

Andrzej LATKO<sup>1)</sup>, Andrzej KANDYBA<sup>1)</sup>, Jacek KALINA<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki

<sup>2)</sup>Instytut Techniki Ciepłej

## PROJEKT DEMONSTRACYJNY ŹRÓDŁA CIEPŁA I ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA KOMPLEKSU BUDYNKÓW CZĘŚĆ 2

**Streszczenie.** W artykule przedstawiono część wyników prac nad projektem budowy skojarzonego źródła ciepła i energii elektrycznej dla zespołu budynków kompleksu edukacyjnego i krytej pływalni. Omówiono procedurę doboru urządzeń i wstępnego projektowania układu wytwórczego. Na przykładzie tego projektu omówiono problematykę optymalnego doboru mocy i ilości urządzeń źródła wraz z przedstawieniem wyników obliczeń. Omówiono główne czynniki wpływające na ostateczną postać rozwiązania technicznego.

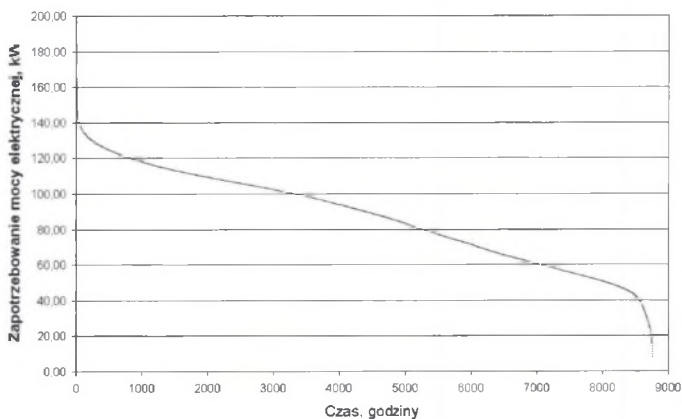
## DEMONSTRATION PROJECT OF A SMALL-SCALE HEAT AND POWER PLANT FOR GROUP OF BUILDINGS PART 2

**Summary.** The paper presents some results of working on a demonstration project of a small-scale heat and power plant for group of buildings concerning heat and power sources sizing. The planning procedure and results of a preliminary design of a small-scale cogeneration plant are presented. The plant is fuelled with natural gas, and it supplies energy to a group of three different buildings. Basing on this case, the problems of optimal sizing of a small-scale CHP plant for a building energy supply system are presented and discussed. Calculation procedures are shown together with the results of sample analysis. The factors that influence the final system configuration are indicated.

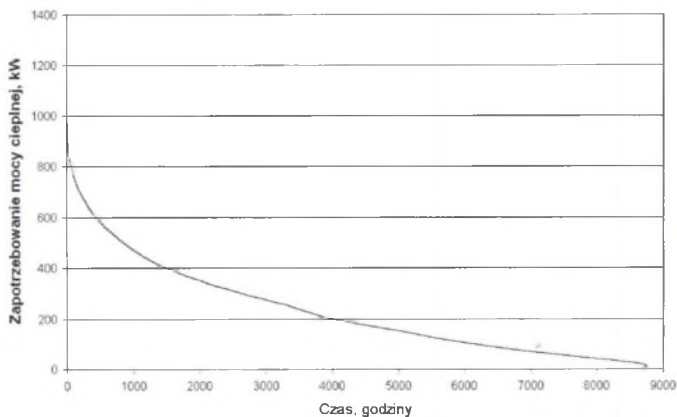
### 1. WSTĘP

Artykuł jest kontynuacją pracy pt.: *Projekt demonstracyjny źródła ciepła i energii elektrycznej część I* [1]. Katedra Energoelektroniki, Napędu Elektrycznego i Robotyki i Instytut Techniki Ciepłej realizują projekt badawczy zatytułowany: *Współpraca małego, gazowego źródła kogeneracyjnego z lokalnym układem grzewczym i siecią elektroenergetyczną z uwzględnieniem możliwości pracy na wydzielone odbiory elektryczne*. Jest to projekt badawczy współfinansowany ze środków Departamentu Badań Naukowych MEiN w ramach grantu 4 T10B 022 25. Celem pracy jest dobór źródła zasilania w energię elektryczną i ciepło rozpatrywanego kompleksu obiektów z uwzględnieniem uwarunkowań technicznych i ekonomicznych.

