

Jacek Kalina
Politechnika Śląska w Gliwicach
Instytut Techniki Ciepłej

Optimalizacja doboru mocy bloku elektrociepłowni z kotłem na zrębki drzewne w projekcie modernizacji komunalnej ciepłowni węglowej¹⁾

Ostatnie lata w krajowej energetyce przyniosły znaczny wzrost zainteresowania projektami inwestycyjnymi w zakresie wykorzystania biomasy do wytwarzania energii elektrycznej w źródłach rozproszonych. Szczególnie pożądane są projekty układów kogeneracyjnych, gdzie ciepło i energia elektryczna są wytwarzane w skojarzeniu. Rozwój tego typu inwestycji stanowi jeden z priorytetów polityki energetycznej państwa, wynikający z Traktatu Akcesyjnego do Unii Europejskiej oraz dyrektyw unijnych 2001/77/WE w sprawie wspierania produkcji na rynku wewnętrznym energii elektrycznej wytwarzanej ze źródeł odnawialnych energii i 2004/8/WE w sprawie wspierania kogeneracji opartej na zapotrzebowaniu na ciepło użytkowe na rynku wewnętrznym energii. Zgodność z polityką energetyczną niesie ze sobą możliwość wsparcia finansowego projektu, zarówno w fazie inwestycyjnej (dotacje, kredyty preferencyjne) jak i operacyjnej (świadczenia pochodzenia, handel emisjami). Zwiększa to znacznie atrakcyjność inwestowania w źródła energii elektrycznej, wykorzystujące biomasę jako paliwo podstawowe.

Obecnie większość rozważanych w kraju projektów w obszarze budowy układów opalanych biomasą sprowadza się do modernizacji istniejących ciepłowni i elektrociepłowni węglowych. Wynika to głównie z faktu istniejącego rynku ciepła oraz możliwości budowy bloków o stosunkowo niedużej mocy, wpasowanych w podstawę obciążenia cieplnego istniejącego źródła. Taki dobór mocy zmniejsza ryzyko inwestycyjne, zapewnia pełne wykorzystanie mocy wytwórczych bloku elektrociepłowni, korzystne wskaźniki techniczne, a także ogranicza zapotrzebowanie na stosunkowo trudne do pozyskania paliwo. W aspekcie technicznym projekty charakteryzują się prostymi, sprawdzonymi technicznie rozwiązaniami, do których można zaliczyć układy parowe z bezpośrednim spalaniem paliwa w kotłach. Układy zintegrowane z termicznym zgazowaniem biomasy zwykle nie są rozważane, co wynika ze stosunkowo jeszcze nieznacznej podaży urządzeń, braku odpowiedniej informacji technicznej oraz bardziej złożonego i kłopotliwego w eksploatacji układu technologicznego.

Przykładami realizacji projektów w zakresie średnich i dużych mocy z kotłami na biomasę są układy w *Elektrociepłowni Białystok S.A.* (konwersja kotła OP-140), *Elektrociepłowni Kielce S.A.* (układ z kotłem OS-20), *PEC w Płońsku Sp. z o.o.* (układ z kotłem VSR-10,5) czy *Elektrowni Stalowa Wola S.A.* (konwersja kotła OP-150). Dostępne środki finansowe, między innymi z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, sprawiają, że w wielu ciepłowniach węglowych rozważana jest budowa bloku z kotłem na biomasę w różnej skali.

Analizy techniczno-ekonomiczne projektów inwestycyjnych wskazują na stosunkowo wysoki poziom opłacalności. Kluczowymi parametrami są tu zwykle: cena zakupu biomasy loco elektrociepłownia, cena sprzedaży energii elektrycznej oraz świadectw jej pochodzenia z OZE, a także nakłady inwestycyjne. Najkorzystniejsze efekty finansowe są uzyskiwane w sytuacji, gdy planowany układ technologiczny jest dobrany optymalnie do lokalnego rynku ciepła, przy uwzględnieniu ograniczeń możliwej podaży paliwa.

W artykule przedstawiono wyniki analizy optymalizacyjnej i ocenę opłacalności przedsięwzięcia inwestycyjnego, polegającego na nadbudowie przykładowej komunalnej ciepłowni węglowej blokiem elektrociepłowni parowej, wykorzystującej biomasę jako paliwo w procesie spalania. Celem realizacji projektu jest wykorzystanie istniejącego potencjału rynku odbiorców ciepła do realizacji wysokosprawnego procesu skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej opartego na odnawialnym źródle energii pierwotnej. Planowane efekty realizacji przedsięwzięcia przedstawiają się następująco:

- konwersja węglowego źródła ciepła na dwupaliwowe źródło ciepła i energii elektrycznej,
- zmniejszenie zużycia węgla i dywersyfikacja rodzajów zużywanych paliw,
- zmniejszenie zużycia paliw kopalnych w systemie energetycznym,
- zmniejszenie szkodliwego oddziaływania na środowisko,
- zwiększenie średniorocznej sprawności konwersji energii w ciepłowni,
- zwiększenie pewności działania systemu elektroenergetycznego miasta przez wprowadzenie dodatkowej mocy zainstalowanej w źródle lokalnym,
- utworzenie lokalnego rynku biomasy dla celów energetyki.

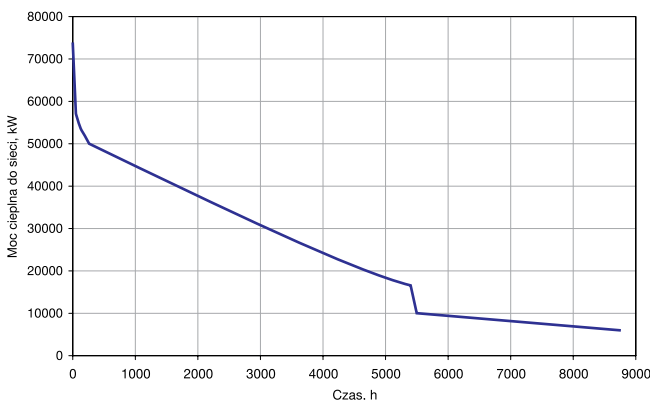
¹⁾ Praca naukowa finansowana ze środków na naukę w latach 2009 – 2011 jako projekt badawczy nr N N513 004036

Stan wyjściowy analizowanej ciepłowni węglowej

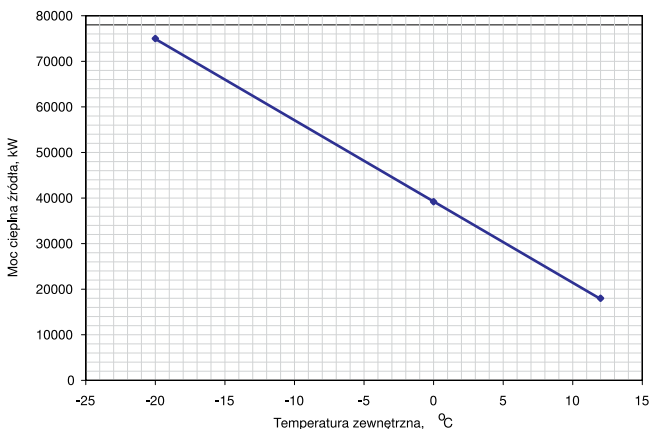
Analizę przeprowadzono dla będącej obecnie w eksploatacji średniej wielkości komunalnej ciepłowni węglowej. Obiekt jest zlokalizowany w centralnej części kraju, w 3. strefie klimatycznej. Szczytowa moc cieplna ciepłowni wyprowadzana do sieci wynosi 75 MW. Poza sezonem grzewczym obciążenie zmienia się między 10 a 6 MW. Temperatura wody gorącej nie przekracza 120°C.

