



Zeszyty Naukowe

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

rok 2018, nr 102, s. 77–90

Piotr OLCZAK*, Dominik KRYZIA*, Aleksandra AUGUSTYN**, Małgorzata OLEK***

Opłacalność ekonomiczna zmiany wielkości powierzchni kolektorów słonecznych płaskich w instalacji c.w.u. budynku jednorodzinnego – studium przypadku

Streszczenie: Kolektory słoneczne są głównymi elementami solarnych systemów grzewczych. Praca tych urządzeń polega na konwersji energii promieniowania słonecznego na ciepło czynnika roboczego. Czynnikiem tym może być zarówno ciecz (glikol lub woda), jak i gaz (powietrze). Ze względu na konstrukcję wyróżnia się kolektory płaskie, próżniowe, próżniowo-rurowe i skupiające. Kolektory płaskie są stosowane przede wszystkim w budynkach, w których potrzeby cieplne są niskie lub średnie, czyli na przykład w gospodarstwach domowych. Rozwój kolektorów został ukierunkowany na zwiększenia wydajności oraz poprawy efektywności ekonomicznej inwestycji. W artykule oceniono wpływ zmiany powierzchni płaskich kolektorów słonecznych na opłacalność ekonomiczną inwestycji. Do analizy wytypowano dom jednorodzinny, zlokalizowany w województwie małopolskim, w którym instalacja przygotowania ciepłej wody użytkowej została rozbudowana o system solarny. System ten składa się z płaskich kolektorów, o łącznej powierzchni absorberów 5,61 m². Jako czynnik roboczy w instalacji stosowany jest glikol. W celu poprawy efektu ekonomicznego zaproponowano zwiększenie powierzchni absorberów. Na podstawie trzyletnich pomiarów nasłonecznienia oraz efektów cieplnych instalacji, stworzono model ekonomiczny służący do oceny opłacalności zwiększenia powierzchni kolektorów słonecznych. Obliczenia z użyciem modelu promieniowania HDKR wykonano w środowisku Matlab dla lokalizacji Tarnów (najbliższej instalacji). Ponadto na podstawie rzeczywistych pomiarów z tej instalacji, odzwierciedlających wpływ wielu niemierzalnych czynników na efektywność przetwarzania energii słonecznej, wykonano symulacje efektu ekonomicznego dla różnych wielkości zapotrzebowania na ciepło. Otrzymane wyniki uogólniono, co daje możliwość ich wykorzystania w procesie doboru wielkości powierzchni kolektorów w przypadku podobnych instalacji.

Słowa kluczowe: ciepła woda użytkowa (c.w.u.), kolektory słoneczne, promieniowanie słoneczne, opłacalność ekonomiczna, NPV, Monte Carlo

* Dr inż., ** Mgr inż., Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Kraków;
e-mail: piotrolczak@hotmail.com; kryzia@min-pan.krakow.pl; augustyn@min-pan.krakow.pl

*** Dr inż., Instytut Inżynierii Ciepłej i Ochrony Powietrza, Wydział Inżynierii Środowiska, Politechnika Krakowska, Kraków; e-mail: molek@pk.edu.pl

The economic profitability of the changing size of solar collectors surface in the case study of the household domestic hot water installation

Abstract: Solar collectors are the main components of the solar heating systems. These devices convert radiation from the sun into the heat of distribution medium. The medium can be either (water, glycol) or gas (air). Two types of solar panels can be distinguished on the basis of the construction criterion: flat plate collectors and evacuated tube collectors. Solar collectors development progresses towards improving their efficiency and economic profitability. Flat plate collectors are popular for low and medium heating applications, i.e. in households. In this paper, flat plate collectors with glycol as a distribution medium are investigated.

The authors evaluate the impact of changing the size of the solar collectors on the heating economic profitability. A detached house, located in the Malopolskie Province was selected for the analysis. The house was fitted with domestic hot water installation which was extended with the solar system. At present, the collector area amounts to 5.61 m². In order to improve the economic effect, the authors propose to increase their area. The radiation from the sun, sun exposure and thermal results were collected and calculated for three years. The authors prepared an economic model on the basis of the collected data. This model was created to assess the economic effect in relation to increasing the collector area.

Calculations were made with the HDKR radiation model using Matlab software. The authors chose Tarnow as location because the city is the nearest to the tested installation. In addition, the authors created a simulation that allowed the economic effect for different detached houses with different heat demands to be assessed. By using real data an impact of many non-measurable factors on the efficiency of solar energy conversion could be taken into account in the simulation. The obtained results have been generalized and thus can be applied in a similar installation during the process of choosing an appropriate collector area size.

Keywords: domestic hot water (DHW), solar collectors, solar radiation, economic profitability, Monte Carlo

Wprowadzenie

Polityka energetyczna Unii Europejskiej nakłada na kraje członkowskie obowiązek zwiększenia udziału energii pochodzącej ze źródeł odnawialnych (OZE) (Dyrektywa OZE 2009). W Polsce do 2020 roku udział ten ma wynieść 20%. W związku z realizacją wspomnianego celu przed polskim rządem stoi szereg wyzwań, dotyczących implementacji unijnego prawa do warunków polskich. Obecnie dokumentami obowiązującymi w Polsce, w zakresie OZE, są przede wszystkim ustawa OZE (Ustawa 2017) oraz Krajowy Plan Działań w zakresie energii pochodzącej z odnawialnych źródeł energii (KPD 2013). W dokumentach tych zawarte są między innymi mechanizmy i instrumenty wsparcia wytwórców energii elektrycznej oraz ciepła z odnawialnych źródeł energii.

