

Łukasz KIEŁT
Vyacheslav PISAREV
Politechnika Rzeszowska

ANALIZA ZAOPATRZENIA W ENERGIĘ SZKLARNI TYPU VENLO ZA POMOCĄ UKŁADU KOGENERACYJNEGO

Przedmiotem opracowania jest analiza możliwości i opłacalności wykorzystania układu kogeneracyjnego na potrzeby energetycznych szklarni typu VENLO. Ocenę opłacalności tego układu przedstawiono, opierając się na podstawowych wskaźnikach ekonomicznych: prostym czasie zwrotu, zdyskontowanym czasie zwrotu.

1. Wstęp

Uprawa szklarniowa przez cały sezon wiąże się z problemem zaopatrzenia w energię ciepłą i światło potrzebne do prawidłowego wzrostu roślin. Zapotrzebowanie to ze względu na rodzaj oraz typ uprawy może znacznie się różnić. Bardzo dużą rolę odgrywają tu warunki atmosferyczne, czyli temperatura, prędkość wiatru, intensywność nasłonecznienia. Wszystkie te czynniki wpływają na mikro- i makroklimat panujące wewnątrz szklarni. Makroklimat panuje w całej szklarni, a mikroklimatem nazywa się warunki klimatyczne panujące w strefie roślin. Mikroklimat stanowi główny element warunków wzrostu roślin, na który wpływają takie czynniki, jak nasłonecznienie, temperatura powietrza i roślin oraz wilgotność i ruch powietrza. Ogrodnik w szklarni (w przeciwieństwie do uprawy w polu) może zmieniać niektóre główne czynniki klimatyczne mające wpływ na wzrost roślin [8]. Najbardziej popularne w eksploatacji szklarnie wielonawowe, budowane na bazie licencji holenderskiej noszą nazwę szklarni typu Venlo [9]. W zależności od szerokości nawy (3,2; 6,4; 8; 9,6; 12; 16 m) szklarnie te mogą być wyposażone w kratownice (dla szerokości większej od 3,2 m). Podobnie jak w szklarniach wolno stojących, aby wzmocnić konstrukcje, montuje się zastrzały. Wysokość ścian bocznych może być równa od 2,0 do 4,0 m, odległość między słupami podtrzymującymi konstrukcje w szklarniach typu Venlo wynosi zaś 3, 4 lub 4,5 m. Zwiększona wysokość zapewnia lepszy i bardziej wyrównany mikroklimat wewnątrz oraz lepsze właściwości regulacyjne obiektu [9]. Podstawowym celem opracowania jest analiza dwóch wariantów zaopatrzenia w energię szklarni typu Venlo. W pierwszym wariantcie zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz ciepło jest pokrywane za pomocą jednostek

CHP i kotła gazowego szczytowego, natomiast drugi wariant polega na wykorzystaniu kotła gazowego do produkcji ciepła, a energia jest kupowana z sieci elektrycznej. Analiza dotyczy szklarni wielonawowej o całkowitej powierzchni 1920 m². Wysokość ścian bocznych od fundamentu do połaci dachowej to 3,0 m, całkowita wysokość – 4,2 m, szerokość nawy – 8,0 m. Budynek wewnątrz jest podzielony na dwie równe części, oddzielone od siebie chodnikiem o szerokości 2,0 m. Powierzchnia każdej części wynosi 836 m² (szerokość 11 m, długość 76 m).