Obecnie w ciepłowni pracują kotły węglowe typu WR25. Z czterech zainstalowanych kotłów w ruchu znajduje się od 1 do 3 jednostek. Wszystkie kotły zostały zmodernizowane w okresie ostatnich dziesięciu lat. Ich stan techniczny jest oceniany na dobry i bardzo dobry. Sprawność energetyczna poszczególnych kotłów utrzymuje się na poziomie 82%. Paliwem dla kotłów jest węgiel kamienny o następujących parametrach (średnie ważone): wartość opałowa 23,5 MJ/kg; udział popiołu 15,0%; udział siarki 0,6%. Emisja zanieczyszczeń z kotłów jest poniżej wartości dopuszczalnych.

Do obliczeń bilansu substancji i energii dla obiektu po modernizacji wykorzystano dane z pomiaru ciągłego temperatury wody zasilającej i powrotnej, chwilowej mocy cieplnej oraz temperatury zewnętrznej. Wykres uporządkowany zapotrzebowania ciepła, przedstawiono na rysunku 1. Na rysunku 2 pokazano krzywą regulacyjną mocy cieplnej źródła w funkcji temperatury zewnętrznej sezonu grzewczego.



Rys. 1. Uporządkowany wykres zapotrzebowania ciepła w analizowanej ciepłowni



Rys. 2. Moc cieplna źródła w funkcji temperatury zewnętrznej

Modernizacja układu technologicznego przez nadbudowę blokiem elektrociepłowni nie wpłynie na zmianę ilości oraz parametrów wytwarzanego nośnika ciepła.

Dane przyjęte do dalszych analiz przedstawiają się następująco:

• moc szczytowa	75 MW
• moc minimalna	6 MW
• produkcja ciepła (na podstawie całki wykresu)	750,21 TJ
• sprzedaż ciepła	652,68 TJ
• zużycie węgla	39 805 ton/rok
• emisja CO ₂	86 695 ton/rok
• straty ciepła w sieci	13%
• zużycie energii elektrycznej w ciepłowni	4500 MWh/rok
• czas trwania sezonu grzewczego	5450 godzin

Modernizacja przez nadbudowę układem elektrociepłowni parowej z kotłem na zrębki drzewne

Każdorazowo w przypadku projektu wykorzystania biomasy do celów energetycznych podstawą do rozważań jest analiza uwarunkowań gospodarki paliwowej wraz z kosztami pozyskania surowca (rodzaje, jakość, kierunki dostaw, dostępne ilości itp.). Z przeprowadzonych analiz wstępnych wyciągnięto wnioski, że najkorzystniejszym rodzajem paliwa dla planowanego bloku elektrociepłowni jest drewno leśne oraz z upraw energetycznych. Opracowanie odpowiedniej logistyki dostaw jest jednak związane z licznymi problemami organizacyjnymi.

Pozyskiwanie sortymentów grubych drewna leśnego na cele energetyki jest obecnie praktycznie niemożliwe, ze względu na politykę przedsiębiorstwa *Lasy Państwowe*. Umowy na sprzedaż drewna wielkowymiarowego (W) oraz średniowymiarowego (S) w pierwszej kolejności (w myśl polityki *Lasów Państwowych* wprowadzanej od stycznia 2007) podpisywane są z zakładami papierniczymi oraz dużymi tartakami (szeroko rozumiana energetyka w tych planach została pominięta). Ewentualne nadwyżki niesprzedanego drewna są dostępne za pośrednictwem aukcji internetowych na portalu <https://www.e-drewno.pl/stock/>. Oczywiście jest, że trudno w takiej sytuacji planować zakupy dużej ilości biomasy leśnej.

Pozyskiwanie sortymentów drobnych wymaga z kolei organizacji działalności oraz odpowiedniej infrastruktury technologicznej firm zbierających drewno. W ostatnim okresie, ze względu na duże zapotrzebowanie biomasy dla energetyki, obserwuje się powstawanie tego typu podmiotów.

Kolejnym źródłem drewna dla energetyki są odpady z zakładów przemysłu drzewnego oraz z innych gałęzi gospodarki, tzw. drewno odzyskowe.

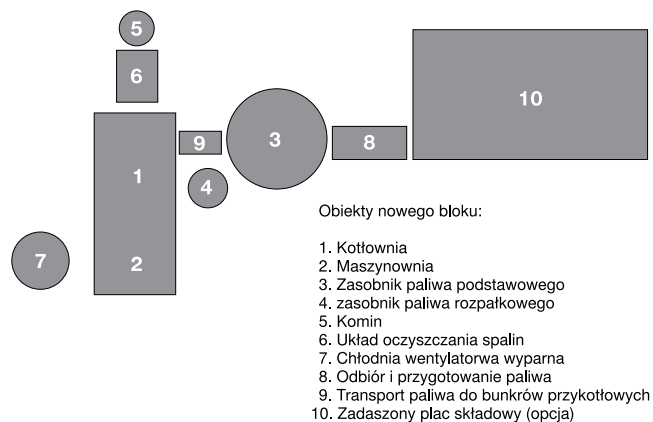
Potencjalnym źródłem biomasy dla energetyki są plantacje drzew szybko rosnących (tzw. plantacje energetyczne). Przewiduje się, że w dłuższym horyzoncie czasowym nastąpi w Polsce intensywny rozwój tych upraw, których wielkość na terenie całego kraju szacuje się obecnie na 5700 ha roślin krzewiastych o krótkiej rotacji (głównie wierzba) oraz 1600 ha innych wieloletnich roślin energetycznych. Można więc założyć, że nie mają one obecnie znaczenia strategicznego. Produkowana na tych plantacjach

biomasa pokrywa jedynie około 2,2% zapotrzebowania energetyki na 2010 r. Rynek biomasy pochodzącej z trwałych plantacji zlokalizowanych na gruntach rolnych jest zatem w fazie powstawania. Jedną z najważniejszych barier wzrostu podaży biomasy dla energetyki jest nieznana i niepewna opłacalność uprawy roślin energetycznych. Jest ona w dużym stopniu uzależniona od ceny surowca. Według informacji, przedstawionych na portalu www.bio-energia.pl optymalne obecnie ceny wierzby sezonowanej przez 6 miesięcy, o wartości opałowej 11,17 – 11,38 MJ/kg kształtują się w przedziale od 191 do 284 zł/tonę.