Dokument KPD jako jedno z kluczowych mikroinstalacji wymienia kolektory słoneczne. Prognozuje się, że do 2020 roku moc zainstalowana w kolektorach słonecznych wyniesie 9341 MW, a liczba użytkowników kolektorów słonecznych – około 1 mln (KPD 2013). W celu uzyskania takich wartości należy nie tylko promować postawy prosumenckie, ale także dążyć do likwidacji barier prawnych oraz ułatwienia dostępu do sieci elektroenergetycznej.

Z perspektywy prosumenta najważniejsze jest dążenie do rozwiązań, które są najbardziej efektywne ekonomicznie. Istotnymi elementami determinującymi rozwój instalacji kolektorów słonecznych są: wsparcie finansowe dostępne w ramach różnego rodzaju programów operacyjnych oraz optymalizacja projektowanych instalacji pod względem ekonomicznym, gdyż nie zawsze optimum ekonomiczne pokrywa się z największym stopniem wykorzystania energii słonecznej dla danej instalacji. Z kolei największy stopień wykorzystania energii

słonecznej, poprzez konieczność zapewnienia dużej powierzchni absorpcyjnej, może powodować duże koszty środowiskowe produkcji użytych urządzeń względem uzyskanych efektów energetycznych.

Ilość energii, padająca na powierzchnię kolektorów zależy przede wszystkim od: warunków atmosferycznych (zachmurzenia), pory roku, lokalizacji i ustawienia kolektorów. Jednak istnieje wiele sposobów na zwiększanie potencjalnych uzysków solarnych. Wśród nich znajdują się rozwiązania polegające na zwiększeniu powierzchni kolektorów i poprawie efektywności odbioru ciepła (Pandey i Chaurasiya 2017).

W artykule przedstawiono możliwość zwiększenia produkcji energii z dostępnego promieniowania słonecznego, poprzez zwiększanie powierzchni absorberów kolektorów. Tego typu rozwiązania powodują proporcjonalny (do wzrostu powierzchni absorberów) wzrost uzysków solarnych jedynie pod warunkiem niskiego stopnia pokrycia zapotrzebowania na ciepło przez daną instalację solarną. Wraz ze wzrostem stopnia pokrycia zapotrzebowania nieproporcjonalnie wzrasta wymagana powierzchnia absorbera dla zaspokojenia istniejącego zapotrzebowania na ciepło (Olek i in. 2016).

1. Badana instalacja

Analizowana instalacja solarna składa się z trzech płaskich kolektorów słonecznych, których łączna powierzchnia absorberów A_i wynosi 5,61 m². Kolektory zlokalizowano na południowo-zachodniej części dachu domu jednorodzinnego (rys. 1), są one nachylone do płaszczyzny poziomej pod kątem 30°. Dom zlokalizowany jest w województwie małopolskim, w okolicy miasta Tarnów (powiat brzeski) i jest użytkowany przez pięć osób. Zasobnik ciepłej wody użytkowej, z którym połączona jest analizowana instalacja solarna, posiada pojemność 220 dm³. Jest on również połączony z kotłem gazowym kondensacyjnym, który uzupełnia ciepło niezbędne do przygotowania ciepłej wody użytkowej (c.w.u.), kiedy uzyski solarne są niewystarczające. Odległość zasobnika od kolektorów słonecznych, liczona wzdłuż przebiegu instalacji rurowej, wynosi 15 m. Współczynniki sprawności kolektora płaskiego wynoszą: $n_0 = 0,75$, $a_1 = 4,999 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, $a_2 = 0 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K}^2)$ (Projekt 2012). Efektywność energetyczna dla instalacji solarnej została określona w odniesieniu do pomiarów nasłonecznienia na płaszczyźnie poziomej. Na analizowanej instalacji możliwe było wykonanie następujących pomiarów: ciepła dostarczonego do zasobnika c.w.u. z kotła gazowego (Q_{aux}), zużytej energii elektrycznej (Q_{ee}), zużytego gazu (V_g), uzysków solarnych (Q_{sol}). Q_{aux} i V_g mierzone były w wybranych okresach letnich. Na podstawie tych wartości wyznaczono współczynnik kg , liczony według zależności (1), dla wybranych okresów:

$$kg = Q_{aux} / V_g \quad (1)$$

gdzie:

- Q_{aux} – ciepło dostarczonego do zasobnika c.w.u. z kotła gazowego [kWh/okres],
- V_g – ilość zużytego gazu [m³/okres].



Rys. 1. Budynek z kolektorami słonecznymi (1) i stanowiskiem pomiarowym (2)
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 1. The solar collectors (1) on the detached house roof and measurement station (2)

Wybrane parametry pracy instalacji zmierzone w latach 2014–2017 przedstawiono w tabeli 1.

TABELA 1. Zestawienie wyników zarejestrowanych przez urządzenia pomiarowe oraz wybranych obliczeń

TABLE 1. The results from the measurement station and selected calculation

| Parametr | Jednostka | Lata | | |
|---|---------------------------|-------|------|-------|
| | | 1 | 2 | 3 |
| Nastonecznienie I_n | kWh/(m ² ·rok) | 919 | 934 | 916 |
| Uzyski solarne Q_{sol} | kWh/rok | 1655 | 1965 | 2059 |
| Efektywność energetyczna $Q_{sol}/(I_n \cdot A_i)$ | % | 32,1 | 37,5 | 40,1 |
| Zużyta energia elektryczna Q_{ee} | kWh/rok | 74,2 | 85,7 | 90 |
| Udział procentowy Q_{ee}/Q_{sol} | % | 4,5 | 4,4 | 4,4 |
| Ilość ciepła dostarczonego do zasobnika c.w.u. z kotła gazowego (wybrane okresy letnie) Q_{aux} | kWh/a | 47,22 | bd. | 86,11 |
| Zużyty gaz (wybrane okresy letnie) V_g | m ³ /a | 9,65 | bd. | 13,91 |
| Współczynnik kg | kWh/m ³ | 4,89 | bd. | 6,19 |