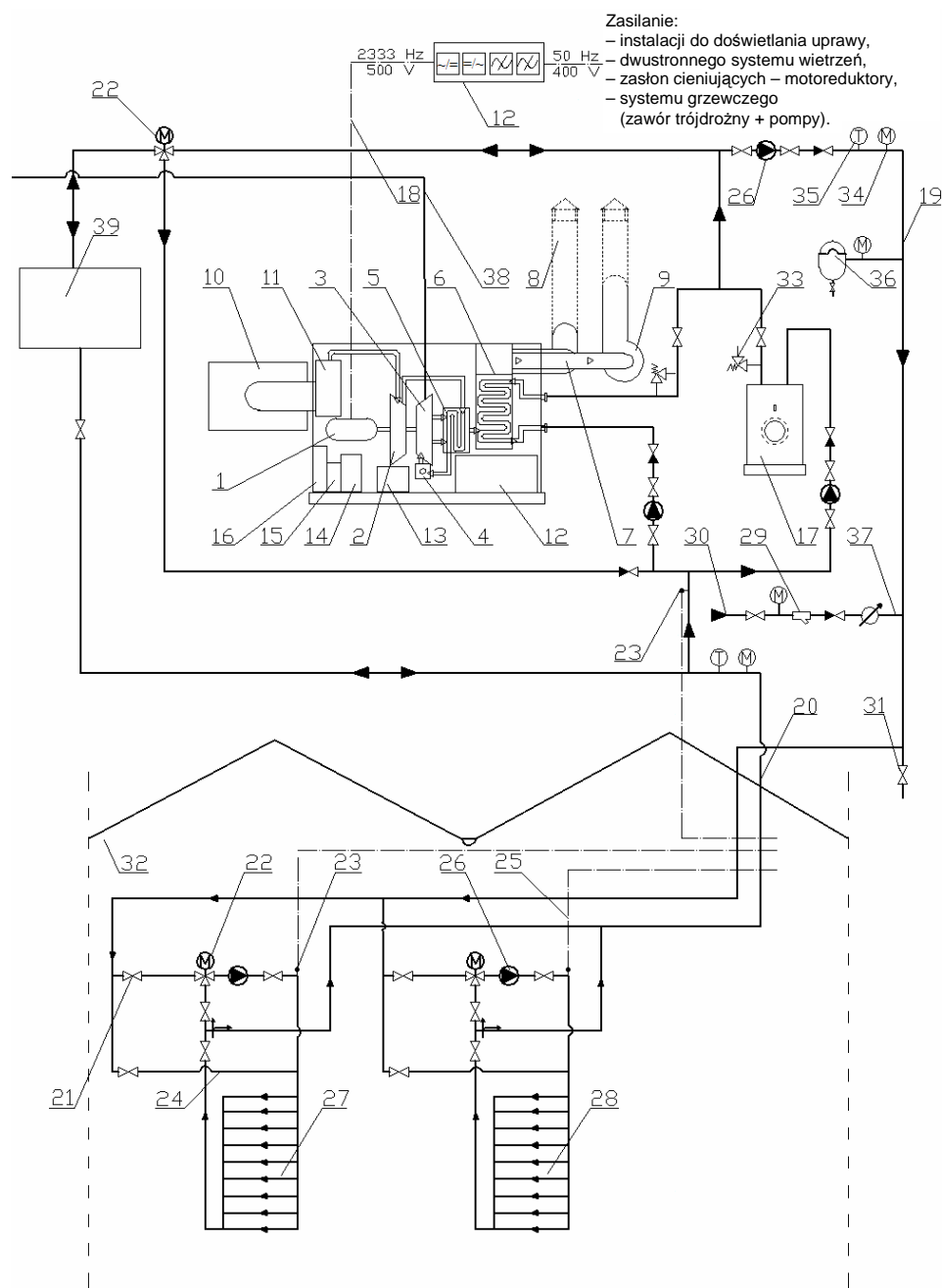
2. Opis instalacji

W pracy zaproponowano układ dwóch jednostek kogeneracyjnych CHP zapewniających całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz części zapotrzebowania na ciepło. W okresie największego zapotrzebowania na ciepło przewidziano dodatkowo kocioł szczytowy (rys. 1.).

Na rysunku 1. przedstawiono: generator (1), sprężarkę (2), turbinę gazową (3), komorę spalania (4), rekuperator (5), wymiennik gaz-woda (6), przewód wentylacyjny (7), wylot spalin (8), wentylator (9), czerpnię powietrza z filtrem (10), filtr powietrza (11), moduł elektryczny (12), pompę oleju (13), pompę powietrzną (14), pompę wody chłodzącej (15), moduł kontrolny (16), kocioł gazowo-olejowy (17), sieć elektryczną (18), główny kolektor zasilający (19), kolektor powrotny (20), zawór odcinający (21), zawór trójdrożny mieszający (22), czujnik temperatury (23), obejście awaryjne (24), przewód do komputera klimatycznego (25), pompę obiegową (26), ogrzewanie boczne (27), ogrzewanie górne (28), filtr (29), zasilanie wodą z sieci (30), spust (31), budynek szklarni (32), zawór bezpieczeństwa (33), manometr (34), termometr (35), naczynie zbiorcze (36), napełnianie obiegu grzewczego (37), gaz GZ50 z sieci (38), akumulacyjny zbiornik ciepłej wody (39).

W miesiącach wiosenno-letnich wzrost i rozwój roślin w naszym kraju przebiegają w warunkach dostatecznej intensywności światła. Z kolei jesienią oraz wczesną wiosną (od września do marca) występuje deficyt światła [13]. W połowie września średnia temperatura otoczenia spada poniżej 12°C i rozpoczyna się sezon grzewczy. W tym samym okresie spada intensywność nasłonecznienia oraz zmniejsza się długość dnia.

Zadaniem układów kogeneracyjnych jest zapewnienie energii elektrycznej na potrzeby doświetlania upraw, część energii elektrycznej zużywana jest do napędzania pomp obiegowych systemu grzewczego, pomp systemu nawadniającego, mechanizmów zębatkowych do wywietrzników w dachu, w ścianach bocznych oraz sterowania zaworami i zasilania pomieszczenia maszynowni. Większość energii elektrycznej zużywana jest w szklarni na potrzeby doświetlania upraw. Do prawidłowego rozwoju np. pomidory potrzebują ponad 4000 lx [10], wymagają także 2-18-godzinne oświetlenia na dobę w zależności od pory roku [1].



Rys. 1. Schemat instalacji kogeneracyjnej w szklarni typu VENLO

W skład instalacji kogeneracyjnej wchodzi: generator, turbina, komora spalania i rekuperator, którego zadaniem jest wykorzystanie ciepła odpadowego. Spaliny wylotowe z turbiny o temperaturze $\approx 300^\circ\text{C}$ ogrzewają przepływającą przez wymiennik wodę. Gorąca woda zasila wieloobwodową instalację grzewczą, która może się składać z systemu podstawowego ogrzewania bocznego i górnego, wegetatywnego (rury grzejne na wysokości uprawy) oraz ogrzewania podłoża. Na rysunku 1. przedstawiono instalację z systemem podstawowym ogrzewania bocznego i górnego, z układem przewodów grzejnych w systemie Tichelmanna. W układzie ogrzewania wodnego wodę obiegową należy rozprzewadzić tak, aby wydajność cieplna poszczególnych przewodów grzejnych była porównywalna [9]. Regulacja jakościowa wody w obiekcie odbywa się za pomocą zaworów mieszających. Układ składa się z dwóch systemów regulacji klimatu: wstępnej w kotłowni oraz właściwej w obiekcie, sterowanej przez komputer. Regulacja wstępna ma za zadanie utrzymać temperaturę czynnika grzewczego na odpowiednim poziomie, w zależności od aktualnego zapotrzebowania obiektu na ciepło. W skład instalacji wchodzi także akumulacyjny zbiornik ciepłej wody, którego zadaniem jest gromadzenie nadmiaru ciepła w czasie pracy systemu skojarzonego (pogoda radiacyjna) oraz dostarczanie ciepła do wnętrza obiektu nocą. Kocioł gazowy szczytowy zapewnia dodatkową ilość ciepła podczas najbardziej niekorzystnych warunków pogodowych, wtedy gdy zapotrzebowanie na ciepło jest największe.

