



Fundusze Europejskie
dla Rozwoju Społecznego



Rzeczpospolita
Polska

Dofinansowane przez
Unię Europejską



Politechnika Świętokrzyska
Wydział Inżynierii Środowiska Geodezji i Energetyki
Odnawialnej

Kierunek studiów:
Inżynieria Środowiska

Sylwia Wciślik

Materiały dydaktyczne do przedmiotu

OGRZEWNICTWO Z ELEMENTAMI OZE

opracowane w ramach realizacji Projektu
**„Dostosowanie kształcenia
w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb
współczesnej gospodarki”**
FERS.01.05-IP.08-0234/23

Kielce, 2025





Spis treści

1. Wstęp i podział treści	2
2. Obliczenie energii użytkowej oraz zapotrzebowania na c.w.u. dla budynku mieszkalnego - metoda 1	3
3. Obliczenie energii użytkowej oraz zapotrzebowania na c.w.u. dla budynku mieszkalnego - metoda 2	3
4. Określenie emisji CO ₂ w związku z przygotowaniem c.w.u.	5
4.1. Wariant 1 – kocioł gazowy kondensacyjny	5
4.2. Wariant 2 – pompa ciepła powietrze-woda	7
5. Mikroinstalacja PV dla pokrycia zapotrzebowania na c.w.u.	8
5.1. Montaż paneli fotowoltaicznych na dachu	11
5.2. Metodologia minimalnej odległości między panelami PV	13
5.3. Przykład obliczeniowy minimalnej odległości między rzędami paneli fotowoltaicznych	16
6. Instalacja PV do redukcji emisji CO ₂ przez kotłownię. Przykład obliczeniowy	17
7. Ślad węglowy przykładowej instalacji PV	22
Spis literatury	30



Materiały dydaktyczne objęte licencją Creative Commons BY 4.0.

Licencja dostępna pod adresem: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



1. Wstęp i podział treści

Celem niniejszego opracowania jest ocena dwóch metod obliczenia zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u. pod kontem doboru instalacji fotowoltaicznej do pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną pompy ciepła. Ponadto, przeprowadzono także analizę efektu ekologicznego pracy instalacji poprzez określenie emisji CO₂ jako jednego ze składników śladu węglowego.

Ciepła woda użytkowa to istotny składnik zapotrzebowania energetycznego w budynkach mieszkalnych. W związku z tym podjęty tutaj temat wydaje się znaczący i pokazuje, w jaki sposób można zoptymalizować zużycie i koszty energii oraz zmniejszyć emisję gazów cieplarnianych poprzez zastosowanie źródeł odnawialnych (tu fotowoltaiki i pompy ciepła). Pozwala też na praktyczne zastosowanie wiedzy z zakresu energetyki odnawialnej i inżynierii środowiska.

W pierwszym kroku określono zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u. zgodnie z wytycznymi Rozporządzenia Ministra Infrastruktury i Rozwoju z dnia 27 lutego 2015 r. w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej [1] oraz

Rozporządzenia Ministra Inwestycji i rozwoju z dnia 6 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz.U. 2019 poz. 1829) [2] – metoda 1. Wyniki porównano z metodą 2 opartą o wytyczne normy PN-92/B-01706 Instalacje wodociągowe - Wymagania w projektowaniu [3,4]. Chociaż norma [3] ma status wycofana bez zastąpienia, Warunki Techniczne [5] odwołują się do jej treści w zakresie analizowanego algorytmu obliczeniowego zapotrzebowania na ciepło do przygotowania c.w.u.

W materiałach zwrócono także uwagę na prawidłowe rozmieszczenie paneli PV na dachu oraz gruncie zachowując wymagane odstępy między kolejnymi rzędami instalacji w celu uniknięcia niekorzystnego wpływu zacienienia.

Przedstawiono także analizę doboru instalacji PV w związku z termomodernizacją budynku oraz założono wymaganą redukcją ditlenku węgla na poziomie 90%, co często jest warunkiem otrzymania dofinansowania w różnego rodzaju programach i dotacjach.



W materiałach zawarto także obliczenia śladu węglowego dla przykładowej mikroinstalacji PV o mocy 7 kW.

2. Obliczenie energii użytkowej oraz zapotrzebowania na c.w.u. dla budynku mieszkalnego - metoda 1

W tym rozdziale obliczono zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody użytkowej zgodnie z założeniami metody 1 opartej o wytyczne dotyczące sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej [1,2]. Do obliczeń zakłada się budynek jednorodzinny o powierzchni o regulowanej temperaturze $A_f = 120 \text{ m}^2$.

Jednostkowe dobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową dla budynku jednorodzinnego to $\dot{V}_{wi} = 1,4 \text{ dm}^3/(\text{m}^2 \text{ d})$. W związku z tym całkowita dobową ilość c.w.u. wyniesie:

$$\dot{V}_w = \dot{V}_{wi} \cdot A_f = 1,4 \text{ dm}^3/(\text{m}^2 \text{ d}) \cdot 120 \text{ m}^2 = 168 \text{ dm}^3/\text{d}.$$

Roczne zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody użytkowej określa się zgodnie z zależnością:

$$\dot{Q}_{W,nd} = \dot{V}_w c_w \rho_w (\theta_w - \theta_0) k_R t_R / 3600, \text{ kWh/rok} \quad (1)$$

gdzie:

c_w – ciepło właściwe wody (przyjęto $4,2 \text{ kJ/kgK}$),

ρ_w – gęstość wody (przyjęto 1 kg/dm^3),

θ_w - obliczeniowa temperatura ciepłej wody użytkowej w zaworze czerpalnym (przyjęto 55°C),

θ_0 - obliczeniowa temperatura wody przed podgrzaniem (przyjęto 10°C),

k_R - współczynnik korekcyjny ze względu na przerwy w użytkowaniu ciepłej wody użytkowej, dla budynków jednorodzinnych (przyjęto $0,9$),

t_R - liczba dni w roku (jest równa 365).

$$\dot{Q}_{W,nd} = 168 \cdot 4,2 \cdot 1 \cdot (55 - 10) \cdot 0,9 \cdot 365 / 3600 = 2897,37 \text{ kWh/rok}.$$

3. Obliczenie energii użytkowej oraz zapotrzebowania na c.w.u. dla budynku mieszkalnego - metoda 2

W tym rozdziale obliczono zapotrzebowanie na energię użytkową do przygotowania ciepłej wody użytkowej zgodnie z założeniami metody 2 opartej o wytyczne normy [3,4] przywołane w Warunkach Technicznych [5]. Obliczenia prowadzi się



dla poniższych założeń, najbardziej zbieżnych do tych przyjętych dla metody 1.
Nomenklaturę pozostawiono źródłowo odpowiednią dla danej metody.

Założenia:

$$\theta_{cwu} = 55^{\circ}C,$$

$$t_{uz} = 365 \text{ d/rok}$$

$$\tau = 24 \text{ h}$$

$$L_i = 4$$

$$\dot{V}_{cw} = 1,4 \text{ dm}^3/(\text{m}^2 \text{ d})$$

$$\dot{V}_{cw,r} = 80 \text{ dm}^3/(\text{jo. d})$$

- liczba dni użytkowania,

- liczba godzin użytkowania instalacji c.w.u.,

- liczba jednostek odniesienia (j.o.)/osób,

- jednostkowa dobowo ilość ciepłej wody do podgrzania,

- przyjmowana rzeczywista dobowo ilość wody do podgrzania.