Podstawą do doboru agregatu kogeneracyjnego są opracowane dobowe wykresy zmienności zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną [1]. Na ich podstawie sporządzono bezwymiarowe modele zmienności dobowego zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepło. Posłużyły one do opracowania przewidywanych uporządkowanych wykresów obciążenia cieplnego i elektrycznego dla okresu całego roku (rys. 1, 2). Uporządkowane wykresy obciążeń pozwoliły określić całkowite obciążenie planowego układu wytwórczego ciepła i energii elektrycznej.



Rys. 1. Przewidywany wykres uporządkowany zapotrzebowania mocy elektrycznej  
Fig. 1. Predicted ordered diagram of electrical power demand



Rys. 2. Przewidywany wykres uporządkowany zapotrzebowania mocy cieplnej  
Fig. 2. Predicted ordered diagram of heat power demand

Na ich podstawie oszacowano następujące wielkości charakteryzujące zapotrzebowanie na nośniki energii w obiekcie:

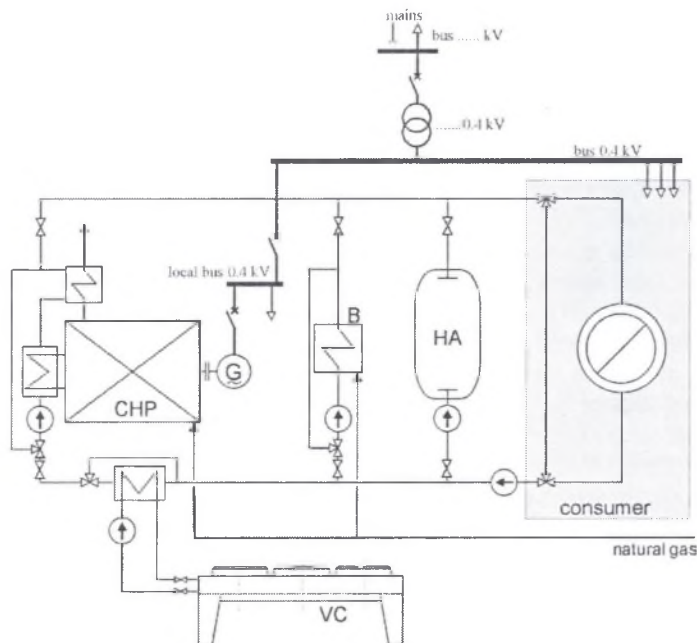
- roczne całkowite zużycie energii elektrycznej: 763 138 kWh,
- roczne całkowite zużycie energii cieplnej: 7 327 GJ,
- maksymalna wymagana moc elektryczna: 178 kW,

- średnia moc elektryczna: 87 kW,
- maksymalna wymagana moc cieplna: 1 217 kW,
- średnia moc cieplna: 232 kW.

## 2. DOBÓR ŹRÓDŁA ENERGII ELEKTRYCZNEJ I CIEPŁA

Dobór źródła energii elektrycznej i ciepła polega na możliwym spełnieniu szeregu czasami nie do końca dających się pogodzić wymagań technicznych. Równie ważne jest poddanie wstępnie dokonanego wyboru, na bazie kryteriów technicznych, ocenie ekonomicznej.

Uproszczony schemat planowanego układu energetycznego przedstawiono na rys. 3. Założono, że podstawowymi elementami składowymi będą kotły gazowe, moduł kogeneracyjny z silnikiem gazowym, chłodnica wentylatorowa. W analizie wstępnej nie dobierano zasobnika ciepła, chociaż jego instalację przewiduje się w układzie (głównie ze względu na okresowość poboru ciepła).



Rys. 3. Elektrociepłownia (CHP – moduł kogeneracyjny, B – kocioł gazowy, VC – chłodnica wentylatorowa, HA – zasobnik ciepła, G – generator)

Fig. 3. CHP station (CHP – combined heat and power unit, B – gas boiler, VC – ventilator cooler, HA – heat accumulator, G – generator)

Przyjęto parametry obliczeniowe gorącej wody wytwarzanej w układzie równe 90/70°C. Energia elektryczna wytwarzana w układzie przez główną szynę zbiorczą kierowana będzie bądź do odbiorców, bądź też do sieci elektroenergetycznej zakładu energetycznego. W przypadku niedoborów energii elektrycznej z agregatu, będzie ona pobierana z sieci elektroenergetycznej.

Wstępny dobór urządzeń przeprowadzono przyjmując jako kryterium doboru maksymalny efekt ekonomiczny projektu po 15 latach eksploatacji. Miarą tego efektu jest wartość bieżąca netto (NPV). Ostatecznie funkcję celu w procedurze optymalizacji można ująć w poniższym równaniu [3]:

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

gdzie:  $CF_t$  – przepływy finansowe w kolejnym roku  $t$ ,  $N$  – założony czas eksploatacji układu,  $J_0$  – początkowe nakłady inwestycyjne,  $r$  – stopa dyskonta.