Wykorzystanie biomasy wymaga utworzenia na terenie ciepłowni odrębnej infrastruktury dla składowania, magazynowania, obróbki wstępnej oraz podawania paliwa do kotła. Ostateczna postać systemu gospodarki paliwowej jest uzależniona od rodzaju, sortymentu i własności biomasy oraz od wymagań urządzeń końcowych. Aby zapewnić odpowiedni sortyment i jakość paliwa najkorzystniejszym rozwiązaniem jest zlecenie zadań z tym związanych dostawcy paliwa. Oznacza to, że powinny zostać zakontraktowane dostawy zrębków o wymaganych wymiarach i wilgotności. W przypadku gdy jest to niemożliwe, należy liczyć się z koniecznością rozbudowy infrastruktury systemu paliwowego. Należy do niej zaliczyć przede wszystkim:

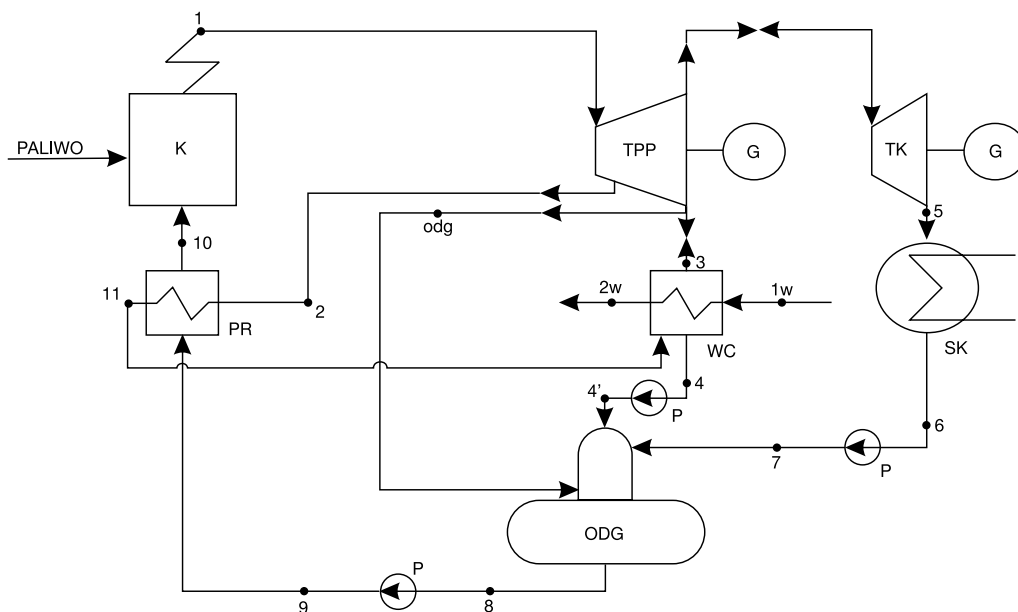
- zadaszony magazyn biomasy,
- system hydrantów przeciwpożarowych,
- urządzenia transportowe (taśmociągi, podajniki ślimakowe, podajniki kubełkowe),
- bunkier zasypowy biomasy,
- rębak (w przypadku kotła na zrębki),
- suszarnię wstępną (w przypadku zbyt dużej wilgotności biomasy).

Przykładowe rozmieszczenie urządzeń w elektrociepłowni z kotłem na zrębki drzewne przedstawiono na rysunku 3.



Rys. 3. Elektrociepłownia z kotłem na zrębki – rozmieszczenie urządzeń

Przyjęto, że układ technologiczny będzie typowym rozwiązaniem elektrociepłowni parowej. Główne urządzenia wytwórcze to kocioł parowy i turbozespoły wraz z wymiennikami ciepłowniczymi. Na potrzeby obliczeń bilansowych zbudowano model obliczeniowy, wykorzystujący schemat technologiczny, przedstawiony na rysunku 4 (wariant W-1). Analizowano dwa warianty konfiguracyjne układu. W wariantcie W-2, alternatywnym do przedstawionego na rysunku 4, wyeliminowano turbinę kondensacyjną, skraplacz, chłodnię wentylatorową i regeneracyjny podgrzewacz wody do kotła. Osiągnięto w ten sposób znaczne zmniejszenie początkowych nakładów inwestycyjnych kosztem zmniejszenia elastyczności pracy układu przy zmiennym obciążeniu cieplnym.



Rys. 4. Schemat technologiczny elektrociepłowni z kotłem na biomasę w wariantcie W-1

K – kocioł, TPP – turbozespoł (upustowo-)przeciwprężny, TK – turbozespoł kondensacyjny, WC – wymiennik ciepłowniczy, SK – skraplacz, PR – regeneracyjny podgrzewacz wody, P – pompa

Model obliczeniowy przyjęty do analizy został zbudowany na podstawie równania bilansów substancji i energii, wskaźników eksploatacyjnych oraz strumieni pieniężnych i wskaźników efektywności finansowej.

Podstawowe zależności bilansowe modelu przedstawiają się następująco:

- bilans energii kotła:

$$\dot{G}_{bio} W_{db} \eta_{Ek} = \dot{G}_p (i_{p-1} - i_{p-10}) \quad (1)$$

- bilans energii turbozespołów:

$$\dot{G}_p i_{p-1} = \dot{G}_{p-2} i_{p-2} + (\dot{G}_p - \dot{G}_{p-2}) i_{p-3} + \frac{N_{TPP}}{\eta_m \eta_g} \quad (2)$$

$$(\dot{G}_p - \dot{G}_{p-2} - \dot{G}_{p-3} - \dot{G}_{p-odg})(i_{p-3} - i_{p-5}) = \frac{N_{TK}}{\eta_m \eta_g} \quad (3)$$

- bilans energii wymienników:

$$\dot{G}_p (i_{p-10} - i_{p-9}) = A \dot{G}_{p-2} (i_{p-2} - i_{p-11}) \quad (4)$$

$$\dot{G}_w (i_{2w} - i_{1w}) = A [\dot{G}_{p-3} i_{p-3} + \dot{G}_{p-2} i_{p-11} - (\dot{G}_{p-2} + \dot{G}_{p-3}) i_{p-4}] \quad (5)$$

$$(\dot{G}_p - \dot{G}_{p-2} - \dot{G}_{p-3} - \dot{G}_{p-odg})(i_{p-5} - i_{p-6}) = \dot{Q}_{CH} \quad (6)$$

- bilans odgazowywacza:

$$(\dot{G}_p - \dot{G}_{p-2} - \dot{G}_{p-3} - \dot{G}_{p-odg}) i_{p-7} + (\dot{G}_{p-2} + \dot{G}_{p-3}) i_{p-4} + \dot{G}_{p-odg} i_{p-3} = \dot{G}_p i_{p-8} \quad (7)$$

- bilans mocy cieplnej:

$$\dot{G}_w (i_{2w} - i_{1w}) + \dot{Q}_{kW} = \dot{Q}_{MSC} \quad (8)$$

- ograniczenia nierównościowe wydajności kotłów

$$\dot{G}_{p_min} \leq \dot{G}_p \leq \dot{G}_{p_max} \quad (9)$$

$$\dot{Q}_{kW_min} \leq \dot{Q}_{kW} \leq \dot{Q}_{kW_max} \quad (10)$$

gdzie:

- \dot{G}_{bio} – strumień biomasy,
- W_{db} – wartość opałowa biomasy;
- \dot{G}_p – strumień pary z kotła,
- i – entalpia właściwa H_2O ,
- η_{Ek} – sprawność energetyczna kotła (rys. 5),
- η_m – sprawność mechaniczna turbiny,
- η_g – sprawność generatora,
- N_{TPP} – moc elektryczna turbozespołu przeciwprężnego,
- N_{TK} – moc elektryczna turbozespołu kondensacyjnego,
- $\dot{Q}_{kW}, \dot{Q}_{kW_min}, \dot{Q}_{kW_max}$ – minimalna i maksymalna dopuszczalna wydajność trwała kotła parowego,
- $\dot{G}_{p_min}, \dot{G}_{p_max}$ – moc cieplna kotła węglowego, moc minimalna, moc maksymalna,
- \dot{Q}_{MSC} – moc cieplna wprowadzana do sieci,
- A – współczynnik uwzględniający straty ciepła ($A = 0,98$).

