

**Vyacheslav PISAREV**  
**Magdalena BIELANICZ**  
**Łukasz KIEŁT**  
**Grzegorz CZARNIK**  
Politechnika Rzeszowska

## **ANALIZA ZAOPATRZENIA DOMU JEDNORODZINNEGO W ENERGIĘ ZA POMOCĄ INSTALACJI KOGENERACYJNEJ**

Przedmiotem opracowania jest analiza możliwości i opłacalności wykorzystania instalacji kogeneracyjnej na potrzeby energetyczne budynku jednorodzinnego. Ocenę opłacalności tego układu przedstawiono w odniesieniu do instalacji tradycyjnej, za pomocą podstawowych wskaźników ekonomicznych. Zaproponowano także optymalizację reżimu pracy jednostki kogeneracyjnej oraz dalszy sposób postępowania, mający na celu poprawienie oraz sprawdzenie otrzymanych wyników ekonomicznych.

### **Wprowadzenie**

System kogeneracyjny jest to techniczne rozwiązanie pozwalające na wytwarzanie i wykorzystywanie energii elektrycznej i ciepłej jednocześnie – w skojarzeniu.

Instalacja kogeneracyjna (CHP), wytwarzając tę samą ilość energii elektrycznej i ciepłej, ma znacznie niższe straty, niż technologia konwencjonalna, i dlatego potrzebuje mniej energii pierwotnej, a to oznacza większą sprawność instalacji CHP, czyli niższe koszty inwestycyjne i eksploatacyjne [1].

Jedną z istotnych cech gazowych układów kogeneracyjnych jest możliwość zasilania ich różnymi paliwami gazowymi. Zwiększa to możliwość stosowania kogeneracji na małą skalę w układach rozproszonych. Często wykorzystanie innego paliwa niż systemowy gaz ziemny poprawia efektywność ekonomiczną projektu. Układy skojarzone charakteryzują się bardzo wysoką efektywnością wykorzystania energii chemicznej paliwa.

## 1. Opis rozwiązania

Zadaniem pracy jest analiza zastosowania agregatu kogeneracyjnego do wytwarzania energii elektrycznej na potrzeby urządzeń znajdujących się w domu jednorodzinnym, a także ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej. Poprzez system wymienników ciepła energia cieplna będzie przekazywana gorącej wodzie, która stanie się jej nośnikiem.

### Dane wyjściowe

Analizowana będzie instalacja kogeneracyjna pracująca w typowym budynku jednorodzinnym. Podstawowe założenia dotyczące przedstawionego rozwiązania projektowego są następujące:

- instalacjami odbiorczymi układu skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej będzie instalacja elektryczna i centralnego ogrzewania oraz ciepłej wody użytkowej,
- rozpatrywany obiekt to budynek jednorodzinny, podpiwniczony, z poddaszem, o powierzchni użytkowej  $190 \text{ m}^2$ ,
- liczba mieszkańców domu –  $N = 8$  osób,
- położenie budynku – Kraków,
- parametry instalacji centralnego ogrzewania –  $90/70^\circ\text{C}$ ,
- instalacja centralnego ogrzewania – system dwururowy z wymuszonym obiegiem czynnika grzeijnego,
- temperatury obliczeniowe zewnętrzne – zgodne z normą PN-82/B-02403 [2], obiekt znajduje się w III strefie klimatycznej,
- temperatury obliczeniowe w pomieszczeniach – zgodne z normą PN-82/B-02402 [3],
- agregat kogeneracyjny jest umieszczony w kotłowni znajdującej się w piwnicy,
- źródło gazu – miejska sieć gazownicza,
- rodzaj gazu – GZ50.

Maksymalne zapotrzebowanie na ciepło dla systemu centralnego ogrzewania wyniosło  $Q_U = 15,6 \text{ kW}$ . Wymagana moc układu do przygotowania ciepłej wody użytkowej:  $Q_Z = 3,84 \text{ kW}$ .

Maksymalne zapotrzebowanie na energię elektryczną obliczono na podstawie mocy przyjętych urządzeń zasilanych energią elektryczną (tab. 1.). Całkowite maksymalne zapotrzebowanie na energię elektryczną wynosi:  $Q_{el} = 9,22 \text{ kW}$ . Przy doborze układu kogeneracyjnego przyjęto maksymalne obciążenie domowej sieci elektrycznej, wtedy gdy wszystkie urządzenia w budynku pobierają prąd z sieci.

Tabela 1. Zestawienie urządzeń elektrycznych i ich mocy

Rodzaj urządzenia	Liczba urządzeń	Moc	Sztuki · moc
		[kW]	[kW]
Telewizor	3	0,17	0,51
Lodówka-zamrażarka	1	0,73	0,73
Pralka	1	0,76	0,76
Piekarnik elektryczny	1	2,50	2,50
Kuchenka mikrofalowa	1	0,80	0,80
Zmywarka	1	1,05	1,05
Kino domowe	1	0,80	0,80
Żarówka	25	0,06	1,50
Komputer	2	0,30	0,30
Sprzęt audio – HiFi	1	0,05	0,05
Pochłaniacz kominowy	1	0,215	0,215
		Suma	<b>9,22</b>