Średnio godzinowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę oblicza się następująco:

$$G_{h,śr} = G_d/\tau, \text{ dm}^3/\text{h}, \quad (2)$$

gdzie:

G_d - dobowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę:

$$G_d = \dot{V}_{cw,r} \cdot L_i, \text{ dm}^3/24 \quad (3)$$

$$G_d = 80 \cdot 4 = 320 \text{ dm}^3/24,$$

$$G_{h,śr} = 320/24 = 13,33 \text{ dm}^3/\text{h}.$$

Maksymalne godzinowe zapotrzebowanie na ciepłą wodę:

$$G_{h,max} = G_{h,śr} \cdot 9,32 \cdot L_i^{-0,244}, \text{ dm}^3/\text{h} \quad (4)$$

$$G_{h,max} = 13,33 \cdot 9,32 \cdot 4^{-0,244} = 88,58 \text{ dm}^3/\text{h}.$$

Średnio godzinowa moc cieplna na przygotowanie ciepłej wody:

$$\dot{Q}_{h,śr}^{cwu} = G_{h,śr} \cdot c_p \cdot \rho \cdot (\theta_{cwu} - \theta_{wz}), \text{ kW} \quad (5)$$

$$\dot{Q}_{h,śr}^{cwu} = \frac{13,33}{3600 \cdot 1000} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot (55 - 10) = 0,7 \text{ kW}$$

Maksymalna godzinowa moc cieplna na przygotowanie ciepłej wody:

$$\dot{Q}_{h,max}^{cwu} = G_{h,max} \cdot c_p \cdot \rho \cdot (\theta_{cwu} - \theta_{wz}), \text{ kW} \quad (6)$$

$$\dot{Q}_{h,max}^{cwu} = \frac{88,58}{3600 \cdot 1000} \cdot 4,2 \cdot 1000 \cdot (55 - 10) = 1,033 \text{ kW}$$

Roczne zapotrzebowanie ciepła użytkowego na przygotowanie ciepłej wody:



$$\dot{Q}_{W,nd} = \dot{Q}_{h,sr}^{cwu} \cdot t_{uz} \cdot \tau \cdot \frac{V_{cw} \cdot A}{V_{cw,r} \cdot L_i}, \text{ kWh/rok} \quad (7)$$

$$\dot{Q}_{W,nd} = 0,7 \cdot 365 \cdot 24 \cdot \frac{1,4 \cdot 120}{80 \cdot 4} = 3219,3 \text{ kWh/rok.}$$

Do dalszych obliczeń przyjmuje się wartość większą rocznego zapotrzebowania ciepła użytkowego na przygotowanie ciepłej wody z metody 1 i 2 zgodnie z zależnością:

$$\dot{Q}_{W,nd} = \max(\dot{Q}_{W,nd}^{metoda 1}, \dot{Q}_{W,nd}^{metoda 2}) \quad (8)$$

Przyjęto: $\dot{Q}_{W,nd} = \max(2897,37 ; 3219,3) = 3219,3 \text{ kWh/rok.}$

Warto dodać, że wyniki zapotrzebowania ciepła użytkowego otrzymane dwiema metodami różnią się od siebie o ok. 11%.

4. Określenie emisji CO₂ w związku z przygotowaniem c.w.u.

W celu obliczenia emisji ditlenku węgla w związku z przygotowaniem c.w.u. przez system techniczny rozważa się dwa warianty. Pierwszy zakłada wykorzystanie gazowego kotła kondensacyjnego oraz miejscowe przygotowanie ciepła w budynku, a drugi pompy ciepła powietrze-woda bazującej na energii elektrycznej systemowej.

4.1. Wariant 1 – kocioł gazowy kondensacyjny

Zakładana sprawność całkowita, $n_{W,tot}$ będąca iloczynem sprawności wytwarzania, $n_{W,g}$ regulacji, $n_{W,d}$ oraz akumulacji, $n_{W,s}$ dla wariantu 1 z gazowym kotłem kondensacyjnym wynosi:

$$n_{W,tot} = n_{W,g} \cdot n_{W,d} \cdot n_{W,s} \quad (9)$$

$$n_{W,tot} = 0,9 \cdot 1 \cdot 0,85 = 0,77.$$

Dalej oblicza się roczne zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej przez źródło ciepła zgodnie z zależnością:

$$Q_{k,W} = \frac{Q_{W,nd}}{n_{W,tot}} \quad (10)$$



Obliczona wyżej wartość ciepła użytkowego wynosi $\dot{Q}_{W,nd} = 3219,3 \text{ kWh/rok}$.

$$Q_{k,W} = \frac{3219,3}{0,77} \cong 4181 \text{ kWh/rok.}$$

Aby określić zapotrzebowanie na paliwo, B – gaz ziemny (wzór 11), a następnie emisje ditlenku węgla do atmosfery ziemskiej, E_{CO_2} należy wskazać wartości opałowe oraz jednostkowe wskaźniki emisji, które przyjęto zgodnie z publikacją Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBiZE) [6]. Dla gazu ziemnego wartości opałowe (WO_{GZ}) i wskaźniki emisji CO_2 (WE_{GZ,CO_2}) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024 wynoszą odpowiednio:

$$WO_{GZ} = 36,54 \text{ MJ/m}^3 = 36,54 \cdot 0,2778 = 10,15 \text{ kWh/m}^3$$

$$WE_{GZ,CO_2} = 55,47 \text{ tCO}_2/\text{TJ} \cdot 0,03654 \text{ TJ/m}^3 = 2,026 \text{ kgCO}_2/\text{m}^3.$$

$$B = \frac{Q_{k,W}}{WO_{GZ}}. \quad (11)$$

$$B_{GZ} = \frac{4181}{10,15} = 411,92 \text{ m}^3/\text{rok}.$$

Emisja całkowita dla każdego rodzaju paliwa systemu przygotowania ciepłej wody obliczana jest z zależności:

$$E_{CO_2} = B_{GZ} \cdot WE \quad (12)$$

$$E_{GZ,CO_2} = 411,92 \cdot 2,026 = 834,55 \text{ kgCO}_2/\text{rok}$$

Całkowita emisja CO_2 w systemie przygotowania c.w.u., E_{tot,CO_2} będzie wynikała także z pracy urządzeń pomocniczych. Założono w układzie następujące urządzenia pomocnicze:

- pompę ładującą zasobnik ciepłej wody użytkowej w budynku o powierzchni A_f do 250m^2 , czas pracy oraz zapotrzebowanie mocy elektrycznej przyjęto jak domów jednorodzinnych na podstawie [1,2]: $t_{el,i} = 5700 \text{ h/rok}$; $q_{el,W,i} = 0,20 \text{ W/m}^2$;
- napęd pomocniczy i regulację kotła do przygotowania c.w.u. w budynku o powierzchni A_f do 250m^2 , $t_{el,i} = 5700 \text{ h/rok}$; $q_{el,W,i} = 1,40 \text{ W/m}^2$.