Podstawowym urządzeniem wytwórczym w przedstawionym układzie jest kocioł. Ze względu na znaczny udział substancji lotnych w biomase i objętościowy charakter spalania z tym związany, kocioł opalany biomasą jest kotłem większym i droższym od analogicznego kotła na węgiel kamienny. W zakresie projektowania i dostawy kotłów na biomasę w warunkach polskich dostępna jest oferta zarówno firm krajowych (RAFAKO S.A., SEFAKO S.A.) jak i zagranicznych. Zwykle kocioł jest dostosowywany do indywidualnych potrzeb klienta.

Wstępnie do analizy zaproponowano dwie alternatywne technologie budowy kotła parowego oraz dwa alternatywne rozwiązania obiegu parowego. Różnice w technologii kotła można przedstawić następująco:

- 1) paleniska rusztowe:

- nadają się do wsadu o stosunkowo dużym zawilżeniu,
- ograniczony zakres sortymentu <min, max>>,
- nie nadają się do spalania frakcji drobnej, jak np. mielona słoma czy trawa,
- wymagają kontroli wysokości przyzmy na ruszcie,
- wymagają kontroli prędkości rusztu,
- wymagają strefowego podawania powietrza pod ruszt i kontroli ilości,
- wymagają homogenicznego wsadu w celu uniknięcia przedmuchiów,
- duże kotły zwykle wyposażone w pierwotną i wtórną komorę spalania w celu odpowiedniego rozdziału powietrza,
- niskie nakłady inwestycyjne,
- niskie koszty eksploatacji,
- mały udział unosu w spalinach,
- mniej wrażliwe na szlakowanie od fluidalnych,
- ograniczenie emisji NOX wymaga specjalnych technologii,
- duży nadmiar powietrza, wpływający na obniżenie sprawności,
- spalanie strefowe wymagające sterowania rozdziałem powietrza,
- wysokie wskaźniki emisji przy obciążeniach częściowych.

- 2) paleniska fluidalne:

- brak części mechanicznych w palenisku,
- niskie wskaźniki emisji,
- duża tolerancja na wilgotność i rodzaj wsadu,
- mały nadmiar powietrza,
- duża sprawność,
- homogeniczne warunki spalania, gdy zastosowanych jest kilka dysz powietrza (CFB)
- wysoka gęstość strumienia ciepła dzięki dużym turbulencjom (szczególnie CFB)
- łatwe dozowanie dodatków do spalania,
- duże nakłady inwestycyjne powodujące opłacalność od mocy ok. 15 – 20 MW,
- wysokie koszty eksploatacji,
- ograniczenia wielkości cząstek wsadu do ok. 40 - 80 mm,
- znaczny udział unosu w spalinach,
- częściowe obciążenia wymagają specjalnych technologii,
- wrażliwe na szlakowanie,
- niecałkowite spalanie (strata z popiołem),
- erozja powierzchni ogrzewalnych kotła.

Alternatywne rozwiązania po stronie układu parowego prowadzą do poniżej wymienionych różnic.

1. Układ z turbiną przeciwprężną i turbiną kondensacyjną (oznaczony jako wariant W-1):

- wyższe nakłady inwestycyjne,
- konieczność budowy chłodni wentylatorowej wyparnej,
- wyższe koszty eksploatacji,
- produkcja energii elektrycznej niezależna od mocy cieplnej odbieranej z wymiennika ciepłowniczego,
- niepełne obciążenia nie powodują konieczności zmniejszenia mocy kotła,
- brak ograniczeń przy doborze mocy bloku, wynikających z niskich obciążeń cieplnych poza sezonem grzewczym.

2. Układ wyłącznie z turbiną przeciwprężną (oznaczony jako wariant W-2):

- niższe nakłady inwestycyjne,
- niższe koszty eksploatacji układu,
- konieczność zapewnienia odbioru ciepła,
- produkcja energii elektrycznej zależna od mocy cieplnej odbieranej z wymiennika ciepłowniczego,
- niepełne obciążenia wymagają zmniejszenia mocy kotła, co powoduje zmniejszenie sprawności układu,
- większe ograniczenia przy doborze mocy bloku, wynikające z niskich obciążeń cieplnych poza sezonem grzewczym,

W ramach optymalizacji parametrów technologicznych źródła dokonano wielokrotnych obliczeń bilansowych, których zadaniem było:

- określenie schematu technologicznego,
- określenie mocy kotła.

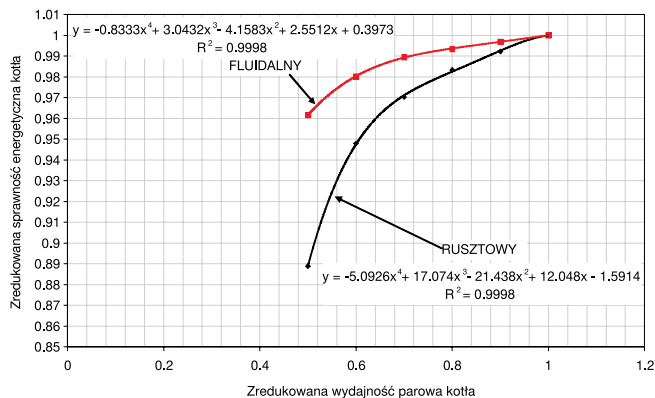
Z powodu braku danych, dotyczących kosztu budowy kotła w funkcji jego parametrów projektowych, w analizie przyjęto, że ciśnienie i temperatura pary świeżej są stałe. Do obliczeń bilansowych wprowadzono dane na podstawie analizy parametrów kotłów w zrealizowanych inwestycjach w Europie. Typowe zakresy zmienności kluczowych parametrów obiegu to:

- ciśnienie pary z kotła 1,0 – 10,0 MPa
- temperatura pary z kotła 450 – 540°C
- moc elektryczna zainstalowana 2 – 25 MW
- sprawność energetyczna 18 – 30%.