## 2. Dobór agregatu kogeneracyjnego i kotła gazowego dla tradycyjnej instalacji

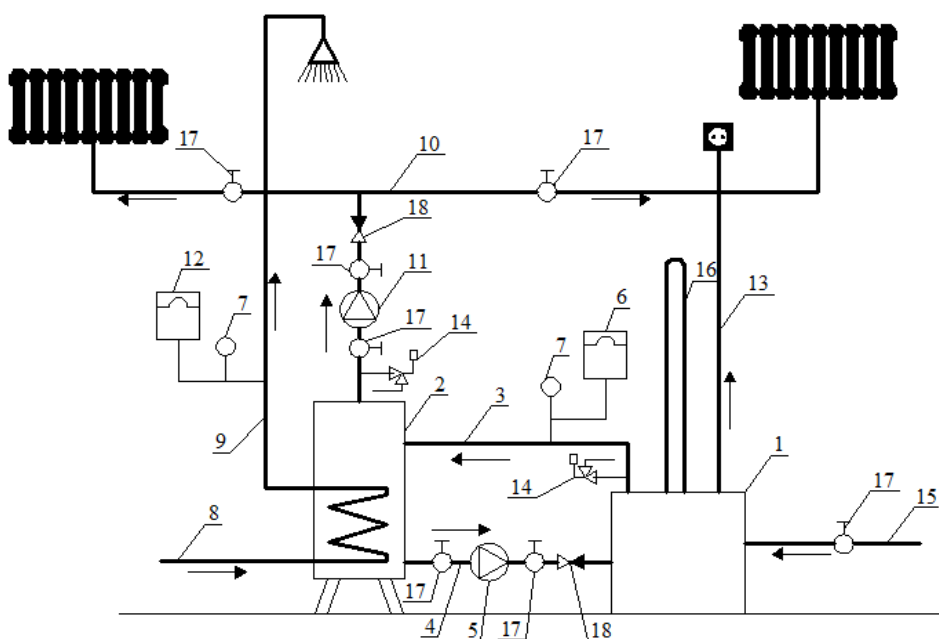
Na podstawie zapotrzebowania na energię elektryczną i ciepłą dobrano agregat kogeneracyjny firmy TEDOM [4], typ PLUS 10 AP (tab. 2.).

Tabela 2. Charakterystyka agregatu kogeneracyjnego [4]

Agregaty kogeneracyjne TEDOM, typoszerzeg PLUS						
Typ agregatu	moc elektryczna [kW <sub>e</sub> ]	moc cieplna [kW <sub>t</sub> ]	zużycie gazu ziemnego [m <sup>3</sup> /h]	sprawność elektryczna [%]	sprawność cieplna [%]	sprawność ogólna [%]
PLUS 10 AP	<b>9</b>	<b>21</b>	<b>3,8</b>	<b>25,0</b>	<b>58,3</b>	<b>83,3</b>

Wytwarzane przez agregat kogeneracyjny ciepło jest przekazywane poprzez element pośredni, którym jest zbiornik buforowy, magazynujący wodę instalacyjną. Uproszczony schemat instalacji kogeneracyjnej przedstawia rys. 1.

Na podstawie wymaganej mocy kotła ( $Q_{\text{kotła}} = 1,2 \cdot 15,6 = 18,72 \text{ kW}$ ) dobrano kocioł gazowy firmy Vaillant typu VU Plus 202-5, o mocy znamionowej 7,7-20 kW, sprawności średniorocznej 93% [5]. Do zaopatrzenia domu jednorodzinnego w ciepłą wodę użytkową dobrano podgrzewacz gazowy firmy Beretta typu GVS 50, o zużyciu gazu 0,445 m<sup>3</sup>/h [6].



Rys. 1. Schemat instalacji kogeneracyjnej: 1 – agregat kogeneracyjny, 2 – zbiornik buforowy, 3 – zasilanie z agregatu kogeneracyjnego zbiornika buforowego, 4 – powrót ze zbiornika buforowego, 5 – pompa obiegowa, 6 – naczynie wzbiornicze, 7 – manometr, 8 – przewód wody zimnej, 9 – przewód zasilający c.w.u., 10 – przewód zasilający c.o., 11 – pompa obiegowa c.o., 12 – naczynie wzbiornicze, 13 – przewód energii elektrycznej, 14 – zawór bezpieczeństwa, 15 – przewód gazowy zasilający, 16 – odprowadzenie spalin, 17 – zawór odcinający, 18 – zawór zwrotny

### 3. Porównanie ekonomiczne wykorzystania instalacji kogeneracyjnej i tradycyjnej

Do porównania przyjęto moduł firmy Tedom typu Plus 10 AP, zasilany gazem GZ50 o mocy elektrycznej 9 kW i mocy cieplnej 21 kW (I wariant) oraz tradycyjny kocioł gazowy firmy Vaillant typu VU Plus 202-5 i podgrzewacz gazowy firmy Beretta typu GVS 50 (II wariant).

Dalej przedstawiono uproszczoną symulację ekonomiczną. Przyjęto założenia:

- cenę 1 kWh energii elektrycznej kupowanej w Zakładzie Energetycznym przyjęto równą 0,3641 zł netto przy grupie taryfowej G11 (całodobowo) [7], składniki ceny: a – energia czynna: 0,1947 PLN netto/kWh, b – składnik zmienny stawki sieciowej: 0,1597 PLN netto/kWh, c – składnik jakościowy stawki systemowej: 0,0097 PLN netto/kWh [8],
- cenę 1m<sup>3</sup> gazu przyjęto równą 1,05 zł [8],

- cenę inwestycyjną instalacji kogeneracyjnej, która wynosi 27.000 zł [9],
- sezon grzewczy dla Krakowa, który wynosi 223 dni [10],
- wartość opałową gazu GZ50, która wynosi:  $W_u = 31 \text{ MJ/m}^3$  [11],
- układ kogeneracyjny pod obciążeniem nominalnym zużywający na godzinę  $3,8 \text{ m}^3/\text{h}$  gazu GZ50,
- cenę kotła gazowego firmy Vaillant typu VU Plus 202-5, która wynosi: 5 037,38 PLN [5],
- cenę podgrzewacza gazowego firmy Beretta typu GVS 50, która wynosi: 1 039 PLN [6].

Analiza porównawcza kosztów wykorzystania energii elektrycznej została przeprowadzona w sposób uproszczony. Przyjęto, że w ciągu doby potrzeba około 24 kWh energii elektrycznej dla domku jednorodzinnego zamieszkałego przez 8 osób [12].

W celu obliczenia rocznych kosztów poboru mocy elektrycznej i ciepłej zastosowano wzory (1) oraz (2).