3. Zasady obliczania zapotrzebowania na ciepło oraz energii elektryczną dla szklarni

Obliczenia całkowitego zapotrzebowania na moc grzewczą w ogrzewanej szklarni odpowiednio z metodą [2]

- Ciepło zużyte do ogrzewania podłoża (q_p) [9]:

$$q_p = \alpha_1 \cdot F_{g1} \cdot (t_w - t_{s1}) + \alpha_2 \cdot F_{g2} \cdot (t_w - t_{s2}), W \quad (1)$$

gdzie: F_{g1}, F_{g2} – powierzchnia poszczególnych stref podłoża, m^2 ,

t_s – temperatura strefy, $^\circ\text{C}$,

t_w – temperatura wewnątrz szklarni, $^\circ\text{C}$,

α – konwekcyjny współczynnik wnikania ciepła między podłożem a powietrzem wewnątrz obiektu, $\text{W}/\text{m}^2 \cdot \text{K}$,

1, 2 – indeksy odnoszące się do poszczególnych stref podłoża (1 – strefa I, 2 – strefa II).

- Ciepło dostarczane do wnętrza ogrzewanego obiektu w wyniku infiltracji (q_{inf}) [9]:

$$q_{inf} = 0,278 \cdot \psi \cdot \xi \cdot c_{pw} \cdot \rho_p \cdot F_p \cdot (t_{zew} - t_{zew}), W \quad (2)$$

gdzie: ψ – współczynnik wymiany powietrza, 1/godz.,
 ξ – współczynnik kubatury obiektu, m,
 c_{pw} – ciepło właściwe wilgotnego powietrza, $c_{pw} = 1,008$ kJ/kg/K,
 ρ_p – gęstość powietrza, $\rho_p = 1,28$ kg/m³,
 F_p – powierzchnia oszklenia, m²,
 t_{wew} , t_{zew} – odpowiednio temperatura wewnątrz i na zewnątrz obiektu, °C.

- Współczynnik kubatury obiektu [9]:

$$\xi = 1/2 \cdot h_1 + h_2, \text{ m} \quad (3)$$

gdzie: h_1 – wysokość ścian bocznych, m,
 h_2 – wysokość obiektu w połaci dachu, m.

Strumień ciepła przenikającego przez osłonę obiektu q_{prz} [9]:

$$q_{prz} = k \cdot F_{osl} \cdot (t_{wew} - t_{zew}), \text{ W} \quad (4)$$

gdzie: k – współczynnik przenikania ciepła, W/m²/K,
 F_{osl} – powierzchnia oszklenia, m².

- Opór cieplny osłony [9]:

$$R = 1/\alpha_{zew} + \sum \delta/\lambda + 1/\alpha_{wew}, \text{ m}^2\text{K/W} \quad (5)$$

gdzie: α_{wew} – konwekcyjny współczynnik przejmowania ciepła (napływu),
 $\alpha_{wew} = 23$ W/m²/K,
 α_{zew} – konwekcyjny współczynnik przejmowania ciepła (odpływu),
 $\alpha_{zew} = 8$ W/m²/K,
 δ – grubość osłony,
 λ – współczynnik przewodzenia ciepła przez osłonę, W/m/K.

- Współczynnik przenikania ciepła [9]:

$$k = 1/R, \text{ W/m}^2\text{K} \quad (6)$$

Obliczenie zapotrzebowania na ciepło

- Ogólne zapotrzebowanie na ciepło q_o [9]:

$$q_o = q_c \cdot [1 + (d_1 + d_2)/100], \text{ W} \quad (7)$$

gdzie: d_1 – współczynnik zależny od liczby przegród zewnętrznych [9],
 d_2 – współczynnik zależny od sposobu ogrzewania [9],
 q_c – całkowite zapotrzebowanie na ciepło, W.

- Całkowite zapotrzebowanie na ciepło q_c [9]:

$$q_c = q_p + q_{inf} + q_{prz}, W \quad (8)$$

Na podstawie metody [9] z wykorzystaniem wzorów (1)-(8) dla analizowanej szklarni typu Venlo sporządzono uporządkowany wykres zapotrzebowania na ciepło (rys. 2.) dla każdego dnia w roku, w zależności od średniej dobowej temperatury zewnętrznej, na podstawie danych z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej dla typowych lat meteorologicznych dla miasta Rzeszowa [2].

Obliczenie zapotrzebowania na energię elektryczną na potrzeby doświetlania uprawy

Sztuczne oświetlenie służy dwóm celom: doświetlaniu roślin, mającemu wzmacnić fotosyntezę, oraz wykorzystaniu zjawiska fotoperiodyzmu, czyli reakcji roślin na stosunek długości dnia i nocy. Współcześnie najczęściej stosowane są lampy sodowe wysokoprężne [8]. Jedna lampa sodowa o mocy 400 W, wyposażona w oprawę, emituje ilość światła wystarczającą do doświetlenia rozsady na powierzchni ok. 4,5-6,0 m² [13]. Aby uzyskać natężenie światła 4-4,5 tys. lx, lampy sodowe 400 W zamontowane w oprawie ORS należy umieścić na wysokości 1,1-1,5 m [13]. W badaniach wykazano, że istnieje silna liniowa zależność między dostępnością światła a spadkiem plonu – zmniejszenie intensywności światła o każde 1% przynosi 1% spadek plonu [10].

Zapotrzebowanie na energię elektryczną oblicza się według wzoru:

$$N_E = m \cdot F_u, W \quad (9)$$

gdzie: F_u – powierzchnia uprawy, m²,

m – obciążenie mocą powierzchni uprawy, W/m².

4. Dobór układu kogeneracyjnego

Na podstawie metody obliczeniowej [9], konstrukcji szklarni oraz założonych standardowych parametrów pracy [9] dla analizowanego obiektu obliczono całkowite maksymalne zapotrzebowanie na ciepło, które wynosi 635 kW. Obliczono także zapotrzebowanie na energię elektryczną, wynoszące 190 kW. Dobrano dwa układy kogeneracyjne T-100 firmy TURBEC [6] (zasilane gazem ziemnym GZ 50), o parametrach zamieszczonych w tab. 1. W okresie największego zapotrzebowania na ciepło przewidziano dodatkowo kocioł szczytowy VITOPLEX 100 firmy Viessmann o znamionowej mocy cieplnej 251-310 kW.