Energię pomocniczą związaną z pracą kotłowni oblicza się ze wzoru:

$$E_{el,pom,W} = \sum (q_{el,w,i} \cdot t_{el,i}) \cdot A_f \cdot 10^{-3}, \text{ kWh/rok} \quad (13)$$

gdzie:



$q_{el,w,i}$ – zapotrzebowanie mocy elektrycznej do napędu i-tego urządzenia pomocniczego w systemie przygotowania ciepłej wody, odniesione do powierzchni użytkowej (ogrzewanej), W/m²,

$t_{el,i}$ – czas działania urządzenia pomocniczego w ciągu roku, zależny od programu eksploatacji instalacji ciepłej wody, h/rok,

A_f – powierzchnia o regulowanej temperaturze ogrzewana, m².

$$E_{el,pom,W} = (0,20 \cdot 5700 \cdot 120 \cdot 0,001) + (1,4 \cdot 5700 \cdot 120 \cdot 0,001) = 1094,40 \text{ kWh/rok.}$$

Emisja CO₂ związana z pracą urządzeń pomocniczych w kotłowni wyniesie:

$$E_{el,pom,W,CO_2} = B \cdot WE_{el,CO_2} \quad (14)$$

Wartość opałową oraz jednostkowy wskaźnik emisji dla energii elektrycznej przyjmuje się równe:

$$WO_{el.} = 3,6 \text{ MJ/kWh} \cdot 0,2778 = 1,0001 \text{ kWh/kWh.}$$

$$WE_{el,CO_2} = 93,55 \text{ tCO}_2/\text{TJ} \cdot 0,0036 \text{ TJ/kWh} = 0,337 \text{ kgCO}_2/\text{kWh.}$$

$$E_{el,pom,W,CO_2} = 1094,40 \cdot 0,337 = 368,81 \text{ kgCO}_2/\text{rok.}$$

Całkowita emisja CO₂ w systemie przygotowania c.w.u. z kotłem na gaz ziemny wyniesie:

$$E_{tot,CO_2} = E_{GZ,CO_2} + E_{el,pom,W,CO_2} \quad (15)$$

$$E_{CO_2,tot} = 834,55 + 368,81 = 1203,36 \text{ kgCO}_2/\text{rok.}$$

4.2. Wariant 2 – pompa ciepła powietrze-woda

Zakładana sprawność całkowita, $n_{W,tot}$ będąca iloczynem sprawności wytwarzania, $n_{W,g} = 3,5$ regulacji, $n_{W,d} = 1$ oraz akumulacji, $n_{W,s} = 0,85$ dla wariantu 2 z pompą ciepła powietrze-woda (patrz wzór 9) wynosi:

$$n_{W,tot} = 3,5 \cdot 1 \cdot 0,85 = 2,98.$$

Zapotrzebowanie na energię końcową dostarczaną do systemu przygotowania ciepłej wody użytkowej przez pompę ciepła wygląda następująco:

$$Q_{k,W} = \frac{Q_{W,nd}}{n_{W,tot}} = \frac{3219,3}{2,98} \cong 1080 \text{ kWh/rok.}$$

W przypadku pompy ciepła powietrze-woda paliwem będzie energia elektryczna o wartości opałowej oraz wskaźniku emisji wynoszących odpowiednio:

$$WO_{el.} = 3,6 \text{ MJ/kWh} \cdot 0,2778 = 1,0001 \text{ kWh/kWh.}$$

$$WE_{el,CO_2} = 93,55 \text{ tCO}_2/\text{TJ} \cdot 0,0036 \text{ TJ/kWh} = 0,337 \text{ kgCO}_2/\text{kWh.}$$



$$B_{PC} = \frac{Q_{k,W}}{WO_{el.}} = \frac{1080}{1} = 1080 \text{ kWh/rok.}$$

Celem określenia całkowitej emisji CO₂ w systemie przygotowania c.w.u. opartym o pompę ciepła przyjmuje się taką samą wartość energii pomocniczej, jak w przypadku kotłowni gazowej, czyli $E_{el,pom,W} = 1094,40 \text{ kWh/rok}$. Z kolei emisja całkowita dla źródła ciepła wyniesie:

$$E_{tot,CO_2} = E_{PC,CO_2} + E_{el,pom,W,CO_2} \quad (16)$$

$$E_{PC,CO_2} = B_{PC} \cdot WE_{el,CO_2} = 1080 \cdot 0,337 = 363,96 \text{ kgCO}_2/\text{rok},$$

$$E_{el,pom,W,CO_2} = 368,81 \text{ kgCO}_2/\text{rok},$$

$$E_{tot,CO_2} = 363,96 + 368,81 = 732,77 \text{ kgCO}_2/\text{rok}.$$

Ostatecznie wnioskuje się, że całkowita emisja ditlenku węgla dla kotłowni gazowej jest o 40% wyższa niż dla kotłowni z pompą ciepła powietrze-woda.

5. Mikroinstalacja PV dla pokrycia zapotrzebowania na c.w.u.

W przypadku pompy ciepła zasilanej energią elektryczną systemową należy rozważyć montaż mikroinstalacji PV w celu obniżenia kosztów za energię elektryczną na cele przygotowania ciepłej wody użytkowej. W tym celu wykonano uproszczone obliczenia doborowe ilości modułów fotowoltaicznych. Wytyczne do doboru modułów fotowoltaicznych przyjęto następujące:

- szacunkowy średni dobowy czas pozyskiwania energii przez ogniwa fotowoltaiczne dla okresu zimowego/sezonu grzewczego: $t = 4 \text{ h}$,
- szacunkowy średni dobowy czas pozyskiwania energii przez ogniwa fotowoltaiczne dla okresu poza sezonem grzewczym: $t = 6 \text{ h}$,
- powierzchnia pojedynczego panelu fotowoltaicznego: $A_{PV} = 1,6 \text{ m}^2$,
- uzysk mocy elektrycznej z pojedynczego panelu fotowoltaicznego: $P_{PV} = 250 \text{ Wp}$,
- t_S – czas pracy instalacji PV; zakłada się całoroczną pracę instalacji c.w.u.; czas trwania sezonu grzewczego 220 dni.

Komentarz do przyjętych założeń

Średni dobowy czas efektywnego pozyskiwania energii przez ogniwa fotowoltaiczne w okresie zimowym w Kielcach wynosi około 3,5–4,5 godziny dziennie. To



oszacowanie opiera się na danych klimatycznych oraz analizach nasłonecznienia w regionie.

Według danych z Geoportalu Gminy Kielce [7], średnie dzienne nasłonecznienie w okresie zimowym wynosi około 167,75 Wh/m²/dobę. Przy założeniu, że panele fotowoltaiczne mają efektywność konwersji energii na poziomie około 15–20%, można oszacować, że średni dobowy czas efektywnego pozyskiwania energii w okresie zimowym w Kielcach wynosi około 3,5–4,5 godziny dziennie [8].

To oznacza, że w okresie zimowym, przy odpowiednich warunkach pogodowych, instalacje fotowoltaiczne w Kielcach mogą efektywnie produkować energię przez około 3,5 do 4,5 godziny dziennie. Warto jednak pamiętać, że rzeczywisty czas efektywnego pozyskiwania energii może się różnić w zależności od konkretnych warunków lokalnych, takich jak kąt nachylenia paneli, orientacja względem stron świata, obecność zacienienia czy też stan techniczny samej instalacji.