**Całkowity koszt poboru energii elektrycznej** oblicza się następująco:

$$\sum C_{EL} = (a + b + c) \cdot P \cdot 365 \text{ PLN netto/rok} \quad (1)$$

gdzie:  $a$  – energia czynna równa 0,1947 PLN netto/kWh,

$b$  – składnik zmienny stawki sieciowej równy 0,1597 PLN netto/kWh,

$c$  – składnik jakościowy stawki systemowej równy 0,0097 PLN netto/kWh [8],

$P$  – całkowity pobór energii elektrycznej w ciągu doby [kWh/d].

**Całkowity koszt zapotrzebowania na gaz** oblicza się następująco:

$$\sum C_G = G \cdot P_g \cdot T \text{ [PLN netto/rok]} \quad (2)$$

gdzie:  $G$  – cena 1  $\text{m}^3$  gazu ziemnego [zł/ $\text{m}^3$ ],

$P_g$  – zużycie gazu przez urządzenie gazowe [ $\text{m}^3/\text{d}$ ],

$T$  – czas użytkowania instalacji [d].

Do analizy ekonomicznej przyjęto założenie, że instalacja tradycyjna będzie składać się z jednofunkcyjnego kotła gazowego firmy Vaillant, który pracuje tylko w sezonie grzewczym, oraz podgrzewacza gazowego firmy Beretta zaopatrzonego budynek w ciepłą wodę użytkową przez cały rok. Natomiast instalacja kogeneracyjna będzie pracować przez cały rok, wytwarzając energię elektryczną i ciepłą na potrzeby c.o. oraz c.w.u. Przyjęto, że instalacja kogeneracyjna w sezonie grzewczym będzie całkowicie pokrywać zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepłą.

W tab. 3. i 4. przedstawiono zestawienie rocznych kosztów eksploatacji instalacji tradycyjnej oraz kogeneracyjnej, z uwzględnieniem sprzedaży nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej z układu kogeneracyjnego w cenie 133,79 zł/MWh, na podstawie danych Urzędu Regulacji Energetyki [13].

Obliczono, że nadwyżka energii elektrycznej wytworzonej z agregatu kogeneracyjnego wynosi  $(9 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h}) - 24 \text{ kWh} = 192 \text{ kWh/dobę} = 0,192 \text{ MWh/dobę}$ .

Tabela 3. Zestawienie rocznych kosztów eksploatacji instalacji tradycyjnej

<b>Zestawienie rocznych kosztów eksploatacji instalacji tradycyjnej</b>		
-	sezon grzewczy	sezon bez ogrzewania
Podgrzewacz gazowy firmy Beretta [6], wg wzoru (2)	$0,445 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 16 \text{ h/d} \cdot 365 \text{ dni} \cdot 1,05 \text{ zł/m}^3 = 2\,728,74 \text{ PLN}$	
Kocioł gazowy firmy Vaillant [5], wg wzoru (2)	$(15,6 \text{ kW}/0,93/10 \text{ kW/m}^3) \cdot 24 \text{ h/d} \cdot 223 \text{ dni} \cdot 1,05 \text{ zł/m}^3 = 9\,426,40 \text{ PLN}$	–
Koszt energii elektrycznej, wg wzoru (1)	$24 \text{ kWh/d} \cdot 0,3641 \text{ zł/kWh} \cdot 365 \text{ dni} = 3\,128,3 \text{ PLN}$	
–	–	<b>Σ 15 283,44 PLN</b>

Tabela 4. Zestawienie rocznych kosztów eksploatacji instalacji kogeneracyjnej

Zestawienie rocznych kosztów eksploatacji instalacji kogeneracyjnej		
-	sezon grzewczy	sezon bez ogrzewania
Agregat kogeneracyjny firmy Tedom, wg wzoru (2)	$(3,8 \text{ m}^3/\text{h} \cdot 24 \text{ h/d}) \cdot 365 \text{ dni} \cdot 1,05 \text{ zł/m}^3 = 34\ 952,4 \text{ PLN}$	
Zyski ze sprzedaży nadwyżki energii elektrycznej: $0,192 \text{ MWh/rok} \cdot 365 \text{ dni} \cdot 133,79 \text{ PLN/MWh} = 9\ 376,00 \text{ PLN/rok.}$		
–	–	<b>Σ 25 576.40 PLN</b>

Z analizy tab. 3 oraz 4. wynika, że wyższe koszty eksploatacji uzyskano dla instalacji domowej z agregatem kogeneracyjnym.

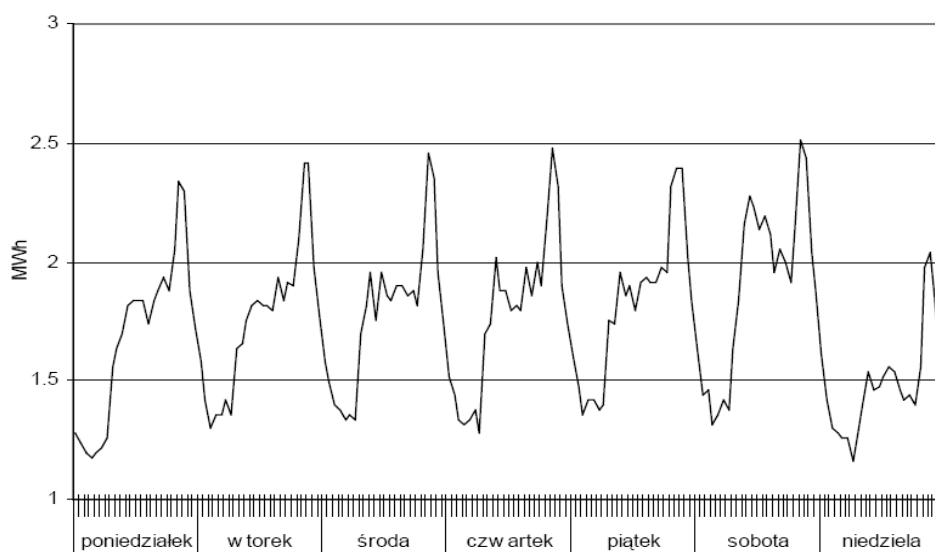
Można wywnioskować, że w wypadku układu kogeneracyjnego uzyskano gorsze wyniki niż w wariancie z kotłem gazowym. Ponadto w przypadku doboru silnika o większej mocy, niż wynika z zapotrzebowania, część ciepła jest odprowadzana do otoczenia, przez co sprawność całkowita układu jest mniejsza od nominalnej [14]. Natomiast koszt sprzedaży nadwyżki energii jest nieopłacalny. Spowodowane jest to faktem sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sieci po stosunkowo niskiej cenie. Koszt zakupu agregatu kogeneracyjnego jest 5-krotnie wyższy, niż koszt zakupu kotła gazowego, natomiast koszty eksploatacyjne 2-krotnie wyższe.