Tabela 1. Zestawienie parametrów układu kogeneracyjnego T-100 firmy TURBEC

Dane	Wymiar	Jednostka
Moc elektryczna	100 (± 3)	kw
Sprawność elektryczna, η_{el}	30 (± 1)	%
Przepływ gazów wylotowych	0,80	kg/s
Temperatura gazów wylotowych	270	$^{\circ}\text{C}$
Moc cieplna	155 (± 5)-70/90, $^{\circ}\text{C}$	kw
Sprawność całkowita EUF, %	77 (± 1)-70/90, $^{\circ}\text{C}$	%
Temperatura gazów wylotowych za wymiennikiem	90	$^{\circ}\text{C}$
Wskaźnik potrzeb własnych zużycia energii elektrycznej	5	%

Opracowano na podstawie pracy [6].

5. Podstawy oceny ekonomicznej instalacji

Analiza opłacalności ekonomicznej powinna się składać z trzech podstawowych etapów: analizy technicznej, ekonomicznej i optymalizacyjnej. W pierwszym etapie trzeba określić zapotrzebowanie na nośniki energii na podstawie wykresów rzeczywistych i uporządkowanych, zapotrzebowania na moc cieplną i elektryczną w obiekcie [12]. W drugim etapie należy określić nakłady inwestycyjne, warunki finansowania inwestycji (komercyjne, kredyty preferencyjne, środki własne) oraz stopy dyskonta dla analizowanego przedsięwzięcia. Należy też obliczyć koszty zakupu paliwa (gazu) oraz energii elektrycznej według przyjętych taryf, a także uwzględnić koszty opłat za emisję zanieczyszczeń do otoczenia, amortyzację oraz podatek dochodowy. Wstępnej oceny opłacalności dokonano na podstawie wskaźników SPB (prosty czas zwrotu) oraz DPB (zdyskontowany czas zwrotu).

Podstawowe wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej

W analizowanym przypadku, który polega na porównaniu dwóch wariantów, wyznaczono całkowity nakład inwestycyjny oraz różnicę między nakładami eksploatacyjnymi w poszczególnych wariantach.

Całkowity poniesiony nakład inwestycyjny J_0 określa sumaryczne nakłady poniesione w trakcie realizacji inwestycji [12]:

$$J_0 = J_{st} \quad (10)$$

gdzie: J_{st} – wydatki poniesione na środki trwałe, w skład których mogą wchodzić takie koszty, jak: koszt zakupu układów kogeneracyjnych ($C_{Y,CHP}$), koszt zakupu kotła ($C_{Y,K}$), koszty inwestycji i eksploatacji instalacji.

Jednym z najważniejszych składników kosztów prowadzenia działalności są koszty eksploatacyjne K_e , obejmujące następujące ważniejsze składniki:

$$K_e = K_{en} + K_m + K_{rem} \quad (11)$$

gdzie: K_{en} – koszty energii,

K_m – koszty materiałów i surowców,

K_{rem} – koszty obsługi, napraw i remontów (suma kosztów remontów i przeglądów).

W przypadku gdy przedmiotem zakupu jest paliwo do modułów CHP oraz kotła szczytowego, koszty roczne zakupu gazu można zapisać następująco [12]:

$$K_{en,g} = (K_p + K_{d-z}) \cdot V_{pal} + K_a + K_{d-s} \quad (12)$$

gdzie: K_p – jednostkowa cena gazu, zł/m³,

K_{d-z} – opłata dystrybucyjna zmienna, zł/m³,

V_{pal} – roczne zużycie gazu przez instalację, m³/rok,

K_a – opłata abonamentowa, zł/m-c,

K_{d-s} – opłata dystrybucyjna stała, zł/(m³/h) za godzinę lub zł/m-c.

Zasady rachunku dyskonta

Wielkością, która uwzględnia wpływ czasu na wartość pieniądza, jest stopa dyskonta r . Stopa dyskonta określa całkowity koszt pozyskania kapitału. Jej wartość uwzględnia następujące elementy: rzeczywisty koszt pozyskania kapitału oraz dodatek wynikający z inflacji. Wielkość r wyraża się wzorem [12]:

$$r = \frac{r_F - i}{1 + i} \quad (13)$$

gdzie: r_F – stopa kosztu pozyskania kapitału inwestycyjnego,

i – stopa inflacji.

Stosuje się także wskaźnik dyskonta a_t [12]:

$$a_t = \frac{1}{(1 + r)^t} \quad (14)$$

gdzie: t – rok bieżący eksploatacji,

r – stopa dyskonta.

Prosty czas zwrotu SPB określa minimalną liczbę jednostek czasu (np. lat), dla której suma przepływów pieniężnych osiągnie wartość równą zero przy założeniu stopy dyskonta $r = 0$ [12]:

$$\sum_{t=1}^{SPB} CF_t - J_0 = 0 \quad (15)$$

gdzie: $CF_t = \Delta K_e$ – różnica przepływów pieniężnych porównywalnych wariantów na końcu roku t , przy uwzględnieniu jedynie tych składników przepływów pieniężnych, które są bezpośrednio związane z różnicami pomiędzy porównywalnymi wariantami.

Zdyskontowany czas zwrotu DPB jest to czas zwrotu z uwzględnieniem wskaźnika dyskonta a_t (według wzoru (14)) [12]:

$$\sum_{t=1}^{DPB} \frac{CF_t}{(1+r)^t} - J_0 = 0 \quad (16)$$

6. Obliczeniowe porównanie instalacji kogeneracyjnej z kotłem gazowym

Analizie poddano dwa warianty: w pierwszym wariantcie zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz część ciepła jest pokrywane za pomocą dwóch układów kogeneracyjnych.