Średnia ważona (według ilości dostarczonego ciepła) wartość współczynnika kg_{sr} gazu ziemnego spalane w kotle kondensacyjnym na ciepło wynosi 5,66 kWh/m³. Niska wartość obliczonego współczynnika w stosunku do wartości opałowej gazu (10 kWh/m³) wynika

przede wszystkim z dużej pojemności cieplnej kotła gazowego w stosunku do jednostkowej ilości ciepła dostarczonej do zasobnika c.w.u. Drugą przyczyną niskiej wartości kg_{sr} , jest stosunkowo rzadkie uruchamianie się kotła gazowego pracującego na potrzeby przygotowania c.w.u. w okresach wiosenno-letnich. Do wyliczenia teoretycznej wartości współczynnika kg_t , przyjęto, że sprawność kotła gazowego oraz sprawność przesyłu ciepła od kotła gazowego do zasobnika wynoszą odpowiednio: 85 i 95% (Rozporządzenie 2015). Całkowita sprawność dostarczenia ciepła z kotła do zasobnika wynosi 80%. Do obliczeń wykorzystano wartość opałową, wynoszącą 10 kWh/m³ (Gaz-system 2018), ponieważ w analizie przyjęto pracę kotła bez kondensacji dla potrzeb przygotowania c.w.u. Konsekwencją powyższego stwierdzenia jest przyjęcie w analizie wartości współczynnika kg , na poziomie 8 kWh/m³. Przeprowadzona kalkulacja ekonomiczna dotyczy zastąpienia kotła gazowego układem solarnym wspomaganym kotłem. Dla kotła gazowego, pracującego jako jedyne źródło ciepła, należy spodziewać się wyższej wartości kg niż osiągnięta w pomiarach w przypadku współpracy kotła z instalacją solarną (obniżającą wartość kg). Do obliczeń ekonomicznych uwzględniono wartość kg_e według zależności (2) i wyniosła ona 6,83 kWh/m³. Ze względu na sezonowość zmiany warunków atmosferycznych dla uproszczenia przyjęto, że kocioł pracuje z wydajnością teoretyczną w sezonie grzewczym oraz z wydajnością zmierzoną w pozostałym okresie.

$$kg_e = \frac{kg_{sr}' + kg_t}{2} \quad (2)$$

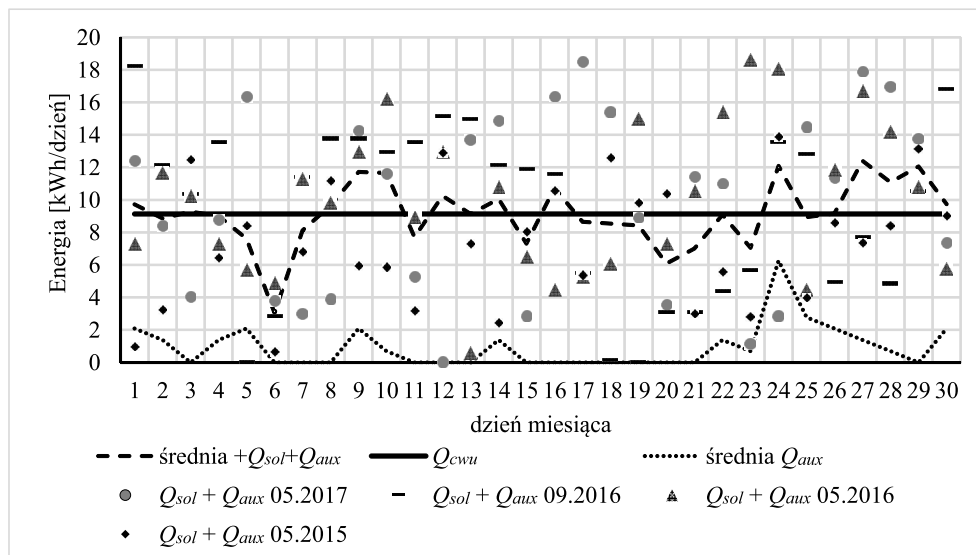
gdzie:

- kg_{sr}' – współczynnik określający stosunek ilości ciepła dostarczonego do zasobnika c.w.u. do ilości spalonego gazu ziemnego, zmierzony według tabeli 1 [kWh/m³],
- kg_t – współczynnik teoretyczny określający stosunek ilości ciepła dostarczonego do zasobnika c.w.u. do ilości spalonego gazu [kWh/m³].

Średnie zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u. dla analizowanej instalacji (Q_{cwu}) wyznaczono w drodze pomiarów w miesiącach, w których maksymalna temperatura zasobnika nie przekraczała 60°C (brak nadprodukcji ciepła przez instalację solarną). Wyniki pomiarów ciepła dostarczonego z instalacji solarnej (Q_{sol}) oraz kotła gazowego (Q_{aux}) do zasobnika c.w.u. dla maja 2015, 2016, 2017 oraz września 2016 roku zaprezentowano na rysunku 2. Na ich podstawie wyznaczono arytmetyczną średnią miesięczną wartość Q_{cwu} na poziomie 270 kWh/miesiąc, czyli 9 kWh/dzień.

