektrociepłowni (ciepłowni) była opłacalna. Jest to równanie na graniczną (minimalną) cenę energii elektrycznej, dla której przyrost zysku brutto ΔZ_R z przedsięwzięcia jest co najmniej nieujemny

$$\Delta Z_R = (Z_R)^{\text{mod}} - (Z_R)^{\text{ist}} = -\Delta k_c^{EC} Q_R = \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el} - \Delta K_R^{EC} \geq 0, \quad (4.23)$$

skąd

$$e_{el}^{gr} = \frac{\Delta K_R^{EC}}{\Delta E_{el,R}^{EC}} = \frac{(K_R^{EC})^{mod} - (K_R^{EC})^{ist}}{\Delta E_{el,R}^{EC}}. \quad (4.24)$$

Cena sprzedaży e_{el} energii elektrycznej z elektrociepłowni musi być oczywiście nie mniejsza niż e_{el}^{gr}

$$e_{el} \geq e_{el}^{gr}. \quad (4.25)$$

Warunkiem wystarczającym ekonomicznej opłacalności modernizacji elektrociepłowni (ciepłowni) jest, aby obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła Δk_c^{EC} gwarantowało odpowiednio duży przyrost zdyskontowanego skumulowanego zysku netto ΔNPV^{mod} oraz krótki okres zwrotu $DPBP^{mod}$ (rozdział 1.2) poniesionych nakładów inwestycyjnych na tę modernizację. Z reguły inwestor chce, aby zysk z inwestycji, z uwagi na ponoszone ryzyko inwestowania, przewyższał zysk z lokat na rynku kapitałowym.

W równaniu (4.24) występują jedynie przyrosty: przyrost kosztu działania elektrociepłowni i przyrost produkcji energii elektrycznej, co jest dużą zaletą tego równania. W celu wyznaczenia granicznych relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii niepotrzebna jest zatem znajomość wartości Q_R , $(K_R^{EC})^{ist}$.

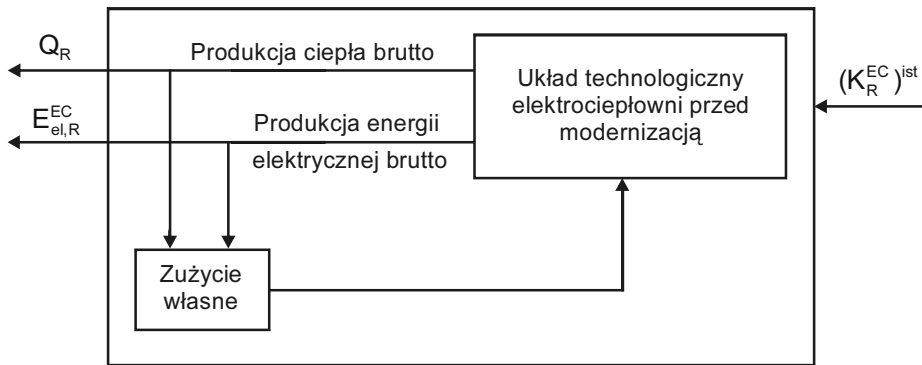
Wartość granicznej ceny energii elektrycznej e_{el}^{gr} w głównej mierze zależy będzie od mocy turbozespołu gazowego N_{el}^{TG} , ceny e_g spalnego w turbinie gazu oraz ceny węgla e_{pal} . Jak wynika z (4.23) przyrost przychodu $\Delta E_{el,R}^{EC} e_{el}^{gr}$ uzyskiwany ze sprzedaży dodatkowej energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{EC}$ musi w całości pokryć przyrost rocznych kosztów działania elektrociepłowni ΔK_R^{EC} , tj. koszty związane z modernizacją istniejącej węglowej elektrociepłowni pomniejszone o dodatnie efekty ekonomiczne związane z jej częścią węglową – wzór (4.27). Przyrost produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{EC}$ wynika z jej produkcji w nowo dobudowanym turbozespołe gazowym oraz z przyrostu produkcji w istniejącym(-ych) turbozespołe(-łach) parowym(-ych): $\Delta E_{el,R}^{EC} = E_{el,R}^{TG} + \Delta E_{el,R}^{TP}$ (w przypadku elektrociepłowni zmiana mocy turbozespołu parowego ΔN_{el}^{TP} we wzorze (4.24) może mieć inną wartość w sezonie grzewczym o czasie trwania τ_z , a inną w sezonie pozagrzewczym o czasie trwania τ_l ; suma czasów τ_z i τ_l równa się rocznemu czasowi pracy elektrociepłowni τ_R). Konieczna jest zatem każdorazowo znajomość układu technologicznego modernizowanej elektrociepłowni w celu określenia zmiany (przyrostu) kosztu jej działania oraz określenia zmiany (przyrostu) produkowanej energii elektrycznej w istniejących turbozespołach parowych. Jak już zaznaczono, niezmienna produkcja ilości ciepła Q_R przed i po modernizacji elektrociepłowni powoduje, że po realizacji inwestycji

sprzedaż ciepła nie przynosi dodatkowych przychodów (jeżeli cena ciepła e_c przed i po modernizacji jest taka sama). Tym samym nie występują one w równaniu (4.23) i aby obliczyć wartość przyrostu zysku ΔZ_R z pracy zmodernizowanej elektrociepłowni (ciepłowni) niepotrzebna jest znajomość wspomnianej ceny. Jeżeli jednak w wyniku modernizacji miałyby nastąpić równocześnie zmiana ceny ciepła z wartości e_c na e_c^{mod} (można by oczekiwać obniżenia ceny ciepła; $e_c^{\text{mod}} < e_c$), to przyrost zysku brutto (wzór (4.23)) wynosiłby wówczas

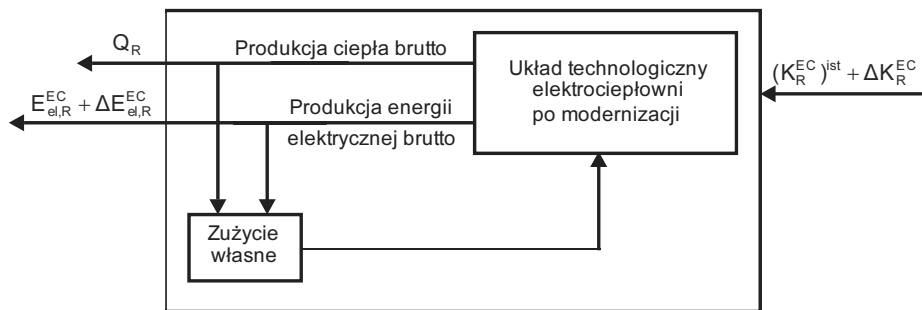
$$\begin{aligned} \Delta Z_R &= Q_R [e_c^{\text{mod}} - (k_c^{EC})^{\text{mod}}] - Q_R [e_c - (k_c^{EC})^{\text{ist}}] = \\ &= Q_R (e_c^{\text{mod}} - e_c - \Delta k_c^{EC}) = Q_R (e_c^{\text{mod}} - e_c) + \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el} - \Delta K_R^{EC}. \end{aligned} \quad (4.26)$$

Jeżeli obniżenie ceny ciepła równałoby się obniżeniu jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni, $e_c^{\text{mod}} - e_c = \Delta k_c^{EC}$, to wówczas $\Delta Z_R = 0$ i czas zwrotu poniesionych nakładów finansowych na tę modernizację byłby długi, wynosiłby kilkanaście (kilkadziesiąt) lat i równałby się kalkulejmu okresowi eksploatacji zmodernizowanej elektrociepłowni, $DPBP^{\text{mod}} = N$ (rozdział 1.2), co czyniłoby tę inwestycję mało atrakcyjną ekonomicznie. Gdyby inwestor żądał natomiast krótkiego, zaledwie kilkuletniego okresu zwrotu poniesionych na modernizację nakładów inwestycyjnych, to należałoby się liczyć z podniesieniem ceny ciepła.

Na rys. 4.3 i 4.4 przedstawiono kolejno ideowe schematy strukturalne elektrociepłowni (ciepłowni) przed i po modernizacji, służące do obliczania przepływów finansowych i wyliczania jednostkowego kosztu produkcji ciepła. W przypadku ciepłowni na rys. 4.3 nie występuje produkcja energii elektrycznej $E_{el,R}^{EC}$.



Rys. 4.3. Ideowy schemat strukturalny elektrociepłowni (ciepłowni) przed modernizacją służący do obliczania jednostkowego kosztu produkcji ciepła



Rys. 4.4. Ideowy schemat strukturalny elektrociepłowni po modernizacji służący do obliczania jednostkowego kosztu produkcji ciepła

Jako wynik realizacji modernizacji elektrociepłowni w rocznych przychodach finansowych pojawiają się przedstawione poniżej pozycje.

- Dodatkowy przychód wynikający z przyrostu sprzedaży energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{EC}$ (przy niezmienionej cenie ciepła).
- W przypadku ciepłowni oszczędność kosztów związanych z uniknięciem zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne.
- W przypadku układu równoległego oszczędność kosztów ΔK_{pal}^w zakupu węgla wynikająca ze zmniejszonej produkcji ciepła (pary) w istniejących kotłach, a w przypadku układu szeregowego oszczędność ΔK_{pal}^w wynikająca z mocy cieplnej spalin wylotowych z turbiny gazowej doprowadzanych do istniejącego kotła węglowego.

- Oszczędność kosztów $\Delta K_{r,m,wu}^w$: kosztów konserwacji i remontów, kosztów surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych oraz kosztu wody uzupełniającej w układzie węglowym, wynikających ze zmniejszonego wykorzystania lub całkowitego wyłączenia (najczęściej w sezonie pozagrzewczym) poszczególnych urządzeń części węglowej z eksploatacji.
- Zmniejszenie opłat ekologicznych ΔK_{sr}^w za zanieczyszczanie środowiska naturalnego z uwagi na mniejsze zużycie węgla.

Założono, że koszty płać w elektrociepłowni nie ulegną zmianie (zmniejszeniu).

Po stronie rocznych kosztów pojawiają się natomiast dodatkowo przedstawione poniżej pozycje, będące składnikami rocznego kosztu działania K_R^{TG} (rozdział 1.2) nowo powstałego układu gazowego.

- Koszty kapitałowe związane z nakładami inwestycyjnymi na modernizację elektrociepłowni (ciepłowni): koszty finansowe (odsetki od kapitału inwestycyjnego J^{mod}) oraz rata spłaty kapitału inwestycyjnego (amortyzacja) – łącznie wartość $z\rho J^{\text{mod}}$.
- Koszty eksploatacji nowo powstałego układu gazowego K_e^{TG} . Podstawowymi składnikami tych kosztów jest koszt gazu ziemnego spalane w turbinie gazowej K_{gaz}^{TG} (wzór (3.52)) oraz koszt konserwacji i remontów, który można wyrazić wzorem $\delta_{rem} J^{\text{mod}}$, przy czym roczna stopa kosztów konserwacji i remontów urządzeń wynosi $\delta_{rem} \cong 3\%$; przy obecnych opłatach ekologicznych pomijalnym kosztem jest natomiast koszt za zanieczyszczanie środowiska naturalnego K_{sr}^{TG} .

Przyrost rocznych kosztów działania elektrociepłowni po modernizacji, jak już zaznaczono, jest zatem sumą kosztów działania nowo powstałego układu gazowego, pomniejszonych o spowodowane modernizacją dodatnie efekty ekonomiczne związane z jej częścią węglową

$$\Delta K_R^{EC} = (K_R^{EC})^{\text{mod}} - (K_R^{EC})^{\text{ist}} = z\rho J^{\text{mod}} + K_e^{TG} - \Delta K_{pal}^w - \Delta K_{r,m,wu}^w - \Delta K_{sr}^w. \quad (4.27)$$

Wprowadzenie odpowiednich taryf opłat za emisję szkodliwych substancji do otoczenia (rozdział 4.5.4), odzwierciedlających rzeczywiste wyrządzone szkody w środowisku zdecydowanie zwiększyłoby wartość ΔK_{sr}^w i uatrakcyjniłoby ekonomicznie spalanie ekologicznego gazu ziemnego w turbinach gazowych. Obecne opłaty ekologiczne za emisję CO₂, SO₂, NO_x i pyłu są na bardzo niskim poziomie, co nie zachęca do stosowania gazu w energetyce. Oszczędność kosztów zakupu węgla ΔK_{pal}^w można w praktyce oszacować z

dobrą dokładnością (przy założeniu, że charakterystyki sprawności energetycznej kotłów w funkcji obciążenia są stosunkowo płaskie) proporcjonalnie do zmniejszenia produkcji ciepła (pary) w kotłach węglowych w ilości równej produkcji ciepła (pary) w kotle odzyskowym, a w przypadku układu szeregowego wykorzystując moc cieplną spalin wylotowych z turbiny gazowej doprowadzanych do kotła, zastępującą proporcjonalnie do tej mocy energię chemiczną węgla. Oszczędność kosztów $\Delta K_{r,m,wu}^w$ jest już trudniejsza do oceny, ale z uwagi na ich niedużą wartość i tym samym na niewielki wpływ na wyniki obliczeń ekonomicznych można je, bez popełnienia znaczącego błędu, najczęściej pominąć. Jak już zaznaczono, brak możliwości znalezienia miejsca dla turbozespołu gazowego z układem wlotowym powietrza i wylotowym spalin w pobliżu istniejącego kotła węglowego jest, obok dużych nakładów kapitałowych dla układu szeregowego (Hot Windbox), najczęstszym powodem decydującym o wyborze układu równoległego jako najbardziej właściwego sposobu modernizacji elektrociepłowni. Układ równoległy jest ponadto, jak już wyżej wspomniano, najczęściej znacznie korzystniejszy termodynamicznie, bowiem kocioł odzyskowy może w dużym stopniu „wyeliminować” istniejący kocioł węglowy będący największym źródłem strat egzergii w układzie [22].

Z kryterium maksymalizacji zysku z pracy elektrociepłowni, równoznacznego z minimalizacją (co wynika z analizy wzorów (4.21), (4.22) i (4.23)) rocznego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (metoda kosztu unikniętego) wynika optymalna wartość mocy turbozespołu gazowego $N_{el\ opt}^{TG}$ nadbudowującego istniejący układ węglowy elektrociepłowni

$$\left(K_{Rc}^{EC}\right)^{mod} = \left(K_R^{EC}\right)^{mod} - \left(E_{el,R}^{EC} + \Delta E_{el,R}^{EC}\right)e_{el} \rightarrow \min, \quad (4.28)$$

skąd

$$\Delta K_{Rc}^{EC} = \Delta K_R^{EC} - \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el} \rightarrow \min. \quad (4.29)$$

Występujące we wzorach (4.28) i (4.29) poszczególne wielkości można wyrazić za pomocą mocy elektrycznej turbozespołu gazowego N_{el}^{TG} : $\Delta K_R^{EC} = f(N_{el}^{TG})$, $\Delta E_{el,R}^{EC} = f(N_{el}^{TG})$.

Przyrost kosztu produkcji ciepła $\Delta K_{Rc}^{EC} = \Delta K_R^{EC} - \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el}$, a tym samym funkcja $e_{el}^{gr} = f(N_{el}^{TG})$ dla rozważanego sposobu modernizacji istniejących układów węglowych przez nadbudowę turbozespołem gazowym jest w zasadzie najczęściej w całym zakresie rozważanych wartości N_{el}^{TG} funkcją silnie

malejącą. Wynika to z malejącego przebiegu krzywej jednostkowych nakładów inwestycyjnych na turbosespół gazowy i kocioł odzyskowy w funkcji ich mocy elektrycznej i cieplnej, przy równoczesnym zwiększaniu się mocy elektrycznej turbosespołu. Poszukiwanie zatem minimum kosztów ΔK_{Rc}^{EC} za pomocą zależności na istnienie bezwarunkowego minimum $d\Delta K_{Rc}^{EC}/dN_{el}^{TG} = 0$ oraz $d^2\Delta K_{Rc}^{EC}/d(N_{el}^{TG})^2 > 0$, nie pozwoli na znalezienie optymalnej wartości mocy turbiny gazowej N_{el}^{TG} . Optymalną mocą N_{el}^{TG} jest bowiem wówczas moc jak największa, leżąca na granicy obszaru dopuszczalnych rozwiązań, tj. ograniczona od góry tylko możliwością sprzedaży np. do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) energii elektrycznej, ograniczona możliwościami finansowymi inwestora oraz możliwością dostaw gazu do turbiny gazowej. Wartość najmniejsza $(K_{Rc}^{EC})^{mod}$ leży tym samym na ograniczeniu tych kosztów przyjętą mocą turbiny N_{el}^{TG} . Oczywiście, otrzymana dla N_{el}^{TG} wartość $\Delta K_{R opt}^{EC}$ musi spełniać warunek konieczny (4.23) $\Delta E_{el,R opt}^{EC} e_{el} \geq \Delta K_{R opt}^{EC}$. W powyższych rozważaniach milcząco przyjęto, że wartość sprawności turbiny gazowej η_{TG} w całym zakresie rozważanych mocy jest stała (zmiany η_{TG} są na tyle małe, że można je w rozważaniach bez popełnienia znaczącego błędu pominąć). W zakresie jednak małych mocy turbosespołów gazowych, sprawności energetyczne produkowanych turbin wahają się nawet o kilkadziesiąt procent i wówczas może następować wzrost wartości e_{el}^{gr} ze wzrostem N_{el}^{TG} . Wprowadzając do (4.29) zależność uwzględniającą zmiany sprawności turbin gazowych ze zmianą ich mocy oraz uwzględniając dodatkowo ograniczenia równościowe i nierównościowe, jakim podlegają wszystkie zmienne decyzyjne procesu modernizacyjnego (wydajności istniejących urządzeń, ich parametry konstrukcyjne, parametry eksploatacyjne itd.), rozwiązanie problemu ekstremum warunkowego (4.29) można osiągnąć na przykład za pomocą metod gradientowych [8].

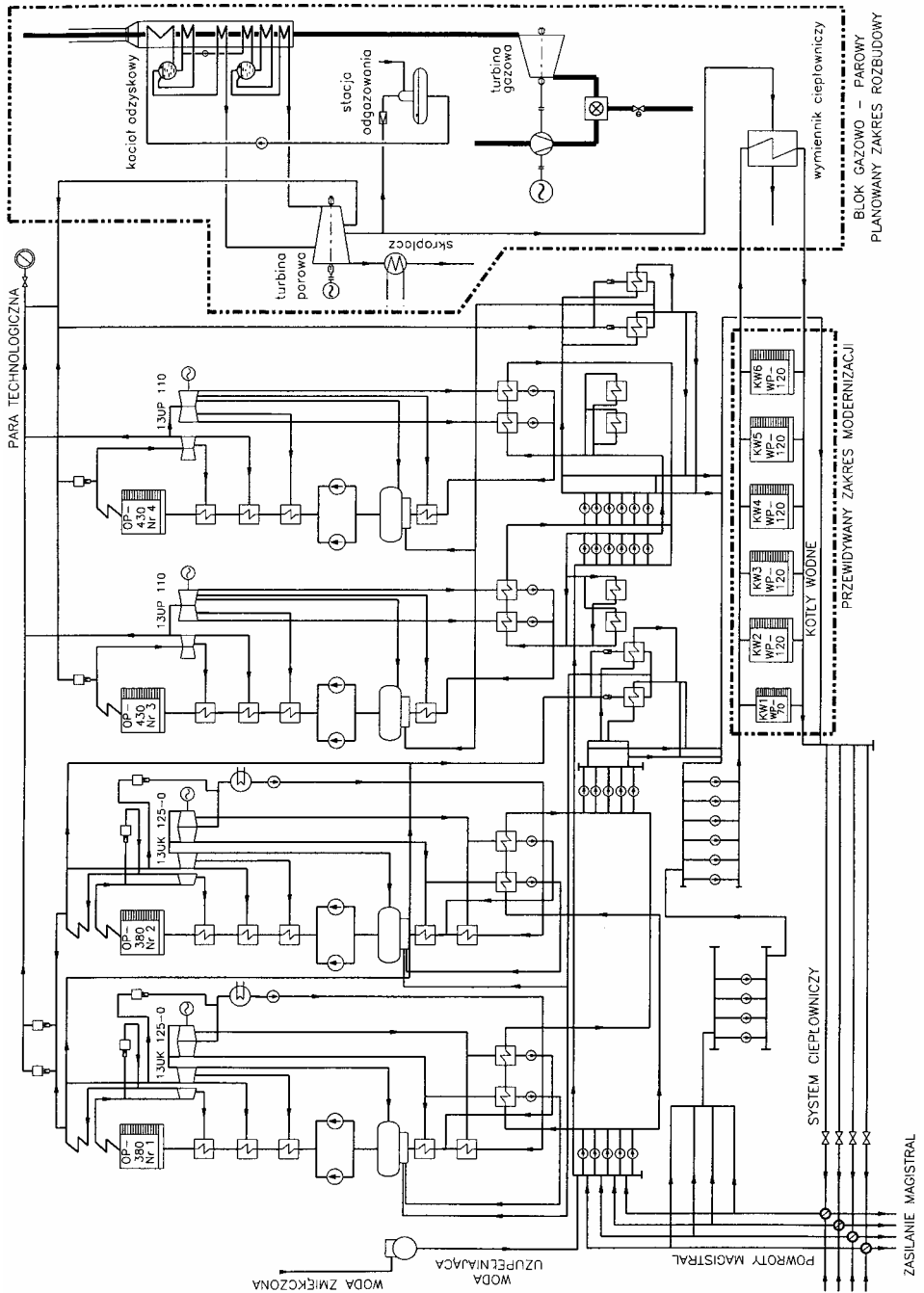
Z zależności (4.23) można by również wyznaczyć minimalną moc turbosespołu gazowego N_{el}^{TG} , dla której cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrociepłowni e_{el} spełniałaby warunek (4.25): $e_{el} \geq e_{el}^{gr}$. Moc ta, jak już zaznaczono, zależeć będzie od relacji ceny gazu do ceny węgla. Obliczenia mocy N_{el}^{TG} wymagałyby jednak intuicyjnego przyjęcia wartości ΔK_{pal}^w , wartości przyrostu (dodatniego lub ujemnego) produkcji energii elektrycznej w istniejących turbosespołach parowych $\Delta E_{el,R}^{TP}$ oraz przyjęcia wartości nakładów inwestycyjnych J^{mod} (należy przypomnieć, że różnorodność i złożoność struktur cieplnych elektrociepłowni jest w zasadzie nieograniczona). Wyliczona

wówczas wartość $N_{el\min}^{TG}$ może być zatem obciążona relatywnie dużym błędem, ponieważ dużymi błędami obciążone mogą być przyjęte a priori wartości ΔK_{pal}^w , $\Delta E_{el,R}^{TP}$, które dopiero mogą wynikać z dokładnej analizy pracy konkretnego układu elektrociepłowni węglowej dla przyjętej wcześniej mocy turbiny gazowej i przyjętego sposobu modernizacji elektrociepłowni. Co więcej, wartości ΔK_{pal}^w i $\Delta E_{el,R}^{TP}$ mogą ponadto dopiero wynikać z analizy wykonanej osobno dla sezonu grzewczego i pozagrzewczego, i należy oczekiwać, że będą się one w tych okresach różniły między sobą. Sumując, wartości ΔK_{pal}^w i $\Delta E_{el,R}^{TP}$ są każdorazowo zdeterminowane zainstalowanymi w konkretnym układzie urządzeniami i ich technicznymi możliwościami pracy ze zmienionymi wydajnościami oraz innymi potrzebami cieplnymi w sezonie grzewczym i pozagrzewczym zgodnie z uporządkowanym wykresem sumarycznego zapotrzebowania na ciepło grzejne. Podobnie rzecz się ma, jeśli chodzi o elektrownie. Pomimo tego, że struktura ich schematów cieplnych jest w zasadzie prawie taka sama, że różnią się one między sobą w zasadzie tylko parametrami termicznymi pary i wody zasilającej w poszczególnych punktach układu i mocą elektryczną, to określenie jednak wartości ΔK_{pal}^w , $\Delta E_{el,R}^{TP}$ i J^{mod} nie jest, tak jak w przypadku elektrociepłowni, zadaniem jednoznacznym. Różnorodność możliwych sposobów modernizacji, jak i duża możliwość stosowania przy tym samym sposobie modernizacji różnych mocy turbin gazowych, nie pozwala na rozwiązanie zadania odwrotnego, tj. nie pozwala na znalezienie za pomocą wzoru (4.121) minimalnej mocy turbozespołu gazowego przy cenie sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni przy spełnieniu warunku (4.122). Wartości ΔK_{pal}^w , $\Delta E_{el,R}^{TP}$ i J^{mod} zależą równocześnie od sposobu przeprowadzenia modernizacji, jak i od mocy elektrycznej zastosowanej turbiny gazowej. Rozwiązanie zadania odwrotnego wymaga zatem analizy zmian tych wartości ze zmianą mocy turbozespołu gazowego, co powoduje, że zadanie poszukiwania jego minimalnej mocy $N_{el\min}^{TG}$ dla danej ceny sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni e_{el} pokrywa się z wielokrotnym wyliczeniem granicznej ceny e_{el}^{gr} za pomocą wzoru (4.123).

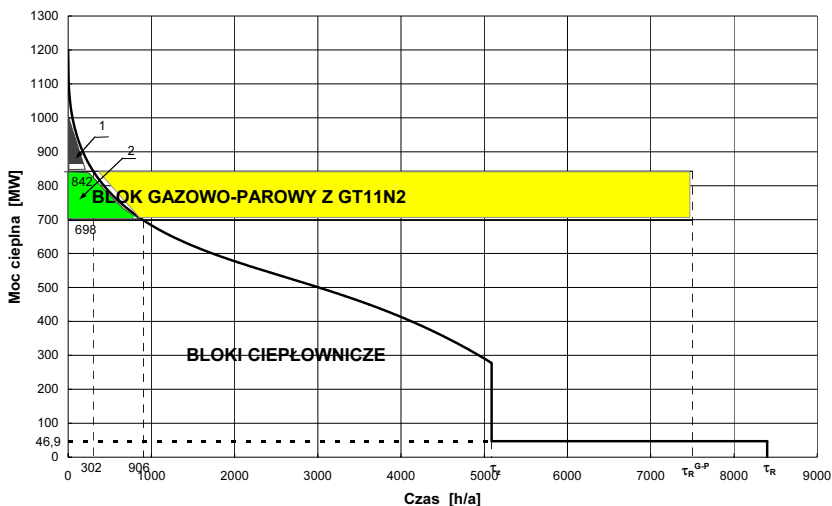
4.3.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Analizę ekonomicznej efektywności modernizacji przeprowadzono dla elektrociepłowni o znamionowej (zamówionej) mocy cieplnej $\dot{Q}_c^{ec} = 1200$ MW (rys. 4.5a, b).

W elektrociepłowni zainstalowane są bloki ciepłownicze z turbinami przeciwprężnymi i upustowo-kondensacyjnymi o łącznej mocy cieplnej 698 MW oraz szczytowo-rezerwowe kotły wodne będące w dużej mierze w złym stanie technicznym. Kotły oprócz remontów wymagają modernizacji elektrofiltrów, zabudowy instalacji kondycjonowania spalin oraz montażu palników nisko-emisyjnych. Przeprowadzenie tych prac oprócz zwiększenia sprawności energetycznej kotłów ma zatem na celu konieczne obniżenie wielkości z nich emisji zanieczyszczeń do atmosfery z dostosowaniem ich do wymogów norm.



Rys. 4.5a. Ideowy schemat ciepłny elektrociepłowni



Rys. 4.5b. Uporządkowany wykres sumarycznego zapotrzebowania na ciepło grzejne
 (1 – ciepło uzyskiwane ze zmodernizowanych kotłów wodnych;
 2 – ciepło uzyskiwane z bloku gazowo-parowego)

Rozwój rynku energii elektrycznej powodować będzie tworzenie mechanizmów konkurencyjności. Zasada dostępu stron trzecich do sieci elektroenergetycznej umożliwi odbiorcom swobodny wybór dostawcy energii, takiego który zaoferuje najkorzystniejszą cenę oraz warunki dostawy. Z uwagi na powyższe, w celu dostosowania się do wymogów rynku oraz przewidywanego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną zarząd elektrociepłowni zdecydował się na wykonanie analizy efektywności ekonomicznej jej modernizacji za pomocą bloku gazowo-parowego, jako szczytowego źródła ciepła zastępującego częściowo moc cieplną uzyskiwaną z kotłów wodnych oraz jako źródła energii elektrycznej pracującego przez cały rok – w skojarzeniu lub w kondensacji – i szczytowych gazowych kotłów wodnych. W okresie pozagrzewczym (letnim) na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej oraz pary technologicznej wykorzystywany byłby tak jak obecnie do pracy tylko blok ciepłowniczy z turbiną parową przeciwprężną. Blok gazowo-parowy pracować będzie wówczas w układzie czysto kondensacyjnym, co podniesie sprawność egzergetyczną całej elektrociepłowni i tym samym efektywność ekonomiczną jej pracy. Na ogół bowiem opłacalność ekonomiczna procesów energetycznych jest tym większa, im wyższa jest ich sprawność egzergetyczna [22] (podstawowym ponadto warunkiem ekonomicznej opłacalności istnienia urządzeń jest ich praca). Praca bowiem w sezonie pozagrzewczym tylko układu gazowo-

parowego – z odstawieniem bloku ciepłowniczego – mimo mniejszego wówczas zużycia węgla w układzie (ponoszone byłyby w tym czasie tylko koszty stałe związane z wyłączonym z ruchu blokiem ciepłowniczym) powodowałyby jednak stratę ekonomiczną pracy elektrociepłowni z uwagi na mniejsze przychody ze sprzedaży energii elektrycznej (pod warunkiem braku ograniczeń w jej sprzedaży). Blok gazowo-parowy w rozważanym przypadku byłby więc w zasadzie układem prawie autonomicznym. Sprzężenie równoległe między istniejącym układem węglowym a nowo powstałym blokiem polegałoby tylko na dodatkowym zasilaniu wymiennika(-ów) ciepłowniczego do podgrzewania wody sieciowej upustową parą grzejną z turbiny parowej bloku gazowo-parowego. Czas trwania „połączenia” w ciągu roku byłby relatywnie krótki. Zmiany w części parowej układu węglowego byłyby więc w zasadzie zerowe i tym samym nie wymagałyby poniesienia jakichkolwiek nakładów finansowych z tym związanych.

Postawionym problemem jest zatem pytanie: jaka powinna być moc cieplna bloku gazowo-parowego, aby efektywność ekonomiczna pracy elektrociepłowni po modernizacji była największa?

4.3.1.1. Wyniki analiz

Całkowite roczne koszty produkcji ciepła i energii elektrycznej w elektrociepłowni przed modernizacją są sumą kosztów działania bloków ciepłowniczych K_R^{BC} i węglowych kotłów wodnych K_R^{KW}

$$\left(K_R^{EC}\right)^{ist} = K_R^{BC} + K_R^{KW} . \quad (4.30)$$

Wartość całkowitych kosztów rocznych K_R^{KW} we wzorze (4.30) jest oczywiście sumą kosztów stałych K_{Rst}^{KW} (amortyzacji, kosztów remontów, płac) i kosztów zmiennych K_{Rzm}^{KW} (kosztów paliwa i energii elektrycznej na potrzeby własne, kosztu wody uzupełniającej, kosztu za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego); $K_R^{KW} = K_{Rst}^{KW} + K_{Rzm}^{KW}$. Wartość kosztów K_{Rst}^{KW} , z uwagi że kotły węglowe są kotłami rezerwowo-szczytowymi, jest kilkakrotnie razy większa od kosztów K_{Rzm}^{KW} . Roczne koszty działania elektrociepłowni po jej modernizacji za pomocą bloku gazowo-parowego i szczytowych gazowych kotłów wodnych wynosić będą (kotły węglowe będą wyłączone z ruchu)

$$\left(K_R^{EC}\right)^{mod} = K_R^{BC} + K_R^{G-P} + K_R^{KG} + K_{Rst}^{KW} . \quad (4.31)$$

W równaniu (4.31) obok rocznych kosztów nowych kotłów gazowych występuje również koszt K_{Rst}^{KW} . Należy bowiem pamiętać, że „odstawione” istniejące kotły węglowe będą obciążały swoimi kosztami stałymi roczne koszty działania zmodernizowanej elektrociepłowni.

Znamionowa moc cieplna bloku gazowo-parowego \dot{Q}_{gzn}^{G-P} o całkowitych rocznych kosztach działania K_R^{G-P} , pokrywająca potrzeby cieplne powyżej maksymalnej mocy cieplnej bloków ciepłowniczych równej $\dot{Q}^{BC} = 698$ MW, zawiera się w przedziale $\dot{Q}_{gzn}^{G-P} \in \langle 0; 502 \text{ MW} \rangle$ ($502=1200-698$; $\dot{Q}_{cmax}^{ec} = 1200$ MW – maksymalna moc cieplna elektrociepłowni, rys. 4.5b). Brakującą moc, będącą różnicą między maksymalną mocą szczytową równą 502 MW a mocą \dot{Q}_{gzn}^{G-P} bloku gazowo-parowego, należy uzupełnić za pomocą inwestycyjnie tanich, gazowych kotłów wodnych o mocy $\dot{Q}_g^{KG} = 502 - \dot{Q}_{gzn}^{G-P}$ i całkowitych rocznych kosztach działania K_R^{KG} . Po znalezieniu optymalnej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego \dot{Q}_{gznopt}^{G-P} – z wykorzystaniem krzywych regresji nakładów inwestycyjnych dla bloku i gazowych kotłów – należy rozpatrzyć sytuację, że nowe gazowe kotły wodne zastępuje się odnowionymi i zmodernizowanymi istniejącymi węglowymi kotłami wodnymi. Można wówczas oczekiwać, że jeżeli nakłady inwestycyjne na odnowienie i modernizację istniejących kotłów wodnych nie będą znacząco większe od nakładów na nowe kotły gazowe, to tym samym dodatkowo (spalany bowiem będzie w kotłach tańszy od gazu węgiel) poprawi się efektywność ekonomiczna modernizacji elektrociepłowni poprzez budowę bloku gazowo-parowego.

Z warunku (4.23) otrzymuje się równanie na graniczną (minimalną) cenę energii elektrycznej, dla której modernizacja elektrociepłowni poprzez budowę bloku gazowo-parowego na gaz ziemny byłaby już opłacalna

$$e_{el}^{gr} \geq \frac{K_R^{G-P} + K_R^{KG} - K_{Rzm}^{KW}}{E_{el}^{G-P}}. \quad (4.32)$$

Jak już zaznaczono, jeżeli nie jest znana rzeczywista wartość K_{Rzm}^{KW} , to można ją każdorazowo dla rozważanego przypadku oszacować, biorąc pod uwagę obniżenie lub, jak w rozważanym przypadku, brak produkcji ciepła w istniejących kotłach węglowych. Głównymi składnikami tego kosztu jest uniknięty koszt zakupu węgla oraz koszt energii elektrycznej na potrzeby własne kotłów.

Z kryterium maksymalizacji zysku z pracy elektrociepłowni, równoznacznego z minimalizacją przyrostu rocznych kosztów produkcji ciepła grzejnego $K_R^{G-P} + K_R^{KG} - K_{Rzm}^{KW} - E_{el}^{G-P} e_{el} \rightarrow \min$, wynika optymalna wartość znamionowej mocy cieplnej bloku $\dot{Q}_{gzn\ opt}^{G-P}$ i optymalna wartość mocy elektrycznej turbozespołu gazowego

$$N_{el\ opt}^{TG} = \dot{Q}_{gzn\ opt}^{G-P} \frac{\sigma_{z\ min}^{G-P}}{1 + \kappa} \quad (4.33)$$

gdzie:

- $\sigma_{z\ min}^{G-P}$ – minimalny wskaźnik skojarzenia bloku gazowo-parowego (bez dopalania) dla sezonu grzewczego; $\sigma_{z\ min}^{G-P} = (N_{el}^{TG} + N_{el\ min}^{TP}) / \dot{Q}_{gzn}^{G-P}$ [1, 2],
- κ – stosunek minimalnej mocy elektrycznej turbozespołu parowego do mocy turbozespołu gazowego; $\kappa = N_{el\ min}^{TP} / N_{el}^{TG}$ [1, 2],

Całkowite roczne koszty (koszty kapitałowe i eksploatacji) pracy bloku gazowo-parowego i gazowych kotłów można przedstawić w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku \dot{Q}_{gzn}^{G-P}

$$K_R^{G-P} + K_R^{KG} = (z\rho + \delta_{rem}) J^{mod} + K_{pal}^{G-P} + K_{pal}^{KG} + K_p + K_{wu} + K_m + K_{sr}, \quad (4.34)$$

$$J^{mod} = J^{G-P} + J^{KG} + J_{dopr}^{gazu}, \quad (4.35)$$

przy czym w obliczeniach roczną stopę obsługi kapitału inwestycyjnego (amortyzacja + odsetki) oraz pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów) przyjęto równą $z\rho + \delta_{rem} = 16,12\%$, a dla stopy oprocentowania kapitału inwestycyjnego (kredytu) równej $r = 8\%$, okresu budowy $b = 2$ lata i okresu eksploatacji $N = 15$ lat (rozdział 1.2).

Nakłady inwestycyjne „pod klucz” J^{G-P} dla bloku można wyrazić w ujęciu liczbowym równaniem potęgowym [1, 2]

$$J^{G-P} = 2,4339(\dot{Q}_{gzn}^{G-P})^{0,714} \quad [\text{mln USD}] \quad (4.36)$$

a nakłady na gazowe kotły wodne

$$J^{KG} = 0,081(502 - \dot{Q}_{gzn}^{G-P})^{0,87} \quad [\text{mln USD}] \quad (4.37)$$

gdzie moc cieplna bloku \dot{Q}_{gzn}^{G-P} i kotłów $\dot{Q}_g^{KG} = 502 - \dot{Q}_{gzn}^{G-P}$ wyrażone są w megawatach.

Wzory (4.36) i (4.37) zostały otrzymane z uśrednienia nakładów katalogowych „pod klucz” i ofert dostawców urządzeń. W rozważanym przypadku w bloku gazowo-parowym – niezależnie od jego znamionowej mocy cieplnej – powinien być zabudowany kocioł odzyskowy dwuciśnieniowy [1, 2], ponieważ blok w większości czasu τ_R^{G-P} pracuje w układzie czysto kondensacyjnym (rys. 4.5 b). Nakłady inwestycyjne na blok można by wówczas równocześnie przyjąć jak dla elektrowni gazowo-parowej [1, 9]. W rzeczywistości bowiem nakłady na elektrociepłownię i elektrownię z turbozespołem gazowym o tej samej mocy elektrycznej N_{el}^{TG} różnią się od siebie tylko w znikomym stopniu. Sumę kosztów kolejno: płac (blok nie spowoduje wzrostu zatrudnienia; w krajowych realiach w elektrociepłowniach i elektrowniach występują znaczne przerosty zatrudnienia), wody uzupełniającej, surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych oraz opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego $K_p + K_{wu} + K_m + K_{sr}$ we wzorze (4.34) jako wartości małe można bez popełnienia znaczącego błędu pominąć. Nakłady na doprowadzenie gazu J_{dopr}^{gazu} rurociągiem o śr. ϕ 300 mm i dł. 4,5 km wynoszą w rozważanym przypadku 0,9 mln USD.

Koszt gazu ziemnego spalanego w turbinie gazowej K_{pal}^{G-P} i uzupełniających szczytowych kotłach gazowych K_{pal}^{KG} wynosi

$$K_{pal}^{G-P} + K_{pal}^{KG} = \frac{\dot{Q}_{gzn}^{G-P} \sigma_{z \min}^{G-P}}{(1 + \kappa) \eta_{TG}} \tau_R^{G-P} e_g + \frac{\dot{Q}_{czsr}^{ec} \Big|_0^{\tau_{zn}} - \dot{Q}_{gzn}^{G-P}}{\eta_{sr}^{KG}} \tau_{zn} e_{pal} \quad (4.38)$$

(w szczytowych kotłach uzupełniających blok gazowo-parowy może być spalane inne paliwo niż gaz ziemny o cenie e_{pal}). Cenę gazu do przykładowych obliczeń optymalizacyjnych przyjęto równą $e_g = 3,25$ oraz $3,5$ USD/GJ.

Istnieje co prawda formuła, według której można na potrzeby analiz obliczać przybliżoną jednostkową (na jednostkę energii) cenę gazu w zależności od zamówionego jego strumienia

$$e_g = e_{gz} + e_{gs} \frac{8760}{\tau_R^{G-P}} \quad (4.39)$$

gdzie e_{g_z} i e_{g_s} są składowymi (malejącymi ze wzrostem strumienia): zmienną i stałą tej ceny ($e_{g_z} \cong 4e_{g_s}$), ale w praktyce cena ta (ustalana w USD/GJ również dla gazu ze źródeł krajowych) jest negocjowana dla każdego projektu indywidualnie i jest znacznie niższa od ceny wynikającej z tej formuły.

Zmiana ceny gazu nie zmienia charakteru monotoniczności krzywych całkowitych rocznych kosztów pracy bloku gazowo-parowego i gazowych kotłów wodnych.