#### 4. Racjonalizacja reżimu pracy instalacji kogeneracyjnej

Rozpatrywany wariant jest jednym z kilku, jakie można zrealizować, stosując instalację kogeneracyjną. Innym rozwiązaniem, jakie można zastosować, jest uwzględnienie reżimu czasu pracy instalacji kogeneracyjnej.

Reżim pracy jednostki kogeneracyjnej założono dalej na podstawie analizy zmian zapotrzebowania na energię ciepłą w ciągu roku oraz dobowych zmian zapotrzebowania na energię elektryczną dla domu jednorodzinnego.

Na podstawie analizy wykresu zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną w ciągu doby (rys. 2.) przyjęto, że nominalna wymagana moc efektywna dla jednostki kogeneracyjnej w okresie wiosenno-letnim nie powinna przekraczać 4 kW energii elektrycznej. Nadwyżka energii elektrycznej będzie kierowana do sieci elektroenergetycznej.



Rys. 2. Przykładowy wykres przebiegu zmienności obciążeń elektrycznych sieci wiejskiej w ciągu doby dla całego tygodnia [15]

W okresie wiosenno-letnim, kiedy zapotrzebowanie na energię ciepłą jest małe, założono, że jednostka kogeneracyjna TEDOM PLUS 10 AP będzie pracować osiemnaście godzin na dobę. W pozostałej części roku, w okresie jesienno-zimowym (209 dni w roku) jednostka kogeneracyjna będzie pracować w trybie pracy według krzywej zapotrzebowania na energię ciepłą przez całą dobę (rys. 3.). W okresie największego zapotrzebowania na ciepło jednostka CHP będzie pracować pod obciążeniem elektrycznym 7,4 kW.

Na podstawie metody przybliżonej zapotrzebowania na ciepło dla domu jednorodzinnego [16] sporządzono wykres zmian zapotrzebowania na ciepło dla systemu centralnego ogrzewania (rys. 3.). Na podstawie wykresu obliczono całkowite zapotrzebowanie na ciepło dla systemu c.o. oraz c.w.u. w ciągu roku.

Dla przyjętych założeń technicznych i eksploatacyjnych obliczono roczne możliwości produkcyjne modułu CHP, sumując średniodobowe zapotrzebowanie na nośniki energii w ciągu roku (rys. 3.), dla przyjętego reżimu pracy układu kogeneracyjnego:

- całkowita ilość wytworzonej energii elektrycznej –  $E_C = 34,32$  MWh/rok,
- ilość wyprodukowanego ciepła na potrzeby centralnego ogrzewania – 129,53 GJ/rok,
- ilość wyprodukowanego ciepła na potrzeby ciepłej wody użytkowej – 121,1 GJ/rok,
- całkowita ilość wyprodukowanego ciepła przez jednostkę kogeneracyjną – 250,63 GJ/rok.

#### **Obliczenie ilości zużytego gazu w ciągu roku przez jednostkę kogeneracyjną**

Na podstawie ilości wytworzonej energii elektrycznej w ciągu roku można obliczyć zużycie paliwa wg wzoru:

$$V_{\text{CHP,pal}} = \frac{E_C}{\eta_{\text{el}} \cdot W_u} [\text{m}^3] \quad (3)$$

gdzie:  $E_C$  – całkowita ilość wyprodukowanej energii elektrycznej,  $E_C = 34,32$  MWh/rok = 123552 MJ/rok,

$\eta_{\text{el}}$  – sprawność elektryczna silnika,  $\eta_{\text{el}} = 25\%$  [8],

$W_u$  – wartość opałowa gazu GZ50,  $W_u = 31 \text{ MJ/m}^3$ .

$$V_{\text{CHP,pal}} = 123552 / 0,25 \cdot 31 = 15942,2 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

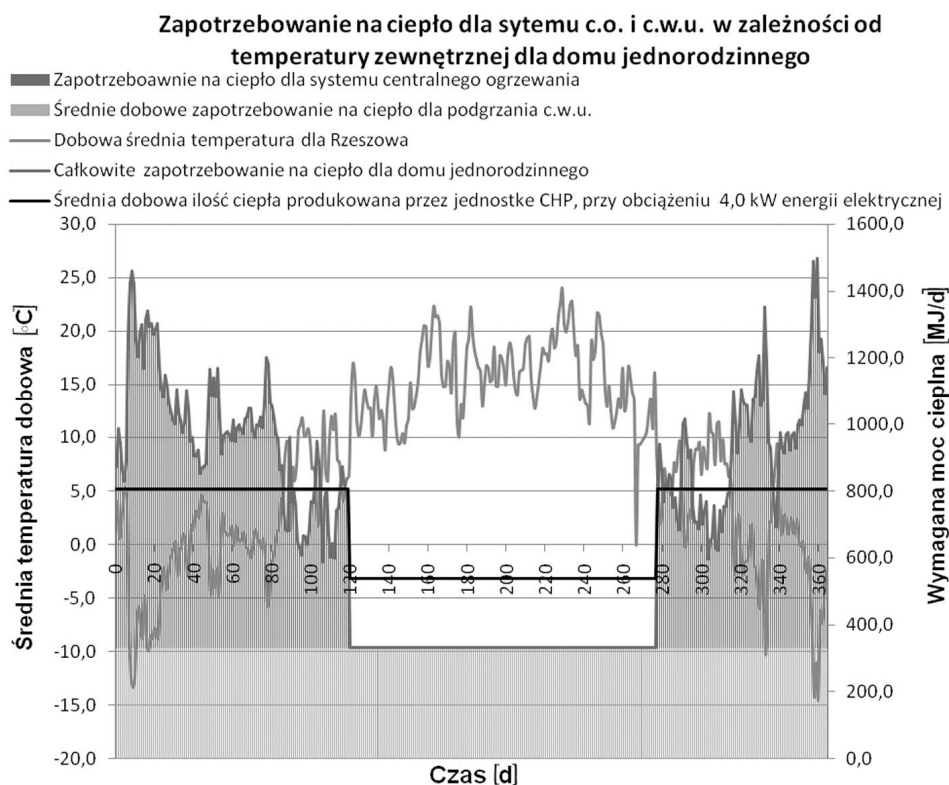
#### **Obliczenie kosztów zakupu gazu na potrzeby agregatu kogeneracyjnego oraz zysków ze sprzedaży energii elektrycznej**