Do obliczeń przyjęto:

- ciśnienie pary świeżej z kotła 5,0 MPa
- temperatura pary świeżej z kotła 500°C
- ciśnienie wody przed kotłem 6,0 MPa
- temperatura wody przed kotłem (brak podgrzewu regeneracyjnego) 7°C
- temperatura wody przed kotłem (po podgrzewie regeneracyjnym) 200°C
- sprawność nominalna kotła rusztowego 84%
- sprawność nominalna kotła fluidalnego 88%
- minimalne dopuszczalne obciążenie kotła 50% wydajności parowej znamionowej

- sprawność wewnętrzna turbiny upustowo-przeciwprężnej 0,88
- sprawność wewnętrzna turbiny kondensacyjnej 0,86
- paliwo podstawowe: zrębki drzewne o wartości opałowej 11,0 MJ/kg.



Rys. 5. Przyjęte do analizy charakterystyki energetyczne kotłów

Oddziaływanie projektu ma charakter lokalny oraz systemowy (globalny). Do systemowych oddziaływań projektu zaliczono:

- zmniejszenie emisji substancji szkodliwych do otoczenia, w szczególności gazów cieplarnianych,
- oszczędność energii chemicznej paliw kopalnych w systemie energetycznym.

Analizę oddziaływań systemowych prowadzono wykorzystując następujące zależności:

- wskaźnik oszczędności energii pierwotnej w procesie kogeneracji PES [1]:

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{\eta_{gc}}{\eta_{refc}} + \frac{\eta_{ge}}{\eta_{refe}}} \right) 100 \quad (11)$$

- wskaźnik zastępowania energii paliw kopalnych przez energię odnawialną ERI (Energy Replacement Index):

$$ERI = \frac{\Delta G_w W_{dw} + (1-a) \frac{3,6 E_{el}}{\eta_{el}}}{G_b W_{db}} \quad (12)$$

- globalne zmniejszenie emisji CO₂.

$$ER_{CO_2} = \Delta G_w WE_w + (1-a) E_{el} WE_{ref} \quad (13)$$

gdzie:

- η_{gc} – sprawność wytwarzania ciepła w jednostce kogeneracji,
- η_{ge} – sprawność wytwarzania energii elektrycznej w jednostce kogeneracji,
- η_{refq} – referencyjna sprawność wytwarzania ciepła ($\eta_{refq} = 0,8$ [1]),

- η_{refe} – referencyjna sprawność wytwarzania energii elektrycznej ($\eta_{refe} = 0,9404 \cdot 0,25$ [1]),
- ΔG_w – lokalne zmniejszenie zużycia węgla,
- η_{el} – średnia sprawność wytwarzania energii elektrycznej w systemie w układach zasilanych paliwami kopalnymi (przyjęto równą 42%),
- W_{dw} – wartość opałowa węgla,
- G_b – lokalne zużycie biomasy,
- E_{el} – energia elektryczna wytworzona w elektrociepłowni brutto, MWh,
- a – udział źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii elektrycznej w systemie (przyjęto $a = 0,02$),
- WE_w – wskaźnik emisji dla spalania węgla w ciepłowni (przyjęto $WE_w = 1850$ kg/tonę),
- WE_{ref} – wskaźnik emisji dla wytwarzania energii elektrycznej w systemie w źródłach zasilanych paliwami kopalnymi (przyjęto $WE_{ref} = 1034$ kg/MWh).

Obliczenia finansowe analizy zmierzają do wyznaczenia wartości podstawowych wskaźników opłacalności przedsięwzięcia:

- różnicowa wartość bieżąca netto ΔNPV

$$\Delta NPV = \sum_{t=1}^N \frac{(CF_t)_2}{(1+r)^t} - J_0 - \sum_{t=1}^N \frac{(CF_t)_1}{(1+r)^t} =$$

$$= -J_0 + \sum_{t=1}^N a_t [(CF_t)_2 - (CF_t)_1] \quad (14)$$

- wewnętrzna stopa zwrotu IRR

$$\sum_{t=0}^N \frac{\Delta CF_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (15)$$

gdzie:

- CF_t – przepływ pieniężny (cash flow),
- N – horyzont czasowy,
- r – stopa dyskonta.

Analiza finansowa ma charakter porównawczy (różnicowy). Stanem odniesienia jest sytuacja, w której projekt zostaje zaniechany, a układ technologiczny ciepłowni jest eksploatowany w niezmienionej postaci w całym horyzoncie czasowym, objętym analizą. We wzorze (14) indeksem 2 oznaczono stan po realizacji projektu, natomiast indeksem 1 stan przy zaniechaniu realizacji: t – bieżący rok eksploatacji, N – całkowita liczba lat eksploatacji, CF_t – przepływ pieniężny obliczony na końcu roku t .

Z realizacją projektu związane są następujące składniki przepływów pieniężnych:

- dodatkowy dochód wynikający ze sprzedaży energii elektrycznej,
- dodatkowy dochód wynikający ze sprzedaży świadectw pochodzenia energii elektrycznej z OZE,
- dodatkowy dochód wynikający ze sprzedaży uprawnień emisyjnych,
- oszczędność kosztów związana z uniknięciem zakupu energii elektrycznej na potrzeby własne ciepłowni,

- oszczędność kosztów zakupu węgla do kotłów węglowych, wynikająca z ich odciążenia,
- oszczędność kosztów remontów w obecnym układzie technologicznym, wynikająca ze zmniejszonego czasu wykorzystania kotłów węglowych,
- zmiana kosztów emisji zanieczyszczeń,
- koszty finansowe związane z pozyskaniem kapitału inwestycyjnego (odsetki od kredytu),
- koszty zakupu gazu,
- koszty obsługi i remontów układu gazowego,
- wielkość odpisów amortyzacyjnych wynikające ze zwiększenia wartości majątku trwałego.

Potencjalnym źródłem przychodu jest również sprzedaż potwierdzonych jednostek emisji unikniętej CO_2 . Na dzień dzisiejszy nie ma jednak odpowiednich aktów prawnych regulujących warunki obliczania emisji unikniętej w wyniku realizacji projektu i obrotu nimi. Przychodu tego nie uwzględniono w analizach finansowych projektu.

Do obliczeń poszczególnych pozycji we wzorze (14) wykorzystano następujące zależności (opracowano na podstawie danych zawartych w [2]):

- nakład jednostkowy na urządzenia podstawowe i pomocnicze kotłowni z kotłem rusztowym

$$i_{KR} = 393580 \dot{G}_p^{-0,1195} \quad (16)$$

- nakład jednostkowy na urządzenia podstawowe i pomocnicze kotłowni z kotłem fluidalnym

$$i_{KF} = 10^8 \dot{G}_p^{-0,5664} \quad (17)$$

- nakład jednostkowy na urządzenia podstawowe i pomocnicze maszynowni z turbiną przeciwnprężną

$$i_{TTP} = 4668,8 N_{el}^{-0,2733} \quad (18)$$

- nakład jednostkowy na urządzenia podstawowe i pomocnicze maszynowni z turbiną kondensacyjną

$$i_{TK} = 5750,1 N_{el}^{-0,287} \quad (19)$$

- jednostkowe koszty utrzymania i serwisu kotłowni z kotłem rusztowym

$$j_K = -0,6782 \ln \dot{G}_p + 9,2857 \quad (20)$$

- jednostkowe koszty utrzymania i serwisu kotłowni z kotłem fluidalnym

$$j_K = -0,8741 \ln \dot{G}_p + 11,622 \quad (21)$$

- jednostkowe koszty utrzymania i serwisu maszynowni:

$$j_T = 0,01075 N_{el}^{-0,733} \quad (22)$$

- różnicowy przepływ pieniężny na potrzeby analizy dyskontowej w latach eksploatacji

$$\Delta CF_{t=1..N} = E_{el}(ce_{el} + cpm_{el}) + \Delta G_{CO_2} cue - \Delta K_E - \Delta K_W - K_B - \Delta P_d \quad (23)$$

gdzie:

i_{KR} , i_{KT} – jednostkowy nakład inwestycyjny na urządzenia kotłowni w USD/(t/h);

i_{TRP} , i_{TK} – jednostkowy nakład inwestycyjny na urządzenia maszynowni w USD/kW;