Znamionową moc cieplną bloku gazowo-parowego we wzorze (4.38) można przedstawić jako funkcję czasu jej użytkowania τ_{zn} ($\tau_{zn} \in \langle 0 ; \tau_z \rangle$)

$$\dot{Q}_{gzn}^{G-P} = \frac{\dot{Q}_{g \max}^{ec}}{t_w - t_{z \min}} \left\{ t_w - t_{pg} + (t_{pg} - t_{z \min}) \left[1 - \sqrt[3]{\frac{\tau_{zn}}{\tau_z}} + \left(\frac{\tau_{zn}}{\tau_z} \right)^2 \left(1 - \sqrt{\frac{\tau_{zn}}{\tau_z}} \right) \right] \right\} + \dot{Q}_{zcwu}^{ec} + \dot{Q}_{para}^{ec} - \dot{Q}^{BC} \quad (4.40)$$

gdzie:

$$\tau_{zn} \in \langle 0; 906 \text{ h} \rangle ; \tau_z = 5088 \text{ h} - \text{rys. 4.5b}; \kappa = 0,25 ; \sigma_{z \min}^{G-P} = 1 ; \eta_{TG} = 0,35 ; \eta_{sr}^{KG} = 0,85 ; t_w = 20^\circ \text{C} ; t_{pg} = 12^\circ \text{C} ; t_{z \min} = -20^\circ \text{C} .$$

Funkcja (4.40) wynika z zależności (4.41) i (4.42) na łączne zapotrzebowanie na komunalną moc cieplną z elektrociepłowni służącą do ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji pomieszczeń oraz do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Zapotrzebowanie to zmienia się w ciągu roku. W sezonie ogrzewniczym zależy od temperatury zewnętrznej (otoczenia), która w zależności od strefy klimatycznej najczęściej jest dana w postaci tabelarycznej lub wykresu uporządkowanego. Zmienność tego zapotrzebowania przedstawia się za pomocą wykresu uporządkowanego [22]

$$\dot{Q}_c^{ec}(\tau) = \dot{Q}_{g \max}^{ec} \frac{t_w - t_z(\tau)}{t_w - t_{z \min}} + \dot{Q}_{zcwu}^{ec} , \quad (4.41)$$

gdzie:

$\dot{Q}_c^{ec}(\tau)$, – chwilowa łączna moc cieplna elektrociepłowni (ciepłowni) w sezonie ogrzewniczym,

$\dot{Q}_{g \max}^{ec}$ – maksymalna moc cieplna elektrociepłowni (ciepłowni) na potrzeby ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji pomieszczeń w sezonie ogrzewniczym,

\dot{Q}_{zcwu}^{ec} – moc cieplna elektrociepłowni (ciepłowni) w sezonie ogrzewniczym (niezależna od temperatury zewnętrznej) do przygotowania ciepłej wody użytkowej; wartość mocy \dot{Q}_{zcwu}^{ec} (tak jak i mocy \dot{Q}_{1cwu}^{ec} poza sezonem) przyjmuje się na stałym poziomie; moc \dot{Q}_{zcwu}^{ec} jest większa od mocy \dot{Q}_{1cwu}^{ec} o ok. 20–35%

z uwagi na niższą temperaturę podgrzewanej wody wodociągowej w zimie (ok. 7–8°C; w lecie ok. 20°C), z uwagi na większe straty ciepła w sezonie ogrzewniczym oraz ze względu na korzystanie latem z chłodnej wody do kąpieli,

t_w – temperatura wewnętrzna ogrzewanego pomieszczenia (najczęściej $t_w = +20^\circ\text{C}$),

$t_z(\tau)$, $t_{z\min}$ – chwilowa i minimalna (obliczeniowa) temperatura zewnętrzna ($t_{z\min}$ w zależności od strefy klimatycznej waha się w kraju od -22°C do -18°C [22]). W zasadzie zapotrzebowanie ciepła do celów wentylacji ma stałą wartość poniżej temperatury zewnętrznej $t_z = -5^\circ\text{C}$. Nieuwzględnienie tego faktu ma jednak pomijalnie mały wpływ na wykres uporządkowany łącznego zapotrzebowania ciepła do ogrzewania, wentylacji i klimatyzacji pomieszczeń oraz do przygotowania ciepłej wody użytkowej.

W przypadku braku dokładnego wykresu uporządkowanego temperatury zewnętrznej $t_z(\tau)$ (za pomocą którego dla przyjętej temperatury początku sezonu ogrzewniczego można wyznaczyć czas jego trwania) dla danego obszaru (strefy klimatycznej) można posługiwać się w analizach przybliżonych dla okresu ogrzewniczego zunifikowanym wykresem zredukowanym [22]

$$\frac{t_{pg} - t_z(\tau)}{t_{pg} - t_{z\min}} = 1 - \sqrt[3]{\frac{\tau}{\tau_z}} + \left(\frac{\tau}{\tau_z}\right)^2 \left(1 - \sqrt{\frac{\tau}{\tau_z}}\right), \quad (4.42)$$

gdzie:

t_{pg} – temperatura początku sezonu ogrzewniczego ($t_{pg} = +12^\circ\text{C}$),

τ – czas ($0 \leq \tau \leq \tau_z$),

τ_z – czas trwania sezonu ogrzewniczego (najczęściej τ_z waha się od 5040–5400 h, tj. 210–225 dni).

Średnia moc cieplna $\dot{Q}_{cz\acute{s}r}^{ec} \Big|_0^{\tau_{zn}}$ we wzorze (4.38) wynika z całkowania zależności (4.41) i wyraża się równaniem

$$\dot{Q}_{cz\acute{s}r}^{ec} \Big|_0^{\tau_{zn}} = \frac{\dot{Q}_g^{ec\max}}{t_w - t_{z\min}} \left\{ t_w - t_{pg} + (t_{pg} - t_{z\min}) \left[1 + \left(\frac{\tau_{zn}}{\tau_z}\right)^2 \left(\frac{1}{3} - \frac{2}{7} \sqrt{\frac{\tau_{zn}}{\tau_z}} \right) - \frac{3}{4} \sqrt[3]{\frac{\tau_{zn}}{\tau_z}} \right] \right\} + \dot{Q}_{z\text{cwu}}^{ec} + \dot{Q}_{para}^{ec} - \dot{Q}^{BC} \quad (4.43)$$

Moc cieplna kotłów węglowych jest nieznacznie większa od zapotrzebowania na moc szczytową 502 MW (= 1200 – 698), i tym samym nieznacznie większe są dla nich koszty stałe $K_{R\acute{s}t}^{KW}$, niż byłyby dla kotłów o mocy 502 MW.

Produkcja w nich ciepła w ilości 388,1 TJ/a jest zgodna z uporządkowanym wykresem sumarycznego zapotrzebowania na ciepło grzejne, a jednostkowy koszt produkcji w nich ciepła wynosi $(k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ i można bez popełnienia znaczącego błędu traktować go jako wartość porównawczą w obliczeniach optymalizacyjnych.

Produkcję netto energii elektrycznej E_{el}^{G-P} w bloku gazowo-parowym oblicza się za pomocą wzoru

$$E_{el}^{G-P} = \left[\dot{Q}_{cz\acute{s}r}^{ec} \Big|_0^{906} 906 \sigma_z^{ec} + 1,5 \dot{Q}_{gzn}^{G-P} \frac{\sigma_z^{G-P}}{1 + \kappa} (\tau_R^{G-P} - 906) \right] (1 - \varepsilon_{el}) \quad [\text{MWh}], \quad (4.44)$$

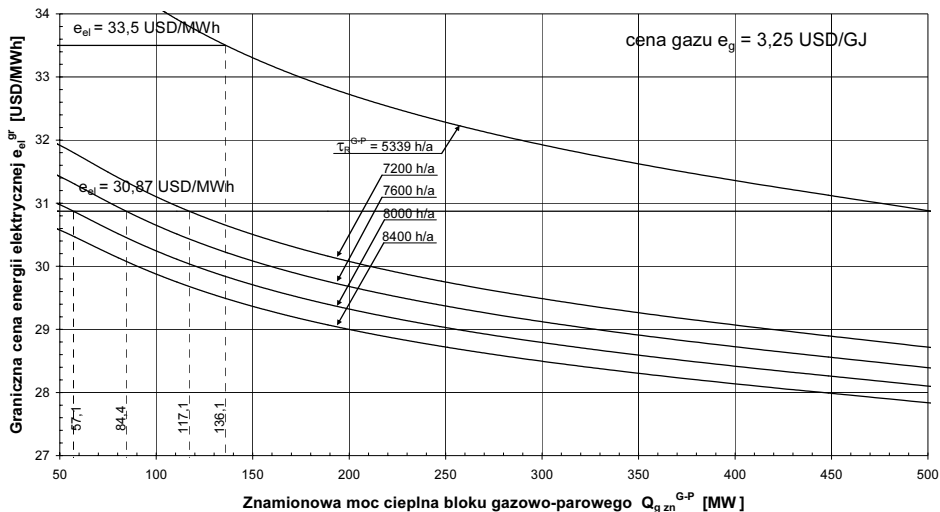
gdzie: $\dot{Q}_{cz\acute{s}r}^{ec} \Big|_0^{906}$ i \dot{Q}_{gzn}^{G-P} wyrażone są w MW, a czas τ_R^{G-P} w godzinach. Wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych bloku przyjęto równy $\varepsilon_{el} = 4\%$ produkcji brutto w nim energii elektrycznej. Czynniki 1,5 znajdujący się w drugim składniku w nawiasie kwadratowym w równaniu (4.44) oznaczają, że wartość mocy elektrycznej turbozespołu parowego dla jego pracy kondensacyjnej przyjęto równą $0,5 N_{el}^{TG}$. W rozważanym przypadku konkretnej elektrociepłowni z analizy pracy bloku zgodnie z wykresem uporządkowanym zapotrzebowania ciepła grzejnego (rys. 4.5b), wskaźnik skojarzenia elektrociepłowni można z dobrym przybliżeniem przedstawić zależnością

$$\sigma_z^{ec} = \frac{\sigma_z^{ec\max}}{\dot{Q}_{gzn\max}^{G-P}} \dot{Q}_{gzn}^{G-P}, \quad (4.45)$$

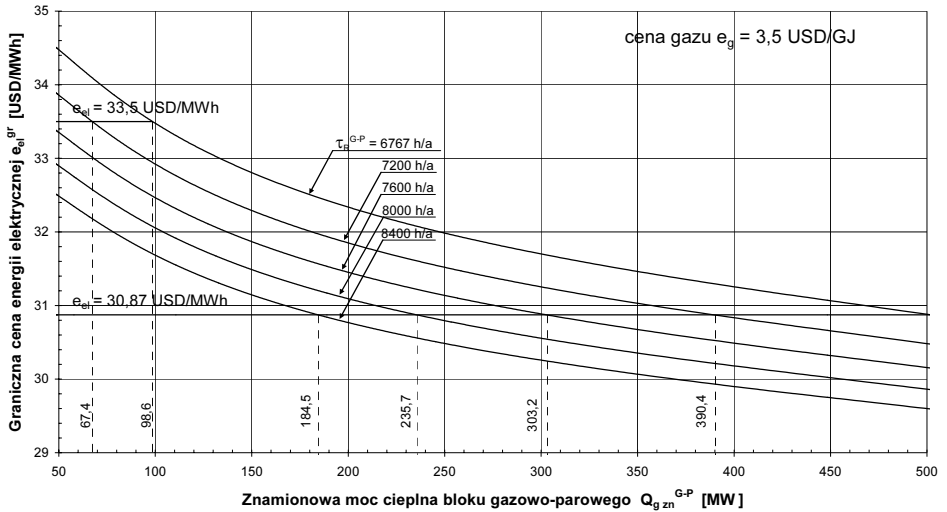
przy czym: $\sigma_z^{ec\max} = 4,5$; $\dot{Q}_{gzn\max}^{G-P} = 502$ MW. Ustalenie w miarę dokładnej zależności $\sigma_z^{ec} = f(\dot{Q}_{gzn}^{G-P})$ (4.45) oraz wartości $\sigma_z^{ec\max}$ ma istotne znaczenie w obliczeniach efektywności ekonomicznej pracy elektrociepłowni ze względu na duży wpływ energii elektrycznej na jej wartość. Jeszcze raz należy przy tym mocno zaznaczyć, że zależność (4.45) ma indywidualny charakter i musi być każdorazowo ustalana dla konkretnego przypadku modernizacji konkretnej elektrociepłowni.

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, krzywe e_{el}^{gr} (rys. 4.6a,b) w funkcji mocy cieplnej bloku gazowo-parowego w rozważanym zakresie \dot{Q}_{gzn}^{G-P} są silnie malejące i optymalną mocą $\dot{Q}_{gzn\opt}^{G-P}$ jest moc jak największa, ograniczona tylko od góry możliwością sprzedaży do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wytwarzanej w elektrociepłowni energii elektrycznej.

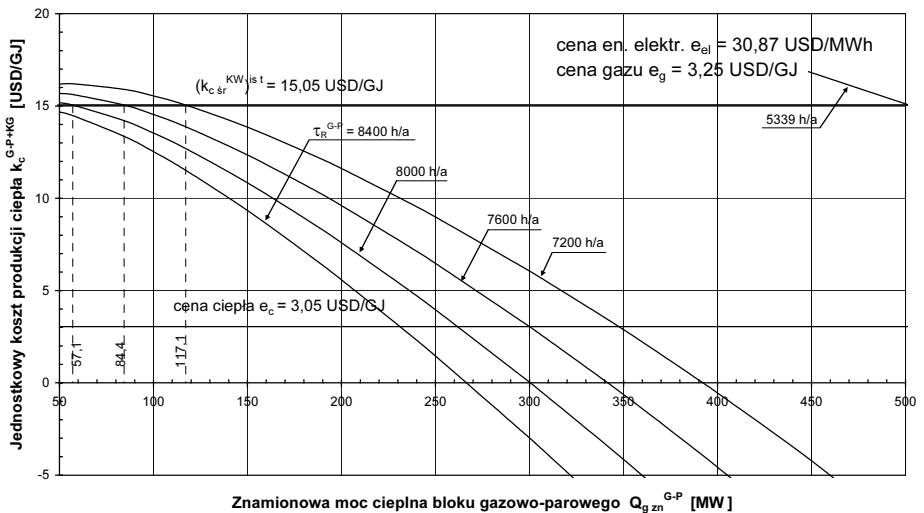
Istnieje zatem tylko minimalna moc cieplna bloku gazowo-parowego \dot{Q}_{gzn}^{G-P} , tj. taka moc, powyżej której następuje już obniżenie jednostkowego kosztu produkcji w elektrociepłowni ciepła, i która zależy od ceny sprzedaży energii elektrycznej e_{el} , ceny gazu ziemnego e_g i rocznego czasu pracy bloku τ_R^{G-P} . Na rys. 4.6a–4.7d zaprezentowano wyniki obliczeń granicznej ceny energii elektrycznej i jednostkowego kosztu produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i w nowych, szczytowych gazowych kotłach wodnych w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego.



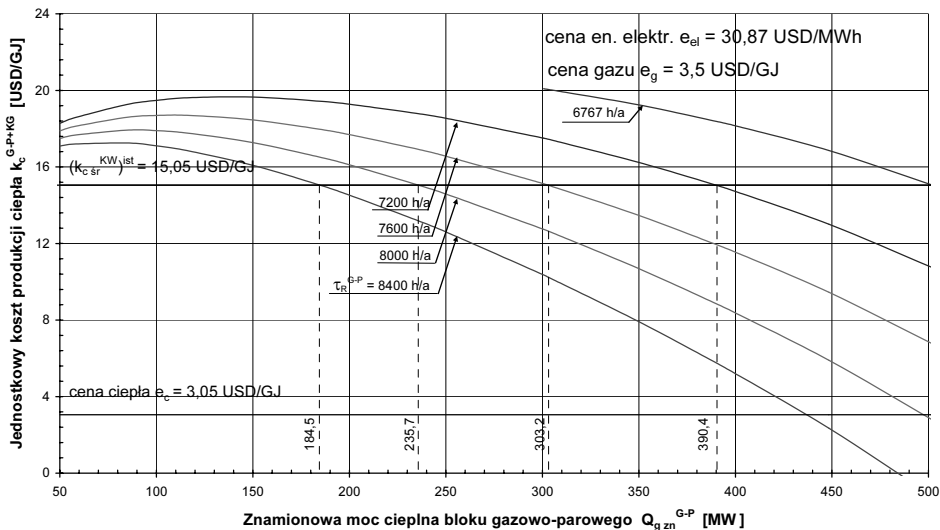
Rys. 4.6a. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,25$ USD/GJ



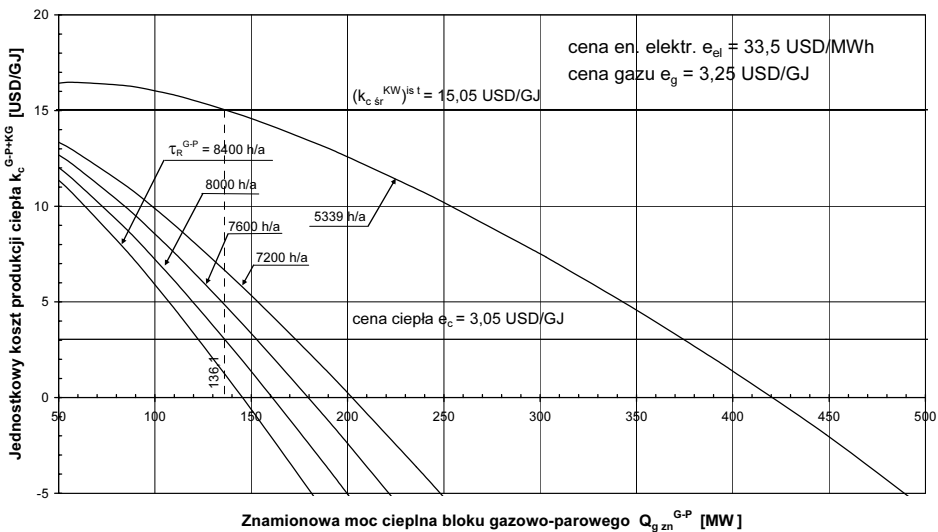
Rys. 4.6b. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,5$ USD/GJ



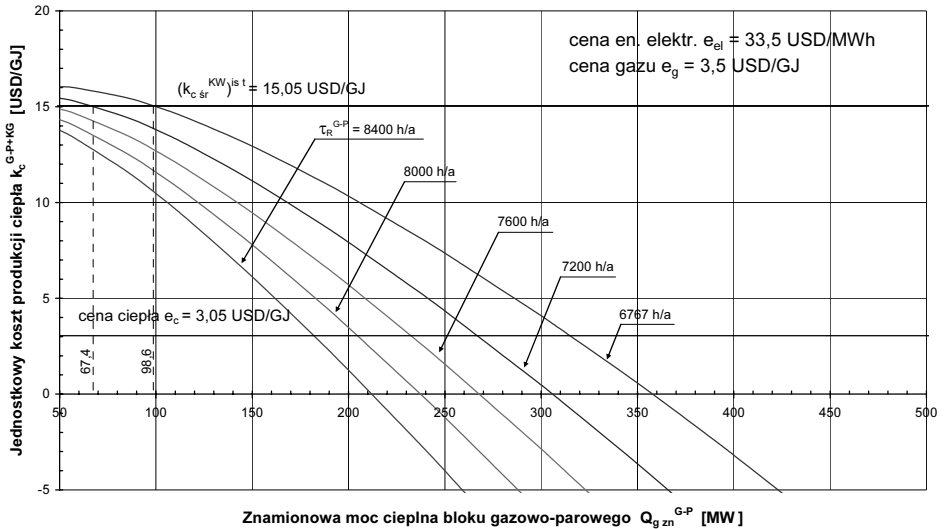
Rys. 4.7a. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i gazowych kotłach szczytowych w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,25$ USD/GJ i dla ceny energii elektrycznej $e_{el} = 30,87$ USD/MW



Rys. 4.7b. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i gazowych kotłach szczytowych w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,5$ USD/GJ i dla ceny energii elektrycznej $e_{el} = 30,87$ USD/MWh



Rys. 4.7c. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i gazowych kotłach szczytowych w funkcji znamionowej mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,25$ USD/GJ i dla ceny energii elektrycznej $e_{el} = 33,5$ USD/MWh



Rys. 4.7d. Jednostkowy koszt mocy cieplnej bloku gazowo-parowego dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,5$ USD/GJ i dla ceny energii elektrycznej $e_{el} = 33$, produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i gazowych kotłach szczytowych w funkcji znamionowej 5 USD/MWh

Na przykład dla ceny gazu $e_g = 3,25$ USD/GJ i ceny energii elektrycznej $e_{el} = 30,87$ USD/MWh, dla minimalnego czasu pracy bloku gazowo-parowego $\tau_{R \min}^{G-P} = 7200$ h/a minimalna znamionowa moc cieplna bloku (dla którego jego budowa byłaby już ekonomicznie opłacalna) wynosi $\dot{Q}_{g,zn \min}^{G-P} = 117,1$ MW, i tym samym dla $\dot{Q}_{g,zn}^{G-P} > 117,1$ MW jednostkowy koszt k_c^{G-P+KG} jest już mniejszy od $(k_{c, \dot{s}r}^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ. Gdyby moc bloku gazowo-parowego wynosiłaby aż $\dot{Q}_{g,zn \min}^{G-P} = 502$ MW, to minimalne czasy wynosiłyby tylko $\tau_{R \min}^{G-P} = 6767$ i 5339 h/a kolejno dla ceny gazu $e_g = 3,5$ i $3,25$ USD/GJ przy cenie energii elektrycznej $e_{el} = 30,87$ USD/MWh. Nieznaczny wzrost ceny energii elektrycznej znacznie obniża minimalną znamionową moc cieplną bloku. Przeprowadzone obliczenia wykazują, że w rozważanym przypadku modernizacji elektrociepłowni przez budowę bloku gazowo-parowego znacznie większy wpływ na efektywność ekonomiczną modernizacji ma zmiana ceny energii elektrycznej niż zmiana ceny gazu – rys. 4.7a÷4.7d. W obliczeniach przyjęto stałą cenę gazu dla całego przedziału zmienności mocy $\dot{Q}_{g,zn}^{G-P}$, chociaż można by oczekiwać, że cena gazu

ze wzrostem mocy mogłaby maleć. Nie zmieniłoby to jednak poprawności rozważań, gdyż otrzymane funkcje na rys. 4.6 i 4.7 w dalszym ciągu byłyby silnie malejące. Zwiększyłyby się jedynie wartości spadku e_{el}^{gr} i k_c^{G-P+KG} ze wzrostem \dot{Q}_{gzn}^{G-P} , a tym samym zmniejszyłyby się minimalne moce cieplne bloku gazowo-parowego \dot{Q}_{gzn}^{G-P} , powyżej których następowałoby już obniżenie jednostkowego kosztu produkcji w elektrociepłowni ciepła.

Decyzja o wyborze wielkości mocy bloku \dot{Q}_{gzn}^{G-P} należy do właściciela elektrociepłowni, jego zasobów finansowych, możliwości sprzedaży energii elektrycznej do KSE oraz dostaw gazu do turbiny gazowej.

4.3.1.2. Ocena efektywności ekonomicznej modernizacji elektrociepłowni

Do oceny efektywności ekonomicznej modernizacji elektrociepłowni przyjęto blok gazowo-parowy oparty na turbinie gazowej GT11N2 o elektrycznej mocy znamionowej w $N_{el}^{TG} = 115,5$ MW i sprawności brutto $\eta_{TG} = 34,9\%$ [9]. Znamionowa moc cieplna bloku wynosi wówczas $\dot{Q}_{gzn}^{G-P} \cong 144$ MW. Jako uzupełniające źródło ciepła dla bloku przyjęto istniejące węglowe kotły wodne, dla których nakłady inwestycyjne na niezbędne prace remontowe i modernizacyjne, wynoszące $J^{KW} = 9,06$ mln USD, okazały się mniejsze od nakładów „pod klucz” na nowe kotły gazowe (wzór 4.37). Nakłady inwestycyjne „pod klucz” dla bloku gazowo-parowego wynoszą $J^{G-P} = 80,6$ mln USD.

Przykładowe graniczne ceny energii elektrycznej

$$e_{el}^{gr} \geq \frac{K_R^{G-P} + (K_R^{KW})^{\text{mod}} - K_{Rzm}^{KW}}{E_{el}^{G-P}} \quad (4.46)$$

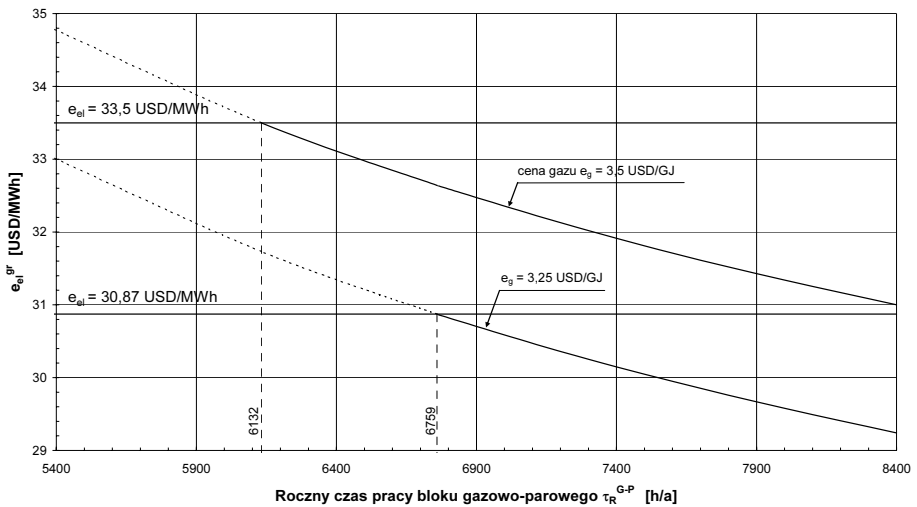
(we wzorze (4.32) koszt $K_R^{G-P} + K_R^{KG}$ zastąpiono kosztem $K_R^{G-P} + (K_R^{KW})^{\text{mod}}$) dla nakładów inwestycyjnych $J^{\text{mod}} = J^{G-P} + J^{KW} + J_{dopr}^{\text{gazu}} = 80,6 + 9,06 + 0,9 = 90,56$ mln USD są podane w tabeli 4.1.

Tabela 4.1

Graniczna cena energii elektrycznej

Cena węgla $e_{pal} = 1,9$ [USD/GJ]			
Cena gazu $e_g = 3,5$ [USD/GJ]		Cena gazu $e_g = 3,25$ [USD/GJ]	
e_{el}^{gr} [USD/MWh]	τ_R^{G-P} [h/a]	e_{el}^{gr} [USD/MWh]	τ_R^{G-P} [h/a]
31,00	8400	29,24	8400
31,34	8000	29,58	8000
31,71	7600	29,95	7600
32,13	7200	30,36	7200
32,62	6767	30,86	6767
34,88	5339	33,11	5339

Pełny zakres wartości e_{el}^{gr} w funkcji czasu τ_R^{G-P} przedstawiono na rys. 4.8.



Rys. 4.8. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji rocznego czasu pracy bloku gazowo-parowego dla dwóch cen gazu ziemnego: $e_g = 3,25$ USD/GJ; $e_g = 3,5$ USD/GJ

Cena sprzedaży przez elektrociepłownię energii elektrycznej do KSE wynosi $e_{el} = 30,87$ [USD/MWh]. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i zmodernizowanych kotłach wodnych k_c^{G-P+KW} w funkcji czasu τ_R^{G-P} jest równy

$$k_c^{G-P+KW} = \frac{K_R^{G-P} + (K_R^{KW})^{\text{mod}} + K_{Rst}^{KW} - E_{el}^{G-P} e_{el}}{Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{\text{mod}}} \quad (4.47)$$

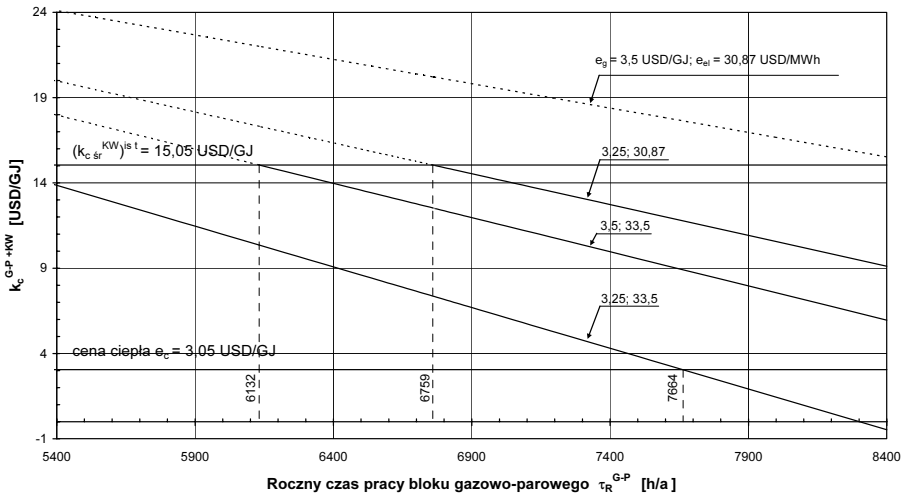
Wartość rocznych kosztów $K_R^{G-P} + (K_R^{KW})^{\text{mod}}$ we wzorach (4.46) i (4.47) wyliczano za pomocą wzorów (4.34) i (4.38), przy czym średnią sprawność energetyczną zmodernizowanych kotłów wodnych przyjęto jak dla kotłów gazowych równą 0,85 oraz cenę węgla przyjęto $e_{pd} = 1,9$ [USD/GJ]. Wartość ciepła $Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{\text{mod}}$ wynosi 388,1 TJ/a (291,8 + 96,3). Przykładowy komplet wyników k_c^{G-P+KW} dla $\tau_R^{G-P} = 8000$ h/a zaprezentowano w tabeli 4.2.

Tabela 4.2

Jednostkowy koszt produkcji ciepła

k_c^{G-P+KW} [USD/GJ]		e_{el} [USD/MWh]	
		30,87	33,5
cena gazu	3,25	10,56	1,44
e_g [USD/GJ]	3,50	16,67	7,56

Pełny zakres wartości k_c^{G-P+KW} w funkcji czasu τ_R^{G-P} przedstawiono na rys. 4.9.



Rys. 4.9. Jednostkowy koszt produkcji ciepła w bloku gazowo-parowym i zmodernizowanych węglowych kotłach wodnych w funkcji rocznego czasu pracy bloku gazowo-parowego

Cena sprzedaży przez elektrociepłownię ciepła wynosi $e_c = 3,05$ USD/GJ. Oczywiście cena ta musi być większa od średnioważonego jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni

$$e_c \geq (k_{c\acute{s}r}^{EC})^{ist} \geq (k_{c\acute{s}r}^{EC})^{mod} = k_c^{BC} \frac{Q_R^{BC}}{Q_R} + k_c^{G-P+KW} \frac{Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{mod}}{Q_R}. \quad (4.48)$$

Obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni po modernizacji wyraża się wzorem

$$\begin{aligned} \Delta k_c^{EC} &= (k_{c\acute{s}r}^{EC})^{mod} - (k_{c\acute{s}r}^{EC})^{ist} = [k_c^{G-P+KW} - (k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist}] \frac{Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{mod}}{Q_R} = \\ &= \frac{K_R^{G-P} + (K_R^{KW})^{mod} - K_{R\acute{z}m}^{KW} - E_{el}^{G-P} e_{el}}{Q_R}, \end{aligned} \quad (4.49)$$

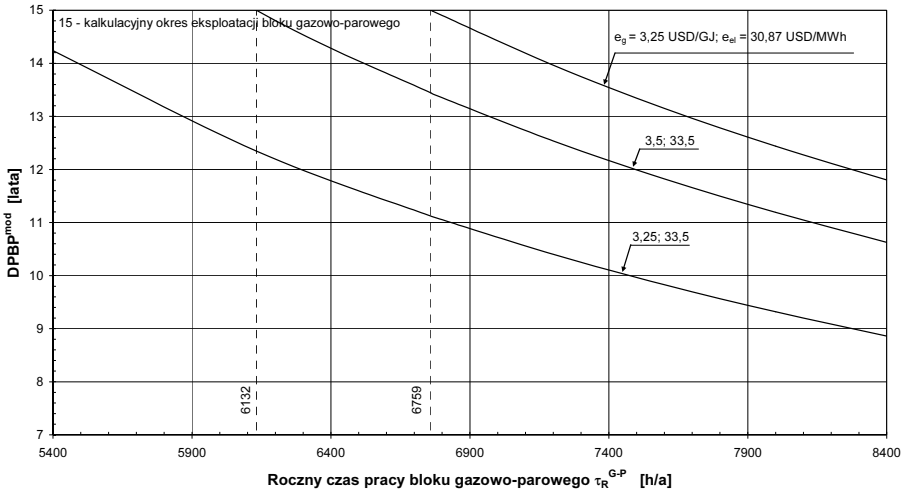
gdzie, jak już zaznaczono, jednostkowy koszt produkcji ciepła w ilości 388,1 TJ/a w istniejących kotłach wodnych wynosi $(k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ.

Wartość Q_R zgodnie z uporządkowanym wykresem sumarycznego zaporzebowania na ciepło grzejne wynosi $Q_R = 10671$ TJ/a dla czasu $\tau_z = 5088$ h i $\tau_l = 3312$ h oraz $Q_R^{BC} = Q_R - [Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{mod}] = 10\,283$ TJ/a. Warunkiem koniecznym (wzór (4.19)) modernizacji elektrociepłowni jest, aby koszt k_c^{G-P+KW} był mniejszy od $(k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist}$, z którego wynika minimalna moc cieplna bloku gazowo-parowego lub dla danej mocy bloku minimalny czas jego pracy τ_R^{G-P} (rys. 4.6, 4.7). W sytuacji, gdy $e_c < k_c^{G-P+KW} < (k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist}$ (oczywiście wówczas wartość $k_c^{BC} Q_R^{BC} / Q_R$ musi być odpowiednio mniejsza od e_c , aby średnia ważona $k_{c\acute{s}r}^{EC}$ była mniejsza od e_c – wzór (4.48)) – minimalny czas pracy bloku τ_R^{G-P} w zależności od ceny energii elektrycznej i ceny gazu jest relatywnie krótki. Gdy natomiast przyjmie się rygorystyczny warunek $k_c^{G-P+KW} \leq e_c = 3,05 \ll (k_{c\acute{s}r}^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ, jednostkowy koszt k_c^{G-P+KW} jest wówczas dla rozważanej mocy $\dot{Q}_{g\acute{z}n}^{G-P} = 144,4$ MW mniejszy od $e_c = 3,05$ USD/GJ tylko dla ceny gazu $e_g = 3,25$ USD/GJ i ceny energii elektrycznej $e_{el} = 33,5$ USD/MWh oraz dla czasu $\tau_R^{G-P} > \tau_{R\acute{m}in}^{G-P} = 7664$ h/a – rys. 4.9 (cena sprzedaży energii elektrycznej do KSE, jak już zaznaczono, wynosi jednak tylko $e_{el} = 30,87$

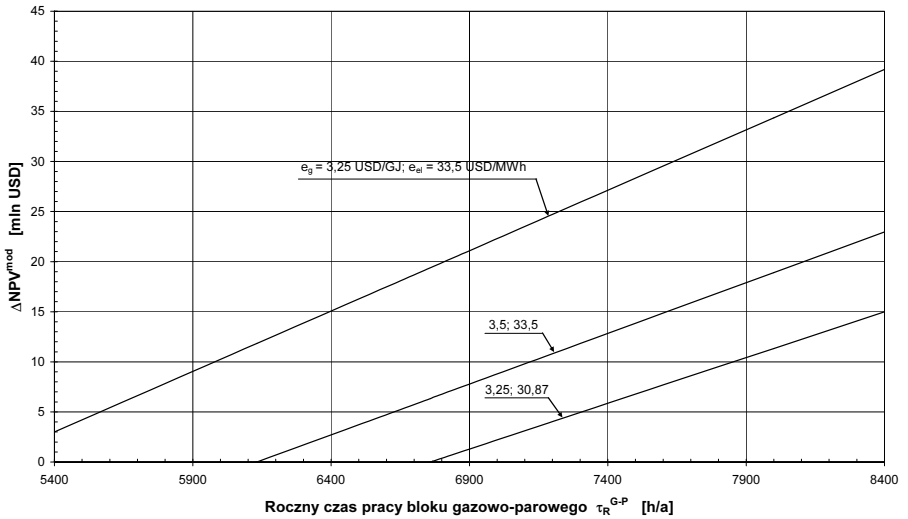
USD/MWh). Ale nawet i wówczas, tzn. dla ceny $e_{el}=33,5$ USD/MWh, modernizacja nie gwarantowałaby jednak w konsekwencji znacznej obniżki jednostkowego kosztu Δk_c^{EC} i znacznego zwiększenia zysku z pracy elektrociepłowni. Wynika to z małego udziału ciepła produkowanego w bloku i zmodernizowanych kotłach wodnych w całym cieple wyprodukowanym w elektrociepłowni. Udział ten wynosi zaledwie $[Q_R^{G-P} + (Q_R^{KW})^{\text{mod}}] / Q_R = 3,6\%$.

Przyjęcie jako spalanego w kotłach wodnych zamiast węgla droższego na jednostkę energii oleju opałowego czy też gazu ziemnego pogorszyłoby, mimo relatywnie ich małych ilości, wyniki opłacalności ekonomicznej modernizacji elektrociepłowni. Zmiana nakładów inwestycyjnych na modernizację kotłów przy zmianie paliwa jest bowiem niewielka, jak również mała jest zmiana kosztów emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego.

Za pomocą wzoru (1.45) (rozdział 1.2.4), wykorzystując wyliczony z równania (4.23) roczny przyrost zysku brutto $\Delta Z_R = -\Delta k_c^{EC} Q_R$ z pracy elektrociepłowni, można wyliczyć czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych J^{mod} na jej modernizację łącznie z odsetkami, jakie by w tym czasie „przyniosł” zainwestowany kapitał. Przy obliczeniach przyjęto wartość stopy podatku „ p ” od zysku brutto równą $p = 24\%$. Sumaryczny przyrost zdyskontowanego zysku netto z pracy zmodernizowanej elektrociepłowni, wynikający z eksploatacji dobudowanego bloku gazowo-parowego i zmodernizowanych węglowych kotłów wodnych, wylicza się natomiast za pomocą wzoru (1.46). Wyniki wielowariantowych obliczeń e_{el}^{gr} , k_c^{G-P+KW} , $DPBP^{\text{mod}}$, ΔNPV^{mod} w funkcji rocznego czasu pracy bloku gazowo-parowego τ_R^{G-P} przedstawiono kolejno na rys. 4.8, 4.9, 4.10, 4.11.



Rys. 4.10. Zdyskontowany okres zwrotu $DPBP^{mod}$ nakładów inwestycyjnych poniesionych na modernizację w funkcji rocznego czasu pracy bloku gazowo-parowego



Rys. 4.11. Przyrost zdyskontowanego zysku netto ΔNPV^{mod} pracy zmodernizowanej elektrociepłowni w funkcji rocznego czasu pracy bloku gazowo-parowego

Na przykład dla ceny gazu $e_g = 3,5$ USD/GJ i ceny energii elektrycznej $e_{el} = 33,5$ USD/MWh oraz $k_c^{G-P+KW} = (k_c^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ, minimalny czas pracy bloku gazowo-parowego wynosi 6132 h/a i dla $\tau_R^{G-P} > 6132$ h/a budowa bloku byłaby opłacalna w tym większym stopniu, im dłuższy byłby czas τ_R^{G-P} . Dla ceny gazu $e_g = 3,5$ USD/GJ i ceny energii elektrycznej $e_{el} = 30,87$ USD/MWh budowa bloku przyniosłaby straty, bowiem w całym możliwym zakresie rocznego czasu pracy bloku τ_R^{G-P} jednostkowy koszt k_c^{G-P+KW} jest większy od $(k_c^{KW})^{ist} = 15,05$ USD/GJ.