Koszty zakupu gazu na potrzeby instalacji kogeneracyjnej oblicza się następująco:

$$V_{\text{CHP,pal}} \cdot K_g = 15942,2 \cdot 1,05 = 16739,3 \text{ PLN},$$

gdzie:  $K_g$  – koszt gazu,  $K_g = 1,05 \text{ zł/m}^3$  [8].





Rys. 3. Wykres zmian zapotrzebowania na ciepło dla systemu c.o. i c.w.u. w zależności od temperatury zewnętrznej dla domu jednorodzinnego (opracowanie własne)

Na podstawie przyjętego dobowego zużycia energii elektrycznej dla domu jednorodzinnego obliczono roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną, które wynosi:  $24 \text{ kWh/d} \cdot 365 \text{ dni} = 8,76 \text{ MWh/rok}$ . Stąd ilość energii elektrycznej przeznaczonej na sprzedaż będzie różnicą pomiędzy całkowitą energią wyprodukowaną przez układ kogeneracyjny a rocznym zużyciem dla domu jednorodzinnego, co jest równe:  $34,32 \text{ MWh/rok} - 8,76 \text{ MWh/rok} = 25,56 \text{ MWh/rok}$ .

Zyski z instalacji kogeneracyjnej są następujące:  $25,56 \text{ MWh} \cdot 133,79 \text{ zł/MWh [13]} = 3419,7 \text{ PLN}$ .

## 5. Porównanie instalacji kogeneracyjnej z instalacją tradycyjną, z uwzględnieniem reżimu pracy

Analizę porównawczą wykonano na podstawie wymienionych założeń oraz obliczonych kosztów eksploatacyjnych i cen urządzeń:

- roczne koszty eksploatacji instalacji tradycyjnej –  $K_1 = 15\,283,44$  PLN (tab. 3.),
- suma kosztów cen urządzeń instalacji tradycyjnej –  $J_1 = 6076,4$  PLN [5, 6],
- koszt układu kogeneracyjnego –  $J_2 = 27000$  PLN [9],
- roczne koszty eksploatacyjne instalacji kogeneracyjnej –  $16739,3$  PLN,
- zysk ze sprzedaży energii elektrycznej –  $3419,7$  PLN,
- roczne koszty eksploatacyjne instalacji kogeneracyjnej po odliczeniu zysków ze sprzedaży gazu –  $K_2 = 16739,3 - 3419,7 = 13319,6$  PLN.

#### **Obliczenie prostego czasu zwrotu dodatkowych poniesionych nakładów inwestycyjnych na instalację kogeneracyjną**

Prosty czas zwrotu będzie minimalną liczbą lat, dla której suma kosztów unikniętych (wynikających z modernizacji instalacji)  $\Sigma\Delta K_e$  osiągnie wartość równą różnicy nakładów inwestycyjnych  $\Delta J_0$  wg wzoru:

$$SPB = \frac{\Delta J_0}{\Delta K_e} = \frac{J_2 - J_1}{K_1 - K_2} = \frac{27000 - 6076,4}{15284,44 - 13319,6} = 10,65 \text{ lat} \quad (4)$$

gdzie:  $\Delta J_0$  – dodatkowy koszt inwestycyjny poniesiony na instalację kogeneracyjną [PLN],

$\Delta K_e$  – różnica poniesionych kosztów eksploatacyjnych porównywalnych wariantów [PLN].

Można wywnioskować, że zaproponowany reżim pracy jednostki kogeneracyjnej umożliwia osiągnięcie czasu zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych w okresie około 11 lat. Prowadzi także do ograniczenia emisji substancji szkodliwych oraz do lepszego wykorzystania energii chemicznej paliwa. Z drugiej strony, duża zmienność zapotrzebowania na nośniki energii w ciągu roku dla domu jednorodzinnego prowadzi do dużych strat ciepła niewykorzystanego. Niskie wykorzystanie produkowanej energii elektrycznej w stosunku do zapotrzebowania generuje dużą nadwyżkę niewykorzystanej mocy. Nieopłacalne ceny sprzedaży energii elektrycznej ograniczają możliwie opłacalny próg mocy pracy jednostki kogeneracyjnej, a tym samym w dużym stopniu stanowią zaporę dla opłacalności tego typu inwestycji. Do wad można także zaliczyć możliwość wystąpienia niedoborów mocy elektrycznej w okresie wiosenno-letnim, spowodowanych ograniczeniem mocy układu kogeneracyjnego do 4 kW. Rozwiązaniem tego typu problemów może być dalsza analiza pracy układu z wykorzystaniem odpowiedniego stanowiska badawczego zaprojektowanego dla warunków domu jednorodzinnego, gdzie będzie opracowana nie tylko konstrukcja instalacji kogeneracyjnej, ale i optymalne reżimy pracy.