W czasie największego zapotrzebowania dodatkowe ciepło jest wytwarzane przez kocioł gazowy szczytowy. W drugim wariantcie całkowite zapotrzebowanie na ciepło jest pokrywane przez kocioł gazowy, a energia elektryczna jest kupowana z sieci elektrycznej. Założono charakter pracy układu kogeneracyjnego zorientowany na pokrycie zapotrzebowania na moc elektryczną.

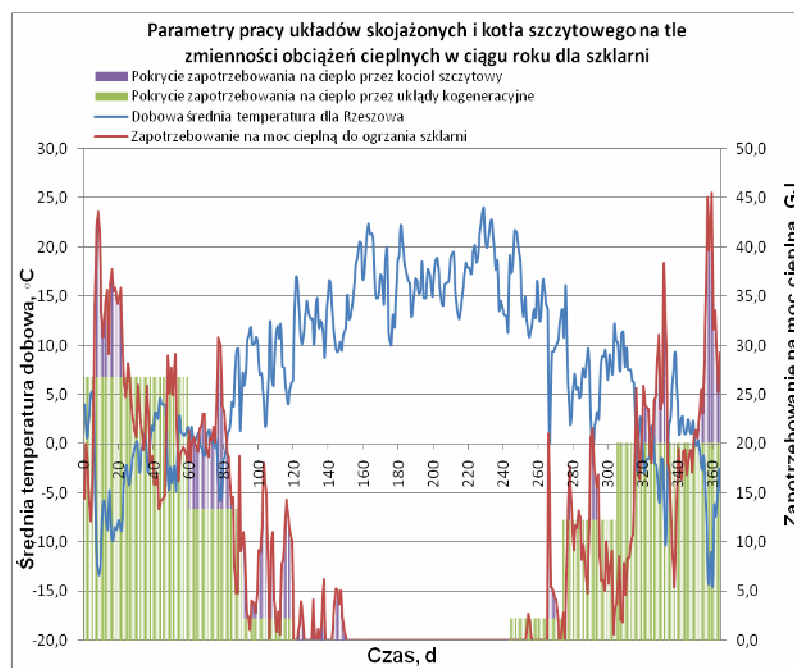
Obliczenie zużycia energii elektrycznej i ciepła w ciągu roku przez szklarnie Venlo

Na podstawie wymaganej liczby godzin doświetlania dziennego określono roczne zużycie energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia uprawy, które wynosi 602200 kWh/rok. Obliczenia przedstawiono w tab. 2. Całkowite zużycie energii elektrycznej po uwzględnieniu zapotrzebowania motoreduktorów oraz pomp (E_C) wyniesie 674200 kWh/rok. Ilość energii cieplnej zużytej w ciągu sezonu grzewczego (Q_{grz}) obliczono na podstawie opracowanego wykresu, przedstawiającego parametry pracy układów skojarzonych i kotła szczytowego na tle zmienności obciążeń cieplnych w ciągu roku dla szklarni (rys. 2.). Wykres dobowej średniej temperatury został sporządzony na podstawie danych z Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej dla typowych lat meteorologicznych dla

miasta Rzeszowa [2]. Całkowita ilość wytworzonego ciepła w ciągu roku wynosi 4626,52 GJ, z czego układy CHP wytwarzają 3741,95 GJ, a kocioł szczytowy – 884,57 GJ.

Tabela 2. Zestawienie zapotrzebowania na energię elektryczną do doświetlania szklarni w ciągu roku dla poszczególnych miesięcy

Miesiąc	Liczba godzin doświetlania dziennie	Liczba dni w miesiącu	Zapotrzebowanie na moc chwilową, kW	Zużycie energii elektrycznej dla szklarni w kWh/m
Styczeń	18	31	200	111600
Luty	18	29		104400
Marzec	12	31		74400
Kwiecień	2	30		12000
Maj	0	31		0
Czerwiec	0	30		0
Lipiec	0	31		0
Sierpień	0	31		0
Wrzesień	2	30	200	12000
Październik	11	31		68200
Listopad	18	30		108000
Grudzień	18	31		111600
			Suma w kWh/rok	602200



Rys. 2. Parametry pracy układów skojarzonych i kotła szczytowego

Obliczenie zużycia gazu przez kocioł szczytowy w ciągu roku

Na podstawie ilości ciepła wytworzonego przez kocioł gazowy obliczono zużycie paliwa według wzoru [9]:

$$V_{K-SZ,pal} = \frac{Q_{grz}}{\eta_k \cdot W_u}, m^3 \quad (17)$$

gdzie: W_u – wartość opałowa gazu GZ50, $W_u = 31 \text{ MJ/m}^3$ [4],

η_k – sprawność kotła, $\eta_k = 92\%$,

Q_{grz} – energia wytworzona w sezonie grzewczym przez kocioł gazowy szczytowy, $Q_{grz} = 884570 \text{ MJ/rok}$.

Po podstawieniu odpowiednich wartości otrzymuje się:

$$V_{K-SZ,pal} = 884570 / (0,92 \cdot 31) = 31015 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

Obliczenie zużycia gazu przez układy kogeneracyjne w ciągu roku

Na podstawie ilości wytworzonej energii elektrycznej obliczono zużycie paliwa, korzystając ze wzoru:

$$V_{CHP,pal} = \frac{E_C}{\eta_{el} \cdot W_u}, m^3 \quad (18)$$

gdzie: E_C – całkowita ilość energii elektrycznej wytworzonej przez układy CHP,

$E_C = 674200 \text{ kWh/rok} = 2427120 \text{ MJ/rok}$,

η_{el} – sprawność elektryczna turbiny; $\eta_{el} = 32\%$ [6],

W_u – wartość opałowa gazu GZ50.