4.3.1.3. Podsumowanie

- Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności modernizacji elektrociepłowni przez nadbudowę turbiną gazową i zwiększenie produkcji energii elektrycznej w układzie – przy niezmiennej ilości wyprodukowanej w nim ciepła – jest, aby cena sprzedaży energii elektrycznej była większa od ceny minimalnej e_{el}^{gr} , wyliczanej za pomocą wzoru (4.24), będącego ilorzem przyrostu rocznego kosztu działania elektrociepłowni przez przyrost rocznej produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanym układzie. W metodzie przyrostowej niepotrzebna jest znajomość kosztów działania elektrociepłowni – co jest zaletą tej metody. Potrzebne koszty do wyliczenia progu efektywności modernizacji, to roczne koszty działania nowo powstałego układu gazowego oraz zmniejszenie kosztów działania istniejącego układu (głównie zmniejszenie kosztu paliwa) możliwych do oszacowania poprzez wykorzystanie efektu zastąpienia produkcji ciepła w istniejących kotłach produkcją w kotle odzyskowym zasilanym spalinami wylotowymi z turbiny gazowej.
- Warunkiem wystarczającym ekonomicznej opłacalności modernizacji jest natomiast, aby obniżenie w jej wyniku jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni o Δk_c^{EC} gwarantowało odpowiednio duży przyrost zdyskontowanego skumulowanego zysku netto ΔNPV^{mod} oraz relatywnie krótki okres zwrotu $DPBP^{mod}$ poniesionych nakładów inwestycyjnych na modernizację.
- Każdy układ technologiczny istniejących komunalnych elektrociepłowni węglowych jest w zasadzie inny (występują w nich na przykład równocześnie turbiny parowe upustowo-kondensacyjne i przeciwprężne lub np. tylko turbiny przeciwprężne). Powoduje to dużą różnorodność warunków ich pracy i tym samym, jak już zaznaczono, nieograniczenie wielką liczbę możliwych wariantów modernizacji. Niemożliwe jest zatem, poza równa-

niem (4.23), sformułowanie dodatkowych ogólnych warunków opłacalności ekonomicznej ich modernizacji. Każda modernizacja wymaga indywidualnego podejścia, uwzględnienia istniejącej infrastruktury elektrociepłowni, stanu technicznego urządzeń i związanych z tym nakładów inwestycyjnych na ich remont, sprawności urządzeń, kosztów amortyzacji części istniejącej, zadłużenia elektrociepłowni, kosztów użytkowania terenu itd. W krajowych realiach bardzo znaczący udział w rocznych kosztach działania istniejących elektrociepłowni mają koszty osobowe (koszty płac) z uwagi na duże przerosty zatrudnienia. W przypadku rozbudowy układu technologicznego istniejącej elektrociepłowni o cały blok gazowo-parowy, analiza musi uwzględniać ponadto moc istniejących turbin parowych (w przypadku odpowiednio dużej ich mocy można istniejący układ nadbudować tylko turbosespołem gazowym i kotłem odzyskowym oraz w razie potrzeby dodatkowo dobudować człon kondensacyjny do istniejących turbin parowych przeciwprężnych, aby umożliwić elastyczną całoroczną pracę układu, dopasowywanie się do zmiennych potrzeb cieplnych) oraz parametry zasilającej je – najczęściej ze wspólnego kolektora – pary. Jak już zaznaczono, procedurę optymalizacyjną doboru optymalnej mocy bloku gazowo-parowego współpracującego z istniejącą elektrociepłownią należy każdorazowo przeprowadzać „indywidualnie”. Nakłady inwestycyjne na blok gazowo-parowy często mogą być pomniejszane np. o nakłady na stację przygotowania wody. Może to wystąpić, co zazwyczaj w praktyce ma miejsce, w przypadku jej „przewymiarowania” w układzie istniejącym. Ponadto, w zależności od wartości wskaźnika skojarzenia istniejącej elektrociepłowni (mocy istniejących turbin parowych), należy optymalizację przeprowadzać wariantowo. Blok może pracować „w podstawie obciążenia” (pokrywać zapotrzebowanie na ciepło grzejne w dolnym zakresie uporządkowanego wykresu zapotrzebowania ciepła grzejnego) lub w górnym zakresie wykresu uporządkowanego. W drugim przypadku należy przeanalizować możliwość zainstalowania w bloku kotła odzyskowego dwuciśnieniowego (w kotle w miejscu podgrzewacza wody sieciowej celem odebrania ciepła od spalin w przedziale niskich temperatur powinny być zabudowane powierzchnie do produkcji pary niskoprężnej) i turbiny parowej dwuciśnieniowej, poprawiając tym samym sprawność elektryczną (egzergetyczną) układu i najczęściej jego efektywność ekonomiczną – pomimo zwiększonych nakładów inwestycyjnych na kocioł odzyskowy (od 25 do 40%) i turbinę parową (od 5 do 10%) [1, 2]. Wskaźniki skojarzenia elektrociepłowni w odniesieniu do okresu rocznego w obu wariantach będą różne. Wariantem o globalnym optimum będzie ten, dla którego maksymalny zysk roczny będzie większy. Optymalny poziom znamionowej mocy turbosespołu gazowego

zależy dodatkowo od relacji ceny gazu do ceny węgla. W przypadku ekonomicznie poprawnych cen nośników energii – ceny gazu ziemnego, węgla, energii elektrycznej – oraz ekonomicznie i technicznie uzasadnionych pozostałych składowych rocznych kosztów działania elektrociepłowni, należałoby się spodziewać, że optymalnym wariantem będzie wariant o większym wskaźniku skojarzenia. Z przeprowadzonych analiz wynika, że budowa i eksploatacja elektrociepłowni gazowo-parowej będącej nowym podmiotem prawnym, nieobciążonej w żadnej mierze uwarunkowaniami socjalnymi i urządzeniami istniejącej elektrociepłowni, jest efektywniejsza ekonomicznie. W rozważonym przypadku modernizacji elektrociepłowni poprzez jej rozbudowę o blok gazowo-parowy krzywe e_{el}^{gr} w funkcji mocy cieplnej bloku gazowo-parowego w analizowanym zakresie \dot{Q}_{gzn}^{G-P} są silnie malejące i optymalną mocą $\dot{Q}_{gzn\ opt}^{G-P}$ jest moc jak największa. Wartość najmniejsza jednostkowego kosztu k_c^{G-P+KW} leży tym samym na ograniczeniu tego kosztu przez przyjętą moc turbiny N_{el}^{TG} . Moc ta w praktyce ograniczona jest tylko od góry możliwością sprzedaży do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) wytwarzanej w elektrociepłowni energii elektrycznej. Istnieje zatem wyłącznie minimalna moc cieplna bloku gazowo-parowego (zależna od ceny energii elektrycznej, ceny gazu i rocznego czasu pracy bloku), powyżej której następuje obniżenie już jednostkowego kosztu produkowanego w elektrociepłowni ciepła. Decyzja więc o wyborze wielkości mocy bloku \dot{Q}_{gzn}^{G-P} należy do właściciela elektrociepłowni, jego zasobów finansowych i możliwości sprzedaży energii elektrycznej do KSE oraz dostaw gazu do turbiny gazowej. W rozważonym przypadku budowa bloku gazowo-parowego o znamionowej mocy cieplnej $\dot{Q}_{gzn}^{G-P} \cong 144$ MW i zmodernizowanie węglowych kotłów wodnych byłoby inwestycją opłacalną pod warunkiem, że czas pracy bloku τ_R^{G-P} byłby większy od czasu minimalnego $\tau_{R\ min}^{G-P}$. Czas $\tau_{R\ min}^{G-P}$ maleje ze spadkiem ceny gazu e_g , wzrostem ceny energii elektrycznej e_{el} oraz ze spadkiem żądanej obniżki jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni Δk_c^{EC} . Jedynie dla relatywnie dużej ceny energii elektrycznej powyżej 40 USD/MWh i długiego rocznego czasu pracy bloku τ_R^{G-P} obniżka jednostkowego kosztu ciepła Δk_c^{EC} byłaby na tyle duża, że wielkości $DPBP^{mod}$ oraz ΔNPV^{mod} przyjmowałyby zadowalające wartości. Należy ponadto mieć na uwadze, że wprowadzony Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 15 grudnia 2000 r. obowiązek zakupu energii elektrycznej wytworzonej w skojarzeniu z produkcją ciepła

nie dotyczy energii elektrycznej wytworzonej ze sprawnością przemiany energii chemicznej paliwa w energię elektryczną i ciepło łącznie mniejszą niż 70%, obliczoną jako średnioroczną w roku kalendarzowym. Jeżeli w rozpatrywanym przypadku weźmie się pod uwagę całe ciepło i całą energię elektryczną wytworzoną w elektrociepłowni (blok jest bowiem jej częścią składową), to warunek minimalnej granicznej sprawności 70% będzie wówczas spełniony (sprawność obecnie budowanych elektrowni gazowo-parowych dochodzi do 60%, więc warunek średniorocznej sprawności 70% dla elektrociepłowni nie jest ostry) i przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem i dystrybucją energii elektrycznej byłoby zobowiązane z mocy prawa do zakupu całej oferowanej energii po cenie zgodnie z Rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 14 grudnia 2000 r. Jeżeli natomiast weźmie się pod uwagę tylko wytworzoną energię elektryczną i ciepło w bloku gazowo-parowym pracującym w większości rocznego czasu $\tau_{R \min}^{G-P}$ jednak w układzie kondensacyjnym, to wówczas wspomniana sprawność będzie mniejsza od 70% (dla $\tau_{R \min}^{G-P} = 7664$ h/a sprawność średnioroczna wynosi ok. 53%). Ze względu na powyższe, jak również w sytuacji niepewności co do przyszłych cen gazu i energii elektrycznej, budowa bloku gazowo-parowego w rozważanej elektrociepłowni obciążona byłaby dużym ryzykiem finansowym. Dla ceny sprzedaży energii elektrycznej z elektrociepłowni 30,87 USD/MWh oraz ceny gazu 3,5 USD/GJ jest wręcz nieopłacalna. Należałoby zatem wykonać tylko niezbędne prace remontowe i modernizacyjne, aby doprowadzić istniejące kotły wodne do stanu technicznego pozwalającego na ich dalszą eksploatację i spełnienie przez nie norm dopuszczalnych emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego. Jeżeli wzrost sprawności kotłów, obniżenie ich elektrycznych potrzeb i emisji zanieczyszczeń byłoby na tyle duże, że zmniejszenie wówczas kosztów zużycia węgla i energii elektrycznej oraz opłat za zanieczyszczanie środowiska byłoby większe od rocznych kosztów związanych z ich remontem i modernizacją, to również uzyskałoby się dodatni efekt ekonomiczny pracy elektrociepłowni.

- Modernizując elektrociepłownię, należy dążyć, aby dobudowywane urządzenia (turbozespół gazowy, kocioł odzyskowy) pracowały w podstawie obciążenia. Należy przy tym pamiętać, że „odstawiane” istniejące urządzenia węglowe będą obciążały swoimi kosztami stałymi roczne koszty działania zmodernizowanej elektrociepłowni. W sytuacji, gdy pracujące w podstawie istniejące urządzenia wymagają dużych środków finansowych na ich remont i modernizację, zastąpienie ich układem gazowym – traktując przy tym wspomniane nakłady jako koszt uniknięty – może być, w zależności od

relacji ceny gazu do ceny węgla i energii elektrycznej, źródłem znacznych korzyści energetycznych i ekonomicznych działania elektrociepłowni.

4.4. Efektywność energetyczna i ekonomiczna przystosowania do pracy skojarzonej zawodowych elektrowni węglowych

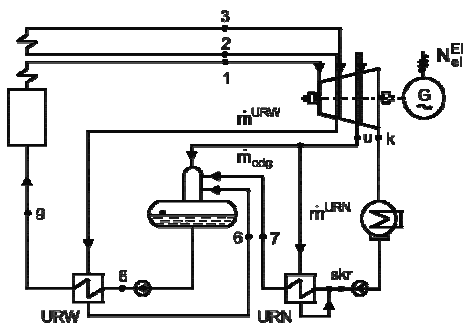
Skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej jest najskuteczniejszym sposobem zmniejszenia zużycia energii chemicznej paliw, a tym samym zmniejszenia emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia.

Interesującą zatem możliwością ze względów energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych jest przystosowanie kondensacyjnych węglowych elektrowni do pracy w układzie skojarzonym i dostarczania z nich odbiorcom oprócz energii elektrycznej również ciepła grzejnego \dot{Q}_g^{EI} – rys. 4.12.

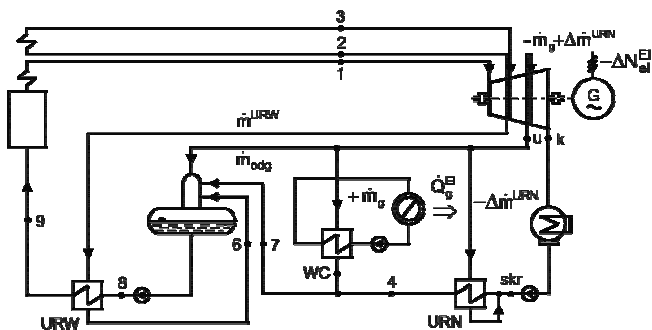
Przystosowanie elektrowni do pracy skojarzonej skutkować będzie poprawą ich całkowitej efektywności energetycznej, a w przypadku ich równoczesnej konwersji do układów dwupaliwowych, węglowo-gazowych, również zwiększeniem sprawności wytwarzania w nich energii elektrycznej. Nastąpi wówczas równocześnie ograniczenie emisji zanieczyszczeń do środowiska naturalnego z dostosowaniem ich do wymogów unijnych norm.

Poprawie może również ulec efektywność ekonomiczna pracy elektrowni. Zależać to będzie w głównej mierze od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, ceny ciepła do cen energii elektrycznej i paliwa oraz od wysokości taryf za zanieczyszczanie środowiska naturalnego. Należy wręcz jednoznacznie sformułować tezę, że opanowane technologicznie i technicznie, i jednocześnie powszechnie stosowane urządzenia i instalacje energetyczne gwarantujące racjonalne korzystanie z paliw pierwotnych, powinny decydować o granicznych (wyznaczanych dla założonej granicznej wartości efektywności ekonomicznej NPV) relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokościami taryf opłat środowiskowych, tak, aby była zagwarantowana ekonomiczna opłacalność ich stosowania. W dobie efektu cieplarnianego ma to szczególnie bardzo istotne znaczenie.

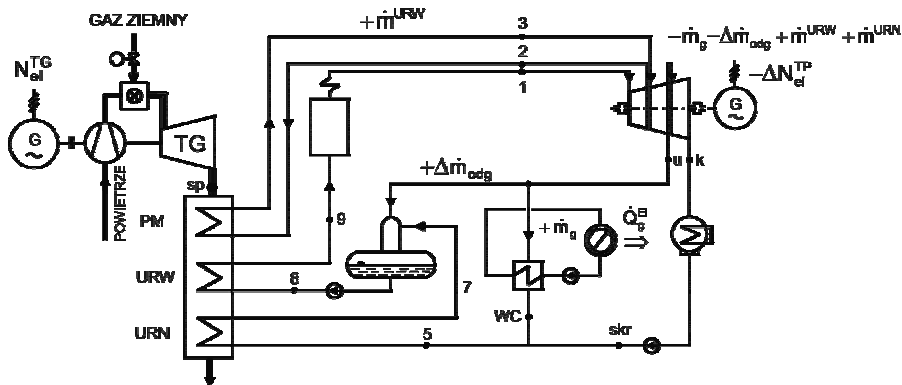
a)



b)



c)



Rys. 4.12. Schemat ideowy: a) elektrowni kondensacyjnej; b) przystosowanej elektrowni kondensacyjnej do pracy skojarzonej; c) przystosowanej elektrowni kondensacyjnej do pracy skojarzonej nadbudowanej turbiną gazową i kotłem

odzyskowym; PM, URW, URN – kolejno przegrzew międzystopniowy,
układ regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej

Spśród możliwych sposobów przystosowania elektrowni węglowych do pracy skojarzonej można wyróżnić następujące warianty:

- 1) pobór pary grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC (rys. 4.12b):
 - a) z rurociągu pary świeżej (punkt 1)
 - b) z „zimnej” lub „gorącej szyny” (punkt 2 lub 3)
 - c) z upustu lub przelotni turbiny (punkt u)
- 2) nadbudowa układu przystosowanej elektrowni turbiną gazową (rys. 4.12c)
- 3) zabudowa w układzie elektrowni sprężarkowej pompy ciepła napędzanej wytwarzaną w elektrowni energią elektryczną i wykorzystującej jako dolne źródło niskotemperaturowego, odpadowego ciepła np. ciepło skraplania pary w skraplaczu turbiny
- 4) usunięcie dwóch, trzech ostatnich rzędów łopatek części niskoprężnej turbiny w celu podwyższenia ciśnienia, a tym samym temperatury nasycenia pary w skraplaczu i wykorzystanie go jako wymiennika ciepłowniczego WC; przy niższych temperaturach zewnętrznych moc cieplna do celów grzewczych zapewniająca odpowiednio wysoką temperaturę wody sieciowej będzie musiała być uzupełniana z wodnych kotłów szczytowych, które należy zabudować w elektrowni czy w końcu
- 5) układy mieszane łączące cechy powyższych konfiguracji.

W powyższych wariantach konieczne jest przeanalizowanie możliwości zwiększenia spalanego w kotle węgla przywracającego elektrowni jej początkową moc elektryczną. Moc ta bowiem na skutek poboru pary grzejnej do stacji wymienników ciepłowniczych WC ulega zmniejszeniu.

Sprężarkowa pompa ciepła działa w zakresie temperatur wyższych od temperatury powrotnej wody sieciowej. Temperatura skraplania czynnika obiegowego pompy musi być zatem na odpowiednio wysokim poziomie. Temperatura dolnego źródła ciepła dla pompy (np. temperatura skraplania pary w skraplaczu turbiny) jest także wysoka i dzięki temu temperatura parowania czynnika obiegowego pompy może być również wysoka (różnicę temperatur dolnego źródła ciepła i parowania można zmniejszać zwiększając powierzchnię parowacza; zwiększać to jednak będzie nakłady inwestycyjne na pompę). Jeżeli różnica temperatur skraplania i parowania czynnika obiegowego pompy jest duża, taka że trudno jest dobrać czynnik mający w całym zakresie temperatur pożądane własności, należy zastosować pompę kaskadową. Ze względu na straty egzergii [22], przyczyniające się do zwiększenia mocy napędowej pompy, spowodowane nieodwracalnością przepływu ciepła między dwoma czynnikami obiegowymi, należy dążyć do jak najmniejszej liczby stopni. Pompa kaskadowa

stawiać zatem będzie bardzo duży znak pytania o sens termodynamiczny, a zwłaszcza ekonomiczny stosowania pomp ciepła w systemach grzewczych (rozdział 4.8).

Równie niekorzystna sytuacja występuje w wariancie 4. Ze względu na konieczność podniesienia ciśnienia pary w skraplaczu do wartości ok. 0,1 MPa, gwarantującego gorącej wodzie sieciowej temperaturę na poziomie ok. 90°C, tj. temperaturę jaka występuje w podstawie zapotrzebowania wykresu obciążenia cieplnego sieci grzejnej (tylko taki poziom mocy cieplnej ma uzasadnienie ze względu na długi czas występowania) powoduje trwałe zmniejszenie mocy elektrowni o ok. 15%. Co więcej, konieczność rozdziału strumienia pary w skraplaczu na potrzeby grzejne (w sezonie pozagrzewczym występuje tylko zapotrzebowanie na moc cieplną do przygotowania ciepłej wody użytkowej) i kondensację, wymagać będzie dużych nakładów finansowych, co łącznie z nakładami na szczytowy kocioł wodny będzie powodować nieopłacalność takiego wariantu. Praca elektrowni z różną wydajnością kotła parowego, inną w sezonie grzewczym i pozagrzewczym, w jeszcze większym stopniu byłaby nieopłacalna termodynamicznie i ekonomicznie.

Najmniejsze straty egzergii występują w wariantach 1c i 2, co skutkuje najmniejszymi stratami produkcji energii elektrycznej w elektrowni. Ponadto są one najbardziej uzasadnione technologicznie i technicznie, pozwalają bowiem na całoroczną, elastyczną pracę elektrowni w układzie skojarzonym zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznego zapotrzebowania na ciepło grzejne. Z tych względów te warianty wymagają głębokiej analizy techniczno-ekonomicznej.

4.4.1. *Analiza efektywności ekonomicznej przystosowania zawodowych elektrowni węglowych do pracy skojarzonej*

Maksymalizacja zysku osiąganego z pracy przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni powinna decydować o sposobie tego przystosowania

$$NPV \rightarrow \max. \quad (4.50)$$

Podstawowym ograniczeniem nierównościowym przy poszukiwaniu maksimum funkcjonu (4.50) jest warunek, aby roczny zysk brutto Z_R^{przyst} osiągany z pracy przystosowanej elektrowni powinien być co najmniej nie mniejszy od zysku sprzed przystosowania

$$Z_R^{przyst} = S_R^{przyst} - K_e^{przyst} - A^{El} - A^{przyst} \geq Z_R^{El} = S_R^{El} - K_e^{El} - A^{El} \geq 0 \quad (4.51)$$

gdzie: $A^{El}, A^{przyst} = z\rho J^{przyst}$ – amortyzacja sprzed i po przystosowaniu elektrowni do pracy skojarzonej.

Wprowadzając obok ograniczenia (4.51) dodatkowo ograniczenia na nakłady inwestycyjne na przystosowanie elektrowni do pracy skojarzonej: $J_{\min}^{przyst} \leq J^{przyst} \leq J_{\max}^{przyst}$, wartość NPV można zobrazować wykresem na rys. 4.13. W punkcie (max) przecięcia się prostych $l: J^{przyst} = J_{\min}^{przyst}$ i $l: S_R^{przyst} - K_e^{przyst} = \max$, funkcjonal (4.50) przyjmuje wartość maksymalną. Optymalnym sposobem przystosowania elektrowni do pracy skojarzonej będzie zatem taki jego wariant, dla którego wartości $S_R^{przyst} - K_e^{przyst}$ i J^{przyst} będą „leżały” jak najbliżej tego punktu.

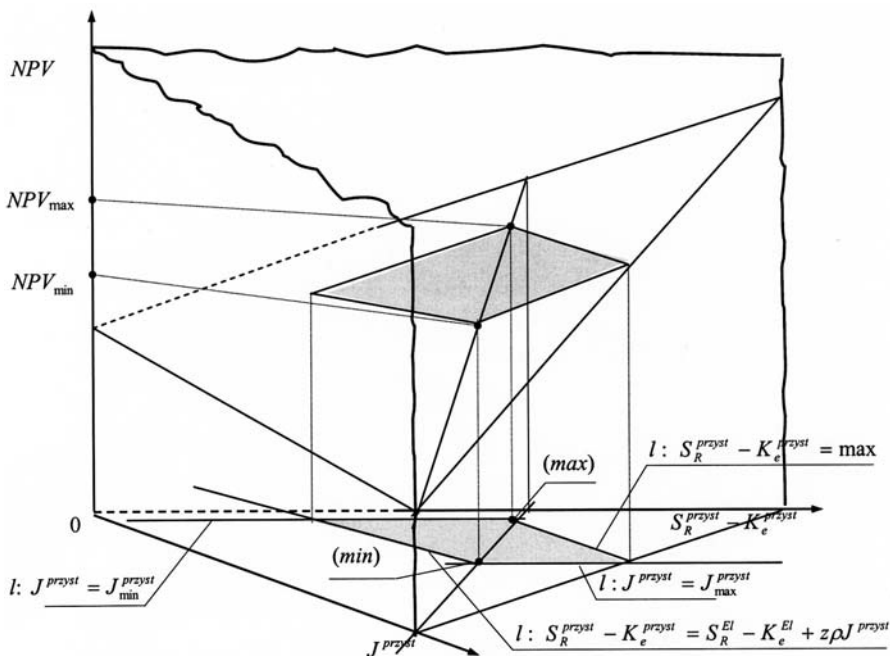
Warunek konieczny (4.51) ekonomicznej opłacalności przystosowania elektrowni do pracy skojarzonej – przy założeniu, że jej stan techniczny pozwala na dalszą długoletnią eksploatację – można przedstawić zależnością

$$\Delta Z_R = Z_R^{przyst} - Z_R^{El} = Q_R e_c - \Delta E_{el,R}^{El} e_{el} - \Delta K_R^{El} \geq 0. \quad (4.52)$$

Przychód ze sprzedaży ciepła $Q_R e_c$ musi więc co najmniej w całości pokryć zmniejszenie przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{El} e_{el}$ oraz przyrost rocznych kosztów działania elektrowni ΔK_R^{El} . Przyrost rocznych kosztów ΔK_R^{El} związany jest z nakładami inwestycyjnymi na przystosowanie elektrowni do pracy skojarzonej $J^{przyst} = J_{ciep}^{mag} + J_{wym}^{stac} + J_{turbin}^{przyst} + J_{uzup}^{inst}$ (nakładami na magistralę ciepłą z pompami sieciowymi, stację wymienników ciepła, przystosowanie turbin do poboru upustowej pary grzejnej i instalację uzupełniania magistrali ciepłej utrzymującą w niej konieczne ciśnienie statyczne wody sieciowej) oraz dodatkowym kosztem K_p energii elektrycznej do napędu pomp przetłaczających wodę sieciową i pomp uzupełniających

$$\Delta K_R^{El} = (z\rho + \delta_{rem}) J^{przyst} + K_p \quad (4.53)$$

gdzie: $\delta_{rem} J^{przyst}$ – koszty konserwacji i remontów urządzeń.



Rys. 4.13. Wykres zmian NPV

Jeżeli odbiorcy ciepła znajdują się w pobliżu elektrowni, to nakłady J^{przyst} będą relatywnie małe, gdyż dominujący wpływ na wartości J^{przyst} ma składnik J_{ciep}^{mag} .

W równaniu (4.53) nie uwzględniono przyrostu kosztu płac w elektrowni. Przyjęto, że koszty te nie wzrosną.

Zmniejszenie mocy elektrycznej elektrowni ΔN_{el}^{El} wynika z poboru upustowej pary grzejnej \dot{m}_g do wymiennika sieciowego. Pobór pary grzejnej wywołuje równocześnie zmniejszenie ilości wody zasilającej podgrzewanej w niskociśnieniowym regeneracyjnym wymienniku ciepła (jeżeli doprowadzenie skroplin z wymiennika sieciowego o entalpii właściwej i_{wc} z powrotem do układu następuje za wymiennikiem regeneracyjnym), a tym samym powoduje równoczesne zmniejszenie o $\Delta \dot{m}^{URN}$ pary grzewczej zasilającej ten wymiennik – rys. 4.12a, b. Zmniejszenie mocy elektrycznej turboszespołu o sprawności elektromechanicznej η_{me} wynosi zatem

$$\Delta N_{el}^{El} = (\dot{m}_g - \Delta \dot{m}^{URN})(i_u - i_k)\eta_{me}. \quad (4.54)$$

Jeżeli doprowadzenie skroplin z wymiennika sieciowego o entalpii właściwej i_{wc} z powrotem do układu następuje przed wymiennikiem regeneracyjnym (rys. 4.12c), to wartość $\Delta \dot{m}^{URN}$ nie ulega zmianie tym razem w wyniku większej entalpii wody zasilającej niskociśnieniowy wymiennik regeneracyjny ($i_{wc} > i_{skr}$).

Wykorzystując bilans energii niskociśnieniowego podgrzewacza regeneracyjnego przed przystosowaniem elektrowni do pracy skojarzonej (rys. 4.12a)

$$\dot{m}^{URN} i_u + (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW} - \dot{m}_{odg} - \dot{m}^{URN}) i_{skr} = (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW} - \dot{m}_{odg}) i_7, \quad (4.55)$$

oraz bilans energii tego podgrzewacza łącznie z węzłem cieplnym występującym za nim po przystosowaniu elektrowni (rys. 4.12b)

$$\begin{aligned} (\dot{m}^{URN} - \Delta \dot{m}^{URN}) i_u + \dot{m}_g i_{wc} + (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW} - \dot{m}_{odg} - \\ - \dot{m}_g - \dot{m}^{URN} + \Delta \dot{m}^{URN}) i_{skr} = (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW} - \dot{m}_{odg}) i_7 \end{aligned} \quad (4.56)$$

otrzymuje się, że

$$\frac{\Delta \dot{m}^{URN}}{\dot{m}_g} = \frac{i_{wc} - i_{skr}}{i_u - i_{skr}} \quad (4.57)$$

i stosunek ΔN_{el}^{El} do mocy cieplnej elektrowni $\dot{Q}_g^{El} = \dot{m}_g (i_u - i_{wc})$ wyraża się wzorem

$$\varepsilon = \frac{\Delta N_{el}^{El}}{\dot{Q}_g^{El}} = \left(1 - \frac{\Delta \dot{m}^{URN}}{\dot{m}_g}\right) \frac{(i_u - i_k)\eta_{me}}{i_u - i_{wc}} = \frac{(i_u - i_k)\eta_{me}}{i_u - i_{skr}}. \quad (4.58)$$

Wartość ε w rozważanym przypadku przyjmuje stałą wartość niezależną od mocy \dot{Q}_g^{El} , $\varepsilon = \text{const}$. Wartość ε zależy jedynie od parametrów termodynamicznych czynnika obiegowego w poszczególnych punktach układu. Im wyższe jest ciśnienie pary zasilającej wymiennik ciepłowniczy WC, tym większe są wartości ε i ΔN_{el}^{El} , a tym samym większe jest zmniejszenie produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{El}$ przy tej samej ilości rocznego ciepła grzejnego Q_R (wzór (4.59)). Z tych względów warianty 1a i b z poborem pary grzejnnej w punktach 1,

2 lub 3 (w wariancie 1a nie występuje oczywiście efekt skojarzenia, rys. 4.12) są nieuzasadnione zarówno termodynamicznie, jak i ekonomicznie. Różnice w nakładach inwestycyjnych dla wariantów 1a, b, c są na tyle małe, że ich zmniejszenie w wariantach 1a i b nie pokrywa strat związanych ze zmniejszonymi w nich przychodami ze sprzedaży energii elektrycznej w porównaniu z wariantem 1c (należy przy tym pamiętać, że pobór pary grzejnej w punktach 1, 2 powoduje zmniejszenie ilości spalanego w kotle węgla ze względu na mniejszy strumień pary dopływającej do przegrzewacza międzystopniowego). Wartości wskaźnika ε dla tych wariantów są bowiem kilkakrotnie, 3, 4 razy większe od wartości tego wskaźnika dla wariantu 1c.

Jeszcze bardziej niekorzystna sytuacja ma miejsce w wariancie 3. z pompą ciepła. Wartość wskaźnika ε w tym przypadku jest równie duża, jest odwrotnością wskaźnika efektywności energetycznej pompy ε_E (rozdział 4.8) i wynosi $\varepsilon = 1/\varepsilon_E \cong 0,3$ (dla pompy kaskadowej wartość ε będzie jeszcze większa), ale nakłady inwestycyjne na pompę są wielokrotnie większe w porównaniu z nakładami na przystosowanie turbiny parowej do pracy skojarzonej w wariantach 1.

Ze względu na możliwość wykorzystania w praktyce dwu lub więcej upustów ($i = 1, 2, 3, \dots$) pary regeneracyjnej z części niskociśnieniowej turbiny do celów grzejnych, co jest korzystne, gdyż przyczyniać się będzie do zmniejszania strat egzergii w układzie, a tym samym do zmniejszania wartości $\Delta E_{el,R}^{El}$, wartość wskaźnika ε należy obliczać jako średnią ważoną [21]

$$\varepsilon = \frac{Q_1}{\sum_i Q_i} \varepsilon_1 + \frac{Q_2}{\sum_i Q_i} \varepsilon_2 + \frac{Q_3}{\sum_i Q_i} \varepsilon_3 + \dots \quad (4.58a)$$

gdzie $\sum_i Q_i = Q_R$ oraz wartości $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3, \dots$ dotyczą ciepła wytwarzanego za pomocą pary z pierwszego, drugiego itd. upustu w połączonych szeregowo wymiennikach WC.

Wyliczając za pomocą wzoru (4.58) wartości wskaźników $\varepsilon_1, \varepsilon_2, \varepsilon_3, \dots$, we wzorze tym za entalpię i_{skr} należy wstawiać kolejno entalpię wody zasilającej, dopływającej do i -tego ($i = 1, 2, 3, \dots$) podgrzewacza regeneracyjnego w URN (dla pierwszego podgrzewacza regeneracyjnego, licząc od strony skraplacza, entalpia ta równa się właśnie i_{skr} , rys. 4.12). Nieuwzględnienie tego faktu i wstawianie dla każdego z upustów entalpii i_{skr} , ma jednak znikomy wpływ na wynik obliczenia wartości wskaźnika ε [21].

Wartości udziałów pierwszej porcji ciepła Q_1/Q_R i kolejnych Q_2/Q_R , Q_3/Q_R ... należy wyznaczać za pomocą uporządkowanego wykresu zapotrzebowania na ciepło grzejne, uporządkowanego wykresu temperatur zewnętrznych i temperaturowej charakterystyki sieci grzejnej [22].

Jak wynika z analizy zależności (4.52), wykorzystując przy tym wzory (4.58a) i (4.59), bardzo istotnym problemem termodynamicznym i ekonomicznym jest dobór liczby szeregowo połączonych wymienników ciepła w stacji WC zasilanych z kolejnych upustów. Zwiększając ich liczbę poprawia się termodynamiczny efekt skojarzenia, zmniejsza się bowiem spadek produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{El}$ w elektrowni, zwiększają się jednak równocześnie nakłady inwestycyjne na jej przystosowanie do pracy skojarzonej. Istnieje zatem optimum techniczno-ekonomiczne, które należy znaleźć. Również im niższe są ciśnienia pary upustowej, tym większe są efekty termodynamiczne i ekonomiczne skojarzonej pracy elektrowni. Ciśnienia te, poprzez odpowiadające im temperatury nasycenia, są jednak w skrajnych upustach ograniczone. W „najniższym” upuście, tj. znajdującym się najbliżej skraplacza, ciśnienie jest ograniczone od dołu temperaturą gorącej wody sieciowej na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresie pozagrzewczym, w „najwyższym” upuście konieczną maksymalną temperaturą na potrzeby ciepła grzejnego w szczycie potrzeb.

Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w elektrowni na rzecz ciepła grzejnego wynosi

$$\Delta E_{el,R}^{El} = \int_0^{\tau_R} \varepsilon \dot{Q}_g^{El} d\tau = \varepsilon Q_R \cdot \quad (4.59)$$

Sprawność cząstkowa wytwarzania ciepła w elektrowni wynosi natomiast

$$\eta_{Ec} = \frac{\dot{Q}_g^{El}}{\dot{P}W_d - \frac{N_{el}^{El} - \Delta N_{el}^{El}}{\eta_{Eel}}} = \frac{\eta_{Eel}}{\varepsilon}, \quad (4.60)$$

przy czym strumień energii chemicznej węgla spalanego w kotle w elektrowni równa się $\dot{P}W_d = N_{el}^{El} / \eta_{Eel}$. Dla sprawności energetycznej elektrowni równej $\eta_{Eel} = 0,36$ i wartości $\varepsilon \cong 0,1$ sprawność ta wynosi ok. 3,6, co z termodynamicznego punktu widzenia jest bardzo dobrym rezultatem.

Wstawiając (4.53) i (4.59) do (4.52), otrzymuje się warunek konieczny na minimalną cenę ciepła grzejnego Q_R loco elektrownia, aby przystosowanie jej

do pracy skojarzonej było ekonomicznie opłacalne

$$e_c \geq \frac{(z\rho + \delta_{rem})J^{przyst} + K_p}{Q_R} + \varepsilon e_{el}. \quad (4.61)$$

Gdy w zależności (4.61) zachodzi znak równości ($\Delta Z_R = 0$) wówczas cena e_c wyraża jednostkowy (na jednostkę energii) koszt produkcji ciepła loco elektrownia. W rozważonej w [21] elektrowni koszt ten (już loco odbiorca) wyliczono na poziomie 9,44 zł/GJ (koszt ten jest trzykrotnie mniejszy od pobieranej od odbiorców ceny ciepła z istniejącej elektrociepłowni).

Jednostkowy koszt produkcji ciepła można obniżyć przywracając elektrowni jej początkową moc elektryczną poprzez spalanie w kotle dodatkowego węgla o wartości opałowej W_d w ilości

$$\Delta \dot{P}W_d = \frac{\Delta N_{el}^{El}}{\eta_{Eel}}. \quad (4.62)$$

Najczęściej kocioł ma rezerwę wydajności, jak również układ przepływowy części wysoko- i średnioprężnej turbiny pozwala na zwiększenie strumienia przepływającej przez nią pary. Wartość strumienia energii chemicznej paliwa $\Delta \dot{P}W_d$ zużytego na kompensację strumienia energii elektrycznej jest więc równocześnie zużyciem energii chemicznej paliwa na produkcję ciepła grzejnego, a tym samym stosunek

$$\frac{\dot{Q}_g^{El}}{\Delta \dot{P}W_d} = \frac{Q_R \eta_{Eel}}{\Delta E_{el,R}^{El}} = \frac{\eta_{Eel}}{\varepsilon} \quad (4.63)$$

jest sprawnością cząstkową wytwarzania ciepła w elektrowni (wzór (4.60)).

Jednostkowy koszt ciepła po kompensacji wynosi

$$k_c^{kom} = \frac{(z\rho + \delta_{rem})J^{przyst} + K_p + e_{pal} \int_0^{\tau_R} \Delta \dot{P}W_d d\tau + \Delta K_{sr}^{kom}}{Q_R}. \quad (4.64)$$

Wartość k_c^{kom} dla rozważonej w [21] elektrowni wyliczono na poziomie 8,2 zł/GJ. Odejmując od (4.61) zależność (4.64) uzyskuje się wartość obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła po kompensacji

$$\Delta k_c = \varepsilon \left(e_{el} - \frac{e_{pal}}{\eta_{Eel}} \right) - \frac{\Delta K_{\dot{s}r}^{kom}}{Q_R}, \quad (4.65)$$

gdzie e_{pal} oznacza jednostkową (na jednostkę energii) cenę węgla.

Przyrost opłat $\Delta K_{\dot{s}r}^{kom}$ za zanieczyszczanie środowiska naturalnego związanych z dodatkową ilością energii chemicznej spalanego rocznie węgla

$$\Delta P_R W_d = \int_0^{\tau_R} \Delta \dot{P} W_d d\tau = \frac{\varepsilon Q_R}{\eta_{Eel}} \quad (4.66)$$

w praktyce można pominąć jako wartość małą.

Dla rozważonej w [21] elektrowni, dla ceny ciepła np. tylko $e_c = 20$ zł/GJ (ceny mniejszej o ok. 30% od ceny ciepła dostarczanego z istniejącej elektrociepłowni) oraz dla pozostałych danych wejściowych jak w [21], przyrost zdyskontowanego zysku netto wynosi $\Delta NPV^{kom} = 168,15$ mln zł (dla stopy podatku od zysku brutto równej na przykład $p = 24\%$), a czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych $J^{przyst} = 116$ mln zł na przystosowanie rozważonej elektrowni do pracy skojarzonej wynosi $DPBP^{przyst} = 5,7$ lat (przyjęto okres budowy $b = 2$ lata), co jest bardzo dobrym wynikiem.

4.4.2. *Analiza efektywności ekonomicznej nadbudowy turbiną gazową i kotłem odzyskowym przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni węglowej*

Zamiast spalania w kotle dodatkowej ilości węgla w celu zwiększenia produkcji energii elektrycznej można nadbudować przystosowany do pracy skojarzonej układ węglowy turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Sprzężenie równoległe obu układów mogłoby wówczas polegać np. na przegrzewaniu pary międzystopniowej i podgrzewaniu wody zasilającej kocioł parowy w kotle odzyskowym zasilanym spalinami wylotowymi z turbiny gazowej. Powierzchniowe podgrzewacze regeneracyjne wysoko- i niskociśnieniowe byłyby wówczas całkowicie wyłączone, pozostałby tylko odgazowywacz – rys. 4.12c. Przegrzewanie w kotle odzyskowym pary międzystopniowej zamiast produkcji w nim pary średnioprężnej pozwala na uniknięcie problemu dodatkowego przeciążenia układu łopatkowego tej części turbiny parowej o zwiększonej już bowiem przepustowości z uwagi na wyłączenie upustu regeneracyjnego wysokoprężnego. Ulegnie również zmniejszeniu w tej części kotła odzyskowego

strata egzergii na skutek zmniejszenia różnic temperatur pomiędzy spalinami i parą, co powinno zwiększyć sprawność wytwarzania energii elektrycznej w układzie.

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności nadbudowy elektrowni turbiną gazową i kotłem odzyskowym oraz przystosowania jej do pracy skojarzonej jest, aby roczny przychód ze sprzedaży ciepła i dodatkowej energii elektrycznej przewyższał przyrost rocznych kosztów działania elektrowni związanych z jej modernizacją ΔK_R^{El} (wzór (4.84))

$$\Delta Z_R = Q_R e_c + (E_{el,R}^{TG} - \Delta E_{el,R}^{TP}) e_{el} - \Delta K_R^{El} \geq 0. \quad (4.67)$$

Zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w turbozespołe parowym $\Delta E_{el,R}^{TP} = \int_0^{\tau_R} \Delta N_{el}^{TP} d\tau$ wynika z poboru upustowej pary grzejnej \dot{m}_g do wymiennika sieciowego oraz dodatkowej pary $\Delta \dot{m}_{odg}$ do odgazowywacza (z uwagi na wyłączenie regeneracji wysokoprężnej). Równocześnie z uwagi na całkowite wyłączenie powierzchniowych podgrzewaczy regeneracyjnych wysoko- i niskociśnieniowych następuje zwiększenie mocy części średnio- i niskoprężnej turbozespołu parowego. Zmniejszenie mocy turbozespołu parowego tym samym wynosi

$$\Delta N_{el}^{TP} = [(\dot{m}_g + \Delta \dot{m}_{odg})(i_u - i_k) - \dot{m}^{URW}(i_3 - i_k) - \dot{m}^{URN}(i_u - i_k)] \eta_{me}. \quad (4.68)$$

Z bilansu energii odgazowywacza przed i po nadbudowie turbiną gazową przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni (rys. 4.12a i c) wynika, że konieczny przyrost strumienia pary odgazowującej na skutek wyłączenia upustu regeneracji wysokociśnieniowej wynosi

$$\Delta \dot{m}_{odg} = \dot{m}^{URW} \frac{i_6 - i_7}{i_u - i_7}. \quad (4.69)$$

Względny wskaźnik zmniejszenia produkcji energii elektrycznej w turbozespołe parowym na rzecz ciepła grzejnego, $\Delta E_{el,R}^{TP} = \int_0^{\tau_R} \varepsilon^{TG} \dot{Q}_g^{El} d\tau$, wyrażony za pomocą termodynamicznych parametrów czynnika obiegowego w tym przypadku wynosi

$$\varepsilon^{TG} = \frac{\Delta N_{el}^{TP}}{\dot{Q}_g^{El}} = \left[\left(1 + \frac{i_9 - i_8}{i_2 - i_6} \frac{i_{wc} - i_{skr}}{i_5 - i_{skr}} \frac{i_6 - i_7}{i_u - i_8} \right) (i_u - i_k) - \frac{i_9 - i_8}{i_2 - i_6} \frac{i_{wc} - i_{skr}}{i_5 - i_{skr}} \frac{i_u - i_7}{i_u - i_8} (i_3 - i_k) - \frac{i_7 - i_{skr}}{i_u - i_{skr}} \left(1 - \frac{i_9 - i_8}{i_2 - i_6} - \frac{i_9 - i_8}{i_2 - i_6} \frac{i_7 - i_6}{i_u - i_7} - \frac{i_8 - i_7}{i_u - i_7} \right) \frac{i_{wc} - i_{skr}}{i_5 - i_{skr}} \frac{i_u - i_7}{i_u - i_8} (i_u - i_k) \right] \frac{\eta_{me}}{i_u - i_{wc}} \quad (4.70)$$

Wzór (4.70) otrzymuje się po wykonaniu bilansów energii: odgazowywaczy (rys. 4.12a i c), układów regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej URW i URN (rys. 4.12a) oraz bilansu energii dla węzła za wymiennikiem ciepłowniczym (rys. 4.12c). Jeżeli $\dot{Q}_g^{El} = \text{const}$, to $i_5 = \text{const}$ i wówczas $\varepsilon^{TG} = \text{const}$, i $\Delta E_{el,R}^{TP} = \varepsilon^{TG} \dot{Q}_R$. Jeżeli $\dot{Q}_g^{El} \neq \text{const}$, to można np. ustalić średnią wartość i_{5sr} dla rozpatrywanego zakresu zmian mocy cieplnej zawierającej się w przedziale $\dot{Q}_g^{El} \in \langle 0; \dot{Q}_g^{El \max} \rangle$. Maksymalna moc cieplna $\dot{Q}_{g \max}^{El}$ przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni wynika z maksymalnego dostępnego strumienia upustowej pary grzejnej. Maksymalny pobór pary grzejnej musi zagwarantować, że pozostały przepływ strumienia kondensacyjnego zapewni dostateczne chłodzenie niskoprężnej części wirnika turbiny. Przepływ ten powinien wynosić ok. 10% dolotowego do turbiny strumienia pary świeżej.