Algorytm prowadzenia obliczeń przedstawiono na rys. 4.



Rys. 4. Algorytm procedury optymalizacyjnej

Fig. 4. Optimization procedure algorithm

W każdej chwili pracy układu spełniony jest bilans mocy, który wyraża następująca zależność:

$$\dot{P}W_d + \delta N_G = N_D - (\delta - 1)N_S + \dot{Q}_D + \dot{Q}_{str}, \quad (2)$$

gdzie:  $\dot{P}W_d$  – strumień energii chemicznej paliwa,  $N_G$  – moc elektryczna pobierana z sieci,  $N_D$  – moc elektryczna wymagana w odbiorach,  $N_S$  – moc elektryczna sprzedawana do sieci,  $\delta$  – zmienna binarna (0, 1),  $\dot{Q}_D$  – ciepło wymagane w odbiorach,  $\dot{Q}_{str}$  – strata ciepła do otoczenia.

Przyjęto, że praca urządzeń przebiega wyłącznie w zakresie obciążeń dopuszczalnych, tj. między dopuszczalnym minimum technicznym a obciążeniem znamionowym, co można opisać nierównościami:

$$(N_{CHPi})_{min} \leq N_{CHPi} \leq (N_{CHPi})_{nom}, \quad (3)$$

$$(\dot{Q}_{Kj})_{min} \leq \dot{Q}_{Kj} \leq (\dot{Q}_{Kj})_{nom}, \quad (4)$$

W przypadku gdy lokalny układ wytwórczy musi zaspokoić równolegle występujące obciążenie cieplne i elektryczne, może wystąpić 9 sytuacji stosunków mocy wytwarzanych i mocy wymaganych w układzie. Sposób, w jaki układ przeniesie chwilowe obciążenie cieplne i elektryczne, może znacząco wpłynąć na efektywność ekonomiczną projektu. Stąd też jednym

z parametrów, definiowanych jako niezależny na etapie planowania układu, jest tryb jego pracy. Ogólnie możliwych jest kilka trybów pracy, z których jako typowe można wyróżnić:

- electricity tracking (ET) – praca po krzywej obciążenia elektrycznego, moc cieplna jest tu wynikowa, niedobory ciepła wytwarzane są w kotłach, nadwyżki ciepła rozpraszane są w otoczeniu, nie ma nadwyżek energii elektrycznej, niedobory energii elektrycznej pobierane są z sieci,
- heat tracking (HT) – praca po krzywej zapotrzebowania na ciepło, moc elektryczna jest tu wynikowa, niedobory ciepła wytwarzane są w kotłach, nie ma nadwyżek ciepła, niedobory energii elektrycznej pobierane są z sieci, nadwyżki energii elektrycznej kierowane są do sieci,
- praca pełną mocą (FL) – moduł kogeneracyjny pracuje pod obciążeniem znamionowym bez względu na chwilowe zapotrzebowanie ciepła i energii elektrycznej w obiekcie, nadwyżki energii elektrycznej kierowane są do sieci, nadwyżki ciepła rozpraszane są w otoczeniu.

Po wykonaniu obliczeń analizy energetycznej obliczono roczne przepływy finansowe związane z danym wariantem konfiguracji oraz wskaźniki opłacalności projektu w stosunku do układu gospodarki rozdzielonej.

## 2.1. Wstępny dobór urządzeń

Jako przypadek odniesienia przyjęto instalację kotłów gazowych oraz zakup całości energii elektrycznej z sieci. Kotły gazowe zainstalowane zostaną w istniejącej kotłowni w miejsce zdemontowanych jednostek węglowych. Zaproponowano 3 kotły gazowe o mocy całkowitej 900 kW. Na podstawie uporządkowanego wykresu zapotrzebowania mocy cieplnej (rys. 2) dobrano mniejszą moc od wymaganej mocy szczytowej, ze względu na krótki czas występowania obciążeń szczytowych. W efekcie trzeba się liczyć z krótkotrwałymi okresami niedogrzenia. Zainstalowane zostaną jednostki o mocach odpowiednio 350, 350 oraz 200 kW.

Dobieranie układów grzewczych dla szczytowego zapotrzebowania ciepła powoduje, że układy te są znacznie przewymiarowane. W przypadku gdy dodatkowo nie jest zapewniona modułowa konfiguracja układu, źródła ciepła pracują w większości pod niepełnym obciążeniem, a co za tym idzie, z obniżoną sprawnością. W przypadku modułowej budowy systemu (kilka źródeł) część z nich pracuje jedynie w krótkim okresie w roku. Zawyżone zostają również nakłady inwestycyjne. Ogólnie można stwierdzić, że powszechnie stosowany sposób projektowania źródeł ciepła dla obiektów nie prowadzi do optymalnych efektów energetycznych i ekonomicznych.