\dot{G}_p – strumień pary w kg/h;

N_{el} – moc elektryczna zainstalowana w kW,

j_K – jednostkowe koszty utrzymania i serwisu bieżącego kotłowni (bez odpisów remontowych) w zł/tonę pary;

j_T – jednostkowe koszty utrzymania i serwisu bieżącego maszynowni, zł/kWh;

E_{el} – ilość wytworzonej energii el. w kWh;

ce_{el} – średnia ważona cena sprzedaży energii elektrycznej;

cpm_{el} – cena sprzedaży świadectw pochodzenia;

ΔG_{CO_2} – lokalne zmniejszenie emisji CO₂;

cue – cena uprawnień emisyjnego;

ΔK_E – zmiana kosztów emisji zanieczyszczeń;

ΔK_W – zmiana kosztów operacyjnych w układzie węglowym (wartość ujemna);

K_B – koszty operacyjne bloku zasilanego biomasą;

ΔP_d – zmiana podatku dochodowego.

Analiza optymalizacyjna układu technologicznego elektrociepłowni

Analizę optymalizacyjną doboru technologii i mocy bloku elektrociepłowni przeprowadzono przy poniżej wymienionych założeniach.

1. Całkowitą dyspozycyjność bloku elektrociepłowni przyjęto równą 90% (7884 h/rok).
2. Kocioł węglowy WR25 wchodzi do ruchu z obciążeniem minimalnym równym 5 MW.
3. W momencie wejścia do ruchu kotła węglowego ciepło z kogeneracji jest rozpraszane w otoczeniu, przy zachowaniu ciągłości wytwarzania energii elektrycznej (obciążenie turbozespołu kondensacyjnego). W wariacie bez turbiny kondensacyjnej regulacja mocy elektrociepłowni odbywa się przez zmianę obciążenia kotła na zębki.
4. Generatory własne stanowią podstawowe źródło zasilania ciepłowni w energię elektryczną. W czasie przestoju turbozespołu energia jest dostarczana z sieci. Pozostała energia elektryczna wytwarzana w kogeneracji zostanie sprzedana.
5. Wskaźniki emisji zanieczyszczeń przyjęto na podstawie *Materiałów informacyjno-instrukcyjnych MOŚZNiL 1/96*. Są to wartości obowiązujące w naliczaniu opłat za gospodarcze wykorzystanie środowiska.

6. Obliczenia finansowe wykonano w cenach netto.

7. Nie zakładano finansowania projektu z dotacji.

8. Obliczenia podstawowe wykonano dla stałych wartości cen i kosztów. Nie uwzględniano realnych wskaźników wzrostu cen.

9. W podstawowym wariacie finansowania założono, że inwestycja jest finansowana w 25% z kapitału własnego, w 50% z kredytu preferencyjnego o stopie 6,0% spłacanego przez 10 lat (np. z NFOŚiGW) oraz w 35% z kredytu komercyjnego o stopie 11,0% spłacanego przez 5 lat. Dochodowość kapitału własnego przyjęto na poziomie oprocentowania obligacji skarbowych dziesięcioletnich równe 7,0% w skali roku.

10. Średnioroczny wskaźnik inflacji przyjęto równy 3,0%.

11. Stopę dyskonta do analizy przyjęto $r = 0.05$ (obliczona na podstawie kosztu kapitału wynosi $r = 0,044$).

12. Czas budowy obiektu wynosi 2 lata. W pierwszym roku wydatkowane jest 40% nakładów inwestycyjnych.

13. Wartość 1 euro w chwili wykonywania analizy wynosiła 4,5 zł, a dolara amerykańskiego 3,41 zł.

14. Horyzont czasowy przyjęty do obliczeń finansowych wynosi 20 lat.

15. Ceny uprawnień emisyjnych oraz świadectw pochodzenia energii elektrycznej z kogeneracji przyjęto na podstawie cen średnich notowanych na Towarowej Giełdzie Energii.

16. Przyjęto, że energia elektryczna zużywana na potrzeby własne będzie opodatkowana podatkiem akcyzowym (Art. 7 ust. 1 ustawy). Przyjęto stawkę podatku akcyzowego równą 22,20 zł/MWh.

17. Ceny bazowe przyjęte do analizy:

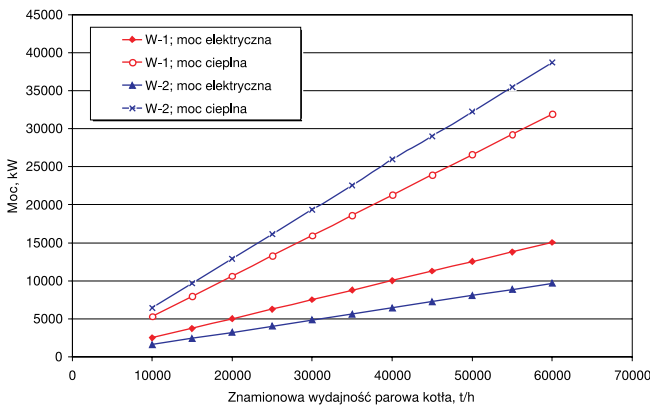
– cena zębów loco ciepłowni	200 zł/t (18,18 zł/GJ),
– cena węgla loco ciepłowni	270 zł/t (11,49 zł/GJ),
– cena sprzedaży energii elektrycznej do sieci	152 zł/MWh
– zakup energii elektrycznej na potrzeby własne ciepłowni	240 zł/MWh,
– cena świadectwa pochodzenia z OZE	245 zł/MW,
– cena uprawnień emisyjnego	68 zł/t CO ₂ .

Charakterystykę techniczną bloku elektrociepłowni, w funkcji technologii i wielkości kotła przedstawiono na rysunkach od 6 do 10. Rysunek 6 przedstawia moc elektryczną i ciepłą bloku elektrociepłowni w funkcji wydajności parowej kotła. Wariant W-1 cechuje się wyższym stosunkiem mocy elektrycznej do mocy cieplnej. Przy danej mocy kotła, wariant W-2, bez podgrzewu regeneracyjnego wody do kotła i bez turbiny kondensacyjnej, charakteryzuje się większą mocą cieplną i mniejszą mocą elektryczną. W wariacie tym, w związku z brakiem strat ciepła do otoczenia w chłodni wentylatorowej, są uzyskiwane wysokie wartości sprawności całkowitej oraz wskaźnika PES dla kogeneracji. W wariacie W-1 z turbiną kondensacyjną sprawność całkowita procesu jest mniejsza z uwagi na rozpraszanie ciepła. Przyjmuje ona wartość maksymalną dla bloku z kotłem o wydajności 20 t pary/h, a następnie zmniejsza się wraz ze wzrostem mocy.