Zmniejszenie mocy turbozespołu parowego w przypadku nadbudowy układu węglowego turbozespołem gazowym i kotłem odzyskowym (wzór (4.68)) jest mniejsze niż w przypadku elektrowni przystosowanej tylko do pracy skojarzonej (wzór (4.54)). Wynika to w głównej mierze z całkowitego wyłączenia układów regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej. Strumienie masy \dot{m}^{URW} i \dot{m}^{URN} stanowią bowiem znaczny procent produkowanego w kotle parowym strumienia pary świeżej \dot{m}_1 (w powyższych rozważaniach zakłada się stałą wartość \dot{m}_1 dla wszystkich analizowanych układów – rys. 4.12a,b,c). W praktyce suma „parowych” potrzeb własnych elektrowni wynosi $\dot{m}^{URW} + \dot{m}_{odg} + \dot{m}^{URN} \cong 0,3\dot{m}_1$, przy czym $\dot{m}^{URW} \cong \dot{m}^{URN}$ oraz $\dot{m}_{odg} \cong 0,03\dot{m}_1$. Jak wynika ze wzoru (4.68), jeżeli strumień pary grzejnej \dot{m}_g spełnia relację

$$\dot{m}_g < \dot{m}^{URW} \frac{i_3 - i_k}{i_u - i_k} + \dot{m}^{URN} - \Delta \dot{m}_{odg}, \quad (4.71)$$

to wówczas moc turbozespołu parowego w układzie z turbiną gazową (rys. 4.12c) jest większa od mocy elektrowni N_{el}^{El} (rys. 4.12a) ($\Delta N_{el}^{TP} < 0$, wzór (4.68)). Względny wskaźnik ε^{TG} przyjmuje wówczas wartość ujemną i oznacza zwiększenie produkcji energii elektrycznej w turbozespołe parowym.

Istotną wielkością w sytuacji nadbudowy układu turbiną gazową jest tzw. sprawność przyrostowa wytwarzania energii elektrycznej, która definiowana jest jako stosunek przyrostu mocy elektrycznej układu do zużycia energii chemicznej spalano w turbinie gazowej gazu ziemnego. Sprawność ta wyznaczona dla układu skojarzonego

$$\eta_{\Delta} = \frac{N_{el}^{TG} + (-\Delta N_{el}^{TP})}{(\dot{P}W_d)_{gaz}}, \quad (4.72)$$

przyjmuje wartość największą przy $\dot{m}_g = 0$, co odpowiada całkowicie kondensacyjnej pracy bloku. Sprawność przyrostowa pozwala porównać układ dwupaliwowy z klasycznym szeregowym układem gazowo-parowym jednopaliwowym opartym na tej samej turbinie gazowej. Znak minus w liczniku równania (4.72) wynika z konieczności uwzględnienia zmiany znaku przyrostu mocy ΔN_{el}^{TP} (wzór (4.68)) ze zmianą mocy \dot{Q}_g^{El} . Sprawność przyrostowa może być również interpretowana jako pozorna sprawność turbozespołu gazowego działającego w układzie gazowo-parowym. Ze wzoru (4.72) otrzymuje się bowiem, że $\eta_{\Delta} = \eta_{TG} + \Delta\eta_{TG}$ gdzie $\Delta\eta_{TG} = -\Delta N_{el}^{TP} / (\dot{P}W_d)_{gaz}$ oznacza wówczas pozorny przyrost sprawności turbozespołu gazowego, a $(\dot{P}W_d)_{gaz} = N_{el}^{TG} / \eta_{TG}$ jest strumieniem energii chemicznej gazu spalano w turbozespolu gazowym o sprawności η_{TG} .

Maksymalną wartość (tzn. przy $\dot{m}_g = 0$) przyjmuje również pozorna sprawność wytwarzania energii elektrycznej w turbozespolu parowym

$$\chi = \frac{N_{el}^{El} + (-\Delta N_{el}^{TP})}{(\dot{P}W_d)_{pal}} = \frac{[\dot{m}_1(i_1 - i_2 + i_3 - i_k) - (\dot{m}_{odg} + \Delta\dot{m}_{odg} + \dot{m}_g)(i_u - i_k)]\eta_{me}\eta_K}{\dot{m}_1(i_1 - i_9)}, \quad (4.73)$$

gdzie strumień energii chemicznej węgla spalano w kotle parowym (rys. 4.12c) o sprawności energetycznej η_K równa się

$$(\dot{P}W_d)_{pal} = \frac{\dot{m}_1(i_1 - i_9)}{\eta_K}. \quad (4.74)$$

Ogólna sprawność energetyczna przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni węglowej nadbudowanej turbiną gazową (rys. 4.12c) wynosi

$$\eta_{E_{gs}} = \frac{N_{el}^{El} + (-\Delta N_{el}^{TP}) + N_{el}^{TG} + \dot{Q}_g^{El}}{(\dot{P}W_d)_{pal} + (\dot{P}W_d)_{gaz}} \quad (4.75)$$

i jest większa od sprawności energetycznej elektrowni (rys. 4.12a)

$$\eta_{E_{el}} = \frac{N_{el}^{El}}{(\dot{P}W_d)_{pal}^{El}} = \frac{[\dot{m}_1(i_1 - i_2 + i_3 - i_k) - \dot{m}^{URW}(i_3 - i_k) - (\dot{m}_{odg} + \dot{m}^{URN})(i_u - i_k)]\eta_{me}\eta_K}{\dot{m}_1(i_1 - i_9) + (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW})(i_3 - i_2)} \quad (4.76)$$

przy czym strumień energii chemicznej węgla spalane w kotle parowym w elektrowni równa się

$$(\dot{P}W_d)_{pal}^{El} = \frac{\dot{m}_1(i_1 - i_9) + (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW})(i_3 - i_2)}{\eta_K} \quad (4.77)$$

Roczna produkcja netto energii elektrycznej w turbospole gazowym o mocy brutto N_{el}^{TG} wynosi

$$E_{el,R}^{TG} = N_{el}^{TG} (1 - \varepsilon_{el}) \tau_R, \quad (4.78)$$

gdzie: ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych zmodernizowanej elektrowni; τ_R – roczny czas pracy elektrowni.

Minimalna moc turbiny gazowej $N_{el\min}^{TG}$ dla przyjętego wariantu równoległego sprzężenia obu układów wynika z koniecznej mocy cieplnej wylotowych z niej spalin \dot{I}_{sp} (wzór (4.98), zastępującej kolejno moc cieplną przegrzewacza międzystopniowego oraz moc cieplną całkowicie wyłączonych wymienników regeneracyjnych wysoko- i niskociśnieniowych $\dot{Q}^{PM} + \dot{Q}^{URW} + \dot{Q}^{URN}$

$$\dot{I}_{sp} = \frac{N_{el\min}^{TG}}{\eta_{TG}} - N_{el\min}^{TG} = \frac{(\dot{Q}^{PM} + \dot{Q}^{URW} + \dot{Q}^{URN})}{\eta_{KO}}, \quad (4.79)$$

przy czym

$$\dot{Q}^{PM} = \dot{m}_1(i_3 - i_2), \quad (4.80)$$

$$\dot{Q}^{URW} = \dot{m}_1(i_9 - i_8), \quad (4.81)$$

$$\dot{Q}^{URN} = (\dot{m}_1 - \dot{m}_{odg} - \Delta\dot{m}_{odg})(i_7 - i_5), \quad (4.82)$$

gdzie: η_{KO} – sprawność kotła odzyskowego (η_{KO} w szczególności zależy od temperatury t_5 wody zasilającej niskociśnieniowej, tj. od zapotrzebowania na energię niskotemperaturową; zmniejszeniu t_5 towarzyszy wzrost η_{KO}). Oczywiście temperatury spalin w kotle odzyskowym w poszczególnych punktach muszą być większe od temperatur pary międzystopniowej oraz wody zasilającej. Zwiększanie mocy turbiny gazowej powyżej $N_{el\ min}^{TG}$ zwiększałoby temperaturę spalin wylotowych z kotła odzyskowego, byłoby więc niekorzystne ze względów termodynamicznych i można oczekiwać, że i ekonomicznych. Zależać to będzie od struktury cen nośników energii.

Jednostkowy koszt produkcji ciepła można wyrazić wzorem

$$k_c^{TG} = \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{przyst} + J^{TG}) + K_p + K_{gaz}^{TG} + K_{sr}^{TG} - (E_{el,R}^{TG} - \Delta E_{el,R}^{TP})e_{el} - \Delta K_{pal}^w - \Delta K_{sr}^w}{Q_R}, \quad (4.83)$$

gdzie suma kosztów

$$\Delta K_R^{El} = (z\rho + \delta_{rem})(J^{przyst} + J^{TG}) + K_p + K_{gaz}^{TG} + K_{sr}^{TG} - \Delta K_{pal}^w - \Delta K_{sr}^w, \quad (4.84)$$

stanowi przyrost rocznych kosztów działania elektrowni związanych z jej modernizacją.

Koszt zmniejszenie zużycia węgla w kotle parowym (w wyniku przeniesienia przegrzewacza międzystopniowego do kotła odzyskowego) o sprawności energetycznej η_K w układzie skojarzonym oraz koszt gazu ziemnego spalane w turbinie gazowej o sprawności energetycznej brutto η_{TG} kolejno wynoszą

$$\Delta K_{pal}^w = \frac{(\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW})(i_3 - i_2)}{\eta_K} e_{pal} \tau_R, \quad (4.85)$$

$$K_{gaz}^{TG} = \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}} e_g \tau_R, \quad (4.86)$$

gdzie e_g oznacza jednostkową (na jednostkę energii) cenę gazu.

Koszt K_{sr}^{TG} dla układu gazowego oraz zmniejszenie opłat ΔK_{sr}^w związanych ze zmniejszeniem ilości spalane rocznie węgla, przy obecnych cenach taryfowych opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego można w zasadzie we wzorze (4.83) pominąć.

W równaniu (4.83) założono, że względne wartości rocznych kosztów remontu δ_{rem} dla układu turbiny gazowej i dla układu produkcji ciepła w elektrowni są takie same.

Nadbudowa układu skojarzonego (rys. 4.12b) turbiną gazową i kotłem odzyskowym (rys. 4.12c) byłaby opłacalna, jeżeli

$$k_c^{TG} - k_c^{kom} \leq 0. \quad (4.87)$$

Relacja (4.87) z wykorzystaniem zależności (4.64) i (4.83) umożliwia dyskusję nad wpływem różnych wielkości i parametrów na efektywność ekonomiczną modernizacji przystosowanych do pracy skojarzonej elektrowni węglowych poprzez ich nadbudowę turbiną gazową i kotłem odzyskowym. Zwrot relacji mniejszościowej w nierówności (4.87) w głównej mierze zależy będzie od stosunku ceny energii elektrycznej do ceny gazu i węgla oraz od mocy turbozespołu gazowego. Jak ponadto wynika z zależności (4.87), przychód ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w turbozespołe gazowym co najmniej powinien pokryć utracony przychód $\Delta E_{el,R}^{TP} e_{el}$ oraz roczne koszty działania turbozespołu gazowego i kotła odzyskowego, pomniejszone o dodatnie efekty ekonomiczne związane z częścią węglową przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni (zmniejszone zużycie węgla w układzie).

Z zależności (4.87) można na przykład otrzymać wzór na graniczną (minimalną) cenę energii elektrycznej, przy której opłaca się już ze względów ekonomicznych nadbudować turbiną gazową i kotłem odzyskowym przystosowaną do pracy skojarzonej elektrownię węglową

$$e_{el}^{gr} \geq \frac{(z\rho + \delta_{rem})J^{TG} + K_{gaz}^{TG} - \Delta K_{pal}^w - e_{pal} \frac{\Delta E_{el,R}^{El}}{\eta_{Eel}}}{E_{el,R}^{TG} - \Delta E_{el,R}^{TP}}. \quad (4.88)$$

W równaniu (4.88) pominięto, jako wartości małe, roczne koszty za gospodarce korzystanie ze środowiska naturalnego. Wzór (4.88) otrzymuje się ponadto przy założeniu, że cena energii elektrycznej w sezonie grzewczym i pozagrzewczym jest taka sama. W równaniu tym roczne zmniejszenie produkcji energii elektrycznej w sytuacji różnych mocy cieplnych elektrowni w sezonie grzewczym i pozagrzewczym, co w praktyce miałyby miejsce, należy wyrazić za pomocą sumy zmniejszeń wyznaczonych dla poszczególnych sezonów oddzielnie ($\dot{Q}_{gz}^{El} = \text{const}$, $\dot{Q}_{gl}^{El} = \text{const}$)

$$\Delta E_{el,R}^{El} = \varepsilon(\dot{Q}_{gz}^{El}\tau_z + \dot{Q}_{gl}^{El}\tau_l)(1 - \varepsilon_{el}), \quad (4.89)$$

$$\Delta E_{el,R}^{TP} = (\varepsilon_z^{TG}\dot{Q}_{gz}^{El}\tau_z + \varepsilon_l^{TG}\dot{Q}_{gl}^{El}\tau_l)(1 - \varepsilon_{el}). \quad (4.90)$$

Wzór (4.89) odnosi się do elektrowni przystosowanej do pracy skojarzonej – rys. 4.12b. Wartość wskaźnika ε (wzór (4.58)) nie zależy wówczas od mocy cieplnej elektrowni. Wzór (4.90) odnosi się natomiast do elektrowni przystosowanej do pracy skojarzonej nadbudowanej ponadto turbiną gazową i kotłem odzyskowym – rys. 4.12c. Wskaźniki ε_z^{TG} i ε_l^{TG} (wzór (4.70)) zależą wówczas od mocy cieplnej elektrowni i mogą przyjmować, jak już wyżej zaznaczono, wartości ujemne (w rozważonym w pracy przykładzie liczbowym taka sytuacja występuje w lecie, gdy $\dot{Q}_{gl}^{El} = 20$ MW).

W przypadku modernizacji elektrowni tylko przez nadbudowę turbiną gazową i kotłem odzyskowym bez przystosowania jej do pracy skojarzonej, w równaniu (4.88) należy jedynie za $\Delta E_{el,R}^{El}$ podstawić wartość zero: $\Delta E_{el,R}^{El} = 0$. Przyrost $\Delta E_{el,R}^{TP}$ będący iloczynem ΔN_{el}^{TP} (wzór (4.68) przy $\dot{m}_g = 0$) i czasu τ_R przyjmuje wówczas wartość ujemną i zwiększa wartość mianownika wzoru (4.88).

4.4.3. Wyniki analiz

Do analizy przyjęto następujące wartości danych wejściowych: parametry pary świeżej przy dolocie do turbiny 13/3 MPa, 535/535°C, ciśnienie w odgazowywaczu $p_u = 0,6$ MPa, ciśnienie w skraplaczu $p_k = 0,005$ MPa, temperatura skroplin $t_{skr} = 32^\circ\text{C}$, temperatura $t_6 = 165^\circ\text{C}$, $t_7 = 140^\circ\text{C}$, $t_8 = 158^\circ\text{C}$, $t_9 = 230^\circ\text{C}$, $t_{wc} = 72^\circ\text{C}$, sprawność wewnętrzna turbiny parowej $\eta_{i1-2} = 0,85$, $\eta_{i3-u} = 0,88$, $\eta_{iu-k} = 0,77$, sprawność elektromechaniczna turboszespołu parowego $\eta_{me} = 0,95$, moc turboszespołu parowego $N_{el}^{El} = 120$ MW, moc cieplna przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni w sezonie grzewczym $\dot{Q}_{gz}^{El} = 120$ MW, moc cieplna w sezonie pozagrzewczym (na potrzeby ciepłej wody użytkowej) $\dot{Q}_{gl}^{El} = 20$ MW, sprawność kotła parowego $\eta_K = 0,9$, sprawność kotła odzyskowego $\eta_{KO} = 0,8$, sprawność turboszespołu gazowego $\eta_{TG} = 0,34$, czas pracy w sezonie grzewczym $\tau_z = 5000$ h, czas pracy w sezonie pozagrzewczym $\tau_l = 3400$ h ($\tau_R = \tau_z + \tau_l$), wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych zmodernizowanej elektrowni $\varepsilon_{el} = 4\%$. Dla wyliczonej z (4.79) mocy turbiny gazowej szacunkowe nakłady inwestycyjne „pod klucz” na turbinę i

kocioł odzyskowy przyjęto w wysokości $J^{TG} = 33,1$ mln USD. Roczną stopę obsługi kapitału inwestycyjnego oraz pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji i remontów urządzeń) przyjęto równą $z\rho + \delta_{rem} = 0,16$.

Efektywność energetyczna przystosowanej elektrowni do pracy skojarzonej z równoczesną jej nadbudową turbiną gazową i kotłem odzyskowym jest wysoka. Przykładowe wyniki obliczeń tej efektywności przedstawiono w tabeli 4.3.

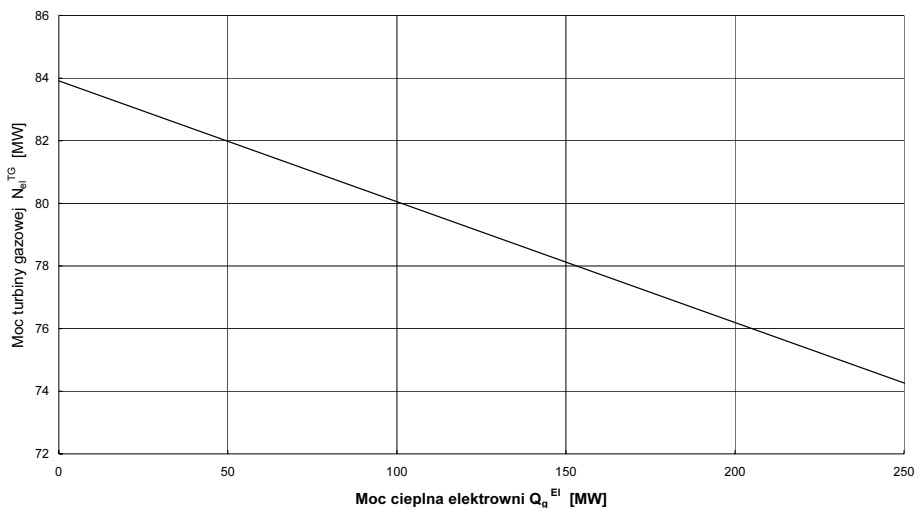
Tabela 4.3

Dane techniczne

$\eta_{Eel} = 0,359$	η_{Δ}	χ	η_{Egs}
praca w układzie kondensacyjnym	0,432	0,497	0,424
praca w sezonie pozagrzewczym	0,415	0,482	0,454
praca w sezonie grzewczym	0,325	0,406	0,607

Konwersja energii chemicznej spalanego w elektrowni paliwa rośnie w układzie kondensacyjnym o 6,5 punktów procentowych z wartości 35,9% do 42,4%, a w układzie skojarzonym do 60,7%.

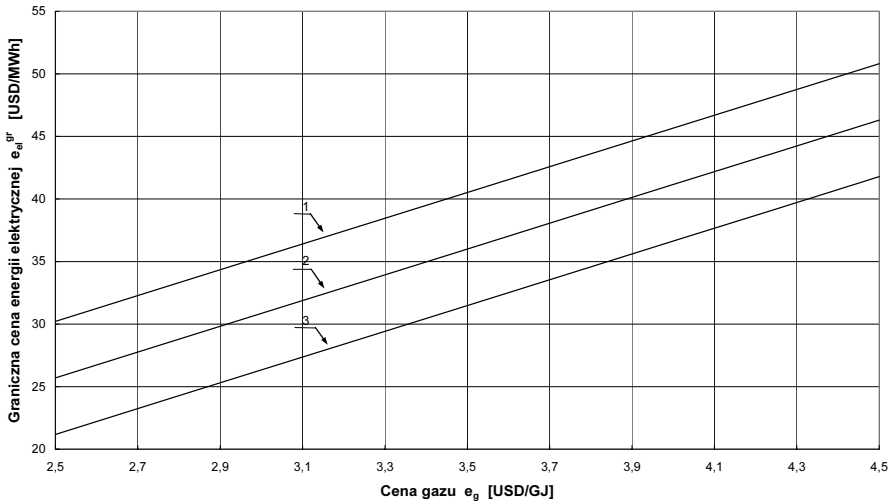
Na rys. 4.14 przedstawiono moc turbozespołu gazowego N_{el}^{TG} w funkcji mocy cieplnej \dot{Q}_g^{El} przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni.



Rys. 4.14. Moc turbiny gazowej w funkcji mocy cieplnej przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni

Moc turbozespołu zmienia się w niewielkim zakresie. Wynika to z niewielkiej zmiany wartości entalpii właściwej i_5 wahającej się bowiem jedynie w niewielkich granicach zmian temperatury: $t_5 \in \langle t_{skr}; t_{wc} \rangle$. Taka nieznaczna zmiana mocy turbiny gazowej jest istotną zaletą układu, gdyż pozwala na jej pracę w całym zakresie mocy grzewczych bez konieczności zmiany jej obciążenia. Wynikiem tego będzie największa możliwa efektywność egzergetyczna, a tym samym i ekonomiczna, konwersji energii chemicznej gazu w turbinie gazowej w przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni.

Wyliczone za pomocą wzoru (4.88) wartości e_{el}^{gr} w funkcji ceny gazu e_g z ceną węgla e_{pal} jako parametrem dla $\dot{Q}_{gz}^{El} = 120$ MW i $\dot{Q}_{gt}^{El} = 20$ MW przedstawiono na rys. 4.15.

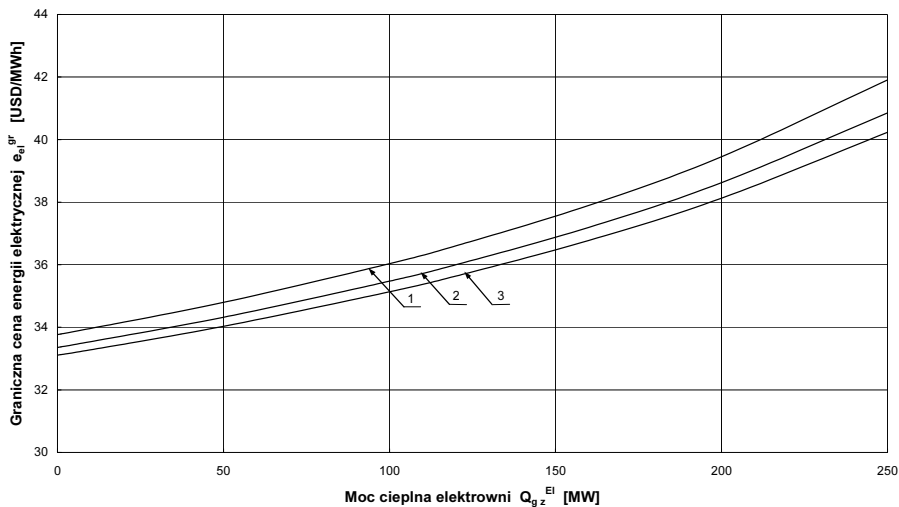


Rys. 4.15. Graniczna cena energii elektrycznej skojarzonej pracy elektrowni w funkcji ceny gazu dla ceny węgla e_{pal} : 1 – 0,8 USD/GJ; 2 – 1,9 USD/GJ; 3 – 3,0 USD/GJ

Jak wynika z zaprezentowanych rezultatów obliczeń opłacalność nadbudowy turbiną gazową i kotłem odzyskowym przystosowanej do pracy skojarzonej elektrowni istotnie zależy od pułapu granicznej ceny energii elektrycznej. Na przykład cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni poniżej 25 USD/MWh przy cenie węgla kamiennego loco elektrownia niższej od 1,9 USD/GJ wymuszałaby cenę gazu na nierealnym obecnie poziomie poniżej 2,5 USD/GJ. Dopiero znaczny wzrost ceny węgla przy danej cenie sprzedaży energii elektrycznej spowodowałby ekonomiczną opłacalność modernizacji elektrowni. Należy jednak pamiętać, że przedstawione wyniki są tylko obliczeniami przykładowymi. W konkretnym przypadku niezbędna jest szczegółowa analiza uwzględniająca związane z lokalizacją elektrowni komunalne potrzeby ciepłe, oferty dostawców urządzeń, możliwe do uzyskania ceny nośników energii itd. Uatrakcyjnienie ekonomiczne spalania ekologicznego gazu ziemnego w turbinach gazowych mogłoby również nastąpić przez wprowadzenie odpowiednich taryf opłat za emisję szkodliwych substancji do otoczenia. W powyższych przykładowych obliczeniach koszty te, jako wartości małe, zostały bowiem pominięte.

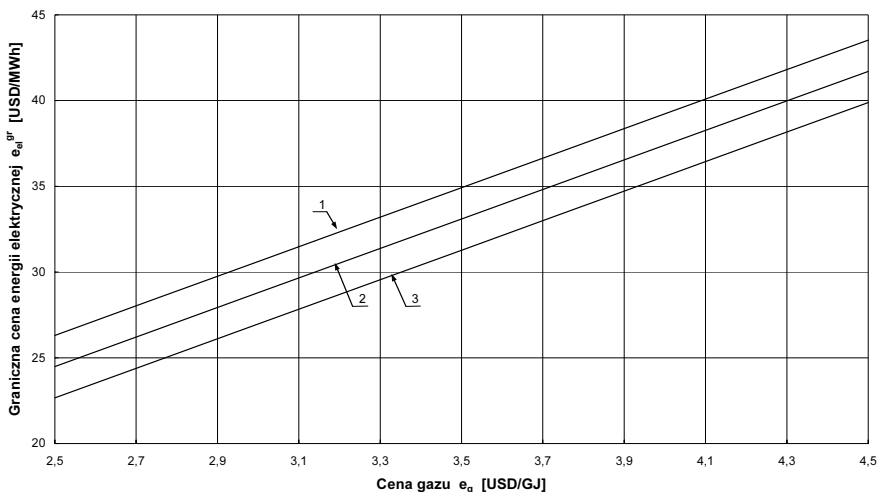
Na rys. 4.16 zaprezentowano graniczną cenę energii elektrycznej w funkcji mocy cieplnej elektrowni dla ceny węgla $e_{pal} = 1,9$ USD/GJ i dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,5$ USD/GJ. Wzrost mocy cieplnej elektrowni powoduje wzrost

ceny e_{el}^{gr} . Procentowy bowiem wówczas przyrost zmniejszenia produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}^{El}$ na rzecz ciepła grzejjego jest wielokrotnie mniejszy od tego przyrostu w układzie skojarzonym z turbiną gazową $\Delta E_{el,R}^{TP}$, co wynika ze znacznie mniejszego obniżenia mocy turboszespołu parowego w przypadku nadbudowy układu węglowego turboszespołem gazowym i kotłem odzyskowym (wzory (4.68) i (4.70)) niż w przypadku elektrowni przystosowanej tylko do pracy skojarzonej (wzory (4.54) i (4.58)).



Rys. 4.16. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji mocy cieplnej elektrowni dla ceny węgla $e_{pal} = 1,9$ USD/GJ i dla ceny gazu ziemnego $e_g = 3,5$ USD/GJ:

$$1 - \dot{Q}_{gl}^{El} = 50 \text{ [MW]}; 2 - \dot{Q}_{gl}^{El} = 20 \text{ [MW]}; 3 - \dot{Q}_{gl}^{El} = 1 \text{ [MW]}$$



Rys. 4.17. Graniczna cena energii elektrycznej zmodernizowanej elektrowni przez nadbudowę turbiną gazową w funkcji ceny gazu dla ceny węgla e_{pal} :
 1 – 0,8 USD/GJ; 2 – 1,9 USD/GJ; 3 – 3,0 USD/GJ

W przypadku kondensacyjnej pracy układu cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni przy $e_{pal} = 1,9$ USD/GJ i $e_g = 3,5$ USD/GJ nie powinna być mniejsza od $e_{el}^{gr} = 33,1$ USD/MWh, co dowodzi, że przy cenach niższych nadbudowa elektrowni turbiną gazową, bez przystosowania jej do pracy skojarzonej, byłaby nieefektywna ekonomicznie. Na rys. 4.17 przedstawiono szeroki zakres zmian granicznej ceny energii elektrycznej. Przyjęty do obliczeń roczny czas pracy elektrowni $\tau_R = \tau_z + \tau_l = 8400$ h jest duży. W rzeczywistości czas ten byłby znacznie krótszy, a tym samym cena e_{el}^{gr} byłaby wyższa. Na przykład przy $e_{pal} = 1,9$ USD/GJ, $e_g = 3,5$ USD/GJ i $\tau_R = 6000$ h cena ta z 33,1 rośnie do 35,5 USD/MWh.

4.4.3.1. Podsumowanie

- Aktualne relacje cenowe w kraju pomiędzy nośnikami energii powodują nieopłacalność ekonomiczną modernizacji przystosowanych do pracy skojarzonej krajowych elektrowni przez ich nadbudowę turbiną gazową i kotłem odzyskowym pomimo relatywnie wysokiej efektywności energetycznej takiej modernizacji. Świadczy to o niewłaściwej relacji pomiędzy cenami nośników energii. Również przystosowanie istniejących

elektrowni kondensacyjnych do pracy skojarzonej bez ich nadbudowy turbiną gazową i dostarczanie z nich ciepła komunalnego – mimo korzyści energetycznych, ekologicznych i ekonomicznych – pozostanie raczej w warunkach krajowych w sferze rozważań teoretycznych.

- Wprowadzenie odpowiednich taryf opłat za emisję szkodliwych substancji do otoczenia zdecydowanie uatrakcyjniłoby ekonomicznie spalanie ekologicznego gazu ziemnego w turbinach gazowych.
- Należy wręcz jednoznacznie sformułować tezę, że opanowane technologicznie i technicznie, i jednocześnie powszechnie stosowane urządzenia i instalacje energetyczne, gwarantujące racjonalne korzystanie z paliw pierwotnych, powinny decydować o granicznych (wyznaczanych dla założonej granicznej wartości efektywności ekonomicznej *NPV*) relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii i wysokościami taryf opłat środowiskowych, tak, aby była zagwarantowana ekonomiczna opłacalność ich stosowania. W dobie efektu cieplarnianego ma to szczególnie bardzo istotne znaczenie.

4.5. Efektywność energetyczna i ekonomiczna modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie szeregowym i równoległym

Modernizacja elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową znacząco poprawi sprawność wytwarzania w nich energii elektrycznej w wyniku zmiany termicznych parametrów realizowanych obiegów cieplnych. Ponadto przy poprawnych ekonomicznie relacjach pomiędzy cenami nośników energii zwiększy efektywność ekonomiczną ich eksploatacji.

W rozdziale przedstawiono metodykę i wyniki porównawczych wielowariantowych obliczeń efektywności energetycznej i ekonomicznej modernizacji istniejących węglowych elektrowni przez ich nadbudowę turbozespołem gazowym w układzie szeregowym (Hot Windbox) i w układzie równoległym – rys. 4.1. Wyciągnięte z przeprowadzonych obliczeń wnioski pozostają również słuszne dla elektrociepłowni.

4.5.1. Analiza efektywności energetycznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie szeregowym (Hot Windbox)

Dobór mocy turbiny gazowej w układzie Hot Windbox do określonego kotła parowego w elektrowni węglowej polega na dopasowaniu strumienia

tłenu niesionego w spalinach wylotowych z turbiny do zapotrzebowania kotła. Udział masowy tlenu w spalinach wylotowych wynosi od ok. $g_{O_2} = 13$ do 16% (w powietrzu $g_{O_2} = 23\%$; tak duży udział tlenu w spalinach jest wynikiem koniecznego dużego stosunku nadmiaru powietrza w komorze spalania turbiny gazowej z uwagi na ograniczoną termiczną wytrzymałość materiału łopatek turbiny – $\lambda^{TG} = 2,5-4$). Chcąc tym samym całkowicie zastąpić powietrze do spalania w kotle spalinami z turbiny (moc turbiny jest wówczas maksymalną możliwą mocą uzasadnioną termodynamicznie), strumień tych spalin powinien być większy od strumienia powietrza o ok. 44 do 77%. Strumień ten, po modernizacji elektrowni, można wyrazić zależnością

$$\dot{m}_{sp}^{TG} = \frac{0,23}{g_{O_2}} \dot{m}_a = \frac{0,23}{g_{O_2}} \lambda a (\dot{P}_{pal} - \Delta \dot{P}_{pal}), \quad (4.91)$$

przy czym strumień węgla o wartości opałowej W_d spalane w kotle w elektrowni o sprawności η_{Eel} i mocy N_{el}^{TP} przed modernizacją wynosi

$$\dot{P}_{pal} = \frac{N_{el}^{TP}}{W_d \eta_{Eel}} \quad (4.92)$$

oraz zmniejszenie zużycia węgla po nadbudowie turbiną gazową wynikające z wykorzystania w kotle strumienia entalpii spalin wylotowych z turbiny równa się

$$\Delta \dot{P}_{pal} = \frac{\dot{I}_{sp} \eta_u}{W_d}, \quad (4.93)$$

gdzie:

a – teoretyczne masowe zapotrzebowanie powietrza na 1 kg węgla o wartości opałowej W_d ,

λ – stosunek nadmiaru powietrza,

η_u – stopień wykorzystania strumienia entalpii spalin wylotowych z turbiny gazowej w kotle,

\dot{I}_{sp} – strumień entalpii spalin wylotowych z turbiny gazowej.

Strumień entalpii spalin \dot{I}_{sp} przedstawia się równaniem

$$\dot{I}_{sp} = \dot{m}_{sp}^{TG} \bar{c}_{sp}^{TG} \Big|_{t_{ot}}^{t_{wyl}^{TG}} (t_{wyl}^{TG} - t_{ot}) = \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}} - N_{el}^{TG} \quad (4.94)$$

Po wyznaczeniu ze wzorów (4.91) i (4.94) wartości \dot{m}_{sp}^{TG}

$$\dot{m}_{sp}^{TG} = \frac{0,23 \frac{\lambda a}{g_{O_2}} \frac{N_{el}^{TP}}{W_d \eta_{Eel}}}{1 + \frac{0,23 \lambda a}{g_{O_2} W_d} \bar{c}_{sp}^{TG} \Big|_{t_{ot}}^{t_{wyl}^{TG}} (t_{wyl}^{TG} - t_{ot}) \eta_u}, \quad (4.95)$$

gdzie:

$\bar{c}_{sp}^{TG} \Big|_{t_{ot}}^{t_{wyl}^{TG}}$ – średnia właściwa pojemność cieplna spalin wylotowych z turbiny gazowej (w praktyce $\bar{c}_{sp}^{TG} \Big|_{t_{ot}}^{t_{wyl}^{TG}} \cong 1,12 \text{ kJ}/(\text{kg}\cdot\text{K})$),

t_{wyl}^{TG} – temperatura spalin wylotowych z turbiny gazowej,

t_{ot} – temperatura otoczenia ($t_{ot} = 15^\circ\text{C}$ w warunkach ISO),

za pomocą prawej strony zależności (4.94) wyznacza się moc turbozespołu gazowego N_{el}^{TG} dla przyjętej wartości jego sprawności η_{TG} oraz przyjętej wartości t_{wyl}^{TG} .

Sprawność energetyczna układu Hot Windbox wyraża się zatem wzorem

$$\eta_{Eel}^{HW} = \frac{N_{el}^{TP} + N_{el}^{TG}}{(\dot{P}W_d)_{pal} - \dot{I}_{sp} \eta_u + \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}}}, \quad (4.96)$$

przy czym $N_{el}^{TG} / \eta_{TG} = (\dot{P}W_d)_{gaz}$ oznacza strumień energii chemicznej spalającego w turbinie gazowej gazu ziemnego.

4.5.1.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Do analizy energetycznej efektywności modernizacji elektrowni w układzie Hot Windbox przyjęto takie same wartości danych wejściowych jak w podrozdziale 4.4.3: moc elektrowni przed modernizacją $N_{el}^{TP} = 120 \text{ MW}$, sprawność elektrowni $\eta_{Eel} = 35,9\%$, stopień wykorzystania strumienia entalpii spalin wylotowych z turbiny gazowej w kotle $\eta_u = 0,8$, sprawność turbozespołu

gazowego $\eta_{TG} = 0,34$ oraz ponadto przyjęto teoretyczne masowe zapotrzebowanie powietrza na 1 kg węgla o wartości opałowej $W_d = 24,5$ MJ/kg równe $a = 8,2$ kg_a/kg_{pal}, stosunek nadmiaru powietrza $\lambda = 1,15$, udział masowy tlenu w spalinach wylotowych z turbiny gazowej $g_{O_2} = 14\%$, temperaturę spalin wylotowych z turbiny gazowej $t_{wyl}^{TG} = 560^\circ\text{C}$.

Wyliczone kolejno za pomocą wzorów od (4.92) do (4.96) odpowiednie wielkości wynoszą:

- strumień spalane go w kotle węgla przed modernizacją elektrowni – $\dot{P}_{pal} = 13,648$ kg/s,
- strumień spalin wylotowych z turbiny gazowej – $\dot{m}_{sp}^{TG} = 161,551$ kg/s,
- zmniejszenie zużycia w kotle węgla po modernizacji – $\Delta\dot{P}_{pal} = 3,220$ kg/s,
- moc turbozespołu gazowego – $N_{el}^{TG} = 50,80$ MW,
- strumień energii chemicznej spalane go w turbinie gazu ziemnego – $(\dot{P}W_d)_{gaz} = 149,41$ MW,
- sprawność energetyczna elektrowni w układzie Hot Windbox – $\eta_{Eel}^{HW} = 0,422$.

Wzrost sprawności energetycznej elektrowni z wartości 0,359 do wartości 0,422 jest wynikiem mniejszych strat wewnętrznych egzergii [22] w kotle na skutek zmniejszonej ilości spalane go w nim węgla – z wartości 13,648 kg/s do wartości 10,428 kg/s (13,648 – 3,22). Całkowite wyeliminowanie węgla w układzie prowadziłoby do klasycznego szeregowego układu gazowo-parowego o praktycznie obecnie największej możliwej do osiągnięcia sprawności wytwarzania energii elektrycznej w układach mechanicznych, dla których obowiązuje „ograniczenie Carnota” w postaci drugiej zasady termodynamiki. Z technicznego punktu widzenia taka praca elektrowni byłaby jednak niemożliwa. Kocioł zasilany wówczas tylko ciepłem spalin wylotowych z turbiny gazowej musiałby bowiem pracować poniżej swojego technicznego minimum. Rozkład temperatur w kotle byłby całkowicie inny. Spiętrzenia temperaturowe byłyby o kilka rzędów mniejsze, w porównaniu, gdy spalany jest w nim węgiel, co wymagałoby przekonstruowania wszystkich powierzchni ogrzewanych. Równocześnie turbina parowa pracowałaby z niewielkim obciążeniem.

Istotną wielkością w układzie Hot Windbox jest stosunek strumieni masy spalin przepływających przez kocioł po i przed nadbudową elektrowni turbiną gazową

$$\mu = \frac{\dot{m}_{sp}^{TG} + \dot{P}_{pal} - \Delta\dot{P}_{pal}}{\dot{P}_{pal}(1 + \lambda a)} = \frac{171,979}{142,348} = 1,208. \quad (4.97)$$

Wartość $\mu = 1,208$ stwarza duże zagrożenie erozyjne powierzchni ogrzewanych w kotle na skutek zwiększonej prędkości w nim spalin. Z tego powodu w układzie Hot Windbox należałoby dobierać turbinę gazową o mniejszej mocy, a niedobór tlenu w tej sytuacji uzupełniać powietrzem atmosferycznym wykorzystując istniejące wentylatory podmuchowe. Skutkowałoby to jednak mniejszym przyrostem sprawności energetycznej tak zmodernizowanej elektrowni, ponieważ mniejsza byłaby wówczas wartość $\Delta\dot{P}_{pal}$. W granicy, gdy $N_{el}^{TG} \rightarrow 0$, to $\Delta\dot{P}_{pal} \rightarrow 0$ i $\eta_{Eel}^{HW} \rightarrow \eta_{Eel}$. W przypadku całkowitego wyeliminowania węgla przy zachowaniu mocy turbiny gazowej wartość μ również byłaby większa od jedności, $\mu = \dot{m}_{sp}^{TG} / [\dot{P}_{pal}(1 + \lambda a)] = 161,551/142,348 = 1,134$. Aby strumień masy spalin po nadbudowie turbiną gazową był równy strumieniowi przed modernizacją, to należałoby zmniejszyć obciążenie kotła (strumień produkowanej w nim pary) do wartości $1/\mu = 100\%/1,208 = 82,78\%$. Wówczas przy założeniu, że nie uległyby zmniejszeniu: sprawność kotła, sprawności wewnętrzne części wysoko-, średnio- i niskoprężnej turbiny parowej, sprawność elektromechaniczna turbozespołu parowego itd., skutkowałoby to zmniejszeniem w takim samym stosunku strumienia spalane go w kotle węgla do wartości \dot{P}_{pal} / μ , zmniejszeniem mocy turbozespołów parowego i gazowego kolejno do wartości N_{el}^{TP} / μ i N_{el}^{TG} / μ oraz zmniejszeniem wartości $\Delta\dot{P}_{pal}$ do wartości $\Delta\dot{P}_{pal} / \mu$, a tym samym przyrost sprawności energetycznej zmodernizowanej elektrowni byłby taki sam jak bez zmiany obciążenia kotła.