Wyniki analizy technicznej i ekonomicznej dla wariantu odniesienia przedstawiono w tabl. 1, przy założonej cenie zakupu gazu ziemnego 0,796 PLN/Nm<sup>3</sup>, energii elektrycznej 328,67 PLN/MWh dla krytej pływalni i 336,17 PLN/MWh dla szkoły.

Tabela 1

Wyniki analizy technicznej i ekonomicznej dla wariantu odniesienia

Lp.	Wielkość	Jednostka	Wartość
1.	Ilość ciepła wytworzonego w kotłowni	GJ/a	7 272,0
2.	Niedobór ciepła	GJ/a	54,0
3.	Ilość energii elektrycznej z sieci	kWh/a	763 167,0
4.	Ilość spalonego gazu ziemnego	Nm <sup>3</sup> /a	230 871,0
5.	Średnia roczna sprawność kotłowni gazowej	%	90,7



cd. tabeli 1

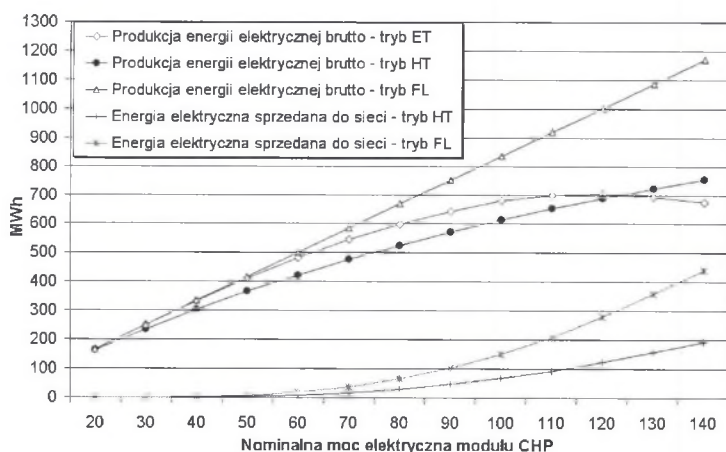
Lp.	Wielkość	Jednostka	Wartość
6.	Całkowity koszt energii elektrycznej	PLN/a	251 985,0
7.	Całkowity koszt zakupu gazu ziemnego	PLN/a	183 750,0
8.	Szacowany nakład inwestycyjny	PLN	466 540,0
9.	NPV po 15 latach eksploatacji	PLN	-3 463 600,0

Warianty konfiguracji układu przeanalizowane w przypadku instalacji agregatu z silnikiem gazowym przedstawiono w tabl. 2.

Tabela 2

## Warianty konfiguracji układy z agregatem gazowym

Wielkość	Numer wariantu												
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
$N_{CHP}$ kW	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
$\dot{Q}_{CHP}$ kW	44	62	79	96	112	128	143	158	173	188	203	218	232
$\dot{Q}_{K1}$ kW	350	350	350	350	350	350	350	350	330	300	300	300	300
$\dot{Q}_{K2}$ kW	350	350	300	300	300	285	275	260	260	260	250	250	240
$\dot{Q}_{K3}$ kW	160	140	170	155	140	140	140	140	140	150	150	140	140

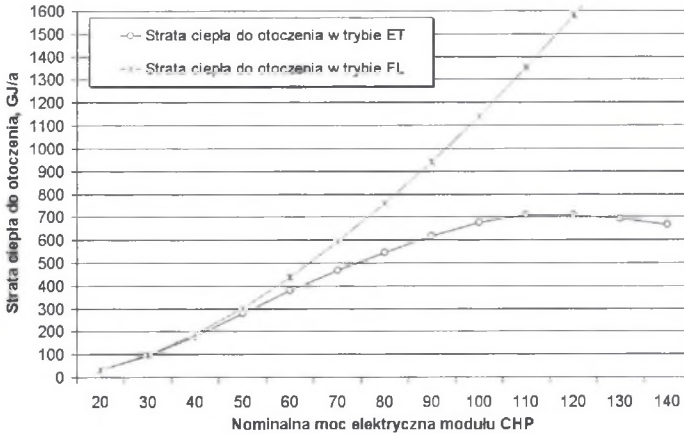


Rys. 5. Produkcja i sprzedaż energii elektrycznej w poszczególnych wariantach konfiguracji  
Fig. 5. Production and selling of electrical energy in chosen configurations