## 6. Opracowanie stanowiska badawczego

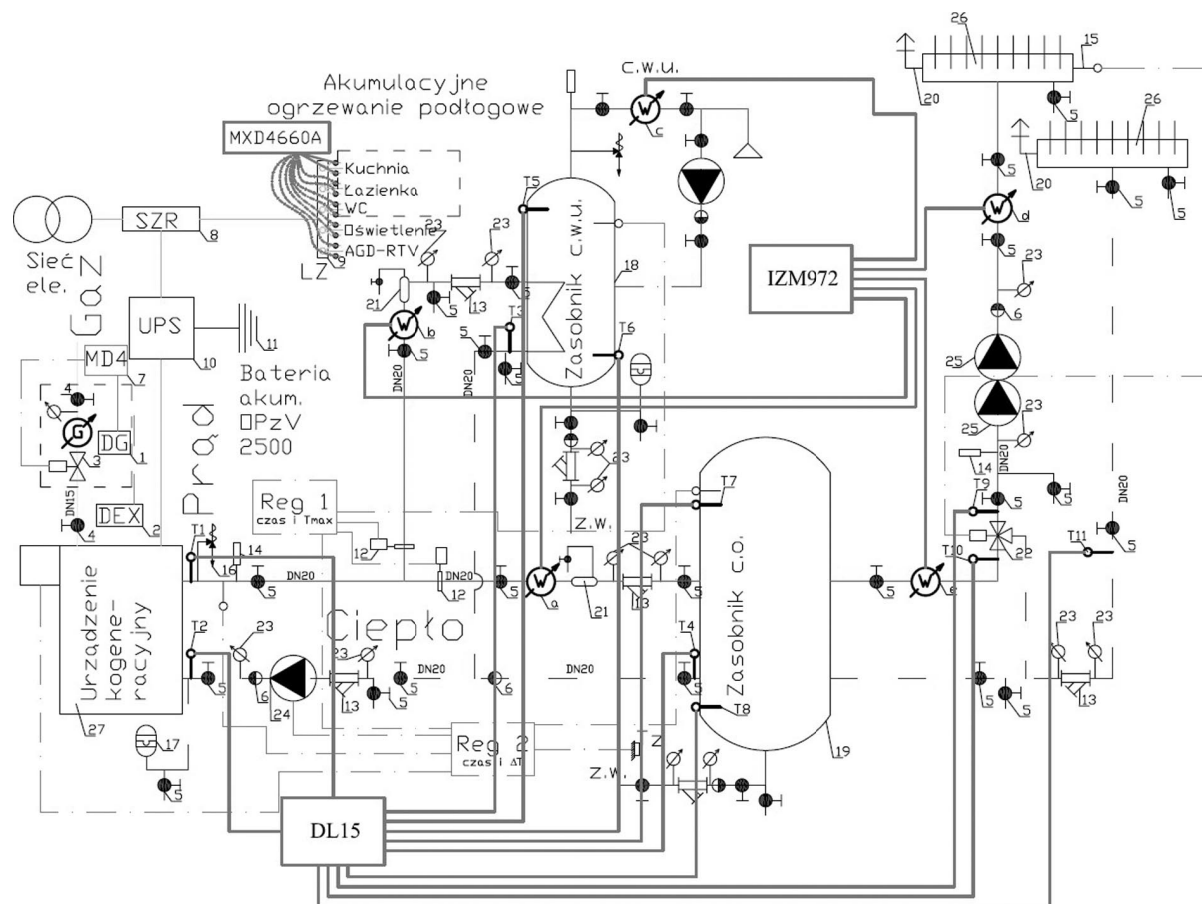
Opracowano schemat ideowy przykładowej badawczej instalacji kogeneracyjnej oraz sposób działania i regulacji reżimu pracy (rys. 4.). W tab. 5. przedstawiono opis składowych elementów stanowiska badawczego.

### Opis instalacji

Temperatura zasilania układu ogrzewania jest dyktowana przez termostaty pokojowe, które utrzymują optymalne warunki w pomieszczeniach, dławiąc zawory regulacyjne na nitkach ogrzewania podłogowego (nie ujęto na rysunku). Temperatura zasilania jest utrzymywana na stałym poziomie, 42°C, przez zawór trójdrogowy (22) zamontowany za zasobnikiem c.o. (19), mieszający wodę chłodną z powrotu, z wodą z zasobnika (19) o temperaturze 83°C. Zasobnik c.o. (19) jest zaopatrywany w ciepło z urządzenia kogeneracyjnego DACHS firmy BAXI (27). Urządzenie ładuje zasobnik tak, aby ciepło zgromadzone wystarczyło do pokrycia całodobowego zapotrzebowania dla domu jednorodzinnego. Temperatura wody w zasobniku (19) na końcu fazy ładowania wynosi 83°C. Gdy rozbiory są mniejsze niż obliczeniowe, faza ładowania zasobnika skraca się i trwa do momentu osiągnięcia temperatury końcowej ładowania równej 83°C. Ciepło do celów grzewczych w okolicach Rzeszowa jest potrzebne przez okres około 220 dni, przez pozostałą część roku układ kogeneracyjny (27) pracuje, podgrzewając jedynie ciepłą wodą użytkową. Podgrzew c.w.u. odbywa się codziennie, w godzinach rannych. Maksymalna temperatura wody w zasobniku (18) wynosi 60°C. Temperatura ta steruje długością czasu podgrzewu wody, gdy zostanie osiągnięta, obieg na zasobnik c.w.u. (18) zostaje odcięty. Latem powoduje wyłączenie urządzenia kogeneracyjnego (27), zimą natomiast przekierowanie całości strumienia z urządzenia do zasobnika c.o. (19), (o ile istnieje potrzeba dogrzania wody w zasobniku). Ilość energii elektrycznej produkowanej przez układ kogeneracyjny jest zmienna i zależy od potrzeb cieplnych budynku. Zimą ilość produkowanej energii elektrycznej jest maksymalna, przy obliczeniowych temperaturach zewnętrznych, i w dużej części zużywana przez układ elektrycznego ogrzewania podłogowego (akumulacyjne ogrzewanie podłogowe). Wraz ze spadkiem zapotrzebowania na ciepło maleje ilość energii elektrycznej produkowanej, jednakże maleje również zapotrzebowanie na prąd. Latem ilość energii elektrycznej produkowanej przez układ (27) jest równa (energia elektryczna produkowana jest tylko w czasie podgrzewu c.w.u.), zużywana jest do oświetlenia i częściowego pokrycia zapotrzebowania sprzętów RTV-AGD (rys. 4.).