4.5.2. *Analiza efektywności energetycznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową w układzie równoległym*

Moc turbiny gazowej i strumień entalpii wylotowych z niej spalin doprowadzany do kotła odzyskowego w przypadku równoległego sposobu modernizacji elektrowni (rys. 4.1, 4.18) można wyrazić ogólnym wzorem

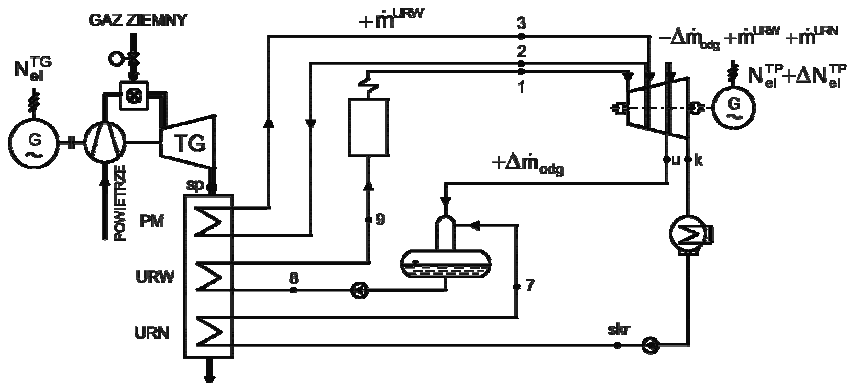
$$\dot{I}_{sp} = \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}} - N_{el}^{TG} = \frac{\sum \dot{Q}_i}{\eta_{KO}}, \quad (4.98)$$

gdzie:

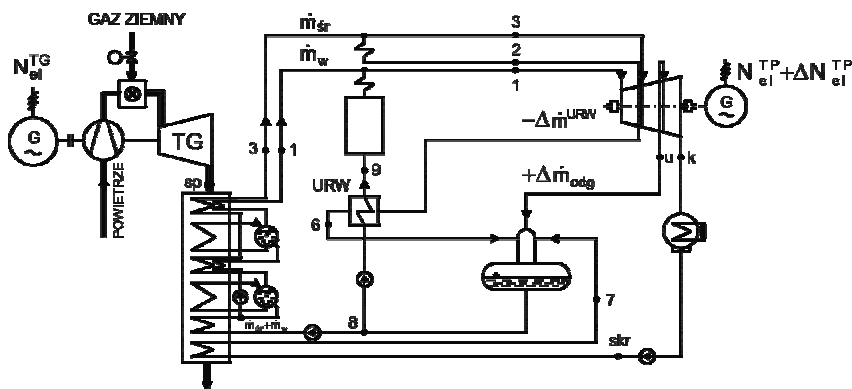
\dot{Q}_i – moc cieplna przekazywana przez spaliny wylotowe z turbiny gazowej parze, wodzie zasilającej, skroplinom w i -tym wymienniku ciepła typu *spaliny-para wodna* lub *spaliny-woda* zabudowanym w kotle odzyskowym,
 η_{KO} – sprawność kotła odzyskowego.

Jak w wynika ze wzoru (4.98) układ równoległy cechuje się dużą swobodą w doborze mocy turbiny gazowej oraz większą możliwością wykorzystania entalpii wylotowych z niej spalin w porównaniu z układem Hot Windbox. Moc turbiny N_{el}^{TG} może być dowolnie duża, zależna tylko od ilości i wartości mocy \dot{Q}_i . Ograniczać ją mogą jedynie względy ekonomiczne, możliwości finansowe inwestora. Ze względów termodynamicznych w im większym stopniu turbina gazowa „odciąży” kocioł węglowy, będący największym źródłem strat egzergii w układzie [22], tym większa będzie efektywność energetyczna wytwarzania w nim energii elektrycznej. W praktyce wzrost mocy turbiny może być ograniczony na przykład możliwością dopuszczalnego przeciążenia układu łopatkowego turbiny parowej lub dopuszczalnego przeciążenia sprzęgniętego z nią generatora elektrycznego. W układzie równoległym należy zatem rozważyć zabudowę w kotle odzyskowym następujących wymienników ciepła: powierzchnie do produkcji pary wysoko-, średnio- i niskociśnieniowej, powierzchnię przegrzewacza międzystopniowego, powierzchnie wymienników regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej oraz powierzchnię podgrzewacza skroplin lub parowacza deaeracyjnego [1, 2]. Liczba możliwych kombinacji doboru powierzchni oraz możliwości ich rozmieszczenia w kotle jest duża. Spośród nich należy od razu odrzucić takie, których realizacja w praktyce powodowałaby niedopuszczalne przeciążenie turbozespołu parowego: np. powierzchnie do produkcji pary wysoko- i średnociśnieniowej łącznie z powierzchniami regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej przy równoczesnym wyłączeniu upustów pary regeneracyjnej w turbinie bez zmiany obciążenia kotła węglowego. Termodynamicznym kryterium doboru i rozkładu powierzchni powinna być zatem minimalizacja sumy strat egzergii w kotłach: w nowoprojektowanym kotle odzyskowym i istniejącym kotle węglowym, z uwzględnieniem ograniczeń, takich jak dopuszczalne technicznie zmiany obciążenia kotła węglowego i turbozespołu parowego. Jak już zaznaczono, największe straty egzergii występują w kotle węglowym.

a)



b)



Rys. 4.18. Schemat ideowy: a) zmodernizowanej elektrowni w układzie równoległym nadbudowanej turbiną gazową i kotłem odzyskowym – wariant I; PM, URW, URN – kolejno przegrzew międzystopniowy, układ regeneracji wysoko- i niskociśnieniowej; b) zmodernizowanej elektrowni w układzie równoległym nadbudowanej turbiną gazową i kotłem odzyskowym z powierzchniami do produkcji pary wysoko- i średniociśnieniowej oraz z powierzchnią regeneracji niskociśnieniowej – wariant II

W pracy rozpatrzono następujące przypadki zabudowy i rozmieszczenia powierzchni ogrzewanych w kotle odzyskowym (rys. 4.18):

- przegrzewacz międzystopniowy + podgrzewacz regeneracyjny wysoko- ciśnieniowy + podgrzewacz regeneracyjny niskociśnieniowy – *wariant I* (rys. 4.18a),
- przegrzewacze pary wysoko- i średniociśnieniowej + parowacze pary wysoko- i średniociśnieniowej + podgrzewacze wody wysoko- i średniociśnieniowej + podgrzewacz regeneracji niskociśnieniowej – *wariant II* (rys. 4.18b).

Ogólna sprawność energetyczna elektrowni węglowej nadbudowanej turbiną gazową wyraża się wzorem

$$\eta_{Eel}^{rów} = \frac{N_{el}^{TP} + \Delta N_{el}^{TP} + N_{el}^{TG}}{(\dot{P}W_d)_{pal} + (\dot{P}W_d)_{gaz}}, \quad (4.99)$$

i jest większa od sprawności energetycznej elektrowni przed nadbudową (rys. 4.12a, wzór (4.76)).

Wielkość ΔN_{el}^{TP} we wzorze (4.99) oznacza przyrost mocy turbozespołu parowego po nadbudowie elektrowni turbiną gazową.

Tak jak dla układu skojarzonego (wzór (4.72)), to również i w sytuacji nadbudowy elektrowni węglowej turbiną gazową wyznacza się sprawność przyrostową wytwarzania w niej energii elektrycznej

$$\eta_{\Delta} = \frac{N_{el}^{TG} + \Delta N_{el}^{TP}}{(\dot{P}W_d)_{gaz}}. \quad (4.100)$$

W literaturze czasami można spotkać w liczniku wzoru (4.100) dodatkowy dodatni składnik $(\Delta \dot{P}W_d)_{pal} \eta_{Eel}$ reprezentujący niejako energię elektryczną, którą można by wyprodukować z zaoszczędzonego (zmniejszonego zużycia) w zmodernizowanym układzie węgla $(\Delta \dot{P}W_d)_{pal}$ (w układzie Hot Windbox oszczędność tę wyznacza się wykorzystując równanie (4.93), w wariantcie I jako różnicę zużyć wyrażonych równaniami (4.77) i (4.103), natomiast w wariantcie IIa równaniami (4.77) i (4.109)). Przypisywanie pozornych korzyści zmodernizowanym elektrowniom nie wydaje się jednak celowe.

Analogicznie definiuje się również pozorną sprawność wytwarzania energii elektrycznej w turbozespołe parowym

$$\chi = \frac{N_{el}^{TP} + \Delta N_{el}^{TP}}{(\dot{P}W_d)_{pal}}. \quad (4.101)$$

Analizę termodynamiczną wariantów I i II przedstawiono poniżej.

WARIANT I

Przyrost mocy części średnio- i niskoprężnej turbozespołu parowego po modernizacji elektrowni z uwagi na całkowite wyłączenie powierzchniowych podgrzewaczy regeneracyjnych wysoko- i niskociśnieniowych wynosi

$$\Delta N_{el}^{TP} = [\dot{m}^{URW} (i_3 - i_k) + \dot{m}^{URN} (i_u - i_k) - \Delta \dot{m}_{odg} (i_u - i_k)] \eta_{me}. \quad (4.102)$$

Z bilansu energii odgazowywacza przed i po modernizacji elektrowni (rys. 4.12a i 4.18a) wynika, że przyrost strumienia pary odgazowującej $\Delta \dot{m}_{odg}$ wyraża się wzorem (4.69).

Strumień energii chemicznej węgla spalane w kotle parowym po nadbudowie (rys. 4.18a) równa się

$$(\dot{P}W_d)_{pal} = \frac{\dot{m}_1 (i_1 - i_9)}{\eta_K}. \quad (4.103)$$

Jeżeli nie jest znana charakterystyka sprawności kotła w funkcji jego obciążenia, to w obliczeniach można przyjąć, że wartość sprawności kotła przed i po nadbudowie jest w przybliżeniu taka sama.

Moc turbiny gazowej N_{el}^{TG} wynika z koniecznej mocy cieplnej wylotowych z niej spalin \dot{I}_{sp} zastępującej kolejno moc cieplną przegrzewacza międzystopniowego \dot{Q}^{PM} , moc cieplną całkowicie wyłączonych wymienników regeneracyjnych wysoko- i niskociśnieniowych \dot{Q}^{URW} i \dot{Q}^{URN} – wzory (4.79)–(4.82).

WARIANT II

W wariantcie II (rys. 4.18b) rozważono dwa przypadki pracy układu:

- praca kotła węglowego ze zmniejszonym obciążeniem o wartość strumienia pary wysokociśnieniowej produkowanej w kotle odzyskowym – *wariant IIa*, oraz
- praca kotła węglowego bez zmiany obciążenia – *wariant IIb*.

Przyrost mocy turbozespołu parowego po modernizacji elektrowni wynosi:

- wariant IIa (strumień pary produkowanej w kotle węglowym wynosi $\dot{m}_9 = \dot{m}_1 - \dot{m}_w$)

$$\Delta N_{el}^{TP} = [(\Delta \dot{m}^{URW} + \dot{m}_{sr})(i_3 - i_k) + (\dot{m}^{URN} - \Delta \dot{m}_{odg})(i_u - i_k)] \eta_{me}, \quad (4.104)$$

- wariant IIb (strumień pary produkowanej w kotle węglowym wynosi $\dot{m}_9 = \dot{m}_1$)

$$\Delta N_{el}^{TP} = [\dot{m}_w (i_1 - i_2 + i_3 - i_k) + \dot{m}_{sr} (i_3 - i_k) + (\dot{m}^{URN} - \Delta \dot{m}_{odg}) (i_u - i_k)] \eta_{me}. \quad (4.105)$$

Z bilansu energii URW i odgazowycza przed i po modernizacji elektrowni (rys. 4.12a, 4.18b) wynika:

- wariant IIa

że zmniejszenie strumienia pary regeneracyjnej wysokociśnieniowej na skutek zmniejszenia obciążenia kotła węglowego o strumień \dot{m}_w wynosi

$$\Delta \dot{m}^{URW} = \dot{m}_w \frac{i_9 - i_8}{i_2 - i_6}, \quad (4.106)$$

oraz że konieczne zwiększenie strumienia pary odgazowującej na skutek zmniejszenia strumienia pary regeneracyjnej wysokociśnieniowej oraz produkcji w kotle odzyskowym pary \dot{m}_{sr} wynosi

$$\Delta \dot{m}_{odg} = \dot{m}_{sr} \frac{i_8 - i_7}{i_u - i_7} + \Delta \dot{m}^{URW} \frac{i_6 - i_7}{i_u - i_7}, \quad (4.107)$$

- wariant IIb

$$\Delta \dot{m}_{odg} = (\dot{m}_w + \dot{m}_{sr}) \frac{i_8 - i_7}{i_u - i_7}, \quad (4.108)$$

gdzie \dot{m}_w i \dot{m}_{sr} oznaczają strumienie pary wysoko- i średniociśnieniowej produkowanej w kotle odzyskowym.

W wariantcie IIb nie występuje zmniejszenie strumienia pary regeneracyjnej wysokociśnieniowej, ponieważ nie zmienia się obciążenie kotła.

Strumień energii chemicznej węgla spalane go po nadbudowie w kotle węglowym (rys. 4.18b) równa się:

- wariant IIa

$$(\dot{P}W_d)_{pal} = \frac{(\dot{m}_1 - \dot{m}_w)(i_1 - i_9) + (\dot{m}_1 - \dot{m}^{URW} + \Delta \dot{m}^{URW})(i_3 - i_2)}{\eta_K}, \quad (4.109)$$

➤ wariant IIb

$$(\dot{P}W_d)_{pal} = \frac{\dot{m}_1(i_1 - i_9) + (\dot{m}_1 + \dot{m}_w - \dot{m}^{URW})(i_3 - i_2)}{\eta_K} \quad (4.110)$$

Strumienie pary wysoko- i średniociśnieniowej \dot{m}_w i \dot{m}_{sr} produkowanej w kotle odzyskowym zasilanym spalinami wylotowymi z turbiny gazowej o mocy N_{el}^{TG} wynikają z bilansów energii części wysoko- i średniociśnieniowej kotła (rys. 4.18b)[1]

$$\left\{ \begin{array}{l} \dot{C}[t_{wyl}^{TG} - (t_s^w + \Delta T_{min}^w)] = \dot{m}_w(i_w - i'_w) + \dot{m}_{sr}(i_{sr}^p - i_{sr}) \quad (4.111) \\ \dot{C}[t_s^w + \Delta T_{min}^w - (t_s^{sr} + \Delta T_{min}^{sr})] = \dot{m}_w(i'_w - i'_{sr}) + \dot{m}_{sr}(i_{sr} - i'_{sr}) \quad (4.112) \end{array} \right.$$

przy czym strumień pojemności ciepłej spalin wyraża się wzorem [1]

$$\dot{C} = \dot{m}_{sp}^{TG} \bar{c}_{sp}^{TG} \Big|_{t_{ot}}^{t_{wyl}^{TG}} = \frac{\dot{P}W_d \Big|_{t_{ot}} - N_{el}^{TG}}{t_{wyl}^{TG} - t_{ot}} = \frac{N_{el}^{TG} (1 - \eta_{TG})}{\eta_{TG} (t_{wyl}^{TG} - t_{ot})} \quad (4.113)$$

oraz:

i_{sr}^p, i_{sr}, i_w – entalpia właściwa pary przegrzanej średnio- i wysokociśnieniowej (entalpia właściwa pary przegrzanej średniociśnieniowej i_{sr}^p wyznaczana jest dla temperatury $t_{sr}^p \equiv t_1 = t_3$ i ciśnienia $p_{sr}^p \equiv p_2$, entalpia i_{sr} dla temperatury $t_{sr} \equiv t_s^w$ i ciśnienia $p_w \equiv p_1$),

i'_{sr}, i'_w – entalpia właściwa wody w punkcie pęcherzyków ($x = 0$) w części średnio- i wysokociśnieniowej kotła odzyskowego,

t_s^{sr}, t_s^w – temperatura nasycenia w parowaczu części średnio- i wysokociśnieniowej kotła odzyskowego (temperatura t_s^{sr} odpowiada ciśnieniu $p_{sr} = p_{sr}^p \equiv p_2$, temperatura t_s^w ciśnieniu $p_w \equiv p_1$),

$\Delta T_{min}^{sr}, \Delta T_{min}^w$ – przewężenie temperaturowe (ang. *pinch point*) części średnio- i wysokociśnieniowej kotła odzyskowego.

W równaniach (4.111) i (4.112) pominięto wartości niedogrzaną wody AT^w i AT^{sr} ze względu na ich znikomy wpływ na strumienie masy \dot{m}_w i \dot{m}_{sr} [1].

4.5.2.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Analizę energetycznej efektywności modernizacji elektrowni w układzie równoległym przeprowadzono przy takich samych wartościach danych wejściowych jak w rozdziałach 4.4.3 i 4.5.1.1. Dodatkowo przyjęto wartości przewężenia temperaturowego równe $\Delta T_{\min}^{sr} = \Delta T_{\min}^w = 10\text{K}$. Ponadto w obu przypadkach „równoległej modernizacji” elektrowni przyjęto moc turbiny gazowej taką samą, wynikającą ze wzoru (4.98), dla obu wariantów modernizacji, $(N_{el}^{TG})^I = (N_{el}^{TG})^{II}$.

Przykładowe obliczenia efektywności energetycznej modernizacji elektrowni przez nadbudowę turbiną gazową zestawiono w tabeli 4.4. W celach porównawczych w tabeli tej zamieszczono również wyniki obliczeń dla układu Hot Windbox.

Tabela 4.4

Dane techniczne elektrowni

	N_{el}^{TP} [MW]	$(PW_d)_{nal}$ [MW]	N_{el}^{TG} [MW]	$(PW_d)_{gaz}$ [MW]	η_{Eel}	η_{Δ}	χ
Elektrownia przed modernizacją	120	334,3	-	-	0,359	-	0,359
Układ Hot Windbox	120	255,5	50,8	149,4	0,422	0,34	0,470
Układ równoległy wariant I	142,6	286,9	83,9	246,8	0,424	0,432	0,497
Układ równoległy wariant IIa	138,4	247,0	83,9	246,8	0,450	0,415	0,560
Układ równoległy wariant IIb	178,5	351,6	83,9	246,8	0,439	0,577	0,508

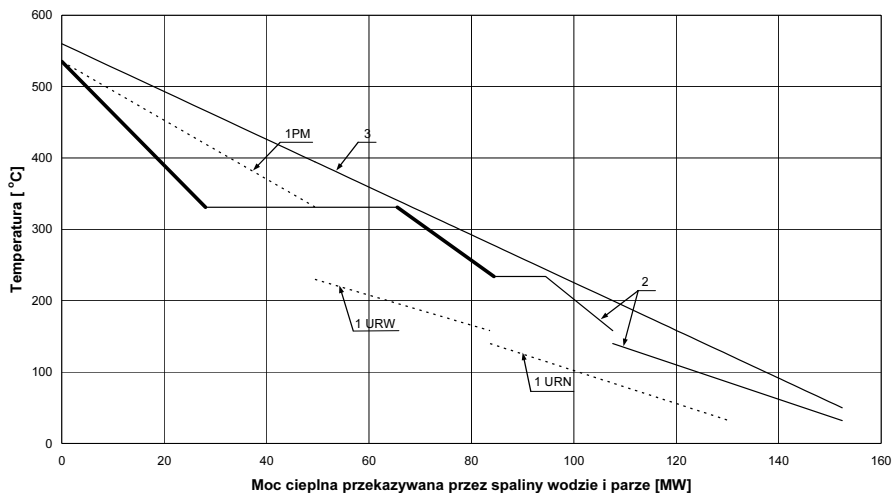
Układ Hot Windbox wymaga najczęściej znacznej przebudowy kotła węglowego z uwagi na wysoką temperaturę spalin wylotowych z turbiny gazowej doprowadzanych do palników węglowych oraz – w zależności od mocy turbiny gazowej – na znacznie większą wartość strumienia masowego tych spalin w stosunku do zastąpionego strumienia powietrza do spalania węgla w kotle (dobór mocy turbiny gazowej do określonego kotła polega na

dopasowaniu strumienia tlenu w spalinach wylotowych z turbiny do zapotrzebowania kotła). Związany z tym wzrost prędkości spalin, nawet przy obniżonym równocześnie zużyciu węgla, stwarza duże zagrożenie erozyjne dla powierzchni ogrzewanych. Dlatego w układzie Hot Windbox należałoby dobierać turbinę gazową o nieco mniejszej mocy (wówczas $q_{sz} < 0,6$) i niedobór tlenu uzupełniać wówczas powietrzem atmosferycznym za pomocą istniejących wentylatorów podmuchowych (innym rozwiązaniem mogłoby być zmniejszenie obciążenia kotła – zmniejszenie produkowanego w nim strumienia pary). Skutkowałoby to jednak mniejszym przyrostem sprawności energetycznej tak zmodernizowanej elektrowni i elektrociepłowni. Ze zmianą prędkości spalin zmianie ulegają również bilanse energii dla poszczególnych powierzchni ogrzewanych, niepotrzebny jest także w kotle podgrzewacz powietrza do spalania, co powoduje, że istniejący kocioł węglowy musi ulec głębokiej rekonstrukcji. W jego konstrukcji nośnej muszą być zabudowane nowe powierzchnie ogrzewane. Nakłady inwestycyjne na przebudowę kotła z reguły byłyby większe od przeznaczonych na nowy kocioł odzyskowy, nawet z dopalaniem. W praktyce ponadto najczęściej brakuje wolnej przestrzeni na usytuowanie turbozespołu gazowego z układem wlotowym (do niego) powietrza i wylotowym (z niego) spalin w pobliżu kotła. Układ Hot Windbox wymaga długotrwałego, wielomiesięcznego przestoju bloku na czas jego nadbudowy.

Problemy takich nie stwarza sprzężenie równoległe, które daje możliwość swobodnego doboru mocy turbiny gazowej w porównaniu z układem Hot Windbox i większą możliwość wykorzystania entalpii wylotowych z niej spalin. Co więcej, przy sprzężeniu równoległym większe są możliwości zmniejszenia (o ok. 3–5%) zużycia węgla w kotle parowym aniżeli w układzie szeregowym, a zatem wystąpią, co bardzo istotne, mniejsze straty energii w układzie. Potrzeby przebudowy układu parowo-wodnego istniejącej części węglowej, a tym samym środków finansowych na ten cel są więc mniejsze. Konieczne nakłady inwestycyjne na modernizację ponoszone będą tylko na nowo powstający układ gazowy i połączenie go z układem istniejącym. Budowa układu gazowego odbywać się będzie w czasie, gdy układ węglowy „pracuje”. Nie wystąpią zatem straty ekonomiczne związane z jego postojem. Ponadto połączenie części gazowej z częścią węglową może trwać zaledwie kilka, kilkanaście dni. W praktyce tym samym układ równoległy jest efektywniejszym energetycznie i ekonomicznie sposobem modernizacji elektrowni, i jest zatem najczęściej analizowanym sposobem ich modernizacji.

Na rysunkach 4.19a i 4.19b przedstawiono krzywe kompozycyjne spalin oraz wody i pary w kotle odzyskowym dla obu wariantów „równoległej” modernizacji elektrowni – wariantów I i II (na rys. 4.19a liniami pogrubionymi

zaznaczono równoległe rozmieszczenie powierzchni ogrzewanych w kotle w wariancie II).

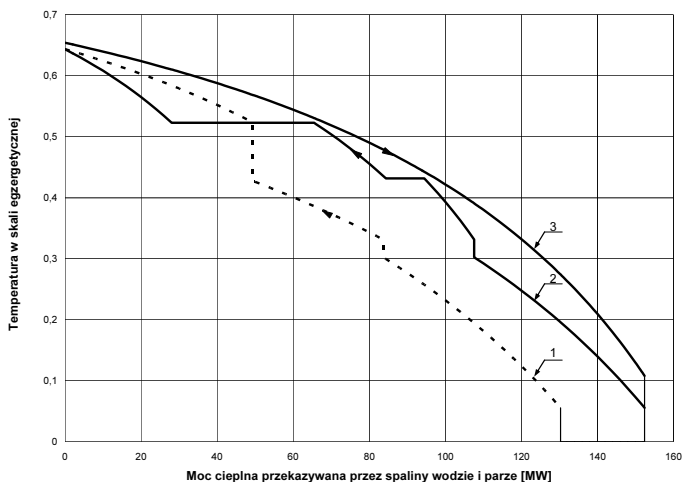


Rys. 4.19a. Krzywe kompozycyjne – rozkład temperatury spalin oraz wody i pary w kotle odzyskowym (1 – wariant I; PM – przegrzewacz międzystopniowy, URW, URN – kolejno podgrzewacz regeneracyjny wysoko- i niskociśnieniowy; 2 – wariant II; 3 – spaliny wylotowe z turbiny)

W wariancie I temperatura spalin wylotowych z kotła wynosi $t_{wyl}^{KO} = 124^{\circ}\text{C}$, w wariancie II natomiast $t_{wyl}^{KO} = 50^{\circ}\text{C}$. Moce wymienników ciepła zabudowanych w kotle odzyskowym w wariancie I kolejno wynoszą: $\dot{Q}^{PM} = 49,4 \text{ MW}$, $\dot{Q}^{URW} = 34,2 \text{ MW}$, $\dot{Q}^{URN} = 46,7 \text{ MW}$. Strumienie masy pary wysoko- i średniociśnieniowej w wariancie II wynoszą: $\dot{m}_w = 33,14 \text{ kg/s}$ i $\dot{m}_{sr} = 5,63 \text{ kg/s}$ (strumienie pary przed modernizacją elektrowni wynoszą: $\dot{m}_1 = 105,96 \text{ kg/s}$, $\dot{m}^{URW} = 14,43 \text{ kg/s}$, $\dot{m}^{URN} = 13,62 \text{ kg/s}$, $\dot{m}_{odg} = 2,80 \text{ kg/s}$). Praca układu w wariancie IIb ze względu na duże przeciążenie turbozespołu parowego byłaby niemożliwa (w praktyce przeciążenie może dochodzić do 20%).

Istotną wielkością dla rozpatrzonych wariantów modernizacji elektrowni jest znaczna różnica w mocach turbozespołów gazowych. Należy również zwrócić uwagę, że moc elektrowni w układzie równoległym uległa prawie podwojeniu. Dla układu Hot Windbox moc turbozespołu gazowego i strumień energii chemicznej spalanego w nim gazu (zależnego od jego sprawności) jest znacznie mniejszy, stanowi tylko ok. 60% mocy turbiny i strumienia gazu w układzie równoległym. Zaletą relatywnie małej mocy turbiny gazowej w

układzie Hot Windbox jest możliwość jej pracy z obciążeniem znamionowym w całym zakresie zmian obciążenia części parowej układu. Charakterystyka sprawności energetycznej układu dwupaliwowego byłaby wówczas stosunkowo płaska. Zazwyczaj jednak, jak już zaznaczono, głównym ograniczeniem dla wyboru układu Hot Windbox jest jednak generalnie brak wolnej przestrzeni na usytuowanie turbiny gazowej w pobliżu kotła węglowego.



Rys. 4.19b. Straty egzergii w kotle odzyskowym spowodowane przez nieodwracalny przepływ ciepła (1 – wariant I; 2 – wariant II; 3 – spaliny)

Największa efektywność energetyczna modernizacji elektrowni jest osiągnięta w wariantcie IIa. Przyrost sprawności wytwarzania energii elektrycznej w tym układzie wynosi bowiem aż 9,1%. Jest to wynikiem największego zmniejszenia ze wszystkich rozpatrzonych wariantów modernizacji elektrowni zużycia w niej węgla, a tym samym największego zmniejszenia strat egzergii w kotle węglowym, będącym źródłem największych strat egzergii w elektrowni [22]. Również straty egzergii w kotle odzyskowym w tym wariantcie są znacznie mniejsze niż w wariantcie I. Straty te (rys. 4.19b) reprezentowane są przez pole zawarte pomiędzy krzywą kompozycyjną spalin a krzywą kompozycyjną czynnika obiegu przedstawionymi za pomocą temperatury egzergetycznej, tj. gdy temperaturę bezwzględną T z rysunku 4.19a zastąpi się temperaturą egzergetyczną Θ ($\Theta = 1 - T_{ot} / T$) na rysunku 4.19b.

4.5.3. Analiza efektywności ekonomicznej modernizacji elektrowni węglowych przez nadbudowę turbiną gazową

Każdy proces modernizacyjny elektrowni wymaga środków finansowych. Wiąże się z tym istotny problem ich zwrotu oraz czasu, w jakim to nastąpi. Oczywiście jest bowiem, że w warunkach gospodarki rynkowej poniesione nakłady inwestycyjne każdy inwestor chce odzyskać. Zatem podstawowym warunkiem rozpoczęcia dowolnej modernizacji elektrowni jest poprawa efektywności ekonomicznej jej pracy. Miernikiem tej efektywności są warunki: konieczny i wystarczający, tj. warunek, aby nie wzrastały jednostkowe koszty produkcji energii elektrycznej (rozdział 1.2.1, wzór (1.33)) oraz warunek, aby przyrost zysku wynikający z modernizacji gwarantował odpowiedni do oczekiwań inwestora czas zwrotu poniesionych przez niego nakładów inwestycyjnych na modernizację (rozdział 1.2.4, wzory (1.45), (1.46)). Wzrost jednostkowych kosztów produkcji, a więc obniżenie zysku z pracy elektrowni po modernizacji możliwe byłoby do przyjęcia przez inwestora jedynie wówczas, gdyby jej nieprzeprowadzenie ze względów prawnych groziłoby utraceniem możliwości sprzedaży energii, tj. utraceniem rynku zbytu, a więc groziłoby utraceniem wszelkich spodziewanych zysków z eksploatacji elektrowni. Nadrzędnym jest bowiem wówczas nawet pomniejszony zysk $(Z_R)^{\text{mod}}$ (wzór (4.115)) – ale jednak zysk – w porównaniu z zyskiem sprzed jej modernizacji $(Z_R)^{\text{ist}}$ (wzór (4.118)). Gdyby w wyniku modernizacji przyrost jednostkowego kosztu produkcji energii elektrycznej przekraczał różnicę możliwej ceny jej sprzedaży i jednostkowego kosztu jej produkcji sprzed modernizacji (wzór (4.116)), to taka inwestycja całkowicie pozbawiona byłaby wówczas uzasadnienia ekonomicznego.

Warunek konieczny ekonomicznej opłacalności modernizacji elektrowni można przedstawić zatem zależnością

$$\Delta Z_R = \Delta S_R - \Delta K_R \geq 0, \quad (4.114)$$

gdzie: ΔZ_R , ΔS_R , ΔK_R – kolejno roczne przyrosty zysku brutto, przychodu oraz kosztu działania elektrowni wynikające z jej modernizacji.

Roczny przyrost przychodu ΔS_R może wynikać ze sprzedaży np. gipsu z instalacji odsiarczania spalin do produkcji płyt kartonowo-gipsowych oraz ze sprzedaży dodatkowej ilości energii elektrycznej wytwarzanej w zmoderni-

zowanej elektrowni (wzór (4.124)) oraz z unikniętych kar za przekroczenie dopuszczalnych emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia. Roczny przyrost kosztu ΔK_R jest sumą kosztów kapitałowych oraz kosztów eksploatacji (rozdział 1) urządzeń i instalacji modernizacyjnych pomniejszonych o spowodowane modernizacją dodatnie efekty ekonomiczne (efekty te są zatem również składnikiem ΔS_R) związane z jej istniejącą częścią węglową (wzór (4.123)). Na przykład dla opalanej węglem kamiennym elektrowni o mocy 120 MW i rocznym czasie działania 6000h/a, roczny koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego przy aktualnych taryfach opłat ekologicznych przy braku instalacji odsiarczania spalin i bez redukcji tlenków azotu wynosiłby ok. 3,3 mln USD/a. Gdyby założyć, że instalacje do wyeliminowania szkodliwych produktów spalania do otoczenia utylizowałyby je w 90%, to koszty kapitałowe i koszty remontów tych instalacji (pomijając pozostałe koszty ich eksploatacji) musiałyby być mniejsze od $0,9 \times 3,3 = 2,97$ mln USD/a, a tym samym nakłady inwestycyjne na te instalacje przy 15-letnim kredycie o stopie oprocentowania równej $r = 8\%/a$ musiałyby być mniejsze od ok. 18 mln USD, co w przeliczeniu na kilowat zainstalowanej mocy daje wartość 150 USD/kW. Jest to wartość, która może być niewystarczającą na budowę tych instalacji. Tym samym roczny przyrost zysku ΔZ_R byłby wówczas mniejszy od zera, $\Delta Z_R < 0$.

W sytuacji, gdy modernizacja przynosi stratę, tzn. przyrost zysku brutto jest ujemny ($\Delta Z_R < 0$), to wówczas oczywiście wartość czasu zwrotu nakładów J^{mod} jest nieskończenie wielka, $DPBP^{\text{mod}} = \infty$ (rozdział 1.2.4, wzór (1.45)), a więc inwestycja „nie zwraca się”, a tym samym jest nieuzasadniona ekonomicznie. Jeżeli strata nie byłaby jednak na tyle duża, że osiągnany zysk $(Z_R)^{\text{mod}}$ z eksploatacji elektrowni po jej modernizacji byłby jeszcze dodatni

$$(Z_R)^{\text{mod}} = (Z_R)^{\text{ist}} + \Delta Z_R > 0, \quad (4.115)$$

tzn., że jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej w elektrowni po jej modernizacji byłby jeszcze mniejszy od możliwej ceny jej sprzedaży

$$\Delta k_{el} = (k_{el})^{\text{mod}} - (k_{el})^{\text{ist}} < e_{el} - (k_{el})^{\text{ist}}, \quad (4.116)$$

to wówczas zdyskontowany skumulowany zysk netto dla N lat eksploatacji zmodernizowanej elektrowni można wyliczyć za pomocą wzoru (rozdział 1.2.4, wzór (1.46)) z tym, że należy w nim za ΔZ_R podstawić $(Z_R)^{\text{mod}}$, a wydłużony czas zwrotu niezwróconej jeszcze części ΔJ^{inw} nakładów inwestycyjnych na budowę (zakup) elektrowni (tj. nakładów inwestycyjnych pomniejszonych o już

zwróconą ich część w latach poprzedzających modernizację), łącznie z nakładami na jej modernizację J^{mod} , można wyliczyć za pomocą zależności (1.45) podstawiając w niej ponadto za J^{mod} wartość $\Delta J^{\text{inv}} + J^{\text{mod}}$. Do inwestora należeć będzie decyzja, czy wyliczone nowe wartości skumulowanego zysku netto i czasu zwrotu łącznych nakładów inwestycyjnych będą dla niego satysfakcjonujące (por. rozdział 3).

Analogicznie jak w przypadku elektrociepłowni, warunek konieczny (4.19) ekonomicznej opłacalności nadbudowy istniejącej elektrowni węglowej turbozespołem gazowym w układzie Hot Windbox lub w układzie równoległym, jest równoznaczny z obniżeniem jednostkowego kosztu produkowanej w niej energii elektrycznej k_{el}

$$(k_{el})^{\text{mod}} = \frac{(K_R)^{\text{ist}} + \Delta K_R}{E_{el,R} + \Delta E_{el,R}} \leq (k_{el})^{\text{ist}} = \frac{(K_R)^{\text{ist}}}{E_{el,R}}, \quad (4.117)$$

gdzie:

- $E_{el,R}, \Delta E_{el,R}$ – kolejno roczna produkcja energii elektrycznej netto loco elektrownia przed modernizacją i przyrost produkcji po modernizacji,
- $(K_R)^{\text{ist}}$ – roczny koszt działania elektrowni przed modernizacją,
- ΔK_R – przyrost rocznego kosztu działania elektrowni po modernizacji.

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności inwestycji jest zatem relacja $\Delta k_{el} = (k_{el})^{\text{mod}} - (k_{el})^{\text{ist}} \leq 0$. Średni roczny przyrost zysku brutto z pracy elektrowni wynikający z przedsięwzięcia modernizacyjnego powinien być zatem co najmniej nieujemny i można wyrazić go zależnością

$$\begin{aligned} \Delta Z_R &= (Z_R)^{\text{mod}} - (Z_R)^{\text{ist}} = (E_{el,R} + \Delta E_{el,R})[(e_{el})^{\text{mod}} - (k_{el})^{\text{mod}}] - E_{el,R}[(e_{el})^{\text{ist}} - (k_{el})^{\text{ist}}] = \\ &= E_{el,R}[(e_{el})^{\text{mod}} - (e_{el})^{\text{ist}}] + \Delta E_{el,R} (e_{el})^{\text{mod}} - \Delta K_R \geq 0, \end{aligned} \quad (4.118)$$

gdzie:

$(e_{el})^{\text{ist}}, (e_{el})^{\text{mod}}$ – kolejno cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni sprzed i po jej modernizacji.

Warunek wystarczający opłacalności ekonomicznej modernizacji elektrowni jest określony wzorami (1.45), (1.46) (rozdział 1).

Jeżeli $(e_{el})^{\text{mod}} < (e_{el})^{\text{ist}}$, to przyrost zysku ΔZ_R (wzór (4.118)) jest mniejszy (większy gdy $(e_{el})^{\text{mod}} > (e_{el})^{\text{ist}}$) o wartość $(E_{el,R} + \Delta E_{el,R})[(e_{el})^{\text{mod}} - (e_{el})^{\text{ist}}]$ od

przyrostu zysku w sytuacji, gdy cena energii elektrycznej nie uległaby zmianie, tzn. gdy $(e_{el})^{ist} = (e_{el})^{mod}$. Wówczas bowiem przyrost zysku wynosiłby

$$\Delta Z_R = E_{el,R} [(k_{el})^{ist} - (k_{el})^{mod}] + \Delta E_{el,R} [(e_{el})^{ist} - (k_{el})^{mod}]. \quad (4.119)$$

Jeżeli obniżenie ceny energii elektrycznej równałoby się obniżeniu jednostkowego kosztu jej produkcji, $(e_{el})^{mod} - (e_{el})^{ist} = (k_{el})^{mod} - (k_{el})^{ist}$, to wówczas przyrost zysku miałby małą wartość równą

$$\Delta Z_R = \Delta E_{el,R} [(e_{el})^{ist} - (k_{el})^{ist}] \quad (4.120)$$

i czas zwrotu poniesionych nakładów finansowych na modernizację $DPBP^{mod}$ byłby długi, co czyniłoby tę inwestycję nieatrakcyjną ekonomicznie.

Jak wynika ze wzoru (4.118) przyrost przychodu $E_{el,R} [(e_{el})^{mod} - (e_{el})^{ist}] + \Delta E_{el,R} (e_{el})^{mod}$ musi w całości pokryć przyrost rocznych kosztów działania elektrowni ΔK_R , tj. koszty związane z nowo powstałym układem gazowym, pomniejszone o spowodowane modernizacją dodatnie efekty ekonomiczne związane z jej częścią węglową. Przyrost tych kosztów wyraża się, tak jak w przypadku modernizacji elektrociepłowni, wzorem (4.27).

Wykorzystując zależność (4.118) otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi być spełniony, aby modernizacja elektrowni była opłacalna. Jest to równanie na graniczną (minimalną) cenę energii elektrycznej, dla której przyrost zysku brutto ΔZ_R z przedsięwzięcia jest co najmniej nieujemny

$$e_{el}^{gr} = \frac{E_{el,R} (e_{el})^{ist} + \Delta K_R}{E_{el,R} + \Delta E_{el,R}}. \quad (4.121)$$

Cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni po modernizacji $(e_{el})^{mod}$ musi być oczywiście nie mniejsza niż e_{el}^{gr} . Zatem tak jak w przypadku elektrociepłowni obowiązuje warunek (4.25)

$$(e_{el})^{mod} \geq e_{el}^{gr}. \quad (4.122)$$

Jeżeli cena sprzedaży energii elektrycznej po modernizacji nie zmieni się, $(e_{el})^{mod} = (e_{el})^{ist}$, to

$$e_{el}^{gr} = \frac{\Delta K_R}{\Delta E_{el,R}} = \frac{(z\rho + \delta_{rem})J^{mod} + K_{gaz}^{TG} + K_{sr}^{TG} - \Delta K_{pal}^w - \Delta K_{r,m,wu}^w - \Delta K_{sr}^w}{\Delta E_{el,R}}, \quad (4.123)$$

i niepotrzebna jest wówczas znajomość tej ceny oraz niepotrzebna jest znajomość produkcji energii $E_{el,R}$ przed modernizacją, co umożliwia analizę efektywności ekonomicznej modernizacji elektrowni przy posługiwaniu się wyłącznie przyrostami: przyrostem rocznych kosztów działania elektrowni ΔK_R i rocznym przyrostem produkcji energii elektrycznej $\Delta E_{el,R}$. Metoda przyrostowa jest zatem bardzo korzystną i wygodną metodą, nie wymaga bowiem wnikania „w stan istniejący” modernizowanej elektrowni (nawet jeśli konieczne byłyby jakieś środki finansowe na jej remont, to wystarczy je dodać do J^{TG} ; należy jednak pamiętać, że modernizacja elektrowni ma sens jedynie wówczas, gdy jej stan techniczny pozwala na jej dalszą długoletnią eksploatację). Potrzebne koszty do wyliczenia progu efektywności modernizacji, to jedynie wówczas roczne koszty działania nowo powstałego układu gazowego (ogólnie mówiąc koszty działania nowo dobudowanych urządzeń) oraz zmniejszenie kosztów działania istniejącego układu, głównie w wyniku zmniejszenia kosztu węgla. Zmniejszenie tego kosztu, jak już wyżej zaznaczono, można wyliczyć wykorzystując moc cieplną wylotowych z turbiny gazowej spalin.