Niezbędną ilość paneli fotowoltaicznych wyznacza się z poniższego algorytmu.

$$P_h = P_{dobowe}/t \quad (17)$$

gdzie:

P_h, P_{dobowe} – odpowiednio godzinowy oraz dobowy wymagany uzysk mocy z instalacji PV.

$$P_{dobowe} = (B_{PC} + E_{el,pom,W}) \cdot 24h \cdot t_s/365 \quad (18)$$

$B_{PC} + E_{el,pom,W}$ – zapotrzebowanie na energię elektryczną przez pompę ciepła i armaturę służącą do przygotowania c.w.u.; wielkości wynikające z wyżej wykonanych obliczeń;

$$B_{PC} = 1080 \text{ kWh/rok}$$

$$E_{el,pom,W} = 1094,40 \text{ kWh/rok}$$

W związku z powyższymi założeniami, przez 220 dni w roku szacunkowy średni dobowy czas pozyskiwania energii przez ogniwa fotowoltaiczne dla okresu zimowego to $t = 4 \text{ h}$, czyli $t_s = 220 \text{ dni}$; dla reszty roku czyli 145 dni $t = 6 \text{ h}$, co należy uwzględnić we wzorze (18).

$$\begin{aligned} P_{dobowe} &= \left[\frac{(1080 + 1094,40) \text{ kWh}}{(365 \cdot 24) \text{ h}} \cdot 24h \cdot 220/365 \right] + \left[\frac{(1080 + 1094,40) \text{ kWh}}{(365 \cdot 24) \text{ h}} \cdot 24h \cdot 145/365 \right] \\ &= 3,6 + 2,38 = 5,98 \text{ kWh} \cong 6 \text{ kWh} \end{aligned}$$



$$P_h = 6 \text{ kWh}/(4 + 6)/2 \text{ h} = 1,2 \text{ kW}$$

Niezbędna ilość modułów fotowoltaicznych o mocy 250 Wp dla pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną zużywaną przez armaturę kotłową oraz pompę ciepła pracującą wyłącznie na potrzeby przygotowania c.w.u.:

$$n = \frac{P_h}{P_{PV}} \quad (19)$$

$$n = \frac{1,2 \text{ kW}}{0,25 \text{ kW}} = 4,8 \cong 5 \text{ szt.}$$

Przyjęto 5 modułów PV o mocy 250 Wp każdy, które należy rozlokować na powierzchni dachu zachowując podstawowe zasady optymalizacyjne zawarte w rozdziale 5.1.

Poniżej przeprowadzono dodatkowo obliczenia dla przypadku, w którym ciepła woda użytkowa przygotowywana by była tylko za pośrednictwem sieci elektroenergetycznej.

$$Q_{k,W} = \frac{Q_{W,nd}}{n_{W,tot}} = \frac{3219,3}{1 \cdot 1 \cdot 0,85} \cong 3787,4 \text{ kWh/rok}$$

$$E_{el,pom,W} = 1094,40 \text{ kWh/rok}$$

$$P_{dobowe} = \left[\frac{(3787,4 + 1094,40) \text{ kWh}}{(365 \cdot 24) \text{ h}} \cdot 24 \text{ h} \cdot 220/365 \right] + \left[\frac{(3787,4 + 1094,40) \text{ kWh}}{(365 \cdot 24) \text{ h}} \cdot 24 \text{ h} \cdot 145/365 \right] = 5,27 + 3,51 = 8,78 \text{ kWh} \cong 9 \text{ kWh}$$

$$P_h = 9 \text{ kWh}/(4 + 6)/2 \text{ h} = 1,8 \text{ kW}$$

$$n = \frac{1,8 \text{ kW}}{0,25 \text{ kW}} = 7,2 \cong 8 \text{ szt.}$$

W sytuacji, jak opisano powyżej liczbę modułów PV należałoby zwiększyć do 8 sztuk. W praktyce dobór odpowiedniej wielkości instalacji PV jest nieco bardziej skomplikowany i zależy od wielu czynników, m.in. zmiennego nasłonecznienia, czy strat w instalacji.

W klimacie północnej Europy, jeden metr kwadratowy instalacji fotowoltaicznej jest w stanie wyprodukować rocznie od 90 do 110 kWh energii elektrycznej. W zależności od wymagań funkcjonalnych systemu, oprócz paneli słonecznych, jego wyposażenie obejmuje także inne komponenty, takie jak inwerter przekształcający prąd stały na zmienny, akumulatory, kontrolery systemu, przewody oraz filtry przeciwprzepięciowe. Każdy z tych elementów powinien być odpowiednio dobrany pod kątem konkretnego projektu instalacji.



Największym wyzwaniem przy projektowaniu autonomicznych systemów fotowoltaicznych jest także dobranie mocy paneli PV oraz pojemności akumulatorów do przewidywanego zapotrzebowania na energię elektryczną, opartego na szacunkowym dziennym zużyciu. Problem ten nasila się, gdy instalacja ma zapewniać zasilanie przez cały rok. W takich przypadkach na niektórych terenach może to skutkować nieopłacalnym zwiększeniem powierzchni paneli i wielkości baterii. Dlatego, gdy instalacja fotowoltaiczna ma działać przez cały rok, często zaleca się stosowanie systemów hybrydowych, które uzupełniają się innym źródłem energii w okresach niedoboru światła słonecznego. Pierwszym etapem przy wyborze komponentów instalacji fotowoltaicznej jest ustalenie jej typu. Może to być instalacja stacjonarna, nadążna (ang. sun-tracking), autonomiczna (ang. off-grid), podłączona do sieci (ang. in-grid) lub system hybrydowy.

5.1. Montaż paneli fotowoltaicznych na dachu

Podczas montażu paneli fotowoltaicznych na dachu należy pamiętać o kilku podstawowych kwestiach:

1. Orientacja względem stron świata

Najlepiej, żeby panele były skierowane na południe (w Polsce) — wtedy mają największą efektywność i najwięcej energii w ciągu dnia. Jeśli nie da się ustawić dokładnie na południe, dopuszczalne są odchylenia do około $\pm 30^\circ$, choć efektywność może wtedy spaść o kilka procent.

2. Kąt nachylenia

Dla dachu płaskiego panele montuje się na konstrukcji pod kątem od około 20° do 35° — to kompromis między optymalnym kątem dla całego roku a zimowym kątem, gdy słońce jest niżej. Można stosować regulowane konstrukcje, tak aby latem kąt był mniejszy, a zimą większy.

3. Odstępy między rzędami paneli

Na dachach płaskich trzeba zostawić odstępy między rzędami paneli aby nie zacięniały się wzajemnie, szczególnie zimą, gdy słońce jest nisko. Odstęp zależy od kąta nachylenia i wysokości paneli, ale zwykle to minimum 0,3 do 0,5 m między rzędami.

4. Dostęp do paneli i konserwacja

Należy zapewnić miejsce do serwisowania paneli — przynajmniej 0,5 m przejścia wzdłuż paneli, co ułatwia czyszczenie i ewentualne naprawy.

5. Unikanie zacienienia

Panele nie montuje się w miejscach zacienionych przez komin, lukarny, anteny, drzewa czy inne przeszkody. Nawet częściowe zacienienie jednego panelu może



znacząco obniżyć wydajność całej instalacji (zwłaszcza jeśli panele połączone są szeregowo).

6. Nośność dachu

Należy sprawdzić, czy konstrukcja dachu może utrzymać dodatkowy ciężar paneli i konstrukcji montażowej (ok. 15–20 kg/m²). Na dachach płaskich często stosuje się konstrukcje balastowe (bezinwazyjne), które nie wymagają wiercenia dachu.

7. Bezpieczeństwo przeciwpożarowe i przepisy

Montaż musi być zgodny z przepisami budowlanymi i elektrycznymi. Należy upewnić się, że instalacja ma odpowiednie zabezpieczenia przeciwprzepięciowe i uziemienie.

W Tabeli 1 podsumowano optymalne zalecenia odnośnie montażu paneli fotowoltaicznych.