### Pomiary

Celem badania będzie opracowanie wykresów zmienności zapotrzebowania na energię cieplną i elektryczną dla c.o. i c.w.u. w warunkach rzeczywistych, to



Rys. 4. Schemat działania instalacji oraz rozmieszczenia elementów pomiarowych

Tabela 5. Opis składowych elementów stanowiska badawczego

Nr	Nazwa	Producent	Typ
1	Czujnik detekcji metanu	GAZEX	DG
2	Czujnik detekcji metanu	GAZEX	DEX
3	Zawór elektromagnetyczny, odcinający z zasilaczem 12 V DN15	INTROL	MSV12
4	Zawór kulowy odcinający (gaz) DN20	EFAR	WKP2-c
5	Zawór kulowy odcinający (ciecz) DN20	HERZ	gz x gz
6	Zawór zwrotny DN20	ARMAKO	72.020
7	Panel sterujący detekcją gazu	GAZEX	MD4
8	System załączania rezerwy	AGTEL	SZR
9	Listwa zaciskowa	---	---
10	Zasilacz awaryjny	NEFA	UPS T-230
11	Bateria akumulatorów	NEFA	OPzV2500
12	Przepustnica kołnierkowa z napędem elektrycznym DN20	KSB	Przepustnica BOAXMAT-S napęd OA3
13	Filtr siatkowy gwintowany DN20	HERZ	1 411112
14	Termometr	AIR-COM	TW12063100KU
15	Czujnik temperatury (dla zaworu mieszającego)	SAMSON	---
16	Zawór bezpieczeństwa	HEROS	06311
17	Naczynie wzbiorcze	REFLEX	200N
18	Zasobnik c.w.u.	VISSMANN	Vitocell-V 300
19	Zasobnik c.o.	STIEBEL ELTRON	SBP700
20	Odpowietrznik automatyczny	SYR	62
21	Naczynie powietrzne	---	---
22	Zawór mieszający	SAMSON	43-3
23	Manometr	AIR-COM	MS06100ES
24	Pompa	WILO	Star-RS 25/2 ClassicStar
25	Pompa	WILO	Stratos 32/1-12 PN 6/10
26	Rozdzielacz	HERZ	1853X12
27	Kocioł kogeneracyjny	BAXI	Dachs

jest przy zmiennej temperaturze zewnętrznej. W celu przedstawienia mocy cieplnych zużywanych do różnych celów, zainstalowano 11 czujników temperatury PT100, 5 wodomierzy impulsowych oraz gazomierz (tab. 6.). Dla określenia mocy elektrycznej zużywanej do różnych celów zainstalowano miernik wie-

Tabela 6. Oznaczenie i opis elementu pomiarowego do rys. 4.

Element pomiarowy	Oznaczenie	Wielkość mierzona	Opis
Gazomierz	G	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony w skrzynce gazowej na przyłączy gazu. Mierzy zużycie gazu przez układ kogeneracyjny.
Wodomierz	W <sub>a</sub>	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony na przewodzie ładującym zasobnik c.o. Mierzy ilość wody z układu kogeneracyjnego uzupełniającej ubytki ciepła w zasobniku.
	W <sub>b</sub>	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony na przewodzie ładującym zasobnik c.w.u. Mierzy ilość wody z układu kogeneracyjnego uzupełniającej ciepło w zasobniku.
	W <sub>c</sub>	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony na przewodzie głównym c.w.u. Mierzy ilość wody ciepłej zużytej na potrzeby sanitarne domowników.
	W <sub>d</sub>	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony na zasilaniu obiegów ogrzewania podłogowego, za zaworem trójdrogowym przed rozdzielaczem. Mierzy ilość wody o temperaturze 42°C trafiającej do obiegów.
	W <sub>e</sub>	m <sup>3</sup>	Umiejscowiony na zasilaniu obiegów ogrzewania podłogowego, za zasobnikiem c.o. przed zaworem trójdrogowym. Mierzy ilość wody o temperaturze 83°C trafiającej do zmieszania w zaworze.
Czujnik temperatury PT100	T1	°C	Umiejscowiony na przewodzie zasilającym w ciepło zasobniki, zaraz za układem kogeneracyjnym. Mierzy temperaturę wyjściową z układu kogeneracyjnego.
	T2	°C	Umiejscowiony na przewodzie powrotnym z zasobników, zaraz przed układem kogeneracyjnym. Mierzy temperaturę wejściową z układu kogeneracyjnego.
	T3	°C	Umiejscowiony na przewodzie powrotnym z zasobnika c.w.u., zaraz za węzownicą zasobnika. Mierzy temperaturę powrotu z zasobnika.
	T4	°C	Umiejscowiony na przewodzie powrotnym z zasobnika c.o., zaraz za zasobnikiem. Mierzy temperaturę powrotu z zasobnika.
	T5	°C	Umiejscowiony w górnej części zasobnika c.w.u. Mierzy temperaturę górnej części zasobnika.
	T6	°C	Umiejscowiony w dolnej części zasobnika c.w.u. Mierzy temperaturę dolnej części zasobnika.
	T7	°C	Umiejscowiony w górnej części zasobnika c.o. Mierzy temperaturę górnej części zasobnika.
	T8	°C	Umiejscowiony w dolnej części zasobnika c.o. Mierzy temperaturę dolnej części zasobnika.
	T9	°C	Umiejscowiony na przewodzie zasilającym rozdzielacz ogrzewania podłogowego, za zaworem trójdrogowym. Mierzy temperaturę zasilania c.o.
	T10	°C	Umiejscowiony na przewodzie zasilającym rozdzielacz ogrzewania podłogowego, przed zaworem trójdrogowym. Mierzy temperaturę na wyjściu z zasobnika c.o.
	T11	°C	Umiejscowiony na przewodzie powrotnym z rozdzielacza ogrzewania podłogowego. Mierzy temperaturę powrotu na c.o.