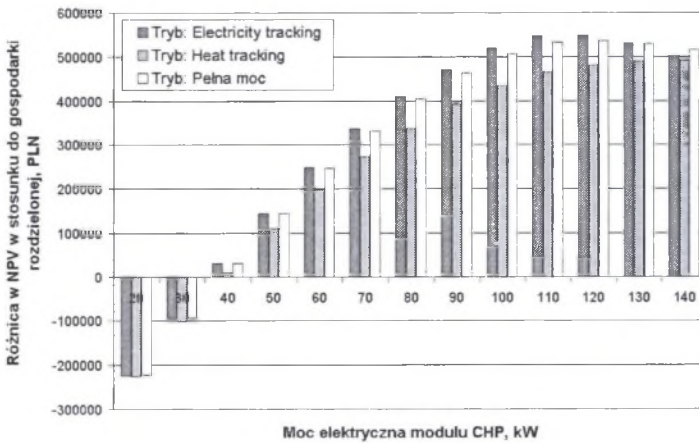
Założono, że zainstalowany zostanie pojedynczy moduł skojarzony z silnikiem gazowym. Na decyzję taką miały wpływ dwa podstawowe czynniki:

- moc cieplna wymagana w obiekcie znacznie wyższa od mocy elektrycznej, stąd agregat przy stosunkowo niskiej cenie sprzedaży energii elektrycznej do sieci zostanie dobrany na moc elektryczną,

- stosunkowo stabilny przebieg zmienności zapotrzebowania na moc elektryczną zapewniający długi czas pracy agregatu w zakresie obciążeń dopuszczalnych.



Rys. 6. Strata ciepła do otoczenia w poszczególnych wariantach konfiguracji  
Fig. 6. Ambient heat loss in chosen configurations



Rys. 7. Wyniki wstępnej analizy opłacalności projektu w różnych wariantach  
Fig. 7. Results of preliminary NPV analysis in chosen configurations

### 3. WNIOSKI

- Obliczenia pokazały, że projekt zakładający instalację gazowego modułu kogeneracyjnego z gazowym silnikiem tłokowym może być opłacalny w stosunku do gospodarki rozdzielonej.

- Zakres mocy elektrycznej agregatu, w którym spodziewane jest uzyskanie najkorzystniejszych wskaźników opłacalności projektu, wynosi 110 – 120 kW.
- Układy mniejszych mocy są mniej opłacalne ze względu na niższą sprawność i wyższy wymagany nakład jednostkowy.
- Układy większych mocy są mniej opłacalne ze względu na straty ciepła do otoczenia, skrócenie czasu pracy agregatu (ograniczenie minimalnym dopuszczalnym obciążeniem) oraz stosunkowo niską cenę sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci.
- Najkorzystniejszym trybem pracy układu kogeneracyjnego jest tryb pracy zgodny z zapotrzebowaniem na energię elektryczną (ET). Wynika to ze stosunkowo niskiej ceny sprzedaży energii nadwyżek energii elektrycznej do sieci. Nie jest opłacalna praca agregatu wyłącznie w celu produkcji energii elektrycznej, przy rozpraszaniu ciepła w otoczeniu.
- Wariant optymalny charakteryzuje się roczną stratą ciepła do otoczenia na poziomie 700 GJ/rok, co odpowiada około 10% całkowitego zapotrzebowania ciepła w obiekcie. Stąd też należy rozważyć instalację zasobnika ciepła. Może to wpłynąć na poprawę efektywności ekonomicznej projektu.

## LITERATURA

1. Latko A., Kandyba A., Kalina J.: *Projekt demonstracyjny źródła ciepła i energii elektrycznej – prezentacja obiektu*. Materiały konferencyjne PES5-2005, Kościelisko, 20-24 czerwca 2005.
2. Skorek J.: *Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej układów kogeneracyjnych małej mocy*. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002. ISBN 83-7335-127-2.
3. Skorek J., Kalina J., Kostowski W.: *Techniczne, ekologiczne i ekonomiczne uwarunkowania kogeneracji w układach gazowych*. ZN Pol.Śl. seria Energetyka z. 139. Gliwice 2003.

*Praca wykonana w ramach projektu badawczego nr 4 T10B 022 25 finansowanego ze środków Ministerstwo Edukacji i Nauki. Autorzy wyrażają podziękowania za dofinansowanie badań.*

Wpłynęło do Redakcji dnia 2 grudnia 2005 r.

Recenzent: Prof. dr hab. inż. Tadeusz Skoczkowski