Tabela 1. Zalecenia oraz optymalne parametry montażowe paneli PV

Zasada	Wartość/zalecenie
Orientacja	Południe ($\pm 30^\circ$)
Kąt nachylenia	20° – 35°
Odstęp między rzędami	0,3–0,5 m
Przejścia serwisowe	min. 0,5 m
Unikanie zacienienia	Tak
Nośność dachu	min. 15–20 kg/m ²

Należy także wziąć pod uwagę dokładną odległość paneli PV od krawędzi dachu, co opisuje norma EN 1991-4 (Eurocod 1) [8]. Podaje ona, że minimalną odległość instalacji PV od krawędzi dachu to iloraz szerokości budynku i 10 lub wysokości budynku i 5 – bierzemy pod uwagę wartość mniejszą. W praktyce minimalna odległość paneli fotowoltaicznych od krawędzi dachu przyjmowana jest na poziomie 20-30 cm.

Dodatkowo, ze względów pożarowych zaleca się, aby pojedyncze pole mikro instalacji PV nie przekraczało powierzchni 10x10 m.

W przypadku konstrukcji podpartych, odległość od krawędzi do rynny i kalenicy powinna wynosić 1,20 m, a do szczytów 1,50 m.

Ponadto, jeśli panele ułożone są na dachu płaskim lub też na gruncie w kilku rzędach, należy wówczas bezwzględnie wykluczyć obecność zacienienia, jakie daje sama konstrukcja. W tym celu określa się minimalny odstęp pomiędzy panelami o odpowiednim nachyleniu. Można w tym celu wykorzystać proste kalkulatory, np.: [9-11].

Dla wstępnych obliczeń szacunkowych przyjmuje się, że dla mocy instalacji 1,5 kWp potrzebne jest ok. 10m² powierzchni dachu.



Na każdy kW mocy instalacji fotowoltaicznej należy przyjąć około $6,5 \text{ m}^2$ powierzchni dachu o optymalnym nachyleniu ($30\text{-}35^\circ$) lub około $10 - 15 \text{ m}^2$ powierzchni dachu płaskiego lub gruntu.

5.2. Metodologia minimalnej odległości między panelami PV

Metodologia minimalnej odległości między panelami słonecznymi ma na celu optymalizację rozmieszczenia modułów fotowoltaicznych, aby zminimalizować zacienienie, maksymalizować efektywność produkcji energii oraz zapewnić odpowiednią wentylację. Oto jak wygląda typowy proces ustalania tej minimalnej odległości:

1. Analiza kąta padania promieni słonecznych

Najważniejszym czynnikiem jest określenie kąta padania słońca w różnych porach dnia i roku, zwłaszcza w najgorszym okresie — zwykle zimą, kiedy słońce jest najniżej nad horyzontem. Wykorzystuje się dane astronomiczne oraz lokalizację geograficzną, aby wyznaczyć minimalny kąt elewacji słońca.

2. Określenie wysokości paneli

Wysokość montażu paneli nad powierzchnią terenu lub dachu wpływa na długość cienia rzucanego przez moduły. Wyższy montaż oznacza dłuższe cienie, co wymaga większych odstępów między rzędami paneli.

3. Obliczenie długości cienia

Na podstawie kąta padania promieni słonecznych i wysokości panelu oblicza się długość rzucanego cienia. Długość ta determinuje minimalną odległość między rzędami paneli, aby uniknąć wzajemnego zacienienia.

4. Uwzględnienie przesunięcia paneli

W przypadku instalacji z regulowanym kątem nachylenia lub paneli nadążnych (sun-tracking), minimalne odległości mogą się różnić i powinny uwzględniać maksymalne zakresy ruchu modułów, aby zapobiec kolizjom.

5. Wentylacja i serwis

Oprócz wymogów zacienienia, należy uwzględnić potrzebę zapewnienia odpowiedniej wentylacji dla chłodzenia paneli, co wpływa na ich wydajność. Również konieczne jest zapewnienie miejsca do konserwacji i czyszczenia modułów.

6. Ustalenie minimalnej odległości

Po uwzględnieniu wszystkich powyższych czynników określa się minimalną odległość pomiędzy rzędami paneli, która zapewnia brak zacienienia oraz optymalne warunki pracy.

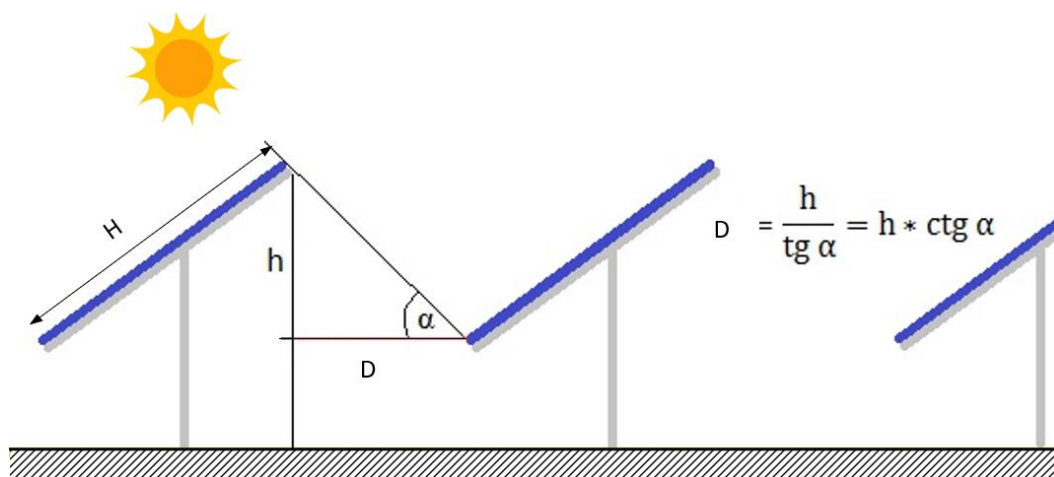
7. Weryfikacja i optymalizacja

Na końcu często wykonuje się symulacje komputerowe (np. za pomocą oprogramowania do modelowania nasłonecznienia), aby zweryfikować przyjęte założenia i ewentualnie dostosować rozstaw paneli dla maksymalnej efektywności.

Podsumowując, metodologia minimalnej odległości między panelami polega na analizie kątów słonecznych, wymiarów i układu instalacji oraz warunków eksploatacyjnych, aby zapobiec zacienianiu i utrzymać wysoką sprawność systemu fotowoltaicznego.

Sposób wyznaczania minimalnej odległości między dwoma rzędami paneli fotowoltaicznych przedstawiono na rysunku 1. Każdy panel ma wysokość h i jest nachylony pod kątem α względem poziomu. Kąt β oznacza kąt padania promieni słonecznych w danym dniu, który wpływa na długość rzucanego cienia. Odległość D to minimalny dystans, jaki musi być zachowany między rzędami, aby uniknąć zacieniania paneli umieszczonych z tyłu przez panele przed nimi.

[Tekst alternatywny. Na rysunku 1 pokazano ustawione w rzędzie panele PV o przykładowym kącie nachylenia do płaszczyzny poziomej oraz promienie słoneczne padające na mikroinstalację PV. Rysunek wzbogacono o wzory określające geometrię paneli oraz odległości między kolejnymi rzędami.]



Rys. 1. Minimalna odległość między rzędami paneli fotowoltaicznych

1. Obliczenie długości cienia rzucanego przez panel

Długość cienia L zależy od wysokości panelu h i kąta padania promieni słonecznych θ (kąt elewacji słońca):



$$L = \frac{h}{\tan(\theta)} \quad (20)$$

h - wysokość panelu nad powierzchnią (m),

θ - kąt elewacji słońca nad horyzontem (stopnie lub radiany).