Jak wynika z równania (4.123) wartość granicznej ceny energii elektrycznej e_{el}^{gr} w głównej mierze zależy będzie od mocy turbozespołu gazowego N_{el}^{TG} , ceny e_g spalanego w turbinie gazu oraz ceny węgla e_{pal} .

Przyrost rocznej produkcji netto energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni wynosi

$$\Delta E_{el,R} = (N_{el}^{TG} + \Delta N_{el}^{TP})(1 - \varepsilon_{el})\tau_R, \quad (4.124)$$

gdzie: ε_{el} – wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych zmodernizowanej elektrowni; τ_R – roczny czas pracy elektrowni.

W układzie Hot Windbox przyrost mocy turbozespołu parowego wynosi $\Delta N_{el}^{TP} = 0$, w wariantcie I wyraża się wzorem (4.102), w wariantcie IIa wzorem (4.104).

Koszt gazu ziemnego spalanego w turbinie gazowej o sprawności energetycznej brutto η_{TG} wyraża się wzorem (4.86), koszt zmniejszenie zużycia węgla w istniejącym kotle parowym o sprawności energetycznej η_K wynosi

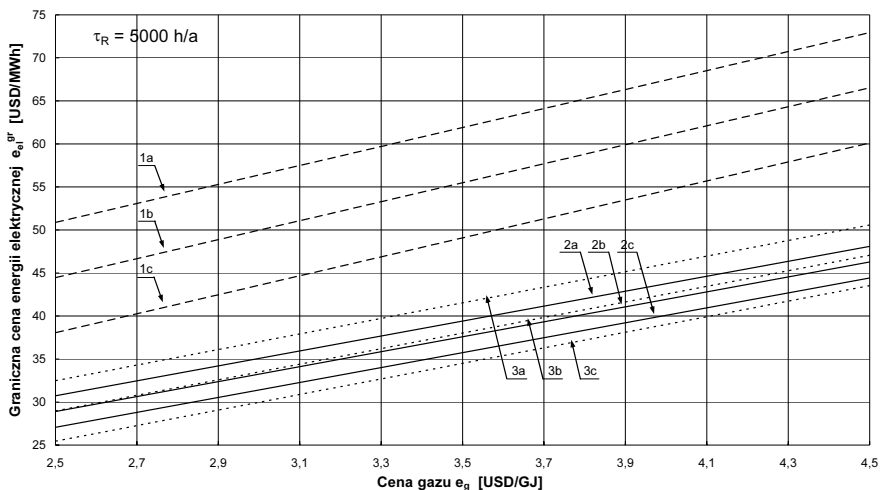
$$\Delta K_{pal}^w = (\Delta \dot{P}W_d)_{pal} e_{pal} \tau_R, \quad (4.125)$$

gdzie $(\Delta\dot{P}W_d)_{pal}$ oznacza zmniejszenie zużycia strumienia energii chemicznej węgla w kotle parowym. W układzie Hot Windbox $(\Delta\dot{P}W_d)_{pal}$ wyraża się równaniem (4.93), w wariantcie I $(\Delta\dot{P}W_d)_{pal}$ wyznacza się odejmując od siebie zużycia wyrażone równaniami (4.77) i (4.103), natomiast w wariantcie IIa zużycia wyrażone równaniami (4.77) i (4.109). Koszt K_{sr}^{TG} dla układu gazowego oraz zmniejszenie opłat ΔK_{sr}^w związanych ze zmniejszeniem ilości spalane go rocznie węgla, przy obecnych cenach taryfowych opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska można w zasadzie we wzorze (4.123) bez popelnienia znaczącego błędu pominąć.

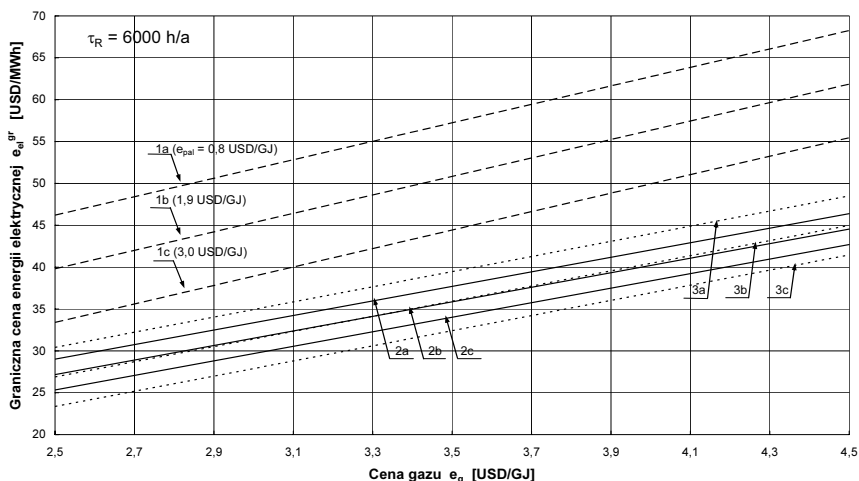
4.5.3.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

Do analizy ekonomicznej efektywności nadbudowy istniejącej elektrowni węglowej turbiną gazową przyjęto termodynamiczne dane wejściowe jak w rozdziałach 4.4.3, 4.5.1.1 i 4.5.2.1. Szacunkowe nakłady inwestycyjne „pod klucz” na modernizację elektrowni przyjęto w wysokości: $J^{TG} = 42,6$ mln USD dla Układu Hot Windbox; $J^{TG} = 33,1$ mln USD dla wariantu I (rozdział 4.4.3); $J^{TG} = 38,2$ mln USD dla wariantu IIa. Wariantu IIb nie analizowano, ponieważ jego praca ze względu na bardzo duże przeciążenie turbozespołu parowego byłaby niemożliwa.

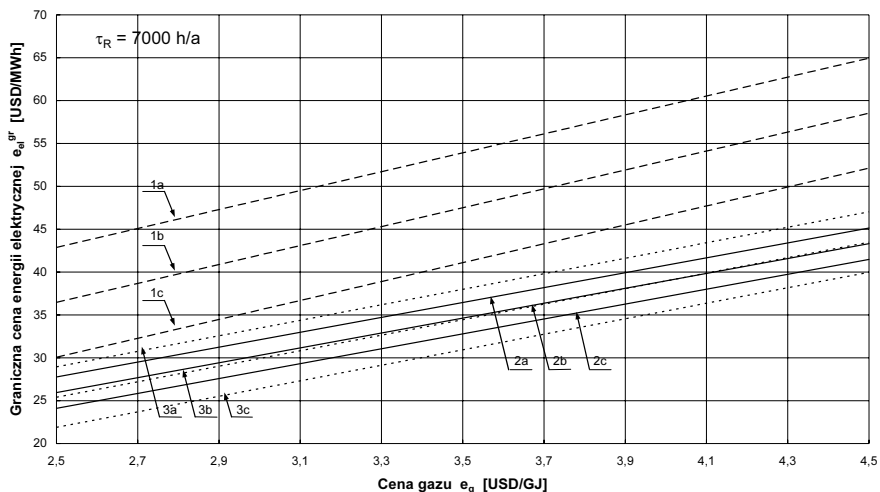
Na rys. 4.20, 4.21, 4.22 przedstawiono wyniki wielowariantowych obliczeń granicznej ceny energii elektrycznej wykonanych za pomocą wzoru (4.123) z pominięciem kosztów K_{sr}^{TG} i ΔK_{sr}^w jako wartości relatywnie małych, dla ceny węgla $e_{pal} = 0,8, 1,9$ i 3 USD/GJ oraz dla wartości rocznego czasu pracy elektrowni $\tau_R = 5000, 6000$ i 7000 h/a.



Rys. 4.20. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji ceny gazu dla czasu $\tau_R = 5000$ h/a (1 – układ Hot Windbox; 2 – wariant I; 3 – wariant IIa; cena węgla e_{pal} : a – 0,8 SD/GJ; b – 1,9 USD/GJ; c – 3,0 USD/GJ)



Rys. 4.21. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji ceny gazu dla czasu $\tau_R = 6000$ h/a (1 – układ Hot Windbox; 2 – wariant I; 3 – wariant IIa; cena węgla e_{pal} : a – 0,8 SD/GJ; b – 1,9 USD/GJ; c – 3,0 USD/GJ)

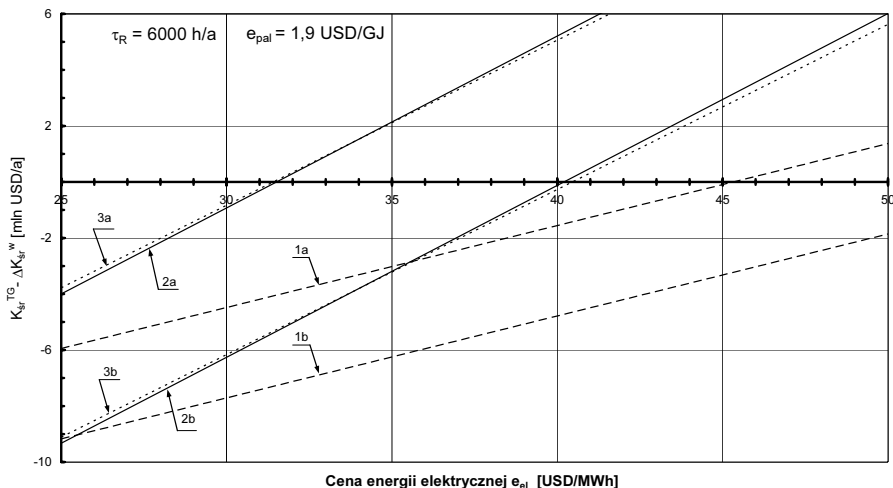


Rys. 4.22. Graniczna cena energii elektrycznej w funkcji ceny gazu dla czasu $\tau_R = 7000$ h/a (1 – układ Hot Windbox; 2 – wariant I; 3 – wariant IIa; cena węgla e_{pal} : a – 0,8 SD/GJ; b – 1,9 USD/GJ; c – 3,0 USD/GJ)

Gdy cena węgla jest niska nie opłaca się spalać drogiego gazu ziemnego w drogiej turbinie gazowej pomimo znaczącego wzrostu sprawności energetycznej wytwarzania energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni. Wydłużanie czasu τ_R , podnoszenie ceny węgla e_{pal} oraz obniżanie ceny gazu e_g zmniejsza wartość granicznej ceny energii elektrycznej e_{el}^{gr} , przy której modernizacja elektrowni przez nadbudowę turbiną gazową byłaby już opłacalna ekonomicznie. Najwyższa cena e_{el}^{gr} jest dla układu Hot Windbox z uwagi na najmniejszy przyrost $\Delta E_{el,R}$ pomimo równoczesnego najmniejszego zużycia drogiego gazu. Znacznie niższe, prawie takie same, są ceny e_{el}^{gr} dla wariantów I i IIa. Zmiana (obniżenie) nakładów inwestycyjnych J^{TG} nawet o 20% zmienia (zmniejsza) tę cenę we wszystkich wariantach nieznacznie, jedynie o kilka procent. W warunkach krajowych ceny e_{el}^{gr} są wyższe od aktualnej ceny sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wynoszącej najczęściej poniżej 25 USD/MWh przy cenie dla energetyki krajowego węgla kamiennego loco elektrownia ok. $e_{pal} = 1,9 \div 2$ USD/GJ. Cena $e_{el} = 25$ USD/MWh nie odzwierciedla jednak faktycznych kosztów wytwarzania energii elektrycznej w elektrowni (cena ta byłaby uzasadniona przy cenie węgla energetycznego niższej o ok.

połowę od ceny obecnej). Cena ta jest w zasadzie prawie równa tylko kosztowi spalania w niej węgla kamiennego. Zakładając bowiem średnią wartość sprawności wytwarzania energii elektrycznej w krajowych elektrowniach równą $\eta_{Eel} = 0,33$, koszt paliwowy wynosi aż $1,9\text{USD/GJ} \times 3,6\text{GJ/MWh} / 0,33 \cong 21\text{ USD/MWh}$. Uwzględniając konieczne koszty kapitałowe stanowiące obecnie w elektrowniach węglowych nawet ponad 50% rocznych kosztów ich działania, to cena sprzedaży energii elektrycznej powinna wynosić powyżej 42 USD/MWh (= 21 USD/MWh/0,5). Taka cena gwarantowałaby już w zasadzie opłacalność ekonomiczną modernizacji elektrowni przez ich nadbudowę turbiną gazową, znacząco poprawiającą efektywność energetyczną wytwarzania w nich energii elektrycznej oraz umożliwiałaby ponadto finansowanie budowy w nich instalacji ekologicznych, np. instalacji do odsiarczania i odazotowania spalin. Natomiast w elektrowniach opalanych węglem brunatnym, $e_{pal} \leq 0,8\text{ USD/GJ}$, modernizacja byłaby całkowicie nieefektywna ekonomicznie.

Wykorzystując wzór (4.123) można również wyznaczyć wartości kosztu ekologicznego $K_{sr}^{TG} - \Delta K_{sr}^w$ w funkcji ceny e_{el} sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni. Na rys. 4.23 zaprezentowano wyniki obliczeń tych wartości dla przykładowych realnych wartości: czasu $\tau_R = 6000\text{ h/a}$, ceny węgla kamiennego loco elektrownia $e_{pal} = 1,9\text{ USD/GJ}$ i ceny gazu ziemnego loco elektrownia $e_g = 3$ i 4 USD/GJ .



Rys. 4.23. Wartości $K_{sr}^{TG} - \Delta K_{sr}^w$ w funkcji ceny e_{el} sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni (1 – układ Hot Windbox; 2 – wariant I; 3 – wariant IIa; cena gazu e_g : a – 3,0 USD/GJ; b – 4,0 USD/GJ)

Na przykład przy cenie sprzedaży energii z elektrowni równej $e_{el} = 25$ USD/MWh i cenie gazu systemowego $e_g = 4$ USD/GJ, konieczne byłoby uzyskanie przez elektrownię dotacji w wysokości $K_{sr}^{TG} - \Delta K_{sr}^w \cong 9$ mln USD/a we wszystkich wariantach modernizacji. Z zależności (4.123) należałoby zatem wyznaczyć wysokość taryf ekologicznych, które przy danej cenie sprzedaży z elektrowni energii elektrycznej i cenie zakupu gazu gwarantowałyby opłacalność modernizacji (rozdział 4.5.4). W rozważonym przykładzie dopiero dla cen powyżej $e_{el} = 40$ USD/MWh przy cenie $e_g = 4$ USD/GJ dotacje w wariantach I i IIa (rys. 4.23) byłyby niepotrzebne – byłyby to zatem ceny ekonomicznie poprawne. Dla ceny $e_g = 3$ USD/GJ ceny energii elektrycznej w tych wariantach powinny być większe już tylko od 31 USD/MWh. Dla modernizacji elektrowni w układzie Hot Windbox cena energii elektrycznej powinna być większa od ponad 60 USD/MWh dla $e_g = 4$ USD/GJ oraz większa od 45 USD/MWh dla $e_g = 3$ USD/GJ. Sumując, gdyby cena sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni zawierała w sobie rzeczywiste koszty jej wytwarzania, tj. gdyby uwzględniała wszystkie ich składniki, w tym realny koszt opłat ekologicznych, to umożliwiłaby wówczas inwestycje modernizacyjne. W cenie energii powinien zawierać się ponadto konieczny zysk, będący siłą napędową wszelkiego postępu i rozwoju. Konieczne jest również urealnienie samych kosztów wytwarzania energii oraz, co istotne, ich struktury.

4.5.4. *Ekonomicznie uzasadniona wysokość opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego. Wpływ zmian cen nośników energii na wysokość opłat*

Opłaty ekologiczne w kraju nie są obecnie wysokie, co przy równocześnie niskiej cenie sprzedaży z krajowych elektrowni węglowych energii elektrycznej powoduje, że inwestycje modernizacyjne w elektrowniach, na przykład budowa instalacji do odsiarczania i odazotowania spalin, mogą być zamierzeniami z ekonomicznego punktu widzenia nieefektywnymi. Koszty kapitałowe i eksploatacji tych instalacji mogą bowiem przewyższać zmniejszenie opłat ekologicznych za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego, co w konsekwencji obniżałoby zysk lub powiększałoby stratę wynikającą z pracy elektrowni. Co więcej, niska cena energii elektrycznej – niewiele bowiem wyższa

od kosztu spalane go w nich drogiego krajowego węgla kamiennego – powoduje, że elektrownie często nie mają środków i możliwości finansowania – pomimo wielu ich sposobów (rozdział 1.4) – inwestycji ekologicznych. Zwiększenie opłacalności ekonomicznej inwestycji w „czystą” energię jest jednak możliwe przez zwiększenie sprawności energetycznej elektrowni w wyniku ich nadbudowy turbiną gazową, a tym samym zwiększenie ilości produkowanej w nich energii elektrycznej z równoczesnym dodatkowym wówczas zmniejszeniem emisji szkodliwych produktów spalania do otoczenia. Zmniejszenie emisji zanieczyszczeń wynikałoby wówczas ze zmniejszonego zużycia w nich węgla na skutek spalania w nich ekologicznego paliwa, jakim jest gaz ziemny. Jego atrakcyjność wynika z faktu, że w stosunku do paliw stałych i ciekłych pozwala on zdecydowanie zmniejszyć emisję gazów i eliminuje emisję pyłów. Spalanie gazu umożliwia prawie całkowite wyeliminowanie emisji dwutlenku siarki SO₂ (na jednostkę energii chemicznej spalane go węgla emisja SO₂ wynosi ok. 7,4 kg/GJ, dla gazu ziemnego w praktyce zero), zmniejsza się emisja tlenków azotu NO_x (na jednostkę energii chemicznej spalane go węgla emisja NO_x wynosi ok. 0,12÷0,16 kg/GJ, dla gazu ziemnego ok. 0,015÷0,045 kg/GJ), emisja dwutlenku węgla CO₂ spada o 35÷40% w porównaniu z urządzeniami zasilanymi węglem (na jednostkę energii chemicznej spalane go węgla emisja CO₂ wynosi ok. 98 kg/GJ, dla gazu ziemnego ok. 55 kg/GJ). W tabeli 4.5 przedstawiono wyniki obliczeń emisji gazów z elektrowni z tabeli 4.4 sprzed i po jej modernizacji.

Tabela 4.5

Emisja gazów z elektrowni

Emisja gazów *)	Przed modernizacją	Po modernizacji Układ równoległy wariant IIa	Zmiana emisji [%]
CO ₂ [Mg/a]	707646,2	816048,0	15,32
SO ₂ [Mg/a]	53723,3	39693,9	-26,11
NO _x [Mg/a]	938,7	800,2	-14,76
suma	762308,3	856542,1	12,36

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

Jednak przy obecnych w kraju relacjach cenowych pomiędzy nośnikami energii, przy wysokiej cenie importowanego systemowego gazu ziemnego wynoszącej ponad 4 USD/GJ (jedynie cena gazu ziemnego ze źródeł krajowych, wynosząca dla energetyki ok. 3 USD/GJ, jest relatywnie niska), przy niskiej,

nieodzwierciedlającej faktycznych kosztów wytwarzania cenie sprzedawanej z elektrowni energii elektrycznej (ok. 25 USD/MWh) oraz przy wspomnianych już niskich opłatach ekologicznych (koszt ekologiczny za wyprodukowanie w elektrowni opalanej węglem kamiennym jednej kWh energii elektrycznej wynosi zaledwie ok. 0,005 USD/kWh; przy tej samej ilości energii chemicznej spalane go gazu ziemnego koszt ten wyniósłby ok. $3 \cdot 10^{-5}$ USD/kWh), modernizacja elektrowni przez ich nadbudowę turbiną gazową oraz budowę instalacji do odsiarczania i odazotowania spalin jest ze względów ekonomicznych problematyczna. Opłacalność ekonomiczną tych modernizacji można by jednak zwiększyć, podnosząc taryfy opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego. Istotne jest zatem określenie koniecznych granic zwiększenia tych opłat tak, aby spalanie ekologicznego gazu ziemnego w turbinach gazowych i inwestycje w instalacje ekologiczne było ekonomicznie uzasadnione. Na przykład w [6] podano, że wysokość tych taryf wynosi: $\text{CO}_2 = 0,015$ USD/kg, $\text{SO}_2 = 4,47$ USD/kg, $\text{NO}_2 = 1,81$ USD/kg, $\text{N}_2\text{O} = 4,4$ USD/kg i koszt ekologiczny za wyprodukowanie jednej kWh energii dochodzi do 0,03 USD/kWh, gdy w Polsce natomiast opłaty te są nieporównywalnie mniejsze i wynoszą zaledwie: $\text{CO}_2 = 0,23$ zł/tonę, $\text{SO}_2 = 0,43$ zł/kg, tlenki azotu w przeliczeniu na $\text{NO}_2 = 0,43$ zł/kg (DzU z 2006 r. nr 129, poz. 902, nr 169, poz. 1199 i nr 170, poz. 1217). Co więcej, relacje cenowe pomiędzy nośnikami energii powinny być ekonomicznie poprawne. Cena energii elektrycznej, przy danej cenie gazu i węgla powinna być na odpowiednio wysokim poziomie, takim, aby stosowanie turbin gazowych oraz budowa instalacji ekologicznych nie generowało strat finansowych. Zmniejszenie kosztu ekologicznego i przyrost przychodu z dodatkowej produkcji energii elektrycznej w zmodernizowanej elektrowni powinny „pokryć” koszt zakupu gazu. Właśnie te wielkości powinny kształtować jego cenę. Wykorzystując równania (4.123), (4.124), (4.125), (4.86), równanie (4.92) na strumień energii chemicznej węgla spalane go w elektrowni o sprawności η_{El} i mocy N_{el}^{TP} przed modernizacją, zależności (4.100), (4.101) na sprawności pozorne turbozespołów gazowego i parowego oraz zapisując koszty ekologiczne K_{sr}^{TG} , ΔK_{sr}^w za pomocą wzorów

$$K_{sr}^{TG} = \frac{N_{el}^{TG}}{\eta_{TG}} \left(\rho_{g\text{CO}_2} P_{\text{CO}_2} + \rho_{g\text{SO}_2} P_{\text{SO}_2} + \rho_{g\text{NO}_x} P_{\text{NO}_x} \right) \tau_R, \quad (4.126)$$

$$\Delta K_{sr}^w = (\Delta \dot{P}W_d)_{pal} \left(\rho_{w\text{CO}_2} P_{\text{CO}_2} + \rho_{w\text{SO}_2} P_{\text{SO}_2} + \rho_{w\text{NO}_x} P_{\text{NO}_x} \right) \tau_R, \quad (4.127)$$

otrzymuje się (przy dodatkowym założeniu, że $p_{\text{SO}_2} = p_{\text{NO}_x}$) zależność na wysokość opłat za emisję NO_x i SO_2

$$p_{SO_2} = p_{NO_x} \geq \frac{\rho_{gCO_2} - A\eta_{TG}\rho_{wCO_2}}{B\eta_{TG}} p_{CO_2} + \frac{z\rho + \delta_{rem}}{B\tau_R} i^{mod} + \frac{1}{B\eta_{TG}} e_g - \frac{\eta_{\Delta}(1 - \varepsilon_{el})}{B\eta_{TG}} e_{el} - \frac{A}{B} e_{pal}$$

,

(4.128)

przy czym

$$(\Delta\dot{P}W_d)_{pal} = AN_{el}^{TG}, \quad (4.129)$$

$$\Delta N_{el}^{TP} = \left(\frac{\eta_{\Delta}}{\eta_{TG}} - 1 \right) N_{el}^{TG}, \quad (4.130)$$

$$A = \frac{\beta\eta_{TG}(\chi - \eta_{Eel}) - (\eta_{\Delta} - \eta_{TG})\eta_{Eel}}{\eta_{TG}\chi\eta_{Eel}}, \quad (4.131)$$

$$B = A(\rho_{wSO_2} + \rho_{wNO_x}) - \frac{\rho_{gSO_2} + \rho_{gNO_x}}{\eta_{TG}}, \quad (4.132)$$

$$\beta = \frac{N_{el}^{TP}}{N_{el}^{TG}}, \quad (4.133)$$

gdzie:

i^{mod} – jednostkowe (na jednostkę mocy turboszespołu gazowego) nakłady inwestycyjne na modernizację elektrowni,

$p_{CO_2}, p_{NO_x}, p_{SO_2}$ – opłata za emisję CO₂, NO_x, SO₂, USD/kg,

$\rho_{gCO_2}, \rho_{gNO_x}, \rho_{gSO_2}$ – emisja CO₂, NO_x, SO₂ na jednostkę energii chemicznej gazu, kg/GJ,

$\rho_{wCO_2}, \rho_{wNO_x}, \rho_{wSO_2}$ – emisja CO₂, NO_x, SO₂ na jednostkę energii chemicznej węgla, kg/GJ.

W równaniu (4.128) nie występuje w sposób jawny moc N_{el}^{TG} turboszespołu gazowego. Pomimo tego zależność ta jest funkcją tej mocy oraz dodatkowo jest funkcją sposobu przeprowadzenia modernizacji elektrowni, ponieważ wielkości $\beta, \eta_{\Delta}, \chi$ są ich funkcjami. W równaniu (4.128) przyjęto ponadto liniową zależność nakładów inwestycyjnych na modernizację elektrowni $J^{mod} = N_{el}^{TG} i^{mod}$, co nie wprowadza jednak do obliczeń znaczących błędów. Pominięto również opłaty za emisję pyłów przyjmując, że wszystkie elektrownie są już wyposażone w instalacje do odpylania spalin, a spaliny powstałe ze spalania gazu ziemnego pyłów nie zawierają.

4.5.4.1. Dyskusja i analiza rezultatów przykładowych obliczeń

W ujęciu liczbowym równanie (4.128) na wysokość opłat za emisję NO_x i SO_2 – dla takich samych danych wejściowych jak dane w rozdziałach 4.5.1.1, 4.5.2.1 i 4.5.3.1 – przedstawia się zależnością:

- układ Hot Windbox

$$p_{SO_2} = p_{NO_x} \geq 0,7897 p_{CO_2} + 3,7917 \frac{i^{\text{mod}}}{\tau_R} + 0,2509 e_g - 0,0227 e_{el} - 0,1328 e_{pal} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kg}} \right], \quad (4.134)$$

- wariant I

$$p_{SO_2} = p_{NO_x} \geq 25,1874 p_{CO_2} + 10,5266 \frac{i^{\text{mod}}}{\tau_R} + 0,6966 e_g - 0,0770 e_{el} - 0,1339 e_{pal} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kg}} \right] \quad (4.135)$$

- wariant IIa

$$p_{SO_2} = p_{NO_x} \geq 7,6247 p_{CO_2} + 5,6784 \frac{i^{\text{mod}}}{\tau_R} + 0,3758 e_g - 0,0415 e_{el} - 0,1331 e_{pal} \left[\frac{\text{USD}}{\text{kg}} \right], \quad (4.136)$$

przy czym wartości poszczególnych zmiennych w tych zależnościach wyrażone są wówczas kolejno: cena gazu e_g i cena węgla e_{pal} w USD/GJ, cena energii elektrycznej e_{el} w USD/MWh, jednostkowe nakłady inwestycyjne i^{mod} w USD/kW, roczny czas pracy elektrowni τ_R w h/a, opłata p_{CO_2} za emisję CO_2 w USD/kg (do obliczeń przyjęto jej wartość równą $p_{CO_2} = 5 \cdot 10^{-5}$ USD/kg). W równaniach od (4.134) do (4.136) przyjęto ponadto: $\rho_{gCO_2} = 55$ kg/GJ, $\rho_{gNO_x} = 0,02$ kg/GJ, $\rho_{gSO_2} = 0,0$ kg/GJ, $\rho_{wCO_2} = 98$ kg/GJ, $\rho_{wNO_x} = 0,13$ kg/GJ, $\rho_{wSO_2} = 7,44$ kg/GJ. Jednostkowe nakłady inwestycyjne na modernizację przyjęto: dla układu Hot Windbox $i^{\text{mod}} = 839$ USD/kW, dla układu równoległego w wariantcie I $i^{\text{mod}} = 394$ USD/kW, dla układu równoległego w wariantcie IIa $i^{\text{mod}} = 455$ USD/kW.

Badając wpływ zmian cen poszczególnych nośników energii oraz rocznego czasu pracy elektrowni na wysokość opłat ekologicznych najdogodniej jest posłużyć się różniczkami

$$(dp_{SO_2})_{e_g = \text{var}} = \frac{1}{B\eta_{TG}} de_g, \quad (4.137)$$

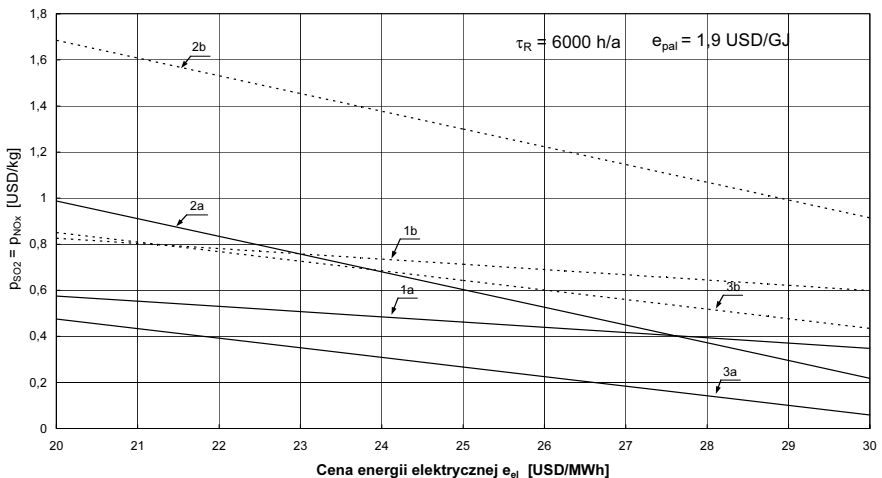
$$(dp_{SO_2})_{e_{el} = \text{var}} = -\frac{\eta_{\Delta}(1 - \varepsilon_{el})}{B\eta_{TG}} de_{el}, \quad (4.138)$$

$$(dp_{SO_2})_{e_{pal} = \text{var}} = -\frac{A}{B} de_{pal}, \quad (4.139)$$

$$(dp_{SO_2})_{\tau_R = \text{var}} = \frac{-(z\rho + \delta_{rem})i^{\text{mod}}}{B\tau_R^2} d\tau_R. \quad (4.140)$$

Na przykład stosunek pochodnej dp_{SO_2}/de_{el} do pochodnej dp_{SO_2}/de_g w wariantcie IIa przyjmuje bezwzględną wartość równą 0,11, co przy takich samych wartościach zmian ceny e_{el} i e_g oznacza, że istotnie większy wpływ na zmianę opłat ekologicznych ma cena gazu. Taki sam charakter zmian ma miejsce w pozostałych wariantach modernizacji elektrowni. Wartość pochodnej $dp_{SO_2}/d\tau_R$ dla tego wariantu modernizacji elektrowni przy $\tau_R = 6000$ h/a wynosi zaledwie $-2,58 \cdot 10^{-7}$ co powoduje, że wpływ czasu τ_R na p_{NO_x} i p_{SO_2} nie jest relatywnie wielki.

Przykładowe obliczenia wartości $p_{NO_x} = p_{SO_2}$ w funkcji cen e_{el} i e_g przedstawiono na rysunku 4.24.



Rys. 4.24. Wartości opłaty p_{SO_2} za emisję SO_2 w funkcji ceny e_{el} sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni (1 – układ Hot Windbox; 2 – wariant I; 3 – wariant IIa; cena gazu e_g : a – 3,0 USD/GJ; b – 4,0 USD/GJ)

Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, najniższe konieczne opłaty za emisję szkodliwych substancji do otoczenia gwarantujące opłacalność modernizacji elektrowni, są dla wariantu IIa. Wynika to z największej termodynamicznej opłacalności tego sposobu modernizacji elektrowni, z największego możliwego zmniejszenia ilości spalane go w nich węgla. Najwyższe opłaty przy cenie sprzedaży energii elektrycznej z elektrowni wynoszącej ok. $e_{el} = 25$ USD/MWh musiałyby być natomiast w wariantcie I. W przypadku wariantu IIa opłaty te przy tej cenie $e_{el} = 25$ USD/MWh i przy cenie gazu $e_g = 4$ USD/GJ, powinny wynosić $p_{NO_x} = p_{SO_2} = 0,643$ USD/kg, a przy cenie gazu równej 3 USD/GJ natomiast 0,267 USD/kg. Opłaty te są zatem kilkakrotnie większe od opłat obecnych, wynoszących 0,4 zł/kg.

4.5.4.2. Podsumowanie

- Najślabszym ogniwem w elektrowni z punktu widzenia wytwarzania w niej energii elektrycznej jest opalany węglem kocioł parowy, pomimo jego wysokiej sprawności energetycznej. Kocioł stanowi bowiem generującą największe straty egzergii „ściankę wymiennika” pomiędzy spalinami a wodą, będącą pośrednim nośnikiem energii w łańcuchu przemian wytwarzania w elektrowni energii elektrycznej. Efektywność energetyczna modernizacji elektrowni będzie zatem rosła, gdy będą maleć w kotle straty egzergii. Całkowite wyeliminowanie kotła węglowego ma miejsce w klasycznym, obecnie najdoskonalszym termodynamicznie, szeregowym układzie gazowo-parowym (rys. 4.29), w którym w turbinie gazowej do bezpośredniego wytwarzania energii elektrycznej służą spaliny o wysokiej temperaturze, a dopiero w części parowej w kotle odzyskowym wykorzystywana jest już niskotemperaturowa entalpia tych spalin. Spiętrzenia temperaturowe w kotle odzyskowym są kilka rzędów mniejsze niż w kotle węglowym, a tym samym straty w nim egzergii na skutek nieodwracalnego przepływu ciepła pomiędzy spalinami a czynnikiem roboczym są wielokrotnie mniejsze. Termodynamicznym kryterium poszukiwania optymalnego rozwiązania modernizacji elektrowni przez nadbudowę turbiny gazową powinna być zatem minimalizacja sumy strat egzergii w kotle odzyskowym i w istniejącym kotle węglowym z uwzględnieniem ogra-

niczeń, takich jak dopuszczalne technicznie zmiany obciążenia kotła węglowego i turbozespołu parowego w istniejącej elektrowni. Nadbudowa w układzie równoległym pozwala niemalże na podwojenie mocy elektrowni (tabela 3.3), co powodowałoby, że niepotrzebna byłaby budowa w kraju nowych źródeł energii w przypadku jej deficytu.

- Podstawowym warunkiem ekonomicznej opłacalności modernizacji elektrowni ze stosowaniem w nich turbin gazowych i spalaniem w nich ekologicznego gazu ziemnego, są poprawne ekonomicznie relacje cenowe pomiędzy ceną gazu do ceny węgla i ceny energii elektrycznej. Graniczne relacje cenowe pomiędzy nośnikami energii dla energetyki powinny być wyznaczane dla granicznej wartości efektywności ekonomicznej pracy. Przy aktualnej strukturze cen nośników energii modernizacja elektrowni przez nadbudowę turbiną gazową czy to w układzie Hot Windbox czy w układzie równoległym, jest nieopłacalna. Zwiększenie ceny sprzedaży energii elektrycznej przez elektrownie (lub obniżenie ceny węgla przez urealnienie kosztów jego wydobycia) do poziomu odzwierciedlającego faktyczne koszty jej wytwarzania, tj. przy aktualnych cenach węgla do poziomu powyżej 42 USD/MWh, spowodowałoby już opłacalność ich modernizacji, przy równoczesnym znaczącym wzroście efektywności energetycznej wytwarzania w nich energii elektrycznej. Co więcej, wysoka cena gazu ziemnego, przy niskiej cenie energii elektrycznej w kraju, nie pozwala na szerokie jego wprowadzanie do energetyki. Należałoby ponadto wprowadzić – odzwierciedlające rzeczywiste wyrządzone szkody w środowisku – odpowiednio wysokie opłaty za emisję do otoczenia dwutlenku siarki SO_2 , tlenków azotu NO_x , emisję pyłów oraz odpowiednio wysokie opłaty za emitowany do atmosfery dwutlenek węgla CO_2 i wyrządzone przez niego, chociaż bardzo trudne do oszacowania, szkody. Wprowadzenie realnych opłat za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego powinno przyczyniać się do opłacalności ekonomicznej budowy instalacji zmniejszających zanieczyszczenie środowiska naturalnego oraz powinno przyczyniać się do wykorzystywania gazu ziemnego w energetyce. Istotnie zwiększyłyby ekonomiczną opłacalność spalania ekologicznego gazu ziemnego w turbinach gazowych.

4.6. Optymalny rozdział obciążeń pomiędzy równoległe pracujące urządzenia w zespole elektrociepłowni pracujących na wspólną sieć ciepłowniczą

W sytuacji, gdy zespół dwóch lub więcej ($n \geq 2$) elektrociepłowni pracuje równolegle na wspólną sieć ciepłowniczą [20] i jeżeli ponadto jego sumaryczne chwilowe (godzinowe, dobowe) obciążenie cieplne $\dot{Q} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i$ jest zdeterminowane przez potrzeby odbiorców, to można (należy) dokonać optymalnego rozdziału pomiędzy poszczególne elektrociepłownie obciążeń \dot{Q}_i tak, aby przy danym każdorazowo chwilowym obciążeniu $\dot{Q} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i = \text{const}$ był zapewniony największy zysk z eksploatacji całego zespołu. Rozdział obciążenia \dot{Q} podlega równościowym i nierównościowym ograniczeniom wynikającym m.in. z możliwości przesyłowych ciepła z poszczególnych elektrociepłowni przez sieć ciepłowniczą do poszczególnych odbiorców.

Warunkiem koniecznym dokonywania rozdziału obciążenia \dot{Q} jest, aby zespół elektrociepłowni miał jednego właściciela. W przeciwnym przypadku każdy z właścicieli poszczególnych elektrociepłowni będzie dążył do jak największego zysku dla siebie i będzie starał się przejąć z całkowitej mocy chwilowej \dot{Q} jak największą moc cieplną \dot{Q}_i .

W sytuacji zatem jednego właściciela, na przykład zespołu trzech elektrociepłowni ($n = 3$; wzór (4.142)), celowa (konieczna) jest optymalizacja rozdziału mocy \dot{Q} i następnie rozdziału mocy \dot{Q}_i pomiędzy pracujące w poszczególnych elektrociepłowniach urządzenia tak, aby zagwarantować maksymalny zysk również i z ich eksploatacji. Optymalizacja rozdziału mocy cieplnej \dot{Q}_i w elektrociepłowniach, będących ogniwami ciągu technologicznego wytwarzania ciepła grzejnego w zespole, będzie bowiem dodatkowo maksymalizować efekt ekonomiczny osiąganym z eksploatacji całego zespołu.

Optymalny rozdział obciążenia $\dot{Q}_{i \text{ opt}} = \dot{Q}_{i \text{ Aopt}} + \dot{Q}_{i \text{ Bopt}} + \dot{Q}_{i \text{ Copt}} + \dots$ w i -tej elektrociepłowni pomiędzy poszczególne pracujące w niej urządzenia A, B, C, \dots jest zagwarantowany, gdy występuje równość przyrostów względnych kosztów eksploatacji (koszty amortyzacji mają stałą wartość) ich działania $K_{eA}, K_{eB}, K_{eC}, \dots$ przy obciążeniu $\dot{Q}_{iA}, \dot{Q}_{iB}, \dot{Q}_{iC}, \dots$ [22]

$$\frac{\partial K_{eA}}{\partial \dot{Q}_{iA}} = \frac{\partial K_{eB}}{\partial \dot{Q}_{iB}} = \frac{\partial K_{eC}}{\partial \dot{Q}_{iC}} = \dots \quad i = 1 \div n \quad (4.141)$$

Rozwiązanie (4.141) jest rozwiązaniem szczególnym przy równościowym ograniczeniu mocy cieplnej $\dot{Q}_i = \dot{Q}_{iA} + \dot{Q}_{iB} + \dot{Q}_{iC} + \dots = \text{const}$. W przypadku n

elektrociepłowni moc \dot{Q}_i jest zmienna, $\dot{Q}_i = \dot{Q}_{iA} + \dot{Q}_{iB} + \dot{Q}_{iC} + \dots = \text{var}$, przy warunku $\dot{Q} = \sum_{i=1}^n \dot{Q}_i = \text{const}$. Należy przy tym zaznaczyć, że zespół n elektrociepłowni można traktować jako jedną elektrociepłownię i przy poszukiwaniu optymalnego rozdziału obciążeń posługiwać się zależnością (4.141), jako że ograniczenie $\sum_{i=1}^n \dot{Q}_i = \sum_{i=1}^n (\dot{Q}_{iA} + \dot{Q}_{iB} + \dot{Q}_{iC} + \dots) = \text{const}$ jest równościowe. W rzeczywistości jednak w czasie pracy elektrociepłowni występuje co najmniej kilka ograniczeń i to nie tylko równościowych, ale i nierównościowych, mających charakter techniczny, technologiczny, eksploatacyjny, ekonomiczny, również losowy (w przypadku awarii któregoś urządzenia w algorytmie optymalizacyjnym musi być możliwość podstawienia za jego sprawność energetyczną wartości równej zero), i optymalnego rozdziału obciążeń należy dokonywać wykorzystując pojęcie zysku ekonomicznego Z (wzór (4.142)).

Wspomniane powyżej ograniczenia wyznaczają obszar dopuszczalnych rozwiązań, tj. obszar, do którego należą wszystkie zmienne decyzyjne (zmienne wejściowe), które determinują pracę elektrociepłowni. W obliczeniach optymalizacyjnych należy przyjąć, które zmienne decyzyjne będą traktowane jako zmienne niezależne (ich liczba jest mniejsza od sumarycznej liczby zmiennych o liczbę ograniczeń równościowych), a które będą wyliczane z ograniczeń równościowych. Wszystkie zmienne decyzyjne muszą ponadto spełniać ograniczenia nierównościowe. Jeśli tak nie jest, to funkcjonal (4.142) należy „obciążać” funkcją kary (np. odjąć bardzo dużą liczbę od (4.142)) istotnie pomniejszającą jego wartość, aby w konsekwencji wartość ta, jako bardzo mała, została odrzucona, a z nią zostały „odrzucone” wartości zmiennych decyzyjnych jako wartości nieoptymalne.