Po podstawieniu

$$V_{CHP,pal} = 2427120 / (0,32 \cdot 31) = 244669,4 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

ANALIZA EKONOMICZNA WARIANTU PIERWSZEGO

(układy kogeneracyjne + kocioł szczytowy)

Do obliczeń wskaźników opłacalności przyjęto następujące podstawowe założenia [12]:

- czas eksploatacji układu CHP i kotła N wynosi 15 lat,
- inwestycja będzie finansowana w 80% z kredytu o uśrednionym oprocentowaniu 14,5% w skali roku. Pozostała część nakładów inwestycyjnych (tzn. 20%) będzie finansowana ze środków własnych. Alternatywną dochodowość kapitału własnego określono na poziomie 7%. Stopa inflacji $i = 5,5\%$, stopa dyskonta wyznaczona dla przyjętych warunków finansowania według wzoru (13) $r = 7,1\%$, czas spłaty kredytu 3 lata,

- w obliczeniach nie uwzględniono wskaźników wzrostu cen i kosztów, założono, że wartość likwidacyjna układu pokryje koszty likwidacji obiektu.

Koszty modułów kogeneracyjnych

Koszt zakupu układu CHP lub kotła można obliczyć na podstawie metody jednostkowych nakładów inwestycyjnych odniesionych do typowych parametrów urządzeń, według wzoru [12]:

$$C_Y = X_Y \cdot i_y, \text{ PLN} \quad (19)$$

gdzie: i_y – jednostkowy nakład inwestycyjny na urządzenie,

X_Y – jednostka wielkości charakterystycznej, dla układu CHP: $i_y = 700$ USD/kW [12], $X_Y = 100$ kW [6].

Koszt zakupu układu CHP:

$$C_{Y, \text{CHP}} = 700 \cdot 100 = 70000 \text{ USD lub } C_{Y, \text{CHP}} = 70000 \cdot 2,8428 = 198996 \text{ PLN.}$$

Średni kurs 1 USD z dn. 09.11.2008 r. według kursu walut NBP – 2,8428 PLN.

Koszt kotła gazowego szczytowego

Z wykresu nakładów jednostkowych na kotły gazowe małej mocy [12] odczytano jednostkowe koszty zakupu kotła $i_y = 40$ USD/kW. Zatem, według wzoru (19) dla kotła o mocy znamionowej 310 kW i $X_Y = 310$ kW można wyznaczyć:

$$C_{Y, K} = 40 \cdot 310 = 12400 \text{ USD lub } C_{Y, K} = 12400 \cdot 2,8428 = 35250,7 \text{ PLN.}$$

Całkowite nakłady inwestycyjne na środki trwałe J_0

Koszty dodatkowe wyznaczone na podstawie współczynników rozkładu kosztów dla układów skojarzonych z turbinami gazowymi [12] zestawiono w tab. 3.

$$J_0 = 2C_{Y, \text{CHP}} + C_{Y, K} + \sum K_{i, e} \cdot Q_{el} = 2 \cdot 70000 \text{ USD} + 12400 \text{ USD} + 420 \text{ USD/kW} \cdot 200 = 236400 \text{ USD} = 672037,92 \text{ PLN,}$$

gdzie: $\sum K_{i, e}$ – suma kosztów inwestycji i eksploatacji instalacji kogeneracyjnej w PLN (tab. 3.),

Q_{el} – moc elektryczna układów CHP, $Q_{el} = 2XY = 200$ kW.

Tabela 3. Zestawienie kosztów inwestycji i eksploatacji instalacji kogeneracyjnej

Pozycja kosztów	% kosztu zakupu środków trwałych	Wartość w USD/kW	Wartość w PLN/kW
Instalacja urządzeń	$20\% \cdot 700^{1)}$	140	398
Armatura i podłączenie mediów	$10\% \cdot 700^{1)}$	70	199
Armatura kontrolno-pomiarowa i układy sterujące	$10\% \cdot 700^{1)}$	70	199
Doprowadzenie paliwa	$5\% \cdot 700^{1)}$	35	99,5
Układy wyprowadzenia mocy	$10\% \cdot 700^{1)}$	70	199
Koszty projektu	$5\% \cdot 700^{1)}$	35	99,5
RAZEM $\sum K_{i,e}$		420	1194

¹⁾ koszt zakupu środków trwałych KZU (z wykresu nakładów jednostkowych [12])

Opracowano na podstawie pracy [12].

Koszty eksploatacyjne (koszty obsługi napraw i remontów i koszty paliwa)

Jednostkowe koszty obsługi i remontów K_{j-rem} odnosi się do 1 kWh wytworzonej energii elektrycznej. Przyjęto jednostkowy koszt dla mikroturbin o mocy 0,025-0,25 MW, $K_{j-rem} = 0,002$ USD/kWh [12].

$$K_{rem} = K_{j-rem} \cdot E_c = 0,002 \cdot 674200 = 1348,4 \text{ USD} = 3833,23 \text{ PLN/rok},$$

gdzie: K_{j-rem} – jednostkowy koszt obsługi i remontów USD/kWh, $E_c = 674200$, kWh/rok – całkowita ilość energii wytworzonej przez dwa układy kogeneracyjne na potrzeby zasilania szklarni.

Wartość brutto kosztów eksploatacyjnych K_{rem-br} z doliczonym podatkiem VAT wynosi: **3833,23 zł/rok + (3833,23 0,22 VAT) = 4676,54 PLN/rok.**

Koszty gazu ziemnego wysokometanowego (grupy E) – grupa taryfowa o symbolu W-6 dla układu skojarzonego i kotła gazowego szczytowego, z uwzględnieniem wszystkich składników ceny gazu według wzoru (12):

- cena za paliwo $K_p = 0,9011$ zł/m³ [5],
- abonament $K_a = 130$ zł/m-c [5] = $130 \cdot 12 = 1560$ zł/rok,
- opłata dystrybucyjna stała $K_{d-s} = 0,0540$ zł/(m³/h) za h [5] = $0,0540 \cdot 76 \cdot 3371 = 13834,6$ zł/rok,
- opłata dystrybucyjna zmienna $K_{d-z} = 0,2360$ zł/m³ [5].