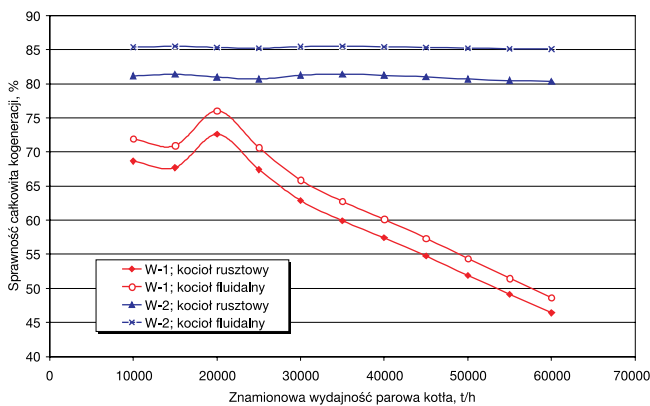
Najkorzystniejsze wartości wszystkich wskaźników technicznych uzyskano dla bloku elektrociepłowni z kotłem fluidalnym o wydajności 35 t pary/h, bez turbiny kondensacyjnej (W-2). Podkreślić należy jednak, że wykresy wartości wskaźników

technicznych w funkcji wydajności kotła mają płaski przebieg. Prowadzi to do wniosków, że układ elektrociepłowni w tej technologii zapewnia korzystne efekty energetyczne w szerokim zakresie mocy znamionowej.

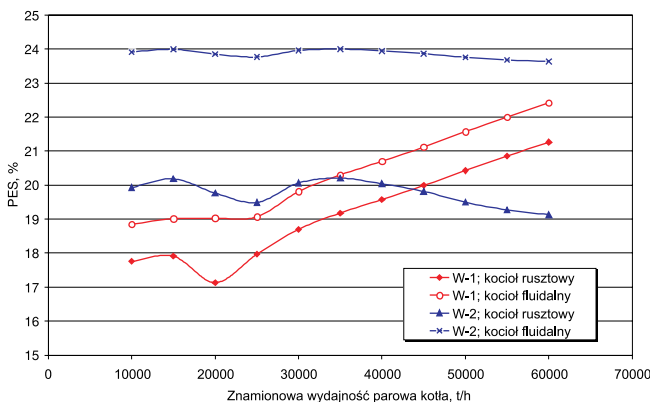
Na zmniejszenie emisji CO₂ w systemie energetycznym ma głównie wpływ produkcja energii elektrycznej w elektrociepłowni opalanej biomasą. Stąd też najwyższe wartości emisji unikniętej występują w przypadku bloków o dużej mocy elektrycznej (rys. 10).



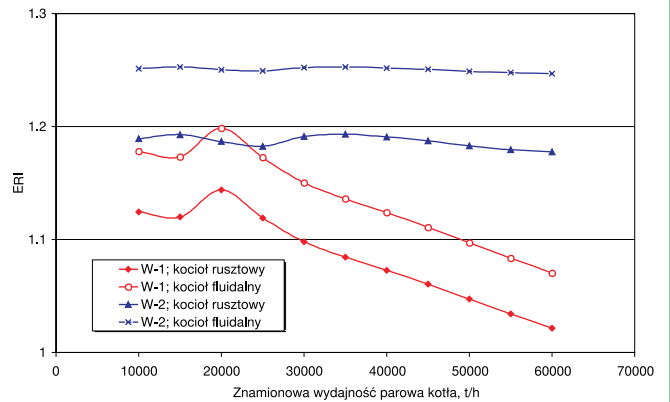
Rys. 6. Moc zainstalowana elektryczna i ciepła w wariantach W-1 oraz W-2 w funkcji wydajności parowej kotła



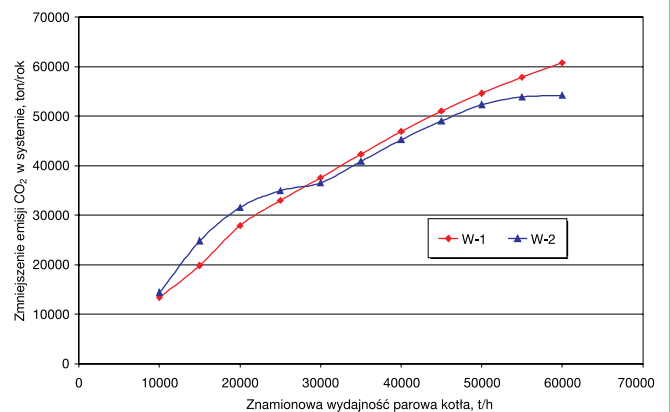
Rys. 7. Sprawność całkowita procesu kogeneracji, obliczana wg [1]



Rys. 8. Wskaźnik oszczędności energii chemicznej paliw w procesie kogeneracji, obliczany wg [1]



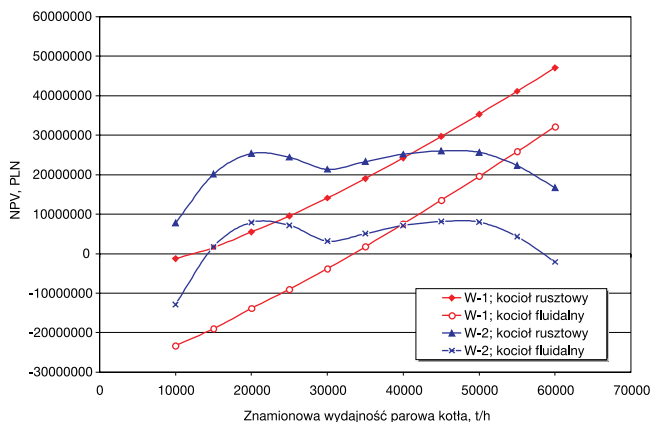
Rys. 9. Wskaźnik zastępowania energii paliw kopalnych przez energię odnawialną (12)



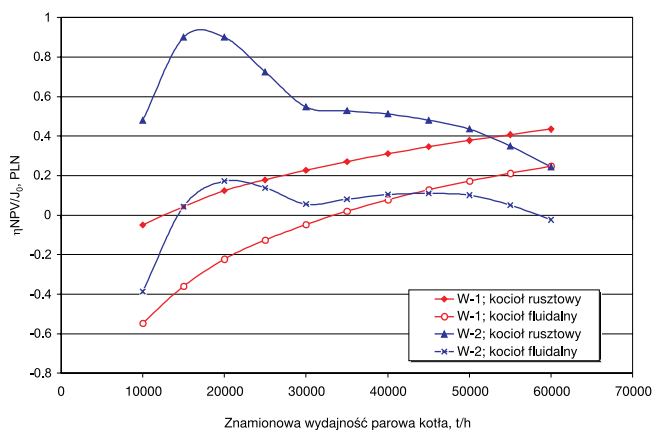
Rys. 10. Globalne zmniejszenie emisji CO₂ w systemie energetycznym (13)