2. Minimalna odległość między rzędami paneli

Minimalna odległość D między rzędami powinna być większa lub równa długości rzucanego cienia L i uwzględniać dodatkowy zapas bezpieczeństwa S (dla wentylacji, konserwacji itp.):

$$D = L + S = \frac{h}{\tan(\theta)} + S \quad (21)$$

gdzie:

S - zapasowy dystans (m), np. 0,2–0,5 m, zależnie od potrzeb instalacji

3. Wysokość panelu nad ziemią

Wysokość panelu może być wyrażona jako:

$$h = H \cdot \sin(\alpha) \quad (22)$$

H - długość panela (np. długość jednej strony modułu), m,

α - kąt nachylenia panela względem poziomu (stopnie lub radiany).

Wysokość cienia zależy zatem od tego, jak nachylony jest panel.

4. Kąt elewacji słońca θ

Kąt padania promieni słonecznych θ można obliczyć ze wzoru:

$$\theta = 90^\circ - \phi + \delta \quad (23)$$



ϕ - szerokość geograficzna miejsca instalacji (stopnie),

δ - deklinacja słoneczna w danym dniu roku (stopnie, zmienna sezonowo).

W celu określenia minimalnej odległości między rzędami można także uwzględnić kąt padania promieni słonecznych w ciągu roku, który występuje podczas przesilenia zimowego (22 grudnia), kiedy słońce znajduje się w zenicie nad Zwrotnikiem Koziorożca. Dlatego kąt ten można obliczyć ze wzoru:

$$\theta = 90^\circ - \phi + 23,27 \quad (24)$$

Dokładną deklinację δ można wyliczyć przybliżonym wzorem:

$$\delta = 23,45^\circ \times \sin\left(\frac{360}{365} \cdot (284 + n) \times \frac{\pi}{180}\right) \quad (25)$$

gdzie:

n - numer dnia w roku (1–365).

5.3. Przykład obliczeniowy minimalnej odległości między rzędami paneli fotowoltaicznych

Jeśli panel ma długość $H=1,6$ m i jest ustawiony pod kątem $\alpha=30^\circ$, a w dniu najniższego słońca (zimę), kąt elewacji czyli padania promieni słonecznych wynosi $\theta=20^\circ$ to:

- wysokość panelu:

$$h = 1,6 \cdot \sin(30^\circ) = 1,6 \times 0,5 = 0,8 \text{ m},$$

- długość cienia:

$$L = \frac{0,8}{\tan(20^\circ)} = \frac{0,8}{0,364} \approx 2,2 \text{ m}.$$

Jeśli zapas bezpieczeństwa $S=0,3$ m, to minimalna odległość między rzędami paneli wyniesie:

$$D = L + S = \frac{h}{\tan(\theta)} + S = \frac{0,8}{\tan(20)} + 0,3 = 2,2 + 0,3 = 2,5 \text{ m}.$$



Wynik tutaj otrzymany jest zbieżny z wartościami otrzymanymi przy pomocy symulacji w kalkulatorze EasySolar [11] dla następujących danych:

$$-h = 0,8 m, \alpha = 30^\circ, \phi = 52^\circ.$$

Należy jednak zwrócić uwagę, że webowy kalkulator zacienienia PV na stronie EasySolar [11], tak jak większość tego typu modeli uproszczonych przyjmuje wyłącznie geometryczne dane wejściowe, a nie ma w nim pola „S” na automatyczne uwzględnienie zapasu bezpieczeństwa.

6. Instalacja PV do redukcji emisji CO₂ przez kotłownię. Przykład obliczeniowy

Przykład obliczeniowy zakłada analizę emisji ditlenku węgla dla kotłowni przed modernizacją, o mocy nominalnej 300 kW, zasilanej gazem ziemnym oraz porównanie efektu ekologicznego inwestycji termomodernizacyjnej dla dwóch wariantów: z kotłem na biomasę oraz z pompami ciepła typu solanka-woda. Należy także wyznaczyć ilość paneli fotowoltaicznych do zasilania kotłowni dla dwóch wariantów oraz uzyskać redukcję emisji CO₂ na poziomie min. 90% w stosunku do stanu istniejącego (kocioł gazowy).

6.1. Wyliczenie emisji CO₂ w poszczególnych wariantach źródła ciepła

Obliczenia rocznych ilości emitowanego CO₂ do atmosfery i jego efekt ekologiczny oparto o wskaźniki emisji na podstawie publikacji Instytutu Ochrony Środowiska - Państwowego Instytutu Badawczego, Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami „Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Wspólnotowego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024” Tabele: 1,14 oraz 16 [5].

Współczynnik emisji CO₂, WE:

- dla gazu ziemnego: 55,47 kg/GJ,
- dla energii elektrycznej z elektrowni węglowej: 93,55 kg/GJ,
- dla biomasy (drewno opałowe i odpady pochodzenia drzewnego): 112 kg/GJ.

Wartości opałowe, WO:

- dla gazu ziemnego: 36,56 MJ/m³,



- dla energii elektrycznej z elektrowni węglowej: 3,6 MJ/kWh,
- dla biomasy (drewno opałowe i odpady pochodzenia drzewnego): 15,6 MJ/kg.

6.1.1. Istniejąca kotłownia zasilana gazem ziemnym o mocy 300 kW

Założenia:

- szacunkowe zużycie roczne paliwa wg informacji inwestora: 51037 m³/rok,
- szacunkowe zużycie roczne energii elektrycznej przez armaturę kotłową: 4320 kWh/rok,
- szacunkowa długość okresu grzewczego: 220 dni.

Roczna emisja CO₂ z kotła na gaz ziemny:

Roczną emisję CO₂ dla każdego paliwa określa się z ogólnej zależności:

$$E_{\dot{Z}C/en.el} = B \cdot WO \cdot WE \quad (26)$$

Oznaczenia wzoru (26) są zgodne z zapisanymi w treści rozdziału 1 i następnych.

$$E_{\dot{Z}C,GZ} = 51037 \cdot 36,56 \cdot 55,47/1000 = 103\,502,18 \text{ kgCO}_2$$

Roczna emisja CO₂ z energii elektrycznej dla zasilania armatury:

$$E_{en.el.} = 4320 \cdot 3,6 \cdot 93,55 / 1000 = 1\,454,89 \text{ kgCO}_2$$

Całkowita roczna emisja CO₂ dla kotłowni na gaz ziemny przed termomodernizacją:

$$E_{total,variant\ 0} = E_{\dot{Z}C,GZ} + E_{en.el.} = 103\,502,18 + 1\,454,89 = 104\,957,07 \text{ kgCO}_2$$

6.1.2. Projektowana kotłownia na biomasę o mocy 210 kW

Założenia:

- szacunkowe zużycie roczne paliwa wg producenta: 155 000 kg/rok,
- szacunkowe zużycie roczne energii elektrycznej przez armaturę kotłową: 3025 kWh/rok,
- czas trwania sezonu grzewczego: 220 dni.

Roczna emisja CO₂ z kotła na biomasę:

$$E_{\dot{Z}C,biomasa} = 155\,000 \cdot 15,60 \cdot 112/1000 = 270\,816 \text{ kgCO}_2$$

W przypadku bilansu CO₂ dla biomasy uzyskuje się efekt całkowitej redukcji emisji, wynikający z faktu, iż biomasa w okresie wegetacji pochłania analogiczną ilość dwutlenku węgla. W nawiązaniu do powyższego do bilansu całkowitej emisji CO₂ dla kotłowni na biomasę przyjęto wartość $E_{\dot{Z}C,biomasa} = 0 \text{ kgCO}_2$.