Całkowity koszt gazu netto: $K_{en,g} = (K_p + K_{d-z}) \cdot (V_{CHP,pal} + V_{K-SZ,pal}) + K_a + K_{d-s} = [(0,9011+0,2360) \cdot 2756844] + 1560 + 13834,6 = 328875,3$ zł/rok. Wartość brutto $K_{en,g-br}$ z doliczonym podatkiem VAT wynosi: **328875,3 zł/rok + (328875,3 · 0,22 VAT) = 401227,9 zł/rok.**

ANALIZA EKONOMICZNA WARIANTU DRUGIEGO

(kocioł gazowy + energia elektryczna kupowana z sieci elektrycznej)

Zużycie gazu przez kocioł gazowy w ciągu roku [9]:

Całkowite zapotrzebowanie na ciepło dla szklarni obliczono na podstawie rys. 2., $Q_{grz} = 4264440$ MJ/rok. Zużycie gazu według wzoru (17) jest następujące:

$$V_{k,pal} = 4264440 / (0,88 \cdot 31) = 156321,1 \text{ m}^3/\text{rok},$$

dla $\eta_k = 88\%$ (sprawność kotła gazowego).

Całkowite nakłady inwestycyjne na środki trwałe

Koszt kotłowni gazowej obliczono na podstawie zależności aproksymacyjnej jednostkowego kosztu zakupu kotła wraz z montażem [12]:

$$i = 450 \cdot Q_{nom}^{-0,13}, \text{ USD / kW} \quad (20)$$

gdzie: i – jednostkowe koszty zakupu kotła wraz z montażem,
 Q_{nom} – nominalna moc kotła, kW.

$$i = 450 \cdot 630^{-0,13} = 194,67 \text{ USD/kW}.$$

Całkowity nakład inwestycyjny ($Q_{nom} = 630$ kW)

$$J_0 = i \cdot Q_{nom} = 194,67 \cdot 630 = 1222642,1 \text{ USD} = 348647,0 \text{ PLN}.$$

Koszty zakupu paliwa dla kotła oraz koszty zakupu energii elektrycznej

Koszty gazu ziemnego wysokometanowego (grupy E) – grupa taryfowa o symbolu W-6 dla kotła gazowego według wzoru (12):

- cena za paliwo $K_p = 0,9011 \text{ zł/m}^3$ [5],
- abonament $K_a = 130 \text{ zł/m-c}$ [5] = $130 \cdot 12 = 1560 \text{ zł/rok}$,
- opłata dystrybucyjna stała $K_{d-s} = 0,0540 \text{ zł/(m}^3/\text{h)}$ za h [5] = $0,0540 \cdot 83 \cdot 3371 = 15108,8 \text{ zł/rok}$,
- opłata dystrybucyjna zmienna $K_{d-z} = 0,2360 \text{ zł/m}^3$ [5].

$$\text{Całkowity koszt gazu netto: } K_{en,g} = (K_p + K_{d-z}) \cdot V_{k,pal} + K_a + K_{d-s} = \\ = [(0,9011 + 0,2360) 156321,1] + 1560 + 15108,8 = 194421,5 \text{ zł/rok}.$$

Koszt gazu brutto $K_{en,g-br}$ z doliczonym podatkiem VAT: $194421,5 \text{ zł/rok} + (194421,5 \cdot 0,22 \text{ VAT}) = 237194,2 \text{ zł/rok}$.

Zużycie energii elektrycznej przez szklarnie wynosi 674200 kWh/rok.

Grupa taryfowa C11 – stała stawka przez całą dobę:

- cena za energię elektryczną $K_{\text{elektr}} = 0,1941 \text{ zł/kWh}$ [3],
- stały składnik stawki sieciowej $K_{\text{st}} = 16,04 \text{ zł/kW/m-c}$ [3]; $16,04 \cdot 200 \cdot 8 = 25664 \text{ zł/rok}$,
- składnik zmienny stawki sieciowej $K_{\text{zm}} = 0,111 \text{ zł/kWh}$ [3],
- opłata abonamentowa $K_{\text{a-elekt}} = 19,85 \text{ zł/m-c}$ [3] $\cdot 8 \text{ m-c} = 158,8 \text{ zł/rok}$.

Koszt energii netto: $K_{\text{en,elekt}} = (K_{\text{elektr}} + K_{\text{zm}}) \cdot E_C + K_{\text{st}} + K_{\text{a-elekt}} = (0,1941 + 0,111) \cdot 674200 + 25664 + 158,8 = 209554,02 \text{ zł/rok}$.

Koszt energii brutto $K_{\text{en,elekt-br}}$ z doliczonym podatkiem VAT jest następujący: $209554,02 \text{ zł/rok} + (209554,02 \cdot 0,22 \text{ VAT}) = 255656,0 \text{ zł/rok}$.

7. Prosty i zdyskontowany czas zwrotu nakładów inwestycyjnych

W przypadku rozpatrywanym wcześniej prosty czas zwrotu będzie minimalną liczbą lat, dla której suma kosztów unikniętych (wynikających z modernizacji instalacji) $\Sigma \Delta K$ osiągnie wartość równą różnicy nakładów inwestycyjnych ΔJ_0 porównywanych wariantów, według wzoru (15), metodą kolejnych przybliżeń [12]. Zdyskontowany czas zwrotu oraz szczegółowe wyniki analizy ekonomicznej zestawiono w tab. 4. Obliczenia wykonano według schematu:

$$\Sigma \Delta K_e = K_{e-W1} - K_{e-W2}; \quad \Delta J_0 = J_{0-W1} - J_{0-W2},$$

gdzie: $\Sigma \Delta K_e$ – suma różnicy salda pieniężnego netto PLN (tab. 4.),

ΔJ_0 – różnica nakładów inwestycyjnych porównywanych wariantów PLN,

K_{e-W1}, K_{e-W2} – koszty eksploatacyjne odpowiednio dla wariantu pierwszego i drugiego PLN według wzoru (11).