lofunkcyjny (woltomierz i amperomierz), który będzie przełączany pomiędzy kolejnymi punktami pomiaru, co pozwoli zastosować jedno urządzenie do wszystkich pomiarów elektrycznych. Z wodomierzy i gazomierza objętość medium przepływającego należy odczytywać co godzinę. Mając wyniki pomiarów godzinowych, można obliczyć moc godzinową zużywaną do różnych celów. Dla całego roku można sporządzić wykresy zapotrzebowania na moc do różnych celów, przy różnych temperaturach zewnętrznych, co pozwoli określić sprawność i ekonomiczność układu kogeneracyjnego przy różnym obciążeniu cieplnym.

## Podsumowanie

Wykonano analizę możliwych korzyści wynikających z zastosowania instalacji układu kogeneracyjnego dla potrzeb domu jednorodzinnego. Na podstawie danych wejściowych obliczono zapotrzebowanie na ciepło i energię elektryczną dla typowego domu jednorodzinnego. Na podstawie zapotrzebowania na nośniki energii dobrano dla instalacji kogeneracyjnej agregat kogeneracyjny TEDOM PLUS 10AP, a dla instalacji tradycyjnej kocioł gazowy VU 202-5 firmy Vaillant oraz podgrzewacz gazowy Beretta typu GVS 50. Po przeprowadzonej analizie ekonomicznej instalacji kogeneracyjnej oraz tradycyjnej i opracowaniu zestawienia rocznych kosztów eksploatacji obydwu rozwiązań stwierdzono, że wyższe koszty eksploatacyjne uzyskano dla instalacji z agregatem kogeneracyjnym. Na podstawie analizy wykresów zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną dla domu jednorodzinnego zaproponowano racjonalizację reżimu pracy instalacji kogeneracyjnej. Dokonano porównania ekonomicznego obydwu instalacji, z uwzględnieniem reżimu pracy instalacji kogeneracyjnej. Zaproponowany reżim pracy jednostki kogeneracyjnej umożliwia osiągnięcie czasu zwrotu poniesionych nakładów inwestycyjnych w okresie około 11 lat.

Rozwiązanie to może mieć wady z powodu dużych strat ciepła do otoczenia oraz niskich cen sprzedaży energii elektrycznej, które ograniczają możliwie opłacalny próg mocy pracy jednostki kogeneracyjnej. Aby zoptymalizować pracę jednostki kogeneracyjnej, opracowano schemat stanowiska badawczego dla warunków domu jednorodzinnego, gdzie będzie opracowana nie tylko konstrukcja instalacji kogeneracyjnej, ale i optymalny reżim pracy.

## Literatura

- [1] KWE – Technika Energetyczna – <http://www.kwe.pl>
- [2] PN-82/B-02403. Temperatuty obliczeniowe zewnętrzne. Wydawnictwo Normalizacyjne, 1982.
- [3] PN-82/B-02402. Temperatuty ogrzewanych pomieszczeń w budynkach. Wydawnictwo Normalizacyjne, 1982.
- [4] <http://www.nor-blin.com.pl>, katalog agregatów kogeneracyjnych firmy Tedom.

- [5] <http://etermix.istore.pl>, katalog firmy Saillant.
- [6] <http://www.beretta.pl>, Katalog podgrzewaczy gazowych firmy Beretta.
- [7] Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA, <http://www.pgnig.pl>
- [8] Domowy rachunek za energię elektryczną. Stan na dzień 2.12.2008 r.
- [9] Skorek J., Kalina J.: Uwarunkowania opłacalności gazowych układów kogeneracyjnych. Instal, 4/2001.
- [10] PN-B-02025:2001. Obliczanie sezonowego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania budynków mieszkalnych i zamieszkania zbiorowe. Wydawnictwo Normalizacyjne.
- [11] Płatek W., Buczak A.: Skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła w oparciu o paliwa gazowe – agregaty kogeneracyjne. Aspekt techniczny i ekonomiczny. Seminarium Targowe Chemobudowa, Kraków S.A., 19-21 listopada 2003, <https://www.ces.com.pl>.
- [12] <http://www.mojaenergia.pl>, Kalkulator zużycia energii elektrycznej.
- [13] <http://www.ure.gov.pl>, Urząd Regulacji Energetyki.
- [14] Skorek J.: Ocena efektywności energetycznej i ekonomicznej gazowych układów kogeneracyjnych małej mocy. Wydawnictwo Politechniki Śląskiej, Gliwice 2002.
- [15] Małopolski J., Trojanowska M.: Wykorzystanie modeli Mamdaniego do predykcji dobowych obciążeń wiejskich sieci elektroenergetycznych. Inżynieria Rolnicza, 1, 2008.
- [16] Recknagel, Sprenger, Honmann, Schramek: Ogrzewanie i Klimatyzacja, 94/95, EWFE 1994.

## **ANALYSIS OF ENERGY SUPPLY FOR SINGLE FAMILY HOUSE USING CO-GENERATION SYSTEMS**

### **S u m m a r y**

The subject of this study is analysis of possibility of use and economic aspect of using the combined heat and power systems for energy needs of single family house. Profitability of micro-cogenerations systems was estimated with reference to traditional heat and power energy source, using basic economic indexes SPB (Simple Pay-Back) and DPB (Discounted Pay-Back). The thesis also proposes optimization of using micro-cogeneration system as well as ways to improve received results.

*Złożono w redakcji we wrześniu 2009 r.*