2. Metodyka obliczeń

Na podstawie zgromadzonych danych i przyjętych założeń przeprowadzono obliczenia pozwalające oszacować ilości energii możliwej do pozyskania w postaci ciepła w zależności od zmiany powierzchni absorbera. Ilość ciepła, odpowiednio skorygowana ze względu na istniejące zapotrzebowanie na ciepło, pozwala na wyznaczenie wartości NPV, zakładając cenę energii z zastępowanego źródła ciepła. Następnie dokonano obliczenia prostego czasu



Rys. 2. Wyniki pomiarów ilości ciepła dostarczonego do zasobnika c.w.u.

Źródło: opracowanie własne

Fig. 2. The heat supplied to the domestic hot water storage tank

zwrotu z inwestycji (SPBT) oraz bieżącej wartości netto na jednostkę zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych (NPVR).

Dane wykorzystane do obliczeń pochodzą z pomiarów z rzeczywistej instalacji solarnej (rys. 1 i 2 oraz tab. 1), aby wyniki można było odnieść do innych instalacji zmierzone uzyski ciepła U_{stj} odniesiono do nasłonecznienia dla roku średniego (Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju 2015) według wzoru (3). Ponadto wykorzystano w obliczeniach model promieniowania Haya, Daviesa, Kluchera i Reindla (HDKR).

$$U_{stj} = \frac{\sum_y (U_{njy} \cdot \frac{I_{ptj}}{I_{njy}})}{3} \quad (3)$$

gdzie:

- U_{njy} – zmierzone uzyski solarne w miesiącu j , w roku y [kWh/mies.],
- I_{ptj} – nasłonecznienie na powierzchni płaskiej według roku średniego w miesiącu j (Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju 2015) [kWh/(m²·mies)],
- I_{njy} – zmierzone nasłonecznienie powierzchni płaskiej w miesiącu j , roku y [kWh/(m²·mies)],
- y – lata pomiarowe: 1 – rok pierwszy, 2 – rok drugi, 3 – rok trzeci.

Ponieważ zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u (Q_{cwu}) w analizowanym obiekcie, wynosi średnio 270 kWh/miesiąc, a uzyski solarne w poszczególnych miesiącach

różnią się od siebie, gdyż nasłonecznienie I_{jrw} jest zmienną o charakterze stochastycznym, dlatego w dalszych obliczeniach nasłonecznienie przyjęto na podstawie wartości wylosowanej metodą Monte Carlo, według metody opisanej w (Olczak i Kryzia 2016). Wykorzystany w symulacji model statystycznych odchyłeń uzysków solarnych opisuje zależność (4). Przeprowadzona symulacja umożliwiła dostosowanie wielkości średnich uzysków solarnych do średniego nasłonecznienia i jego odchylenia standardowego na przestrzeni lat biorąc pod uwagę wielkość występującego zapotrzebowania na ciepło. W symulacji zmiennej wielkości nasłonecznienia wzięto pod uwagę 100 lat, a obliczenia uzysków solarnych sprowadzono do typowego okresu użytkowania instalacji solarnej tj. 20 lat.

$$I_{jrw}(\beta, \gamma) = f(sd(I_{ptj}), I_{ptj}) \quad (4)$$

gdzie:

- I_{ptj} – nasłonecznienie powierzchni płaskiej w miesiącu j typowego roku meteo [kWh/(m²·mies)],
- $sd(I_{ptj})$ – odchylenie standardowe nasłonecznienia od typowego roku meteo w miesiącu j [kWh/(m²·mies)].

Znając wartości nasłonecznienia wylosowanego w kolejnych miesiącach dla lokalizacji w okolicy Tarnowa określono według zależności (5), hipotetyczne uzyski solarne przy różnych powierzchniach absorberów (An). Wielkości An ograniczono do zakresu od 1 do 12 m², ponieważ dla tego zakresu powierzchni nie jest wymagana istotna zmiana instalacji solarnej.

$$U_{tjr}(An) = U_{stj} \cdot \frac{An}{Ai} \cdot \frac{I_{jrw}}{I_{ptj}} \quad (5)$$

gdzie:

- r – rok symulacji,
- j – miesiąc roku,
- An – powierzchnia absorberów zmieniana w krokach obliczeniowych [m²],
- Ai – istniejąca powierzchnia absorberów [m²],
- I_{jrw} – wylosowane nasłonecznienie w miesiącu j roku r , dla powierzchni płaskiej [kWh/(m²·mies)].

W każdym miesiącu symulacji wartość U_{tjr} korygowano według Q_{cwu} i w konsekwencji otrzymano skorygowane miesięczne uzyski $U_{kjr}(An)$:

$$U_{kjr}(An) = \begin{cases} U_{tjr}(An) & \text{jeżeli } U_{tjr}(An) < Q_{cwu} \\ Q_{cwu} & \text{jeżeli } U_{tjr}(An) \geq Q_{cwu} \end{cases} \quad (6)$$

gdzie:

- $U_{tjr}(An)$ – hipotetyczne uzyski solarne przy różnych powierzchniach An [kWh/mies.],
- Q_{cwu} – zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u. dla instalacji [kWh/mies.].

Miesięczne, skorygowane uzyski uśredniono i zsumowano w roku oraz przeliczono na dwudziestoletni okres szacowanego czasu pracy kolektorów $Q_{ps}(An)$.

$$Q_{ps}(An) = 20 \cdot \sum_j \frac{\sum_{r=1}^{100} U_{kjr}(An)}{100} \left[\frac{kWh}{20lat} \right] \quad (7)$$

gdzie:

- $U_{kjr}(An)$ – skorygowana wartość $U_{tjr}(An)$ według zapotrzebowania na ciepło dla instalacji (Q_{cwu}) [kWh/rok],
- j – miesiąc symulacji (1, ..., 12),
- r – rok symulacji (1, ..., 100).