Chwilowy zysk Z (jeśli chwilowe zyski będą maksymalne, to również będący ich sumą roczny zysk Z_R będzie maksymalny) z eksploatacji zespołu elektrociepłowni przedstawia się za pomocą funkcjonau

$$Z = \sum_{i=1}^3 (Q_{iA} + Q_{iB} + Q_{iC} + \dots) e_{ci} + \sum_{i=1}^3 (E_{el iA}^{EC} + E_{el iB}^{EC} + E_{el iC}^{EC} + \dots) e_{eli} - \sum_{i=1}^3 (K_{kap iA} + K_{kap iB} + K_{kap iC} + \dots) - \sum_{i=1}^3 (K_{eiA} + K_{eiB} + K_{eiC} + \dots) \rightarrow \max \quad (4.142)$$

gdzie:

e_c, e_{el} – jednostkowe ceny ciepła i energii elektrycznej,

$Q_i = Q_{iA} + Q_{iB} + Q_{iC} + \dots$ – chwilowa (np. godzinowa lub dobową) produkcja netto ciepła w poszczególnych elektrociepłowniach,

$E_{eli}^{EC} = E_{eliA}^{EC} + E_{eliB}^{EC} + E_{eliC}^{EC} + \dots$ – chwilowa (np. godzinowa lub dobową) produkcja netto energii elektrycznej w poszczególnych elektrociepłowniach,

$K_{kapi} = K_{kapiA} + K_{kapiB} + K_{kapiC} + \dots$ – koszty kapitałowe (amortyzacja) w poszczególnych elektrociepłowniach odniesione do rozpatrywanego czasu produkcji ciepła i energii elektrycznej,

$K_{ei} = K_{eiA} + K_{eiB} + K_{eiC} + \dots$ – koszty eksploatacji w poszczególnych elektrociepłowniach ponoszone w rozpatrywanym czasie produkcji ciepła i energii elektrycznej.

Maksymalną wartość zysku Z należy wyliczać w następujący sposób. Dla wynikającej z potrzeb cieplnych sumarycznej chwilowej mocy cieplnej zespołu trzech elektrociepłowni $\dot{Q} = \sum_{i=1}^3 \dot{Q}_i = \text{const}$ (chwilowa sumaryczna moc cieplna

\dot{Q} jest wielkością zadaną; sposób jej zadawania również jest funkcjonalem, tj. zależy od wielu funkcji, np. od temperatury otoczenia będącej funkcją czasu) jest dokonywany jej rozdział pomiędzy poszczególne elektrociepłownie w taki sposób, aby produkowana była w nich maksymalna ilość energii elektrycznej przy równocześnie minimalnych rocznych kosztach działania zespołu: sumy kosztów kapitałowych i eksploatacji. Gwarantuje to maksymalny zysk z jego pracy (wzór (1.34)). W tym celu muszą być wykorzystywane aktualizowane na bieżąco statyczne charakterystyki energetyczne kotłów i turbozespołów we wszystkich elektrociepłowniach (konieczne jest zatem bieżące zdalne „zbiieranie” wyników pomiarów termicznych parametrów pracy poszczególnych urządzeń). Wyliczenia, jak już zaznaczono, podlegają wielu ograniczeniom, równościowym i nierównościowym, wynikającym ze specyfiki działania zespołu i poszczególnych elektrociepłowni. Na przykład podlegają ograniczeniom wynikającym z możliwości przesyłowych ciepła z poszczególnych elektrociepłowni przez sieć ciepłowniczą do poszczególnych odbiorców, z możliwości i konieczności sprzedaży energii elektrycznej obwarowanej kontraktami bilansującymi na rynku energii itd. Struktura ograniczeń ma zatem charakter hierarchiczny, musi być ustopniowana według ważności, tj. zależności i podporządkowania.

Poszukiwania *online* maksimum funkcjonala (4.142) dogodnie jest przeprowadzać wyliczając w pierwszym etapie jego wartości dla dostatecznie dużej liczby zmiennych decyzyjnych „przechesując” obszar dopuszczalnych rozwiązań (np. metodą *Monte Carlo*). Pozwala to na znalezienie obszaru, w

którym znajduje się maksimum globalne. Następnie w celu dokładniejszego ustalenia jego wartości można posłużyć się jedną z *metod gradientowych* [8], przyjmując, że punktem startowym (bazowym) do tych obliczeń jest zespół zmiennych decyzyjnych, dla których wyliczona w pierwszym etapie wartość funkcjonau osiągnęła wartość największą ze wszystkich wyliczonych wartości.

4.6.1. *Możliwe założenia upraszczające*

Jak już zaznaczono, koszty kapitałowe (koszty amortyzacji) $\sum_{i=1}^3 K_{kap\ i}$ wynikające z nakładów inwestycyjnych są stałe (symulacja i analiza sposobów modernizacji elektrociepłowni, pozwalających na zwiększanie zysku Z dzięki zwiększaniu produkcji energii elektrycznej przy zadanych potrzebach na ciepło grzejne, wymagać będzie uwzględnienia kosztów amortyzacji; w elektrociepłowniach mogą na przykład zostać zmodernizowane układy przepływowe turbin zwiększające ich sprawność wewnętrzną, może być przeprowadzona modernizacja układów chłodzenia i zabiegi zmniejszające elektryczne potrzeby własne, może zostać dobudowany akumulator ciepła i niskoprężny człon kondensacyjny do turbin przeciwprężnych lub upustowo-przeciwprężnych, czy w końcu może zostać nadbudowany turbiną gazową układ cieplny którejś z elektrociepłowni) i w rachunku optymalizacyjnym koszty te „znoszą” się, i można dokonać optymalnego rozdziału obciążeń, biorąc pod uwagę wyłącznie koszty eksploatacji $\sum_{i=1}^3 K_{e\ i}$. Jeżeli dodatkowo założy się, że wszystkie składniki kosztów eksploatacji

$$K_e = K_{pal} + K_{wu} + K_p + K_{rem} + K_m + K_P + K_{\acute{s}r} \quad (4.143)$$

gdzie:

K_{pal} – koszt spalanego w elektrociepłowni paliwa (np. węgla),

K_{wu} – koszt wody uzupełniającej,

K_p – koszt płac,

K_{rem} – koszt konserwacji i remontów,

K_m – koszt surowców nieenergetycznych i materiałów pomocniczych,

K_P – koszt energii elektrycznej do napędu pomp przetłaczających wodę sieciową i pomp uzupełniających,

$K_{\acute{s}r}$ – koszt za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego,

poza kosztami paliwa K_{pal} , kosztami energii elektrycznej do napędu pomp przetłaczających wodę sieciową i pomp uzupełniających K_P oraz kosztami za gospodarcze korzystanie ze środowiska $K_{\acute{s}r}$ również pozostaną stałe: $K_{wu} = \text{const}$, $K_p = \text{const}$, $K_{rem} = \text{const}$, $K_m = \text{const}$, to kryterium optymalizacji (4.142) sprowadza

się do żądania, aby przyrost zysku ΔZ z pracy zespołu trzech elektrociepłowni osiągał wartość maksymalną

$$\begin{aligned} \Delta Z = Z^1 - Z^2 &= \left(\sum_{i=1}^3 Q_i e_{c_i} + \sum_{i=1}^3 E_{el_i}^{EC1} e_{el_i} - \sum_{i=1}^3 K_{kap_i} - \sum_{i=1}^3 K_{e_i}^1 \right) - \\ &- \left(\sum_{i=1}^3 Q_i e_{c_i} + \sum_{i=1}^3 E_{el_i}^{EC2} e_{el_i} - \sum_{i=1}^3 K_{kap_i} - \sum_{i=1}^3 K_{e_i}^2 \right) = \\ &= \sum_{i=1}^3 \Delta E_{el_i}^{EC} e_{el_i} - \sum_{i=1}^3 \Delta K_{pal} - \sum_{i=1}^3 \Delta K_P - \sum_{i=1}^3 \Delta K_{sr} \rightarrow \max \end{aligned} \quad (4.144)$$

Podsumowując, optymalne wartości obciążeń $\dot{Q}_{iA\ opt}$, $\dot{Q}_{iB\ opt}$, $\dot{Q}_{iC\ opt}$... należy wyliczać za pomocą funkcjonałów (4.142) lub (4.144).

4.7. Warunki ekonomicznej opłacalności stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

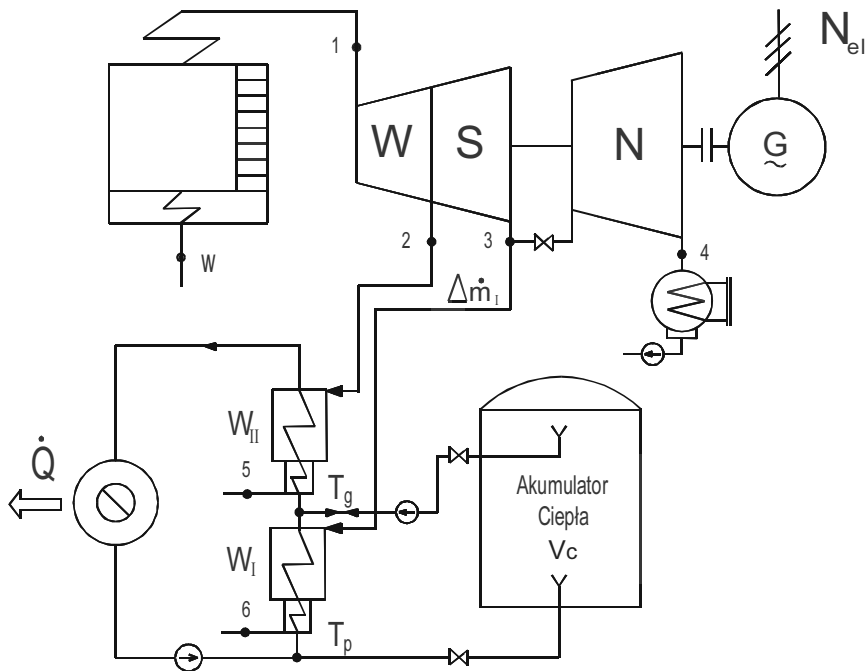
Produkcja dodatkowej ilości energii elektrycznej w elektrociepłowni w szczycie obciążenia krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE) i jej obniżenie w okresie doliny dzięki akumulacji ciepła może zwiększyć efektywność ekonomiczną pracy elektrociepłowni. W Polsce idea akumulacji (rys. 4.25), w przeciwieństwie do krajów skandynawskich i Niemiec, spotyka się jeszcze z małym, choć rosnącym, zainteresowaniem.

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania w elektrociepłowniach akumulatorów ciepła (zwanymi również zasobnikami ciepła lub zasobnikami gorącej wody sieciowej [22, 23]) i ich pracy, ze względu na maksymalizację produkcji szczytowej energii elektrycznej, jest rozliczanie jej zakupu przez spółki dystrybucyjne za odpowiednio wysoką cenę. Konieczne jest zatem ustalenie taryfowej różnicy cen zakupu energii elektrycznej w szczycie i w dolinie obciążenia KSE. Cena w szczycie w stosunku do ceny z doliny powinna być na odpowiednio wysokim poziomie.

Warunkiem wystarczającym ekonomicznej opłacalności budowy zasobników ciepła w elektrociepłowniach jest, aby w wyniku ich budowy obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła gwarantowało odpowiednio duży przyrost zdyskontowanego skumulowanego zysku netto, odpowiednio wysoką stopę oprocentowania zainwestowanego kapitału oraz krótki okres zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych na budowę (rozdział 1). Z reguły inwestor chce, aby zysk z inwestycji, z uwagi na ponoszone ryzyko inwestowania, przewyższał zysk z lokat na rynku kapitałowym.

4.7.1. Analiza termodynamiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

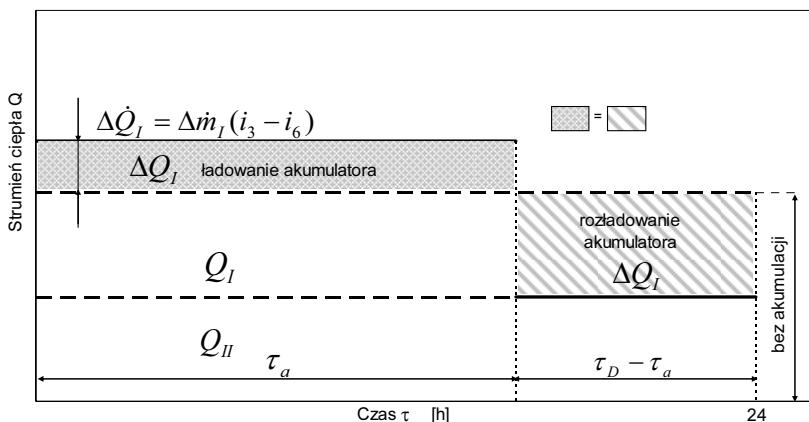
Akumulator ciepła (rys. 4.25) pozwala gromadzić gorącą wodę sieciową w godzinach τ_a zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną.



Rys. 4.25. Schemat ideowy elektrociepłowni z akumulatorem ciepła

Akumulacji podlega wówczas dodatkowa ilość wody sieciowej, która jest podgrzewana w wymienniku podstawowym W_I (wymaga to zwiększenia mocy wymiennika) dzięki zwiększonemu strumieniowi upustowej pary grzejnej o wartość $\Delta\dot{m}_1$ (wzór (4.148)). W godzinach szczytu ($\tau_D - \tau_a$) natomiast upust zasilający wymiennik W_I jest zamykany i cała upustowa para grzejna jest kierowana do części kondensacyjnej turbiny w celu produkcji dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, a zgromadzona w akumulatorze podgrzana

woda jest w tym czasie wprowadzana do sieci ciepłowniczej i uzupełnia brakującą moc cieplną (rys. 4.26, 4.27).



Rys. 4.26. Obciążenie cieplne elektrociepłowni z akumulatorem ciepła

W układzie bez akumulacji moc elektryczna turbozespołu parowego wyraża się wzorem (w celu uproszczenia rozważań pominięto regeneracyjne podgrzewania wody zasilającej)

$$N_{el} = [\dot{m}_1(i_1 - i_2) + (\dot{m}_1 - \dot{m}_{II})(i_2 - i_3) + (\dot{m}_1 - \dot{m}_{II} - \dot{m}_I)(i_3 - i_4)]\eta_{me}, \quad (4.145)$$

gdzie:

i_1, i_2, i_3, i_4 – entalpia właściwa pary świeżej, par upustowych oraz pary odprowadzanej do skraplacza,

$\dot{m}_1, \dot{m}_I, \dot{m}_{II}$ – strumień pary świeżej, pary upustowej zasilającej wymienniki ciepłowniczy podstawowy W_I w układzie bez akumulacji i strumień pary zasilającej wymiennik szczytowy W_{II} ,

η_{me} – sprawność elektromechaniczna turbozespołu,

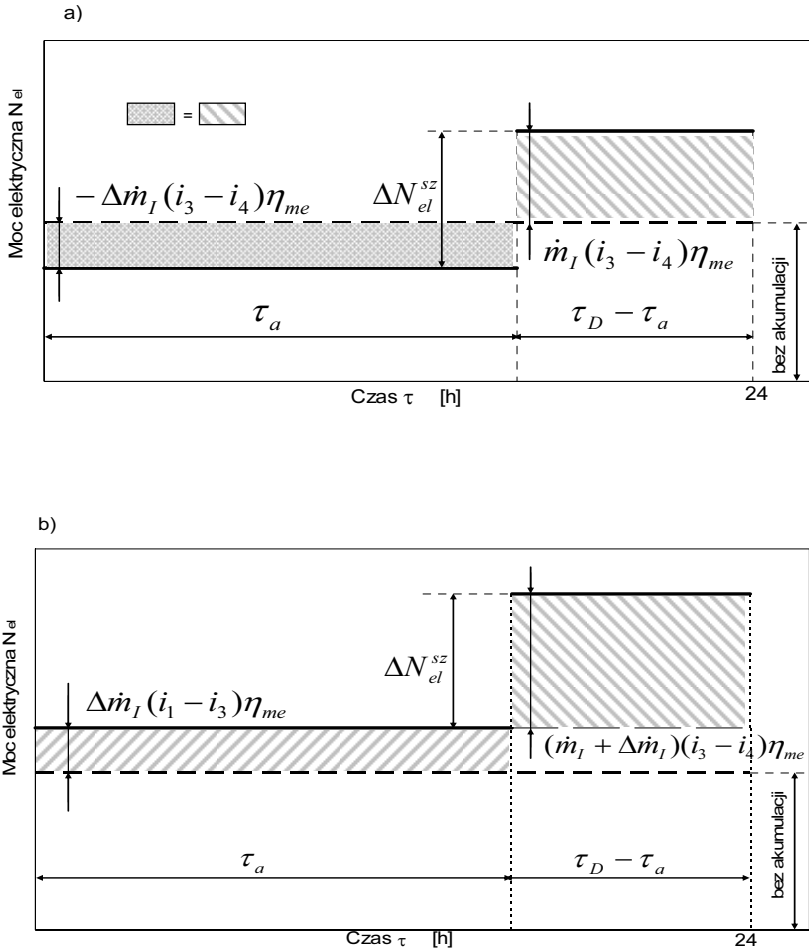
natomiast ilość ciepła grzejnego przekazanego do sieci w wymienniku podstawowym W_I (rys. 4.25, 4.26) zależnością

$$Q_I = \dot{m}_I(i_3 - i_6)\tau_D, \quad (4.146)$$

gdzie:

i_6 – entalpia właściwa wody za wymiennikiem W_I ,

τ_D – liczba godzin doby.



Rys. 4.27. Obciążenie elektryczne elektrociepłowni z akumulatorem ciepła:
a) układ bez zmiany wydajności kotła b) układ ze zwiększoną wydajnością kotła

W przypadku układu z akumulacją tę samą ilość ciepła Q_I wyznacza się z równania przy założeniu, że w okresie szczytu wymiennik W_I nie działa (rys. 4.26)

$$Q_I = (\dot{m}_I + \Delta\dot{m}_I)(i_3 - i_6)\tau_a, \quad (4.147)$$

gdzie:

τ_a – liczba godzin ładowania akumulatora ciepła (liczba godzin doliny obciążenia KSE),

skąd z (4.146) i (4.147) przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I musi wynosić

$$\Delta\dot{m}_I = \dot{m}_I \frac{\tau_D - \tau_a}{\tau_a}. \quad (4.148)$$

Wykonując bilans energii wymiennika podstawowego W_I można wyznaczyć objętość V_c akumulatora ciepła (zasobnika gorącej wody sieciowej). Pomijając straty ciepła do otoczenia objętość ta wyraża się równaniem

$$V_c = \Delta\dot{m}_I \tau_a \frac{(i_3 - i_6)}{\rho_c c_w (T_g - T_p)} \quad (4.149)$$

gdzie:

ρ_c, c_w – gęstość i pojemność cieplna właściwa wody,

T_g, T_p – temperatura wody sieciowej po i przed podgrzaniem (rys. 4.25).

Rozważając pracę elektrociepłowni z akumulacją ciepła można rozpatrzyć dwa przypadki. W wariantcie pierwszym elektrociepłownia pracuje bez zmiany wydajności kotła, a w wariantcie drugim ze zmianą jego wydajności o wartość przyrostu $\Delta\dot{m}_I$ strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I , co wymagać będzie wzrostu zużycia energii chemicznej paliwa w kotle o wartość

$$\Delta E_{ch} = \frac{\Delta\dot{m}_I (i_1 - i_w)}{\eta_K} \tau_D \quad (4.150)$$

gdzie:

i_w – entalpia właściwa wody zasilającej kocioł,

η_K – sprawność energetyczna kotła elektrociepłowni.

Analizując zmianę mocy turbozespołu w układzie z akumulacją w porównaniu z układem bez akumulacji (wzór (4.145)) otrzymuje się:

WARIANT I – układ bez zmiany wydajności kotła

- w czasie doliny τ_a obciążenia KSE (rys. 4.27a)

$$\Delta N_{el}^{\tau_a} = -\Delta \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} \quad (4.151)$$

- w czasie szczytu $(\tau_D - \tau_a)$ obciążenia KSE (rys. 4.27a)

$$\Delta N_{el}^{\tau_D - \tau_a} = \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} \quad (4.152)$$

WARIANT II – układ ze zwiększoną wydajnością kotła o $\Delta \dot{m}_I$

- w czasie doliny τ_a obciążenia KSE (rys. 4.27b)

$$\Delta N_{el}^{\tau_a} = \Delta \dot{m}_I (i_1 - i_3) \eta_{me} \quad (4.153)$$

- w czasie szczytu $(\tau_D - \tau_a)$ obciążenia KSE (rys. 4.27b)

$$\Delta N_{el}^{\tau_D - \tau_a} = (\dot{m}_I + \Delta \dot{m}_I) (i_3 - i_4) \eta_{me} \cdot \quad (4.154)$$

4.7.2. *Analiza ekonomiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach*

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania w elektrociepłowniach akumulatorów ciepła jest, aby zysk z eksploatacji zmodernizowanej elektrociepłowni co najmniej nie uległ zmniejszeniu w stosunku do zysku przed modernizacją. Jest to równoznaczne z przynajmniej niezwiększeniem kosztu produkowanego w elektrociepłowni ciepła. Wyliczany zgodnie z obowiązującą metodą kosztu unikniętego koszt produkcji ciepła (wzór (1.34), rozdział 1.2.1) w układzie z akumulacją K_c^{aku} musi być nie większy od kosztu bez akumulacji K_c

$$K_c^{aku} = \frac{(z\rho + \delta_{rem}) (J^{EC} + \Delta J^{EC} + J^{aku})}{365} + \sum K_e + K_p + \Delta K_{pal} + \Delta K_{sr} - (E_{el} + \Delta E_{el}^{aku}) e_{el} \leq$$

$$\leq K_c = \frac{(z\rho + \delta_{rem}) J^{EC}}{365} + \sum K_e - E_{el} e_{el}$$

gdzie:

- e_{el} – cena energii elektrycznej,
- $E_{el}, \Delta E_{el}^{aku}$ – dobowa produkcja i przyrost produkcji energii elektrycznej w układzie z akumulacją,
- J^{aku} – nakłady inwestycyjne „pod klucz” na akumulator ciepła (wartość nakładów J^{aku} i ich strukturę można znaleźć np. w pracy [23]; nakłady te muszą uwzględniać środki finansowe na zwiększenie mocy wymiennika W_I),
- J^{EC} – nakłady inwestycyjne na elektrociepłownię przed modernizacją,
- ΔJ^{EC} – przyrost nakładów inwestycyjnych na kocioł i turbinę w wyniku zwiększonej wydajności kotła),
- $\sum K_e$ – dobowe koszty eksploatacji bez kosztów konserwacji i remontów urządzeń,
- ΔK_{pal} – koszt dodatkowego paliwa spalanego w kotle elektrociepłowni,
- K_p – dobowy koszt energii elektrycznej do napędu pomp współpracujących z akumulatorem,
- ΔK_{sr} – przyrost dobowych kosztów za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego w wyniku wzrostu zużycia paliwa w kotle,
- $z\rho + \delta_{rem}$ – roczna stopa ($z\rho$) obsługi kapitału inwestycyjnego (stopa amortyzacji oprocentowanej) oraz stopa (δ_{rem}) pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
- 365 – liczba dni w roku.

W wariancie I, tj. w układzie bez zmiany wydajności kotła $\Delta J^{EC} = \Delta K_{pal} = \Delta K_{sr} = 0$. Przyrost produkcji energii elektrycznej ΔE_{el}^{aku} w zależności od wariantu układu wylicza się z wykorzystaniem wzorów od (4.151) do (4.154).

Warunek konieczny można zatem sprowadzić do żądania, aby przychód ze sprzedaży dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, był co najmniej nie mniejszy od przyrostu kosztów związanych z budową akumulatora ciepła. Z warunku tego można więc wyznaczyć ekonomicznie uzasadnioną minimalną różnicę cen zakupu przez spółki dystrybucyjne energii elektrycznej w szczycie i w dolinie obciążenia KSE. Za moc szczytową należy przy tym oczywiście uważać wyłącznie przyrost mocy ΔN_{el}^{sz} ponad moc z doliny (rys. 4.27a, b).

Uwzględniając powyższe uwagi warunek konieczny (4.155) ekonomicznej opłacalności stosowania akumulacji ciepła przedstawiono poniżej.

WARIANT I

- układ bez zmiany wydajności kotła (rys. 4.27a)

$$\begin{aligned} \Delta \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a) (e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} - \\ - \Delta \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} \tau_a e_{el}^d \geq \frac{(z\rho + \delta_{rem}) J^{aku}}{365} + K_P, \end{aligned} \quad (4.156)$$

gdzie:

e_{el}^d, e_{el}^{sz} – cena energii elektrycznej w dolinie i szczycie obciążenia KSE.

Nakłady inwestycyjne na akumulator ciepła można wyrazić zależnością

$$J^{aku} = V_c i_{V_c}, \quad (4.157)$$

gdzie:

i_{V_c} – jednostkowe (na jednostkę objętości) nakłady inwestycyjne na akumulator ciepła.

Pierwszy składnik po lewej strony zależności (4.156) oznacza przyrost przychodu ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej wynikający tylko z różnicy cen energii szczytowej i z doliny obciążenia (w układzie bez akumulacji energia $\Delta \dot{m}_I (i_3 - i_4) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a)$ jest sprzedawana po cenie e_{el}^d), składnik drugi oznacza przychód ze sprzedaży energii po cenie szczytowej, składnik trzeci wynika ze zmniejszenia przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w dolinie obciążenia KSE.

Składniki po prawej stronie relacji (4.156) oznaczają koszty kapitałowe $(z\rho J^{aku}/365)$ i eksploatacji $(\delta_{rem} J^{aku}/365 + K_P)$ związane z akumulatorem ciepła.

WARIANT II

- układ ze zwiększoną wydajnością kotła o $\Delta \dot{m}_I$ (rys. 4.27b)

$$\begin{aligned} & \Delta \dot{m}_I (i_1 - i_3) \eta_{me} \tau_D e_{el}^d + (\dot{m}_I + \Delta \dot{m}_I) (i_3 - i_4) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a) e_{el}^{sz} \geq \\ & \geq \frac{(z\rho + \delta_{rem})(\Delta J^{EC} + J^{aku})}{365} + \frac{\Delta \dot{m}_I (i_1 - i_w)}{\eta_K} \tau_D e_{pal} + K_p + \Delta K_{sr} \end{aligned} \quad (4.158)$$

gdzie:

e_{pal} – cena paliwa spalanego w kotle elektrociepłowni.

Składnik drugi prawej strony relacji (4.158) oznacza koszt dodatkowego paliwa spalanego w kotle. Przyrost dobowych kosztów ΔK_{sr} przy oficjalnych niskich opłatach ekologicznych w kraju można we wzorze (4.158) pominąć jako wartość relatywnie małą.

Wykorzystując zależności (4.148), (4.149), (4.156) i (4.157) przy założeniu, że $K_p \cong 0$, można wyznaczyć konieczną minimalną różnicę cen energii elektrycznej w szczycie i w dolinie obciążenia KSE dla wariantu I

$$(e_{el}^{sz} - e_{el}^d)_{\min}^I = \frac{(z\rho + \delta_{rem})i_{V_c}}{365\eta_{me}\rho_c c_w (T_g - T_p)} \frac{(i_3 - i_6) \tau_a}{(i_3 - i_4) \tau_D}. \quad (4.159)$$

Dla wariantu II można wyznaczyć z (4.158) minimalną wartość ilorazu ceny energii elektrycznej w szczycie do ceny w dolinie obciążenia KSE w funkcji ceny z doliny

$$\left(\frac{e_{el}^{sz}}{e_{el}^d} \right)_{\min}^{II} = \frac{(z\rho + \delta_{rem})(\Delta J^{EC} + V_c i_{V_c})}{365\eta_{me} V_c \rho_c c_w (T_g - T_p)} \frac{(i_3 - i_6) \tau_a}{e_{el}^d (i_3 - i_4) \tau_D} + \frac{(i_1 - i_w)}{(i_3 - i_4)} \frac{1}{\eta_{me} \eta_K} \frac{e_{pal}}{e_{el}^d} - \frac{i_1 - i_3}{i_3 - i_4}. \quad (4.160)$$

W celu porównania ekonomicznej opłacalności dwóch możliwych wariantów pracy elektrociepłowni z akumulacją ciepła, przekształcając równanie (4.159) do postaci

$$\left(\frac{e_{el}^{sz}}{e_{el}^d} \right)_{\min}^I = 1 + \frac{(z\rho + \delta_{rem})i_{V_c}}{365\eta_{me}\rho_c c_w (T_g - T_p)} \frac{(i_3 - i_6) \tau_a}{e_{el}^d (i_3 - i_4) \tau_D}, \quad (4.161)$$

i odejmując od niego równanie (4.160), przy założeniu, że $\Delta J^{EC} = 0$, otrzymuje się

$$\left(\frac{e_{el}^{sz}}{e_{el}^d}\right)_{\min}^I - \left(\frac{e_{el}^{sz}}{e_{el}^d}\right)_{\min}^{II} = \frac{i_1 - i_4}{i_3 - i_4} - \frac{(i_1 - i_w)}{(i_3 - i_4)} \frac{1}{\eta_{me}\eta_K} \frac{e_{pal}}{e_{el}^d}. \quad (4.162)$$

Podstawiając do wzoru (4.162) za $i_1 = 3495$, $i_3 = 2600$, $i_4 = 2355$, $i_w = 670$ kJ/kg, $\eta_K = 0,85$, $\eta_{me} = 0,95$, $e_{pal} = 2$ USD/GJ, $e_{el}^d = 25$ USD/MWh uzyskuje się wartość różnicy niewiele różniącą się od zera, a więc warianty I i II pracy elektrociepłowni są porównywalne. W rzeczywistości jednak $\Delta J^{EC} > 0$ (rezerwa wydajności kotła jest bowiem najczęściej mniejsza od przyrostu strumienia $\Delta \dot{m}_1$ upustowej pary grzejnej dochodzącego do kilkudziesięciu procent strumienia \dot{m}_1 pary świeżej, jak również układ przepływowy turbiny nie pozwala na zwiększenie strumienia przepływającej przez nią pary o wartość $\Delta \dot{m}_1$; wymaga to przebudowy kotła i turbiny) i wariant I będzie korzystniejszy od wariantu II, ponieważ zależność (4.162) przyjmie wówczas wartość ujemną po uwzględnieniu w niej nakładów ΔJ^{EC} .

Wariant II wymagałby ponadto długotrwałego, wielomiesięcznego postoju bloku na czas jego przebudowy – wystąpiłyby zatem straty ekonomiczne związane z postojem. Takich problemów nie stwarza wariant I.

Podstawiając do równania (4.159) wartości: $c_w = 4,19$ kJ/(kg·K), $i_3 = 2600$, $i_4 = 2355$, $i_6 = 305$ kJ/kg, $i_{V_c} = 80$ USD/m³, $T_g - T_p = 25$ K, $z\rho + \delta_{rem} = 16\%/a$, $\eta_{me} = 0,95$, $\rho_c = 1000$ kg/m³, $\tau_a/\tau_D = 2/3$, otrzymuje się, że minimalna różnica cen energii elektrycznej w szczycie i w dolinie obciążenia KSE w wariantcie I powinna wynosić: $(e_{el}^{sz} - e_{el}^d)_{\min}^I \cong 8$ USD/MWh.

Należy przy tym jednak pamiętać, że na efektywność ekonomiczną pracy elektrociepłowni, zgodnie z obowiązującą metodą kosztu unikniętego liczenia kosztu produkcji w nich ciepła, wpływa przede wszystkim cena sprzedaży produkowanej energii elektrycznej, a więc cena e_{el}^d . Cena ta powinna być na odpowiednio wysokim poziomie, takim, aby zysk z pracy elektrociepłowni umożliwił nie tylko ich funkcjonowanie, ale również rozwój i modernizację, a tym samym i budowę akumulatorów ciepła.

Jeżeli różnica cen zakupu energii elektrycznej z elektrociepłowni w szczycie i w dolinie obciążenia KSE równałaby się tylko 8 USD/MWh, to wówczas zysk z budowy akumulatora ciepła byłby równy zero i czas zwrotu poniesionych nakładów finansowych na tę budowę byłby długi, wynosiłby kilkanaście, kilkadziesiąt lat, równałby się kalkulacyjnemu okresowi eksploatacji zmodernizowanej elektrociepłowni. Czyniłoby to inwestycję mało atrakcyjną ekonomicznie. Zatem jeżeli różnica cen zakupu energii elektrycznej przez spółki dystrybucyjne w szczycie i dolinie obciążenia KSE nie byłaby istotnie większa

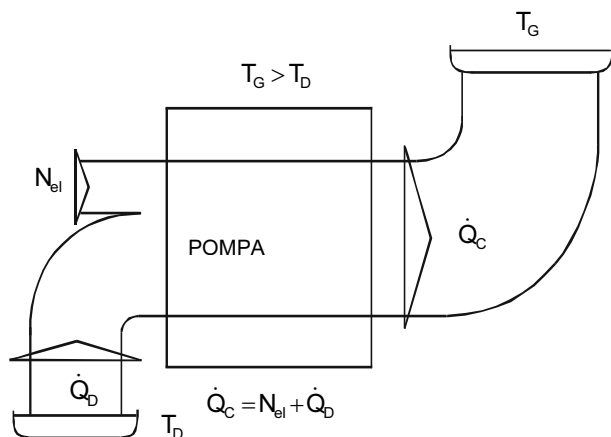
od minimalnej różnicy cen wyznaczonej za pomocą zależności (4.159) (co w krajowych realiach wydaje się na razie mało prawdopodobne), to stosowanie akumulatorów ciepła będzie mało opłacalne.

Należy równocześnie zaznaczyć, że przedstawione wyniki termodynamiczno-ekonomicznych obliczeń budowy akumulatora ciepła w elektrociepłowni są obliczeniami przykładowymi. W konkretnych przypadkach niezbędne są szczegółowe analizy opłacalności ekonomicznej tych przedsięwzięć uwzględniające lokalne warunki działania elektrociepłowni, oferty dostawców urządzeń, możliwe sposoby finansowania inwestycji.

Konieczne jest uwzględnienie istniejącej infrastruktury elektrociepłowni, sprawności urządzeń itd. W warunkach energetyki rynkowej, gdy ceny energii będą odzwierciedlać rzeczywiste koszty jej wytwarzania, a nie będą podyktowane ciągle jeszcze warunkami społeczno-politycznymi, modernizacje elektrociepłowni przez budowę w nich akumulatorów ciepła czy równoczesną ich nadbudowę turbiną gazową, będą ekonomicznie uzasadnione i konieczne.

4.8. Termodynamiczna i ekonomiczna celowość stosowania sprężarkowych pomp ciepła w systemach grzewczych

Główną motywacją do budowy i eksploatacji pomp ciepła jest fakt, że ilość ciepła grzejnego przez nie dostarczanego do przestrzeni ogrzewanej lub do strumienia czynnika ogrzewanego jest zawsze większa o bezpłatne ciepło odpadowe od zużytej płatnej energii do ich napędu (rys. 4.28).



Rys. 4.28. Wykres pasmowy bilansu energii sprężarkowej pompy ciepła

Tam zatem, gdzie istnieje źródło niskotemperaturowej bezpłatnej energii odpadowej, o dużym stopniu pewności i odnawialności, należy przeanalizować możliwość zastosowania pompy ciepła pozwalającej „przenieść” je na wyższy poziom energetyczny do przestrzeni ogrzewanej. Źródłem takim jest wiele procesów technologicznych w zakładach przemysłu chemicznego, spożywczego, lekkiego, oczyszczalnie ścieków, zakłady odsalania wód kopalnianych, naturalne zbiorniki wodne, wody geotermalne, grunt, powietrze atmosferyczne, spaliny wylotowe z silników i turbin gazowych oraz kolektory słoneczne.

Odyskiwanie i wykorzystywanie takich zasobów niskotemperaturowego ciepła może stanowić źródło konkurencyjnego cenowo ciepła w porównaniu z uzyskiwanymi cenami ciepła z innych alternatywnych źródeł.

Zależać to będzie od relacji cenowych pomiędzy nośnikami energii, od efektywności energetycznej wytwarzania ciepła w pompie i w źródłach alternatywnych oraz od nakładów inwestycyjnych na te układy. W dużym stopniu powinno to zależeć od wysokości opłat ekologicznych, a szczególnie od opłaty za termiczne zanieczyszczenie środowiska naturalnego.

4.8.1. Analiza termodynamiczna układu pompy ciepła i alternatywnych źródeł ciepła

Analizę efektów energetycznych stosowania pomp ciepła należy wykonać porównując przy tym samym cieplnym efekcie końcowym pompę z innymi alternatywnymi źródłami.

Do analizy należy wykorzystać wskaźnik zużycia energii chemicznej paliwa w tych układach (pompie i źródłach alternatywnych) na jednostkę wyprodukowanego w nich i dostarczonego odbiorcom ciepła. Wskaźnik ten jest zatem odwrotnością efektywności energetycznej wytwarzania w tych układach ciepła (wzory (4.163), (4.169)).

W sytuacji, gdy analizujemy efekty energetyczne globalnie czy też w skali kraju, należy posługiwać się wskaźnikiem skumulowanego zużycia energii chemicznej paliwa, tj. wskaźnikiem uwzględniającym obok samego jego zużycia w układach termodynamicznych, również zużycie energii na jego wydobycie, przerób i transport (łącznie z wynikłymi z tego transportu stratami) oraz straty transformacji i transportu ciepła, i energii elektrycznej do miejsca ich użytkowania.

W gospodarce rynkowej w rachunku ekonomicznym analizując dane źródło ciepła można tych skumulowanych efektów nie uwzględniać, jako że powinny one być już uwzględnione w kosztach zakupu i sprzedaży nośników energii loco źródło. Koszty te powinny być więc „środkiem” do racjonalizacji gospodarki surowcami i nośnikami energii. Właściciela źródła ciepła nie

interesują ponadto skumulowane korzyści energetyczne w skali globalnej czy w skali kraju, w sytuacji, gdy nie czerpie on z tego tytułu żadnych profitów finansowych.

To unormowania prawne i tworzone na ich podstawie koszty powinny być źródłem racjonalizacji zużycia paliw pierwotnych. Dla właściciela liczy się, co jest oczywiste, wyłącznie efektywność energetyczna jego źródła ciepła, a przede wszystkim efektywność ekonomiczna, jako że jest ona nadrzędna dla efektywności energetycznej.

To efektywność ekonomiczna ostatecznie decyduje o celowości zastosowania danego rozwiązania technicznego, podczas gdy analiza energetyczna (egzergetyczna) pozwala jedynie na poszukiwanie możliwości doskonalenia realizowanych w układach termodynamicznych procesów cieplnych.

Gdy w alternatywnym źródle (elektrociepłowni) obok ciepła wytwarzana jest ubocznie równocześnie energia elektryczna, to efektywność energetyczną wytwarzania w nim ciepła należy wyznaczać jako stosunek strumienia ciepła grzejnego do strumienia energii chemicznej paliwa obciążającego jego wytwarzanie [22].

Zgodnie z powyższą definicją sprawność ta, zwana cząstkową sprawnością wytwarzania ciepła, wyraża się wzorem

$$\eta_{Ec} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{P}W_d - \frac{N_{el}}{\eta_{Eel}}} = \frac{\eta_{Eec}}{1 - \sigma_{ec} \left(\frac{\eta_{Eec}}{\eta_{Eel}} - 1 \right)}, \quad (4.163)$$

przy czym całkowita sprawność energetyczna źródła (elektrociepłowni) wyraża się równaniem

$$\eta_{Eec} = \frac{\dot{Q}_c + N_{el}}{\dot{P}W_d}, \quad (4.164)$$

a wskaźnik skojarzonej pracy źródła (elektrociepłowni) zależnością

$$\sigma_{ec} = \frac{N_{el}}{\dot{Q}_c}, \quad (4.165)$$

gdzie:

N_{el}/η_{Eel} – strumień energii chemicznej paliwa obciążający wytwarzanie mocy elektrycznej N_{el} w elektrociepłowni,

$\dot{P}W_d$ – energia chemiczna paliwa spalonego w źródle ciepła,

$\eta_{E\,el}$ – sprawność energetyczna netto elektrowni kondensacyjnej.

Z uwagi na małą wartość różnicy wielkości występujących w mianowniku wzoru (4.163), wartość η_{Ec} jest bardzo „czuła” na zmianę ich wartości.

W powyższych równaniach pominięto zużycie energii związane z wydobyciem, przerobem i transportem paliw oraz straty transportu i transformacji ciepła i energii elektrycznej do miejsca ich użytkowania. Uwzględniając natomiast te energetyczne efekty „strat”, otrzymuje się skumulowaną sprawność cząstkową wytwarzania ciepła

$$\eta_{Ec}^* = \frac{\dot{Q}_{c\,odb}}{\left(\dot{P}W_d\right)_{zr} - \frac{N_{el\,odb}}{\eta_{E\,el}^*}} = \eta_{Ec}\eta_{t\,pal}\eta_{t\,c} \quad (4.166)$$

oraz skumulowaną sprawność energetyczną

$$\eta_{E\,ec}^* = \frac{\dot{Q}_{c\,odb} + N_{el\,odb}}{\left(\dot{P}W_d\right)_{zr}} \cong \eta_{E\,ec}\eta_{t\,pal}\eta_{t\,c} \cong \eta_{E\,ec}\eta_{t\,pal}\eta_{t\,el} \cdot \quad (4.167)$$

Znaki równości we wzorze (4.167) zachodzą, gdy $\eta_{t\,el} = \eta_{t\,c}$.