- Dla $t = 1$ rok:

$$\Sigma \Delta K_e = 533449 - 484279 = 49169,9 \text{ zł}, \quad \Delta J_0 = 672037,9 - 348647,0 = 323390,9 \text{ zł},$$

$$\Sigma \Delta K_e - \Delta J_0 = 49169,9 - 323390,9 = -274221,0 \text{ zł}.$$

- Dla $t = 2$ lata:

$$\Sigma \Delta K_e = 49169,9 + (519967,9 - 458293,5) = 110844,3 \text{ zł},$$

$$\Sigma \Delta K_e - \Delta J_0 = 110844,3 - 323390,9 = -212546,6 \text{ zł}.$$

- Dla $t = 3$ lata:

$$\Sigma \Delta K_e = 110844,3 + (513227,4 - 445300,8) = 178770,9 \text{ zł},$$

$$\Sigma \Delta K_e - \Delta J_0 = 178770,9 - 323390,9 = -144620 \text{ zł}.$$

- Dla $t = 4$ lata:

$$\Sigma \Delta K_e = 178770,9 + (493005,9 - 406322,6) = 265454,2 \text{ zł},$$

$$\Sigma \Delta K_e - \Delta J_0 = 265454,2 - 323390,9 = -57936,7 \text{ zł}.$$

- Dla $t = 5$ lat:

$$\Sigma \Delta K_e = 265454,2 + (493005,9 - 406322,6) = 352137,5 \text{ zł},$$

$$\Sigma \Delta K_e - \Delta J_0 = 352137,5 - 323390,9 = 28746,6 \text{ zł}.$$

Z przeprowadzonych obliczeń wynika, że prosty czas zwrotu nakładów inwestycyjnych będzie dłuższy niż cztery lata, dopiero w piątym roku eksploatacji suma różnicy nakładów eksploatacyjnych przekroczy wartość różnicy nakładów inwestycyjnych:

$$SPB = \frac{\Delta J_0 \cdot t}{\sum_{t=4}^{t=1} \Delta K_e} = \frac{323390,9 \cdot 4}{49169,9 + 61674,39 + 67926,56 + 86683,26} = 4,87 \text{ lat},$$

gdzie: $t = 4$ lata – pierwszy rok okresu eksploatacji, w którym następuje zwrot kosztów.

W tabeli 4. uwzględniono także koszty emisji zanieczyszczeń, tzw. koszty środowiskowe K_{sr} na podstawie ilości zanieczyszczeń powstających ze spalonego paliwa [11] oraz stawek opłat według Rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 14 grudnia 2004 r. [11]. Uwzględniono także koszty finansowe K_F (odsetki od spłaty kredytu o uśrednionym oprocentowaniu 14,5%, w skali roku) według przyjętych wcześniej założeń.

8. Podsumowanie

W opracowaniu dokonano wstępnej analizy zapotrzebowania na energię elektryczną oraz ciepło dla szeroko wykorzystanej w Polsce szklarni wielonawowej typu Venlo, o całkowitej powierzchni 1920 m². Opracowano rozwiązanie technologiczne możliwości wykorzystania układu kogeneracyjnego. Omówiono podstawowe wskaźniki oceny efektywności ekonomicznej oraz przeprowadzono wstępną analizę dwóch wariantów. W pierwszym wariantcie zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz ciepło jest pokrywane za pomocą dwóch jednostek CHP T-100 [6] i kotła gazowego szczytowego VITOPLEX – 100 firmy Viessmann [7], drugi wariant polega zaś na wykorzystaniu kotła gazowego Vitorod 200 typu VD2 firmy Viessmann [7] do produkcji ciepła, a energia jest kupowana z sieci elektrycznej. Na podstawie przeprowadzonej analizy ekonomicznej stwierdzono, że modernizacja polegająca na zastąpieniu kotła gazowego dwoma układami kogeneracyjnymi T-100 oraz kotłem szczytowym będzie opłacalna, a prosty zwrot kosztów inwestycyjnych nastąpi po około pięciu latach. Przy uwzględnieniu kosztów finansowych oraz stopy inflacji zdyskontowany zwrot kosztów nastąpi po około sześciu latach.

Literatura

1. <http://www.grodan.pl/sw19897.asp> GRODAN.
2. <http://www.mi.gov.pl/> – *Typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków.*
3. <http://www.pge-dystrybucja-rzeszow.pl/> – *PGE Rzeszowski Zakład Energetyczny.*
4. http://www.pgnig.pl/dladowmu/gaz_ziemny/ – *Parametry gazu ziemnego wysokometanowego typu E (dawniej GZ-50).*
5. <http://www.pgnig.pl/> – *Taryfa dla paliw gazowych nr 1, 2008.*
6. <http://www.turbec.com/> – *Katalog producenta TURBEC.*
7. <http://www.viessmann.pl> – *Katalog producenta.*
8. Kanthak P.: *Klimat i klimatyzacja szklarni.* 1976.
9. Kurpaska S.: *Szklarnie i tunele foliowe*, Inżynieria i Procesy, PWRiL, Poznań 2007.
10. Kurpaska S.: *Technika doświetlania roślin*, Hasło Ogrodnicze, nr 7, 2004.
11. *Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 14 grudnia 2004 r. w sprawie opłat za korzystanie ze środowiska.* Dz. U. Nr 279, poz. 2758.
12. Skorek J., Kalina J.: *Gazowe układy kogeneracyjne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2005.
13. Wysocka-Owczarek M.: *Światło w produkcji rozsady pomidorów szklarniowych*, Hasło Ogrodnicze, nr 7, 2004.

ANALYSIS OF ENERGY SUPPLY FOR VENLO GREENHOUSE 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 Venlo greenhouse. Presented economic analysis is based on introductory project, using basic economic indexes SPB (Simple Pay-Back) and DPB (Discounted Pay-Back).

Złożono w Oficynie Wydawniczej w lutym 2009 r.