3. Dane ekonomiczne – koszty

Nakłady inwestycyjne związane z rozbudową instalacji przygotowania c.w.u. o system solarny dla analizowanego budynku wyniosły 12 000 zł. W analizie nie rozpatrywano dotacji finansowej na budowę instalacji. Wykazane nakłady wynoszą około 1000 zł za m² absorberów. Koszt ten uwzględnia proporcjonalne zwiększenie zasobnika c.w.u. Ponadto określono koszty stałe na poziomie 80 zł/rok, w tym koszty serwisowe ponoszone raz na kilka lat. Koszty zmienne zależne od ceny energii elektrycznej określono jako stałe w wysokości 40 zł/rok. Ze względu na małe różnice kosztów ze zmianą powierzchni absorbera przyjęto je jako koszty stałe, czyli niebędące funkcją zmiany powierzchni.

Obliczenie sumy kosztów stałych KS na przestrzeni 20 lat, bez kolektorów wykonano zgodnie z metodologią przedstawioną poniżej:

$$KS = 12\,000 - Ai \cdot 1000 \quad (8)$$

gdzie:

- Ai – istniejąca powierzchnia absorberów [m²].

Następnie obliczono nakłady inwestycyjne KSA , uwzględniające różną powierzchnię absorberów zgodnie ze wzorem:

$$KSA(An) = KS + An \cdot 1000 \quad (9)$$

gdzie:

- An – zmienna powierzchnia w krokach symulacyjnych [m²].

Ostatecznie obliczono łączne koszty (nakłady inwestycyjne + koszty stałe i zmienne) (KSY) na przestrzeni 20 lat:

$$KSY(An) = KSA(An) + 20 \cdot (80 + 40) \quad (10)$$

W symulacji założono wzrost cen energii i eksploatacji równy stopie dyskonta. Cena za kWh ciepła wytworzonego w procesie spalania gazu ziemnego i dostarczonego do zasobnika (c_g) została wyznaczona na podstawie następującej zależności: cena gazu za m^3 (Faktura 2017) w odniesieniu do współczynnika kg , tj. $2,5 \text{ zł}/m^3/6,83 \text{ kWh}/m^3$ i wyniosła $0,366 \text{ zł}/kWh$.

Wartość bieżącą netto (NPV), obliczono z zależności (11.1) i (11.2).

$$NPV(An, Q_{cwu}) = \sum_{t=1}^{20} \frac{\left(\frac{Q_{ps}(An, Q_{cwu})}{20} \cdot c_g \cdot (1+p)^t - (80+40) \cdot (1+p)^t \right)}{(1+r)^t} - KSA(An) \text{ [zł]} \quad (11.1)$$

gdzie:

- c_g – cena za kWh ciepła wytworzonego w procesie spalania gazu ziemnego i dostarczonego do zasobnika,
- p – współczynnik wzrostu cen i kosztów,
- r – stopa dyskonta,
- Q_{ps} – efektywne uzyski solarne,
- $KSA(An)$ – nakłady inwestycyjne,
- t – kolejne okresy eksploatacji inwestycji.

Po uwzględnieniu, że $p = r$, wzór 11.1 upraszcza się do postaci:

$$NPV(An, Q_{cwu}) = \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{Q_{ps}(An, Q_{cwu})}{20} \cdot c_g - (80+40) \right) - KSA(An) \text{ [zł]} \quad (11.2)$$

Prosty czas zwrotu z inwestycji (SPBT) oraz bieżącą wartości netto na jednostkę zdyskontowanych nakładów inwestycyjnych (NPVR) obliczono z zależności (12) i (13).

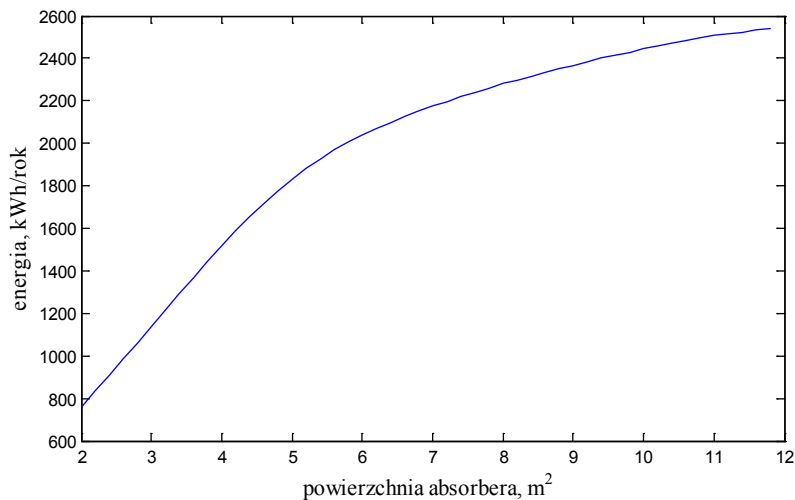
$$SPBT(An, Q_{cwu}) = \frac{KSA(An)}{\left(\frac{Q_{ps}(An, Q_{cwu})}{20} \cdot c_g - (80+40) \right)} \text{ [lata]} \quad (12)$$

$$NPVR(An, Q_{cwu}) = \frac{NPV(An, Q_{cwu})}{KSA(An)} \quad (13)$$

4. Wyniki

Efektorem przeprowadzonych obliczeń jest wyznaczona zależność skorygowanych uzysków solarnych od powierzchni absorbera dla analizowanego domu jednorodzinne-

go. Wyniki zostały przedstawione na rysunku 3. Roczne uzyski solarne rosną proporcjonalnie do powierzchni absorbera w zakresie od 2 do 5 m² i wynoszą odpowiednio dla skrajnych wartości 800 kWh oraz 1800 kWh. Wartości otrzymane dla 6 i 12 m² różnią się o 600 kWh.