W powyższych równaniach założono, że sprawności transformacji i przesyłania paliwa, energii elektrycznej do oraz z elektrociepłowni i elektrowni kondensacyjnej są sobie równe, przy czym zachodzą zależności

$$\dot{Q}_{c\,odb} = \dot{Q}_c\eta_{t\,c}; \quad N_{el\,odb} = N_{el}\eta_{t\,el}; \quad \left(\dot{P}W_d\right)_{zr} = \dot{P}W_d / \eta_{t\,pal}; \quad \eta_{E\,el}^* = \eta_{E\,el}\eta_{t\,pal}\eta_{t\,el}.$$

W praktyce $\eta_{t\,c} \cong 0,9$, $\eta_{t\,el} \cong 0,89$, sprawność dostawy węgla $\eta_{t\,pal} \cong 0,93$ ($\eta_{t\,pal} \cong 0,98$ dla gazu ziemnego, $\eta_{t\,pal} \cong 0,8$ dla paliwa ciekłego).

Dla pracującej samodzielnie sprężarkowej pompy ciepła napędzanej silnikiem elektrycznym o mocy $(N_{el}^*)^{PC}$ (loco pompa), skumulowane zużycie energii chemicznej paliwa do jej wytworzenia w elektrowni kondensacyjnej (lub w innym źródle energii elektrycznej) wynosi $(\dot{P}W_d^*)^{PC}$. Skumulowaną sprawność energetyczną pompy dostarczającej ciepło grzejne odbiorcom w ilości $\dot{Q}_{c\,odb}$ (loco odbiorca) wyznacza się zatem z równania

$$\varepsilon_c^* = \frac{\dot{Q}_{c\ odb}}{(\dot{P}W_d^*)^{PC}} = \frac{\dot{Q}_{c\ odb}}{(N_{el}^*)^{PC}} \frac{(N_{el}^*)^{PC}}{(\dot{P}W_d^*)^{PC}} = \frac{\dot{Q}_c \eta_{tc}^{PC}}{(N_{el}^*)^{PC}} \frac{(N_{el})^{PC} \eta_{tel}^{El}}{(\dot{P}W_d)^{PC}} = \varepsilon_E \eta_{E\ el} \eta_{tc}^{PC} \eta_{tel}^{El} \eta_{tpal}^{El}, \quad (4.168)$$

a jej sprawność energetyczną bez uwzględnienia efektów skumulowanych z zależności

$$\varepsilon_c = \varepsilon_E \eta_{E\ el}, \quad (4.169)$$

gdzie:

$(\dot{P}W_d)^{PC}$ – energia chemiczna paliwa spalonego w elektrowni kondensacyjnej na wytworzenie mocy $(N_{el})^{PC} = (N_{el}^*)^{PC} / \eta_{tel}^{El}$,

\dot{Q}_c – moc ciepła pompy ciepła loco pompa,

$\varepsilon_E = \dot{Q}_c / (N_{el}^*)^{PC}$ – wskaźnik efektywności energetycznej pompy ciepła (wartość odwrotności ε_E oznacza udział płatnej energii napędowej w użytecznym ciepłe grzejnym doprowadzanym do przestrzeni ogrzewanej, pozostała część to bezpłatne ciepło pobierane ze źródła niskotemperaturowej energii odpadowej lub otoczenia; wartość wskaźnika efektywności jest tym większa, im wyższa jest temperatura źródła bezpłatnego ciepła i im niższa jest temperatura czynnika lub przestrzeni ogrzewanej),

$\eta_{E\ el} = (N_{el})^{PC} / (\dot{P}W_d)^{PC}$ – sprawność energetyczna netto elektrowni kondensacyjnej,

η_{tpal}^{El} – sprawność energetyczna dostawy paliwa uwzględniająca zużycie energii na wydobycie, przerób i transport paliwa do elektrowni kondensacyjnej (źródła energii elektrycznej),

η_{tc}^{PC} – sprawność energetyczna transformacji i przesyłania ciepła z pompy ciepła do odbiorców,

η_{tel}^{El} – sprawność energetyczna transformacji i przesyłania energii elektrycznej z elektrowni kondensacyjnej (źródła energii elektrycznej) do pompy ciepła.

Skumulowaną oszczędność energii chemicznej paliw naturalnych dzięki zastosowaniu pompy ciepła wyznacza się zatem odejmując jej zużycie od zużycia, jakie wystąpiłoby w alternatywnym źródle zastąpionym przez pompę.

$$\Delta \dot{P}W_d^* = \dot{Q}_{c\ odb} \left(\frac{1}{\eta_{Ec}^*} - \frac{1}{\varepsilon_c^*} \right) \quad (4.170)$$

Skumulowana oszczędność energii chemicznej wystąpi, jeżeli wyrażenie w nawiasie wzoru (4.170) jest dodatnie.

Wystarczy zatem, aby

$$\varepsilon_c^* > \eta_{Ec}^* . \quad (4.171)$$

Gdy sprawności transformacji, przesyłania paliwa oraz energii elektrycznej do i z elektrociepłowni i elektrowni kondensacyjnej są sobie równe, to relacja (4.171) redukuje się do postaci

$$\varepsilon_c > \eta_{Ec} . \quad (4.172)$$

W tej sytuacji, aby badać opłacalność energetyczną stosowania sprężarkowych pomp ciepła, wystarczy badać znak relacji (4.172).

4.8.1.1. Sprężarkowa pompa ciepła zastępująca kotłownię

Jeżeli pracująca samodzielnie sprężarkowa pompa ciepła miałaby zastąpić kotłownię węglową, olejową lub gazową, której sprawność energetyczna tożsama jest ze sprawnością energetyczną zainstalowanego w niej kotła η_K i jeżeli sprawność dostawy paliwa do kotłowni równa się η_{tpal}^K , a sprawność przesyłania z niej ciepła do odbiorcy wynosi η_{tc}^K , to wówczas skumulowana sprawność wytwarzania ciepła w kotłowni przedstawia się wzorem

$$\eta_{Ec}^* = \eta_K \eta_{tpal}^K \eta_{tc}^K , \quad (4.173)$$

i podstawiając (4.168) i (4.173) do (4.170), pomijając przy tym straty przesyłania energii elektrycznej z elektrowni kondensacyjnej (źródła energii elektrycznej) do pompy ciepła ($\eta_{tel}^{PC} = 1$) oraz zakładając, że $\eta_{tc}^{PC} = \eta_{tc}^K$ i $\eta_{tpal}^K = \eta_{tpal}^{El}$, otrzymuje się warunek, jaki musi spełniać wskaźnik efektywności energetycznej pompy, aby była ona efektywna energetycznie

$$\varepsilon_E > \frac{\eta_K}{\eta_{El}} . \quad (4.174)$$

Przy założeniu, że sprawność kotła równa się $\eta_K = 0,8$, sprawność zastąpionej elektrowni parowej $\eta_{El} = 0,36$, wskaźnik efektywności pompy ε_E powinien być większy od 2,2.

Dla $\eta_{Eel} = 0,5$ (sprawność elektrowni gazowo-parowej) wskaźnik ten powinien być większy już tylko od 1,6.

Pompa ciepła byłaby zatem efektywna energetycznie, gdyż wskaźniki efektywności energetycznej produkowanych pomp zawierają się w granicach od $\varepsilon_E \in \langle 3; 3,4 \rangle$.

4.8.1.2. Sprężarkowa pompa ciepła zastępująca elektrociepłownię

Jeżeli samodzielnie pracująca pompa ciepła zastępowałaby elektrociepłownię, to pomijając efekty skumulowane, ze wzorów (4.163), (4.169) i (4.172) wynika, że wskaźnik efektywności energetycznej pompy ciepła powinien spełniać relację

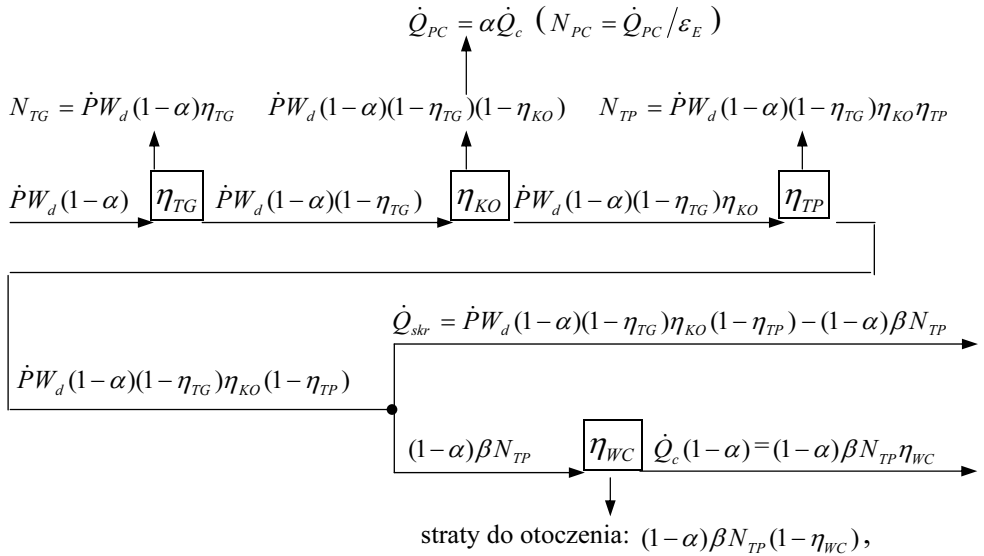
$$\varepsilon_E > \frac{\eta_{Ec}}{\eta_{Eel}} = \frac{\frac{\eta_{Eec}}{\eta_{Eel}}}{1 - \sigma_{ec} \left(\frac{\eta_{Eec}}{\eta_{Eel}} - 1 \right)}. \quad (4.175)$$

Po podstawieniu do (4.175) przykładowych danych dla elektrociepłowni parowej: $\sigma_{ec} = 0,3$, $\eta_{Eec} = 0,8$ oraz sprawności zastąpionej elektrowni parowej równej $\eta_{Eel} = 0,36$, wskaźnik efektywności pompy musi być większy od 3,51.

Wartość wskaźnika ε_E istotnie zależy od wartości wskaźnika skojarzonej pracy elektrociepłowni σ_{ec} (oraz od η_{Eel}). Im wartość σ_{ec} jest większa, tym wskaźnik ε_E musiałby przyjmować większe wartości, aby pompa była efektywna termodynamicznie.

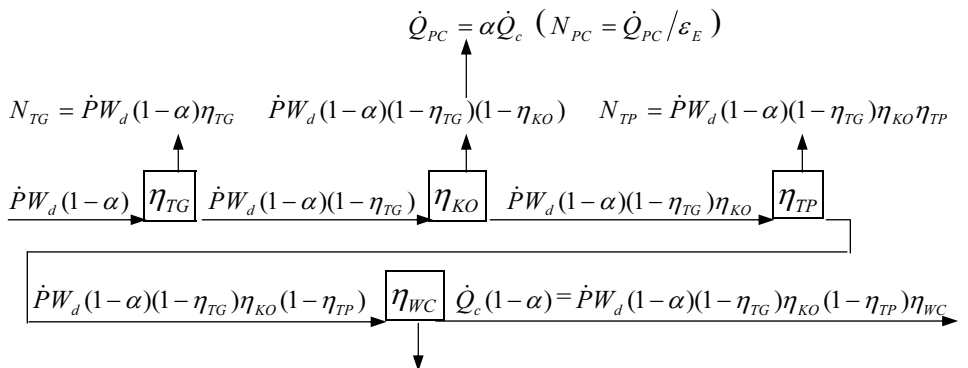
Na przykład, gdyby w elektrociepłowni zastosować niższe parametry upustowej pary grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC (rys. 4.29) przez obniżenie maksymalnych termicznych parametrów wody sieciowej, np. ze 150/70°C na 110/70°C (w krajach zachodnich i skandynawskich maksymalna temperatura wody sieciowej wynosi 110–120°C, istnieje zatem problem określenia optymalnej wartości tej temperatury dla nowych elektrociepłowni w kraju), tym większe byłyby efekty termodynamiczne skojarzonej pracy elektrociepłowni i w tym większym stopniu pompa byłaby nieefektywna termodynamicznie, bowiem wskaźnik ε_E , jak już zaznaczono, musiałby przyjmować jeszcze większe, nieosiągalne wówczas dla produkowanych pomp ciepła, wartości.

- elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną parową upustowo-kondensacyjną



przy czym parametr β oznacza stosunek mocy cieplnej upustowej pary grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze WC do mocy turbozespołu parowego: $\beta = \dot{Q}_u / N_{TP}$ (rys. 4.29)

- elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną parową upustowo-przeciwprężną



straty do otoczenia: $\dot{P}W_d(1-\alpha)(1-\eta_{TG})\eta_{KO}(1-\eta_{TP})(1-\eta_{WC})$

i zmniejszenie zużycia paliwa oraz mocy elektrycznej elektrociepłowni kolejno wynoszą: $\alpha\dot{P}W_d$ i $\alpha N_{el} + N_{PC}$, przy czym: $N_{el} = N_{TG} + N_{TP}$ i $\dot{P}W_d$ są kolejno mocą elektryczną i strumieniem energii chemicznej spalanego w elektrociepłowni paliwa przed wprowadzeniem do niej pompy ciepła, a η_{TG} , η_{TP} , η_{KO} , η_{WC} oznaczają kolejno sprawność energetyczną turbozespołu gazowego, parowego, sprawność kotła i wymiennika ciepłowniczego (gdy $\alpha = 0$ to otrzymuje się bilans energii elektrociepłowni przed wprowadzeniem do niej pompy).

Cząstkowa sprawność wytwarzania w układzie ciepła po wprowadzeniu do elektrociepłowni pompy wyraża się zatem wzorem

$$\varepsilon_{Ec} = \frac{\dot{Q}_c(1-\alpha) + \dot{Q}_{PC}}{\dot{P}W_d(1-\alpha) - \frac{N_{el}(1-\alpha) - N_{PC}}{\eta_{Eel}}}. \quad (4.176)$$

Porównując za pomocą warunku (4.172) sprawność (4.176) z (4.163), wykorzystując przy tym zależność $\varepsilon_E = \dot{Q}_{PC}/N_{PC}$, otrzymuje się taką samą postać wzoru na progową wartość wskaźnika efektywności pompy jak wzór (4.175).

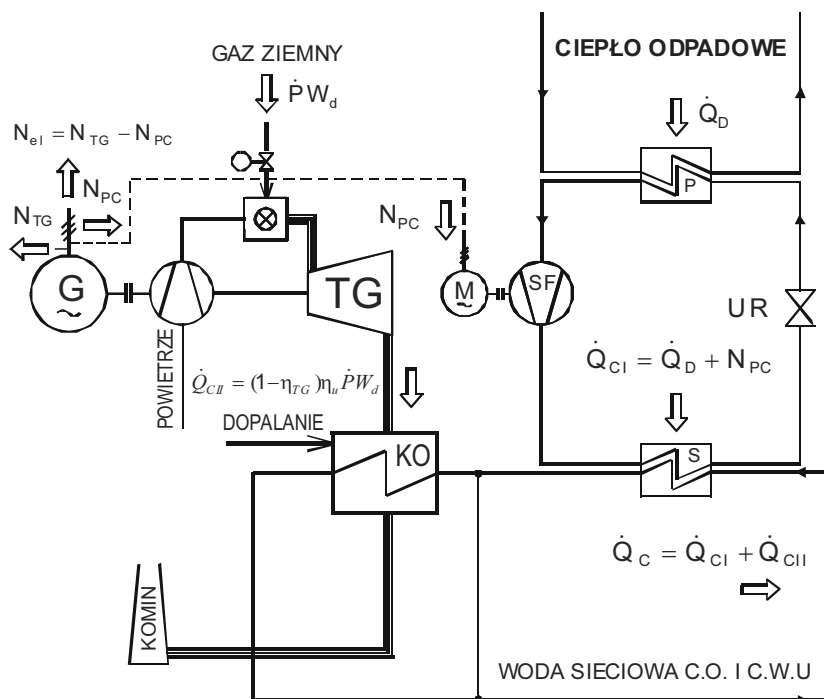
Po podstawieniu do (4.175) danych dla elektrociepłowni gazowo-parowej: $\sigma_{ec} = 1,1$, $\eta_{Eec} = 0,8$ oraz wartości sprawności zastąpionej elektrowni gazowo-parowej równej $\eta_{Eel} = 0,5$ (analizując efektywność skojarzenia w elektrociepłowni gazowo-parowej błędem byłoby wstawianie do obliczeń jej wartości sprawności elektrowni parowej zamiast gazowo-parowej – wysoka wartość sprawności cząstkowej produkcji ciepła wynikałaby bowiem wówczas nie ze skojarzenia, a z manipulacji liczbami), wówczas wskaźnik efektywności pompy musi być większy od $\varepsilon_E > 4,7$ (dla $\eta_{Eel} = 0,55$ wskaźnik ten przyjmuje wartość już tylko $\varepsilon_E > 2,9$).

4.8.1.4. Pompa ciepła współpracująca z silnikiem lub turbiną gazową

Efektywność energetyczną stosowania sprężarkowych pomp ciepła można zwiększyć stosując do ich napędu turbiny gazowe lub silniki spalinowe. Stosowanie turbiny gazowej (silnika spalinowego) nie zwiększa wskaźnika efektywności energetycznej ε_E samego obiegu pompy ciepła, obniża jednak

dolną granicę jego wartości, dla którego opłaca się już ze względów energetycznych zastąpić pompą elektrociepłownię, kotłownią rejonową lub inne alternatywne źródło ciepła.

Uzyskuje się to dzięki ciepłu oddawanemu przez spaliny wylotowe z turbiny (silnika) do czynnika ogrzewanego (rys. 4.30; ciepło spalin nie jest dolnym źródłem ciepła dla pompy).



Rys. 4.30. Skojarzona gospodarka ciepłno-elektryczna z zastosowaniem sprężarkowej pompy ciepła i turbosespołu gazowego (TG – turbosespół gazowy, KO – wodny kocioł odzyskowy, SF – sprężarka freonowa, P – parowacz, S – skraplacz, UR – urządzenie rozprężne)

Gdy w układzie występuje nadwyżka mocy elektrycznej nad potrzeby mocy pompy ciepła, to całkowita sprawność energetyczna takiego układu (wówczas elektrociepłowni; układ taki jest modyfikacją rozwiązania przedstawionego w podrozdziale 4.8.1.3) wyraża się wzorem

$$\varepsilon_{Eec} = \frac{\dot{Q}_c + N_{el}}{\dot{P}W_d} = \varepsilon_E \left(\eta_{TG} - \frac{N_{el}}{\dot{P}W_d} \right) + (1 - \eta_{TG}) \eta_u + \frac{N_{el}}{\dot{P}W_d}, \quad (4.177)$$

a sprawność cząstkowa wytwarzania w nim ciepła relacją

$$\varepsilon_{Ec} = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{P}W_d - \frac{N_{el}}{\eta_{Eel}}} = \frac{\varepsilon_E \left(\eta_{TG} - \frac{N_{el}}{\dot{P}W_d} \right) + (1 - \eta_{TG}) \eta_u}{1 - \frac{N_{el}}{\eta_{Eel} \dot{P}W_d}} \quad (4.178)$$

przy czym

$$\eta_{TG} = \frac{N_{TG}}{\dot{P}W_d}, \quad \varepsilon_E = \frac{\dot{Q}_{cl}}{N_{PC}}, \quad N_{el} = N_{TG} - N_{PC}, \quad \dot{Q}_{cII} = (1 - \eta_{TG}) \eta_u \dot{P}W_d,$$

$$\dot{Q}_c = \dot{Q}_{cl} + \dot{Q}_{cII}, \quad \dot{Q}_{cl} = \dot{Q}_d + N_{PC},$$

gdzie:

- N_{TG} – moc turbosespołu gazowego;
- $\dot{P}W_d$ – strumień energii chemicznej paliwa spalane w turbinie (silniku);
- η_u – stopień wykorzystania strumienia entalpii spalin wylotowych z turbiny gazowej;
- \dot{Q}_{cl} , \dot{Q}_{cII} , \dot{Q}_d – kolejno: użyteczne ciepło grzejne oddawane do strumienia czynnika ogrzewanego przez pompę grzejącą, przez spaliny wylotowe z turbiny oraz strumień niskotemperaturowej energii odpadowej;
- \dot{Q}_c – strumień ciepła grzejnego wytwarzanego w elektrociepłowni;
- N_{PC} – moc napędowa sprężarki pompy ciepła;
- N_{el} – moc elektryczna elektrociepłowni.

Gdy turbina gazowa napędza tylko sprężarkę pompy ($N_{el} = 0$), wówczas

$$\varepsilon_{Eec} = \varepsilon_{Ec} = \varepsilon_E \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG}) \eta_u \quad (4.179)$$

Z zależności (4.172) wykorzystując wzór (4.178) otrzymuje się relację na progową wartość wskaźnika efektywności energetycznej pompy ε_E

$$\varepsilon_E > \frac{\eta_{Ec} \left(1 - \frac{N_{el}}{\eta_{Eel} \dot{P}W_d} \right) - (1 - \eta_{TG}) \eta_u}{\eta_{TG} - \frac{N_{el}}{\dot{P}W_d}} \quad (4.180)$$

Przyjmując wartość cząstkowej sprawności dostawy ciepła z klasycznej elektrociepłowni parowej równą $\eta_{Ec} = 1,26$ (wzór (4.163) dla $\eta_{Eec} = 0,8$, $\sigma_{ec} = 0,3$, $\eta_{Eel} = 0,36$) oraz $\eta_{TG} = 0,32$, $\eta_u = 0,8$ i np. $N_{el} / \dot{P}W_d = 0,07$, otrzymuje się, że $\varepsilon_E > 1,88$.

W przypadku braku skojarzenia, $N_{el} = 0$, otrzymuje się $\varepsilon_E > 2,24$. Są to wielkości zdecydowanie niższe od progowej wartości $\varepsilon_E = 3,51$ otrzymanej przy napędzie sprężarkowej pompy ciepła energią elektryczną wyprodukowaną w klasycznej parowej elektrowni kondensacyjnej. Stosowanie w takim przypadku pompy byłoby efektywne energetycznie, przyniosłoby zmniejszenie ilości spalanych paliw pierwotnych w krajowej energetyce przy wytwarzaniu tej samej ilości ciepła i energii elektrycznej. Wartość progowa ε_E rośnie ze wzrostem sprawności η_{Ec} .

Przyjmując dostawy ciepła z elektrociepłowni gazowo-parowej o wartości cząstkowej sprawności jego wytwarzania równej $\eta_{Ec} = 2,35$ ($\eta_{Eec} = 0,8$, $\sigma_{ec} = 1,1$, $\eta_{Eel} = 0,5$), otrzymuje się, że wskaźnik ε_E powinien być już większy od 5,91 (dla $N_{el} = 0$ $\varepsilon_E > 5,64$). Jak już zaznaczono, z uwagi na małą wartość różnicy wielkości występujących w mianowniku wzoru (4.163), wartość η_{Ec} jest bardzo „czuła” na zmianę ich wartości.

Jeżeli przyjąć sprawność energetyczną zastąpionej elektrowni kondensacyjnej gazowo-parowej na poziomie $\eta_{Eel} = 0,55$, wówczas $\eta_{Ec} = 1,6$ i wartość progowa ε_E maleje z wartości $\varepsilon_E > 5,64$ (dla $N_{el} = 0$) do osiągalnej w praktyce dla pomp ciepła wartości już tylko $\varepsilon_E > 3,3$.

W sytuacji gdy η_{Ec} jest relatywnie duże, wówczas układ pompy ciepła napędzanej turbiną gazową może być mniej efektywny energetycznie od pompy napędzanej energią elektryczną wytworzoną w elektrowni gazowo-parowej. Wynika to z wyższej sprawności granicznej elektrowni gazowo-parowej η_{Eel} (wartości η_{Eel} obecnie dochodzą do 60%) od sprawności turbiny gazowej η_{TG} (sprawności η_{TG} dochodzą do 42%) oraz relatywnie małej wówczas wartości wyrażenia $(1 - \eta_{TG})\eta_u$ w porównaniu z η_{Ec} .

4.8.2. Analiza ekonomicznej efektywności stosowania pomp ciepła i alternatywnych źródeł ciepła

Spełnienie warunku (4.172) termodynamicznej opłacalności stosowania pomp ciepła nie świadczy jeszcze o ich opłacalności.

O celowości instalowania pompy ciepła powinien decydować rachunek ekonomiczny: możliwy do osiągnięcia zysk, czas zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych, oprocentowanie jakie przyniesie zainwestowany w pompę ciepła kapitał (rozdział 1).

4.8.2.1. Pompa ciepła pracująca samodzielnie

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania pracującej samodzielnie sprężarkowej pompy ciepła jest, aby roczny koszt K_{Rc}^{PC} produkcji w niej ciepła był niższy od kosztu ciepła K_{Rc}^{EC} ze źródła alternatywnego wyliczanego zgodnie z obowiązującą metodą kosztu unikniętego

$$K_{Rc}^{PC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{PC} + \frac{Q_R}{\varepsilon_E} e_{el} + K_{sr}^{PC} \leq K_{Rc}^{EC} = (z\rho + \delta_{rem})J^{EC} + \frac{Q_R + E_R}{\eta_{Eec}^R} e_{pal} + K_{sr}^{EC} - E_R e_{el}, \quad (4.181)$$

gdzie:

- e_{el}, e_{pal} – jednostkowa cena energii elektrycznej i paliwa spalanego w alternatywnym źródle ciepła,
- E_R – roczna produkcja energii elektrycznej w alternatywnym źródle ciepła,
- J^{PC}, J^{EC} – nakłady inwestycyjne na pompę i alternatywne źródło ciepła,
- K_{sr}^{PC}, K_{sr}^{EC} – roczne koszty za gospodarstwo korzystania ze środowiska naturalnego,
- Q_R – roczna produkcja ciepła w pompie lub alternatywnym źródle ciepła,
- $z\rho + \delta_{rem}$ – roczna stopa ($z\rho$) obsługi kapitału inwestycyjnego oraz stopa (δ_{rem}) pozostałych kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (koszty konserwacji, remontów urządzeń),
- η_{Eec}^R – sprawność energetyczna elektrociepłowni (wyliczana dla okresu rocznego z uwagi na zmienną moc cieplną elektrociepłowni w ciągu roku).

Drugie składniki po lewej i prawej stronie wzoru (4.181) oznaczają kolejno koszt energii elektrycznej napędzającej pompę ciepła oraz koszt paliwa spalane w źródle alternatywnym. Składnik $E_R e_{el}$ w tym wzorze oznacza koszt uniknięty produkcji ciepła w źródle.

W równaniu (4.181) można pominąć roczne koszty za gospodarce korzystania ze środowiska naturalnego z uwagi na małą ich wartość. Aktualne taryfy opłat ekologicznych są bowiem niskie.

Warunkiem wystarczającym ekonomicznej opłacalności stosowania pompy ciepła jest natomiast, aby przyrost rocznego zysku ΔZ_R równy obniżeniu rocznego kosztu produkcji ciepła w pompie w porównaniu ze źródłem alternatywnym

$$\Delta Z_R = \Delta K_{Rc} = K_{Rc}^{EC} - K_{Rc}^{PC} > 0, \quad (4.182)$$

gwarantował odpowiednio wysoką (przewyższającą oprocentowanie lokat na rynku kapitałowym) wewnętrzną stopę zwrotu IRR inwestycji oraz krótki okres zwrotu przyrostu nakładów inwestycyjnych $\Delta J = J^{EC} - J^{PC}$ związanych z budową pompy (rozdział 1.2)

$$DPBP = \frac{\ln \frac{\Delta K_{Rc}(1-p) + z\rho(J^{EC} - J^{PC})}{\Delta K_{Rc}(1-p) + zs(J^{EC} - J^{PC})}}{\ln(1+r)}. \quad (4.183)$$

Ze wzorów (4.181) i (4.182) otrzymuje się warunek konieczny, jaki musi spełniać wskaźnik efektywności energetycznej pompy, aby jej stosowanie było ekonomicznie opłacalne

$$\frac{1}{\varepsilon_E} < \frac{e_{pal}}{e_{el}} \left(\frac{1 + \sigma_{ec}^R}{\eta_{Eec}^R} \right) - \sigma_{ec}^R + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{EC} - J^{PC})}{Q_R e_{el}}, \quad (4.184)$$

przy czym w powyższym wzorze wielkość $\sigma_{ec}^R = E_R / Q_R$ oznacza roczny wskaźnik skojarzonej pracy alternatywnego źródła ciepła.

Gdy pompa ciepła napędzana byłaby silnikiem spalinowym lub turbiną gazową (rys. 4.30), to we wzorze (4.181) składnik $Q_R e_{el} / \varepsilon_E$ należy zastąpić wartością rocznej ilości energii chemicznej spalane w turbinie gazowej, wykorzystując równanie (4.177) oraz w sytuacji gdyby moc turbosespołu gazowego (silnika spalinowego) N_{TG} była większa od mocy pompy N_{PC}

($N_{el} = N_{TG} - N_{PC} > 0$), to również należy po lewej stronie zależności (4.181) uwzględnić przychód ze sprzedaży energii elektrycznej równy $E_R^{PC} e_{el} = N_{el} \tau_R e_{el}$ (τ_R – roczny czas pracy pompy). Zależność (4.184) przedstawia się wówczas następująco

$$\frac{1 + \varepsilon_E \sigma_{PC}^R}{\varepsilon_E \eta_{TG} + (1 - \eta_{TG}) \eta_u} < \frac{e_{el}}{e_{pal}} (\sigma_{PC}^R - \sigma_{ec}^R) + \frac{1 + \sigma_{ec}^R}{\eta_{Eec}^R} + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{EC} - J^{PC})}{Q_R e_{el}}, \quad (4.185)$$

przy czym $\sigma_{PC}^R = E_R^{PC} / Q_R$.

Spełnienie warunków (4.184) i (4.185) jest możliwe jedynie przy bardzo niskich nakładach inwestycyjnych J^{PC} na pompę, niskiej cenie energii elektrycznej e_{el} i wysokiej cenie paliwa e_{pal} .

Warunki (4.184) i (4.185) są na ogół ostrzejsze od warunków (4.174), (4.175) i (4.180) energetycznej celowości stosowania sprężarkowych pomp ciepła. Uzyskiwane bowiem wartości wskaźnika ε_E za pomocą tych wzorów są istotnie większe od wartości wskaźników uzyskiwanych z warunków termodynamicznej opłacalności ich stosowania.

Gdy sprężarkowa pompa ciepła zastępowałaby kotłownię ($\sigma_R^{EC} = 0$) zależność (4.184) redukuje się do postaci

$$\frac{1}{\varepsilon_E} < \frac{e_{pal}}{e_{el}} \frac{1}{\eta_K} + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^K - J^{PC})}{Q_R e_{el}}, \quad (4.186)$$

i wstawiając do niej aktualne ceny zakupu energii elektrycznej oraz gazu przez indywidualnych odbiorców wynoszące: $e_{el} \cong 90 \text{ USD/MWh}$, $e_{pal} \cong 8 \text{ USD/GJ}$ (należy jednak pamiętać, że cena energii elektrycznej w kraju jest na znacznie, prawie dwukrotnie niższym poziomie niż ceny w krajach byłej 15. Unii Europejskiej i należy oczekiwać, że będzie ona rostała, gdy natomiast cena gazu jest na poziomie wyższym) oraz dane dla domu jednorodzinnego: $Q_R \cong 150 \text{ GJ/rok}$, $J^{PC} \cong 10\,000 \text{ USD}$, $J^K \cong 5000 \text{ USD}$ oraz podstawiając za $z\rho + \delta_{rem} = 0,16$, za sprawność kotła wartość $\eta_K = 0,8$, otrzymuje się, że wskaźnik ε_E powinien być większy od 5,4. Pompa ciepła zastępująca kotłownię gazową byłaby zatem nieopłacalna ekonomicznie, chociaż jest efektywna termodynamicznie. Gdyby natomiast zamiast gazu spalać w kotle węgiel, którego cena jest niższa od ceny gazu, to w jeszcze większym stopniu pompa byłaby nieefektywna. Jedynie gdyby rozważyć spalanie w kotle bardzo drogiego

paliwa (oleju opałowego) przy równocześnie niskiej cenie energii elektrycznej, pompa ciepła mogłaby się okazać efektywna ekonomicznie. Również w razie gdyby jednostkowa cena e_c ciepła dostarczanego do domu w ilości Q_R przez dostawcę z zewnętrznej sieci ciepłowniczej była na tyle wysoka, istotnie większa od jednostkowego kosztu $k_c^{PC} = K_{Rc}^{PC} / Q_R$ (wzór (4.181)) jego wytwarzania w pompie: $e_c \gg k_c^{PC}$, to wówczas właścicielowi domu mogłoby opłacać się jej zainstalowanie, gdyby zysk $Z_R = Q_R(e_c - k_c^{PC})$, jaki osiągałby z tego tytułu, gwarantował krótki okres zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych J^{PC} na pompę

$$DPBP = \frac{\ln \frac{Z_R(1-p) + z\rho J^{PC}}{Z_R(1-p) + zSJ^{PC}}}{\ln(1+r)}. \quad (4.187)$$

Ale i wówczas bardziej opłacalny byłby kocioł gazowy, a tym bardziej węglowy. Oceniając jednak celowość stosowania pompy ciepła należy uwzględnić fakt, że czasami decyzja o zainstalowaniu pompy może wynikać z przesłanek pozaekonomicznych, na przykład z chęci zapewnienia wyższego komfortu życia.

4.8.2.2. Pompa ciepła współpracująca z elektrociepłownią

Wprowadzenie sprężarkowej pompy ciepła do elektrociepłowni gazowo-parowej (rys. 4.29), bez zmiany całkowitej mocy cieplnej układu, powoduje zmniejszenie kosztu zużycia paliwa w elektrociepłowni o wartość ΔK_{pal} , zmniejszenie jej mocy elektrycznej, a tym samym równocześnie zmniejszenie na nią nakładów inwestycyjnych o ΔJ^{EC} . Maleją bowiem moce turbozespołów: gazowego i parowego oraz maleje moc kotła odzyskowego. Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności takiego rozwiązania jest zatem, aby zmniejszone roczne koszty zakupu gazu ΔK_{pal} , zmniejszone koszty ekologiczne ΔK_{sr} oraz zmiana nakładów inwestycyjnych $\Delta J^{EC} - J^{PC}$ w całości skompensowały zmniejszenie przychodu $\Delta E_{el,R}^{EC} e_{el}$ ze sprzedaży energii elektrycznej z elektrociepłowni

$$\Delta K_{pal} + (z\rho + \delta_{rem})(\Delta J^{EC} - J^{PC}) + \Delta K_{sr} - \Delta E_{el,R}^{EC} e_{el} \geq 0 \quad (4.188)$$

przy czym

$$\Delta K_{pal} = \alpha \frac{Q_R + E_R}{\eta_{Eec}^R} e_{pal}, \quad (4.189)$$

$$\Delta E_{el,R}^{EC} = \alpha \left(E_R + \frac{Q_R}{\varepsilon_E} \right), \quad (4.190)$$

$$\Delta J^{EC} = \alpha J^{EC}. \quad (4.191)$$

Ze wzorów od (4.188) do (4.191) otrzymuje się analogiczną zależność na minimalną wartość wskaźnika efektywności energetycznej sprężarkowej pompy ciepła jak relacja (4.184)

$$\frac{1}{\varepsilon_E} < \frac{e_{pal}}{e_{el}} \left(\frac{1 + \sigma_{ec}^R}{\eta_{Eec}^R} \right) - \sigma_{ec}^R + \frac{(z\rho + \delta_{rem})(J^{EC} - \frac{J^{PC}}{\alpha})}{Q_R e_{el}} + \frac{\Delta K_{sr}}{Q_R e_{el}}. \quad (4.192)$$

Zmniejszenie rocznych kosztów ΔK_{sr} za gospodarcze korzystanie ze środowiska naturalnego przy oficjalnych niskich opłatach ekologicznych można we wzorze (4.192) pominąć jako wartość relatywnie małą. Wprowadzając jednak odpowiednio wysokie taryfy opłat za emisję szkodliwych substancji do otoczenia, można by uatrakcyjnić „ekonomiczną sytuację” pomp ciepła.

Jak już zaznaczono, uzyskiwane za pomocą wzorów (4.184), (4.185) i (4.192) wartości wskaźników ε_E są na ogół na tyle duże (nawet wielokrotnie większe od ich wartości uzyskiwanych za pomocą wzorów na termodynamiczną opłacalność ich stosowania), że w praktyce są nieosiągalne dla produkowanych pomp ciepła. Wyznaczając natomiast za pomocą wzorów (4.184), (4.185), (4.192) jako zagadnienie odwrotne np. graniczną wartość ceny energii elektrycznej e_{el} przy danej cenie paliwa e_{pal} i danej realnej wartości wskaźnika ε_E , uzyskuje się dla tej ceny wartość ujemną, co oznacza, że pompa musiałaby być dofinansowywana. Jej użytkownik musiałby otrzymywać dotacje w wysokości iloczynu zużytej energii elektrycznej do napędu pompy i otrzymanej ujemnej jej wartości.

Stosowanie sprężarkowych pomp ciepła jest na ogół ekonomicznie nieopłacalne nawet w tych przypadkach, gdy jest ono opłacalne termodynamicznie.

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania pomp są bardzo niskie ceny napędzającej je energii elektrycznej przy wysokich cenach paliwa zasilającego alternatywne źródła ciepła.

Dostarczanie ciepła za pomocą pomp mogłoby być opłacalne ekonomicznie wówczas, gdyby zmniejszeniu ilości spalanych paliw pierwotnych w energetyce towarzyszyłyby odpowiednio wysokie taryfy opłat za emisję szkodliwych substancji do otoczenia, w tym dodatkowo odpowiednio wysoka taryfa opłaty za termiczne zanieczyszczanie środowiska naturalnego.

Dzięki stosowaniu pomp ciepła ulegałoby bowiem zmniejszeniu jego tzw. termiczne zanieczyszczenie poprzez mniejsze odprowadzenie beżużytecznego ciepła do otoczenia. Unormowania prawne powinny zatem wpływać na wysokość oficjalnych opłat ekologicznych tak, aby odzwierciedlały one rzeczywiste szkody wyrządzane w środowisku naturalnym. Sumując, to koszty ekologiczne, obok zmniejszenia ilości spalanych paliw pierwotnych w energetyce, powinny być „źródłem” ekonomicznej opłacalności stosowania pomp ciepła.

Literatura

- [1] BARTNIK R.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna modernizacji energetyki cieplnej z wykorzystaniem technologii gazowych. Zeszyty Naukowe Politechniki Łódzkiej, nr 943, Łódź 2004.
- [2] BARTNIK R.: Analiza termodynamiczna i ekonomiczna skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej w układach gazowo-parowych. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
- [3] BEHRENS W., HAWRANEK P. M.: Poradnik przygotowania przemysłowych studiów feasibility, UNIDO, Warszawa 1993.
- [4] BIJAK W. i in.: Matematyka finansowa. Bizant, Warszawa 1994.
- [5] BRIGHAM E. F., GAPENSKI L. G.: Zarządzanie finansami, PWE, Warszawa 2000.
- [6] CHMIELNIAK T.: Nowe technologie energetyczne, stan aktualny i przewidywane kierunki rozwoju. ZN Pol. Śląskiej, s. Energetyka, z. 125, Gliwice 1995.
- [7] CHMIELNIAK T. : Układy dwupaliwowe jako ważny potencjał modernizacyjny energetyki. Materiały Konferencji Dostosowanie Energetyki do Standardów Europejskich w zakresie Techniki i Ekologii, Bielsko-Biała, maj 1999.
- [8] FINDEINSEN W., SZYMANOWSKI J., WIERZBICKI A.: Teoria i metody obliczeniowe optymalizacji. PWN, Warszawa 1980.
- [9] Gas Turbine World. 2004-2005 Handbook. Volume 24, Pequot Publication, Inc. Southport, USA.
- [10] JAJUGA K., JAJUGA T.: Inwestycje. Instrumenty finansowe, ryzyko finansowe, inżynieria finansowa, PWN, Warszawa 1996.
- [11] JAJUGA A.A., NOWAK W.A., SZYCHTA A.: Rachunkowość zarządcza, Wyd. Absolwent, Łódź 1999.
- [12] LAUDYN D.: Rachunek ekonomiczny w elektroenergetyce. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 1999.
- [13] MARECKI J.: Gospodarka skojarzona ciepłno-elektryczna. WNT, Warszawa 1991.
- [14] MILLER A., LEWANDOWSKI J.: Układy gazowo-parowe na paliwo stałe. WNT, Warszawa 1993.
- [15] ROGOWSKI W.: Rachunek efektywności przedsięwzięć inwestycyjnych, Oficyna Wydawnicza, Kraków 2004.
- [16] ROGOWSKI W., MICHALCZEWSKI A.: Zarządzanie ryzykiem w przedsięwzięciach inwestycyjnych, Oficyna Wydawnicza, Kraków 2005.
- [17] SIEGEL J. G., SHIM J. K., HARTMAN S. W.: Przewodnik po finansach.

PWN, Warszawa 1995.

- [18] SKOREK J.: Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
- [19] SKOREK J., KALINA J.: Gazowe układy kogeneracyjne, WNT, Warszawa 2005.
- [20] SZABLEWSKI A.: Kontrowersje wokół prywatyzacji Zespołu Elektrociepłowni w Łodzi SA. Wokół Energetyki 2005, nr 2.
- [21] SZARGUT J.: Zagadnienie doboru źródeł ciepła dla Opoli, Energetyka 1998, nr 7.
- [22] SZARGUT J., ZIĘBIK A.: Podstawy energetyki cieplnej, PWN, Warszawa 1998.
- [23] ZIĘBIK A., ZUWAŁA J.: Akumulacja ciepła w elektrociepłowniach. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2003, nr 2.