Roczna emisja CO₂ z energii elektrycznej dla zasilenia armatury:

$$E_{en.el.} = 3025 \cdot 3,6 \cdot 93,55/1000 = 1\,018,76 \text{ kgCO}_2$$

Całkowita roczna emisja CO₂ dla kotłowni na gaz ziemny przed termomodernizacją:

$$E_{total,wariant\ 1} = E_{\dot{Z}C,biomasa} + E_{en.el.} = 0 + 1\,018,76 = 1\,018,76 \text{ kgCO}_2$$

Uzyskana redukcja CO₂ dla kotłowni na biomasę:

$$\Delta E_{total} = 1 - (E_{total,wariant\ 1}/E_{total,wariant\ 0}) \cdot 100, \% \quad (27)$$

$$\Delta E_{total} = 1 - (1\,018,76 \text{ kgCO}_2 / 104\,957,07 \text{ kgCO}_2) \cdot 100 = 99,03\%$$

Wymagana ilość modułów fotowoltaicznych, w celu uzyskania redukcji emisji CO₂ na poziomie min. 90% w stosunku do stanu istniejącego:

nie wymagane.

W celu polepszenia efektu ekologicznego inwestycji termomodernizacyjnej sugeruje się zastosowanie modułów fotowoltaicznych wyłącznie dla zasilenia armatury kotłowej.

Założenia do doboru modułów fotowoltaicznych są następujące:

- szacunkowy średni dobowy czas pozyskiwania energii przez moduły fotowoltaiczne dla okresu zimowego: 4,5 h,
- powierzchnia pojedynczego panelu fotowoltaicznego: $A_{PV} = 1,6 \text{ m}^2$,
- uzysk mocy elektrycznej z pojedynczego panelu fotowoltaicznego: 0,30 kW,
- czas trwania sezonu grzewczego: 220 dni.



Dobór wielkości instalacji fotowoltaicznej - zapotrzebowanie dobowe, godzinowe mocy oraz ilość potrzebnych paneli PV - jest zgodny z podanymi we wcześniejszych rozdziałach wzorami (17-19) oraz metodologią.

$$P_{armatury} = \frac{3025 \text{ kWh}}{(365 \cdot 24) \text{ h}} = 0,35 \text{ kW}$$

$$P_{dobowe} = 0,35 \text{ kW} \cdot 24 \text{ h} \cdot 220/365 = 3,6 + 2,38 = 5,06 \text{ kWh}$$

$$P_h = 5,06 \text{ kWh} / 4,5 \text{ h} = 1,12 \text{ kW}$$

$$n = \frac{1,12 \text{ kW}}{0,30 \text{ kW}} = 3,73 \cong 4 \text{ szt.}$$

W przypadku zastosowania układu grzewczego opartego na biomasie wraz z zastosowaniem 4 paneli fotowoltaicznych, redukcja CO₂ wynosiłaby blisko 100%.

Należy również sprawdzić, czy dostępna jest na dachu odpowiednia powierzchnia dla mikroinstalacji. Ogólnie zakłada się, że 1 kWp mocy instalacji zajmuje około 5-7 m² na dachu o optymalnym nachyleniu (30-35°) lub 10-15 m² na dachu płaskim lub gruncie.

Obliczenia powierzchni paneli fotowoltaicznych na dachu w sposób uproszczony mogą wyglądać następująco:

$$A = n \cdot A_{PV} \cdot 1,05, \quad (28)$$

gdzie: 1,05 - zapasu 5% na odstępy między panelami, obróbki dachowe i straty montażowe.

$$A = 4 \cdot 1,6 \cdot 1,05 = 6,72 \text{ m}^2$$

Uwzględniając nachylenie α oraz straty montażowe wymagana powierzchnia rzutu mikroinstalacji na płaszczyznę poziomą będzie wynosiła:

$$A_{rzut} = (\cos \alpha \cdot n \cdot A_{PV}) \cdot 1,05. \quad (29)$$

6.1.3. Projektowany układ pomp ciepła solanka – woda o mocy 210 kW

Założenia:



- szacunkowe zużycie roczne energii elektrycznej przez pompy ciepła: 82704 kWh/rok,
- szacunkowe zużycie roczne energii elektrycznej przez armaturę kotłową: 3025 kWh/rok,
- szacunkowa długość okresu grzewczego: 220 dni.

Roczna emisja CO₂ dla zasilenia pomp ciepła:

$$E_{\dot{Z}C,PC} = 82\,704 \cdot 3,6 \cdot 93,55/1000 = 27\,853,05 \text{ kgCO}_2$$

Roczna emisja CO₂ z energii elektrycznej dla zasilenia armatury:

$$E_{en.el.} = 3025 \cdot 3,6 \cdot 93,55/1000 = 1\,018,76 \text{ kgCO}_2$$

Całkowita roczna emisja CO₂ dla układu opartego na pompach typu ciepła solanka - woda:

$$E_{total, wariant\ 2} = E_{\dot{Z}C,PC} + E_{en.el.} = 27\,853,05 + 1\,018,76 = 28\,871,81 \text{ kgCO}_2$$

Uzyskana redukcja CO₂ dla układu opartego na pompach ciepła typu solanka - woda:

$$\Delta E_{total} = [1 - (E_{total, wariant\ 2} / E_{total, wariant\ 0})] \cdot 100, \% \quad (30)$$

$$\Delta E_{total} = [1 - (28\,871,81 \text{ kgCO}_2 / 104\,957,07 \text{ kgCO}_2)] \cdot 100 = 72,49\%$$

W celu obliczenia wymaganej ilości modułów fotowoltaicznych dla uzyskania redukcji emisji CO₂ na poziomie min. 90% w stosunku do stanu istniejącego zakłada się takie same parametry wyjściowe (średni dobowy czas pozyskiwania, moc i powierzchnię pojedynczego modułu oraz czas trwania sezonu grzewczego), jak dla wariantu 1.

Obliczenia należy zacząć od określenia minimalnej mocy instalacji PV, która w skali roku oraz doby pozwoli na zredukowanie emisji dwutlenku węgla o 90%:

$$P_{min_roczne} = (E_{\dot{Z}C, wariant\ 2} - (E_{\dot{Z}C, wariant\ 0} \cdot 10\%)) \cdot 1000 / WE_{en.el.} / WO_{en.el.} \quad (31)$$

$$P_{min_dobowe} = P_{min_roczne} / 220 \text{ dni} \quad (32)$$



$$P_{min_roczne} = (27853,05 - (103\,502,18 \cdot 0,1))/1000/93,55/3,6 = 51971,11 \text{ kWh/rok}$$

$$P_{min_dobowe} = 51971,11/220 = 236,23 \text{ kWh/d}$$

$$P_h = 236,23 \text{ kWh}/4,5 \text{ h} = 52,50 \text{ kW}$$

Potrzebna ilość modułów o powierzchni jednostkowej $A_{PV} = 1,6 \text{ m}^2$ wyniesie:

$$n = \frac{52,50 \text{ kW}}{0,30 \text{ kW}} = 175 \text{ szt.},$$

a powierzchnia przez nie zajmowana to:

$$A = n \cdot A_{PV} \cdot 1,05 = 175 \cdot 1,6 \cdot 1,05 = 294 \text{ m}^2.$$

7. Ślad węglowy przykładowej instalacji PV

Ślad węglowy to miara całościowych emisji gazów cieplarnianych (wyrażanych zazwyczaj jako ekwiwalent CO₂), które powstają w wyniku produkcji, transportu, użytkowania i utylizacji danego produktu, usługi czy procesu [13,14]. Obliczamy go, aby lepiej zrozumieć, jak nasze codzienne wybory – od kupowanych towarów, poprzez sposób podróżowania, aż po inwestycje w infrastrukturę, gdyż wpływają na zmiany klimatu. Dzięki temu organizacje i osoby prywatne mogą identyfikować największe źródła emisji, planować działania redukcyjne i monitorować postępy w dążeniu do neutralności klimatycznej.