Rys. 3. Zależność rocznych skorygowanych uzysków solarnych dla analizowanej instalacji (Q_{ps}) w funkcji powierzchni absorbera

Źródło: opracowanie własne

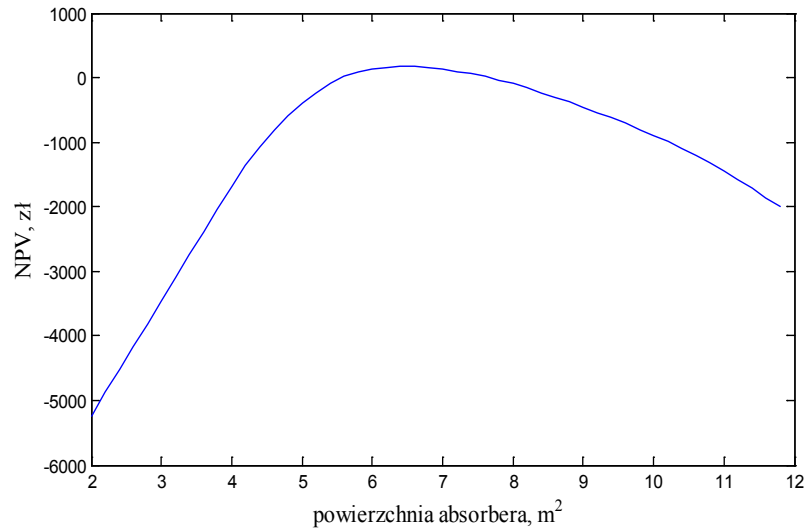
Fig. 3. The dependence of annual solar yields on the collector area

Na podstawie uzyskanych wyników dotyczących uzysków ciepła (rys. 3), obowiązującej ceny za ciepło (0,366 zł/kWh) oraz kosztów stałych i zmiennych obliczono wartości NPV korzystając z zależności (11). Otrzymane wyniki NPV w funkcji powierzchni absorbera przedstawiono na rysunku 4. Dla analizowanej instalacji inwestycja w rozbudowę powierzchni kolektorów jest efektywna ekonomicznie dla powierzchni absorbera znajdującej się w zakresie 5,6–7,6 m², a maksimum (170 zł) osiągnie dla 6,6 m².

W dalszym etapie prac wykonano model poszerzony o zależność efektywnych uzysków solarnych od wielkości zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u. Wyniki zaprezentowano na rysunku 5.

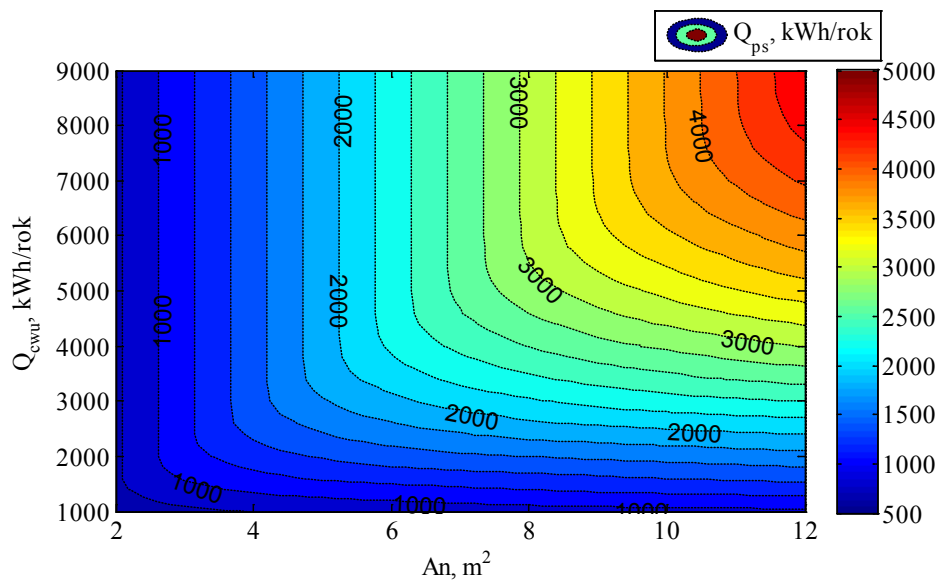
Dla otrzymanych wyników wyznaczono wartości skumulowanych zdyskontowanych przepływów pieniężnych, według zależności (11). Otrzymane wyniki przedstawiono w postaci graficznej na rysunku 6. Do wykonania obliczeń przyjęto wcześniej obliczoną wartość c_g wynoszącą 0,366 zł/kWh, a okres pracy instalacji – 20 lat.