Wyniki analizy optymalizacyjnej, mającej na celu maksymalizację ekonomicznej funkcji celu, przedstawiono na rysunkach 11-13. Na rysunku 11 podano wartość zdyskontowanego zysku netto z realizacji przedsięwzięcia. Wskazuje on na celowość budowy bloku elektrociepłowni o możliwie dużej mocy, z kotłem rusztowym oraz turbozespołami upustowo-przeciwprężnym i kondensacyjnym. Jest to układ ukierunkowany na produkcję energii elektrycznej. Wzrost mocy bloku zapewnia wzrost zysku netto, co wynika z korzystnej relacji łącznej wartości energii elektrycznej, świadectwa pochodzenia i sprzedanych uprawnień emisyjnych do kosztu biomasy. Duża moc bloku jest jednak związana z wysokimi początkowymi nakładami inwestycyjnymi.

Według kryterium *IRR* (a także *NPVR* i okresu zwrotu nakładów) optymalnym rozwiązaniem jest budowa bloku z kotłem rusztowym o wydajności 15–20 ton pary/h bez turbozespołu kondensacyjnego. Kryterium *IRR* powinno być podstawą podejmowania decyzji w przypadku wysokiego ryzyka inwestycyjnego. Przy wysokiej stopie dyskonta, charakterystycznej dla projektów ryzykownych, kryteria *NPV* i *IRR* stają się równoważne. Wartość stopy dyskonta przy której wskaźnik *NPV* dla uzyskanych rozwiązań optymalnych jest identyczny wynosi 0,075. Przy wyższej stopie dyskonta występuje jedno rozwiązanie optymalne. Jest nim źródło, charakteryzujące się małym stopniem złożoności technologicznej, o mocy cieplnej zbliżonej do mocy średniej wykresu uporządkowanego.



Rys. 11. Różnicowa wartość bieżąca netto projektu inwestycyjnego



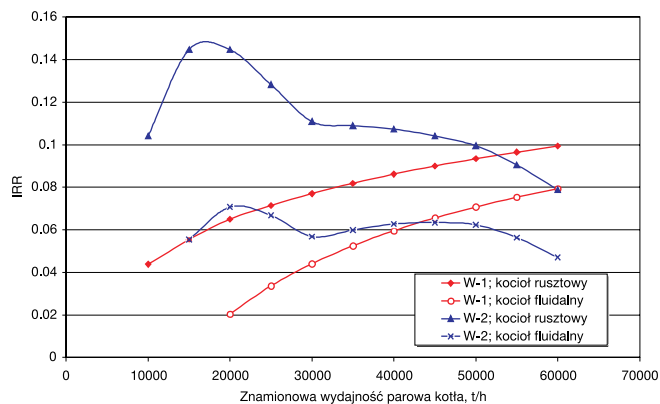
Rys. 12. Różnicowa wartość bieżąca netto odniesiona do początkowych nakładów inwestycyjnych (NPVR)

Z przedstawionych na rysunkach 11–13 wyników płynnie również wniosek, że w analizowanym przedziale mocy, budowa układu z kotłem fluidalnym zmniejsza efektywność ekonomiczną przedsięwzięcia inwestycyjnego. Wyższa sprawność kotła nie równoważy tu niekorzystnego wpływu początkowych nakładów inwestycyjnych. Znacznie korzystniejsze efekty uzyskano dla kotłów rusztowych.

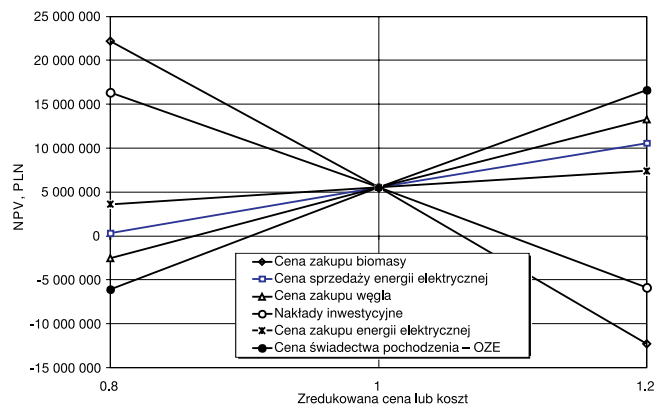
Na rysunku 14 przedstawiono wyniki analizy wrażliwości dla rozwiązania z kotłem rusztowym o wydajności 20 t/h i turbos zespołem przeciwnym. Można zaobserwować, że kluczowymi parametrami projektu są: cena zakupu biomasy, nakłady inwestycyjne oraz cena świadectwa pochodzenia energii z OZE. Rysunek pokazuje również, że projekt pozostaje opłacalny w szerokim zakresie zmienności wartości bazowych poszczególnych parametrów.

Podsumowanie

W artykule omówiono zagadnienia związane z modernizacją ciepłowni węglowej przez nadbudowę blokiem elektrociepłownicznym z kotłem na zrębki drzewne. Przeprowadzono również analizę optymalizacyjną doboru technologii oraz mocy nowego źródła. Wykazano, że projekty tego typu prowadzą do korzystnych efektów w obszarze gospodarki paliwami i ochrony środowiska. Analiza techniczna poszczególnych rozwiązań wykazała, że mają one duży potencjał w zakresie zmniejszania zużycia paliw kopalnych oraz emisji CO₂.



Rys. 13. Wewnętrzna stopa zwrotu projektu inwestycyjnego



Rys. 14. Wyniki analizy wrażliwości dla wariantu z kotłem 20 t/h i turbos zespołem przeciwnym

Przy obecnych uwarunkowaniach otoczenia makroekonomicznego projekty tego typu są również atrakcyjne w aspekcie możliwości generowania zysku netto. Przeprowadzona analiza wykazała jednak jednoznacznie konieczność optymalizacji rozwiązania technologicznego.

Elektrociepłownie z kotłami opalanymi biomasą to rozwiązania sprawdzone w wielu krajach europejskich. Budowa tego typu obiektów jest rekomendowana w przypadku istniejącej podaży paliwa i odpowiedniej jego ceny. Cena zakupu biomasy jest parametrem, mającym największy wpływ na opłacalność inwestycji. Z drugiej strony powinna ona być na tyle wysoka, by stymulować rozwój źródeł i infrastruktury, dających możliwość długookresowego pozyskiwania paliwa dla energetyki.

LITERATURA

- [1] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 26 września 2007 w sprawie sposobu obliczania danych podanych we wniosku o wydanie świadectwa pochodzenia... Dziennik Ustaw nr 185/2007, pozycja 1314
- [2] Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies. Report prepared by: Energy and Environmental Analysis, Inc., an ICF International Company, and Eastern Research Group, Inc. (ERG) for the U. S. Environmental Protection Agency, Combined Heat and Power Partnership, September 2007