Zakładając, że w domu jednorodzinnym zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u. ($Q_{c.w.u.}$) wynosi 4000 kWh/rok, a powierzchnia absorberów równa się 4 m², wówczas wartości NPV jest ujemna i wynosi – 1700 zł. Ewentualna zmiana powierzchni absorberów na 6 m² spowoduje zmianę NPV w stosunku do obecnej o 2900 zł (NPV wyniesie 1200 zł). Zmiana ta uwzględnia również koszty dodatkowej powierzchni. Zwiększanie powierzchni



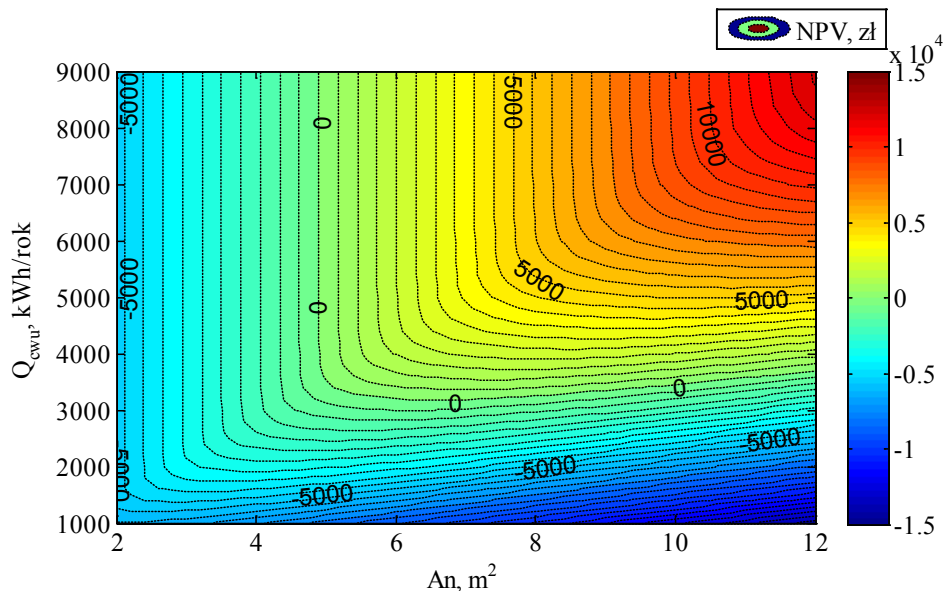
Rys. 4. Skumulowane zdyskontowane przepływy pieniężne NPV dla analizowanej instalacji w funkcji powierzchni absorbera
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 4. The dependence net present value on the collector area



Rys. 5. Efektywne uzyski solarne (Q_{ps}) w funkcji powierzchni absorbera (A_n) oraz zapotrzebowania na ciepło na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (Q_{cww})
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 5. The dependence solar yields on collector area and heat demand



Rys. 6. Suma zdyskontowanych przepływów pieniężnych (NPV) w funkcji powierzchni absorbera oraz zapotrzebowania na ciepło na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (Q_{cwi})
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 6. The dependence net present value on the collector area and heat demand

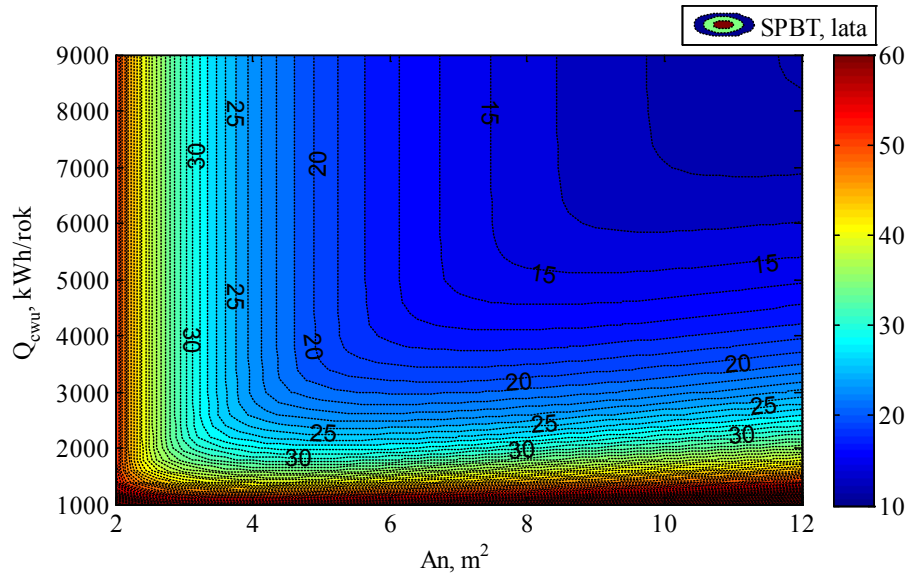
absorbera powyżej 7 m^2 przyczynia się do zmniejszania wartości miar opłacalności ekonomicznej (NPV, SPBT, NPVR).

Dla rozpatrywanego zapotrzebowania na ciepło do podgrzania c.w.u. wartości przedstawione na rysunku 6 wskazują na efekt skali budowy instalacji solarnej, gdy występuje jednocześnie duże zapotrzebowanie na ciepło i duża powierzchnia absorbera. Jeżeli zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u. wynosi mniej niż 3000 kWh/rok lub gdy powierzchnia absorbera jest mniejsza niż 5 m^2 budowanie instalacji solarnej jest nieopłacalne.

Ze względu na to, że wartość NPV przedstawiona na rysunku 6 nie pozwala w sposób prosty odnieść się do kosztów inwestycji, czyli jakim kosztem osiągnięto dane rezultaty, dlatego według zależności (12) obliczono prosty czas zwrotu z inwestycji (SPBT). Wyniki przedstawiono na rysunku 7. Jednocześnie wyznaczono NPVR (według zależności 13) – wyniki ukazano na rysunku 8.

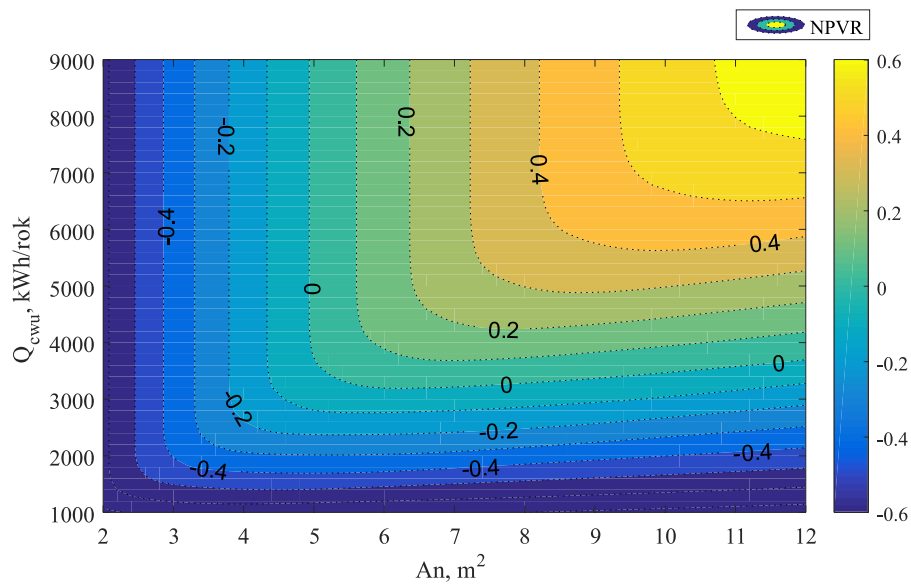
Podsumowanie

Użytkownik, planując inwestycję w instalację kolektorów słonecznych, jest zainteresowany zarówno jej efektywnością energetyczną, jak też opłacalnością ekonomiczną. Celem artykułu było opracowanie modelu, który ułatwi wybór odpowiedniej powierzchni absorbera kolektorów słonecznych w zależności od możliwych do pozyskania uzysków solarnych



Rys. 7. Prosty czas zwrotu z inwestycji (SPBT) w funkcji powierzchni absorbera oraz zapotrzebowania na ciepło na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (Q_{cwu})
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 7. The dependence Simple Payback Time on value on the collector area and heat demand



Rys. 8. Wskaźnik wartości bieżącej netto (NPVR) w funkcji powierzchni absorbera oraz zapotrzebowania na ciepło na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej (Q_{cwu})
 Źródło: opracowanie własne

Fig. 8. The dependence Net Present Value ratio on value on the collector area and heat demand

oraz zapotrzebowania na ciepło do podgrzania c.w.u. Symulacje wykonano na podstawie danych pomiarowych uzyskanych dla domu jednorodzinnego zlokalizowanego w powiecie brzeskim.

Użytkownik na podstawie przedstawionych wykresów mapowych może dobrać najbardziej efektywną ekonomicznie powierzchnię absorbera kolektorów, uwzględniając swoje zapotrzebowanie na ciepło do przygotowania c.w.u.

Rozbudowa instalacji do podgrzania c.w.u o system solarny jest ekonomicznie uzasadniona (w przypadku podobnych rozwiązań technologicznych), jeżeli roczne zapotrzebowania na ciepło jest większe niż 3000 kWh. Natomiast minimalna powierzchnia absorbera dla rodziny pięcioosobowej powinna wynosić co najmniej 5 m².

Na efektywność ekonomiczną w dużej mierze wpływ mają koszty inwestycyjne, mogące się znacznie różnić w zależności od poziomu dofinansowania (nieuwzględnianego w analizie ze względu na znaczne zróżnicowanie uwarunkowań prawnych w zakresie poziomu dofinansowania), a także koszty wytwarzania ciepła w dotychczas stosowanym źródle ciepła.

Literatura

- Dyrektywa 2009 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Dz.U. UE L 09.140.16.
- Faktura 2017 – Użytkownik instalacji. Faktury za dostawę gazu ziemnego. Tarnów.
- Gaz-system 2018 – Parametry charakteryzujące jakość przesyłanego gazu. [Online] Dostępne w: www.gaz-system.pl/strefa-klienta/system-przesylowy/parametry-charakteryzujace-jakosc-przesylanego-gazu/ [Dostęp: 08.01.2018].
- KPD 2013 – Krajowy Plan Rozwoju Mikroinstalacji Odnawialnych Źródeł Energii do 2020 roku. Warszawa.
- Ministerstwo Infrastruktury i Rozwoju. 2015. Wskaźniki emisji i wartości opałowe paliwa oraz typowe lata meteorologiczne i statystyczne dane klimatyczne dla obszaru Polski do obliczeń energetycznych budynków. Pobrano 07 23, 2015 z lokalizacji [Online] Dostępne w: www.mir.gov.pl/strony/zadania/budownictwo/dane-do-swiadectw-charakterystyki-energetycznej-budynkow [Dostęp: 5.02.2018].
- Olczak, P. i Kryzia, D. 2016. Opłacalność zastosowania kolektorów słonecznych w modernizowanej instalacji ciepłej wody użytkowej domu jednorodzinnego. *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* 47(3), s. 94–100.
- Olek i in. 2016 – Olek, M., Olczak, P. i Kryzia, D. 2016. The sizes of Flat Plate and Evacuated Tube Collectors with Heat Pipe area as a function of the share of solar system in the heat demand. *E3S Web of Conferences* 10, s. 1–9.
- Pandey, K.M. i Chaurasiya, R. 2017. A review on analysis and development of solar flat plate collector. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, s. 641–650.
- Projekt 2012 – Użytkownik instalacji. Projekt instalacji solarnej. Tarnów.
- Rozporządzenie 2015 – Rozporządzenie Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej.
- Ustawa 2017 – Ustawa o odnawialnych źródłach energii z dnia 11 maja 2017 r. Dz.U. z 2017, poz. 1148.