Pomysł systematycznego szacowania śladu węglowego wywodzi się z podejścia LCA (Life Cycle Assessment) [15,16], rozwijanego od lat 90. XX w. oraz z międzynarodowych porozumień klimatycznych (jak Protokół z Kioto czy Porozumienie Paryskie), które zmobilizowały zarówno rządy, jak i sektor prywatny do transparentnego raportowania i redukcji emisji [17,18]. Dziś ślad węglowy służy nie tylko jako narzędzie badawcze, lecz także jako fundament strategii zrównoważonego rozwoju, pozwalając firmom i społecznościom mierzyć i komunikować swoje postępy w walce z kryzysem klimatycznym [19,20], choć ten jest także kwestią sporną politycznie.

Poniżej przedstawiono przykład obliczeniowy śladu węglowego (LCA) dla przykładowej mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 7 kWp, wraz z przykładowymi założeniami i obliczeniem całości emisji w cyklu życia.

W Tabeli 2 zamieszczono założenia wstępne do obliczenia śladu węglowego. Średni roczny uzysk energetyczny przyjęto na podstawie [21].

Tabela 2. Założenia wyjściowe do obliczenia śladu węglowego dla przykładowej mikroinstalacji fotowoltaicznej o mocy 7 kWp

Parametr	Symbol	Wartość
Moc instalacji	P_{pk}	7 kWp
Średni roczny uzysk energetyczny [21]	H	1000 kWh/kWp/rok



Okres eksploatacji [15,16]	L	25 lat
Emisyjność faz (średnio w g CO ₂ e/kWh):		
– produkcja modułów	e_{mod}	30
– produkcja falownika	e_{inv}	8
– BOS (konstrukcja, okablowanie, itp.)	e_{BOS}	5
– transport i montaż	e_{tr}	4
– eksploatacja i serwis (O&M)	$e_{O\&M}$	3
– koniec życia i utylizacja	e_{EoL}	2

Podane wartości emisyjności (g CO₂e/kWh) to typowe średnie zaczerpnięte z literatury dla instalacji krystalicznych. Konkretnie dane mogą się różnić w zależności od producenta, kraju produkcji, transportu itp.

Obliczenie całkowitej produkcji energii z mikroinstalacji:

$$E_{life} = P_{pk} \cdot H \cdot L \quad (33)$$

$$E_{life} = 7 \text{ kWp} \times 1000 \frac{\text{kWh}}{\text{kWp} \cdot \text{rok}} \times 25 \text{ lat} = 175\,000 \text{ kWh}$$

Obliczenie wskaźnikowo łącznej emisyjności poprzez zsumowanie wszystkich faz:

$$e_{tot} = e_{mod} + e_{inv} + e_{BOS} + e_{tr} + e_{O\&M} + e_{EoL} \quad (34)$$

$$e_{tot} = e_{mod} + e_{inv} + e_{BOS} + e_{tr} + e_{O\&M} + e_{EoL} = 30 + 8 + 5 + 4 + 3 + 2 = 52 \text{ g CO}_2\text{e/kWh}$$

Obliczenie całkowitej emisji CO₂e:

$$CF_{total} = E_{life} \cdot e_{tot} \quad (35)$$

$$CF_{total} = 175\,000 \text{ kWh} \cdot 52 \text{ g/kWh} = 9\,100\,000 \text{ gCO}_2\text{e} = 9,1 \text{ tCO}_2\text{e}$$

W Tabeli 3 przedstawiono emisję CO₂e w rozbiciu na poszczególne fazy. Dane dotyczące produkcji modułów oparte są na medianie wyników z publikacji NREL [22]; dane dla falownika przyjęto na podstawie [23].

Tabela 3. Emisja CO₂e dla poszczególnych faz cyklu życia przykładowej mikroinstalacji PV



Faza	$e_i, g CO_2e/kWh$	Emisja, t CO_2e
Produkcja modułów	30	$175\,000 \cdot 0,030 = 5,25 = 5,25$
Produkcja falownika	8	$175\,000 \cdot 0,008 = 1,40$
BOS	5	$175\,000 \cdot 0,005 = 0,88$
Transport i montaż	4	$175\,000 \cdot 0,004 = 0,70$
Eksploatacja i serwis	3	$175\,000 \cdot 0,003 = 0,53$
Koniec życia i utylizacja	2	$175\,000 \cdot 0,002 = 0,35$
Razem	52	$\approx 9,1 t CO_2e$

Otrzymane 9,1 t CO_2e to łączna ilość emisji związanych z każdą fazą „od kołyski do grobu” tej mikroinstalacji. Przeciętnie oznacza to ok. 52 g CO_2e wyemitowane na każdą wyprodukowaną kWh energii.

Uwagi do przeprowadzonej analizy:

- uzysk energetyczny (H) 1000 kWh/kWp/rok można podmienić na wartość lokalną (w Polsce zwykle 900–1100 kWh/kWp),
- emisyjność faz można pozyskać od dostawcy paneli PV lub falownika,
- wielu producentów podaje okres eksploatacji (L) na poziomie 25–30 lat, co wpływa liniowo na wynik.

W celu porównania uzyskanej łącznej emisji ok. 9,1 t CO_2e w związku z pełnym cyklem życia mikroinstalacji PV o mocy 7 kWp można podać kilka intuicyjnych porównań takich jak:

1. Przebieg samochodem osobowy

Średnia emisja spalin dla samochodu osobowego to ok. 120 g CO_2/km [24], zatem porównując ją z otrzymaną wartością dla mikroinstalacji PV:

$$\frac{9\,100 \text{ kg } CO_2}{0,12 \text{ kg/km}} \approx 75\,800 \text{ km}$$

wnioskuje się że, odpowiada on przejechaniu autem prawie dwa razy wokół równika.

2. Roczne emisje polskiego gospodarstwa domowego

Przeciętne polskie gospodarstwo domowe wyrzuca do atmosfery ok. 7–8 t CO_2 [25] rocznie (łącznie: ogrzewanie, prąd, transport); 9,1 t CO_2 to zatem więcej niż roczna emisja „typowej” rodziny.



3. Loty samolotem

Jedna podróż w obie strony Europa–Nowy Jork emituje ~1,6 t CO₂ [26] na pasażera:

$$\frac{9,1 \text{ t}}{1,6 \text{ t/lot}} \approx 5,7 \text{ lotów.}$$

4. Udział drzew w pochłanianiu CO₂

Jeden dojrzały dąb pochłania ok. 22 kg CO₂ [27] rocznie, zatem aby zrównoważyć ślad węglowy przedmiotowej mikroinstalacji należy zasadzić:

$$\frac{9\,100 \text{ kg}}{22 \text{ kg/drzewo} \cdot \text{rok}} \approx 414 \text{ drzew.}$$

Rozważana mikroinstalacja PV „kosztuje” w emisjach ok. 9 t CO₂e na start, ale w ciągu eksploatacji (25 lat) wytworzy ponad 175 000 kWh czystej energii, unikając spalania paliw kopalnych.

Zatem już po ok. 1–2 latach pracy bilans netto (wyemitowane vs. uniknięte emisje) staje się ujemny, a przez kolejne dekady instalacja przynosi realne oszczędności w postaci nieemitowanego CO₂.

Aby skompensować 9,1 t CO₂e z cyklu życia mikroinstalacji 7 kWp, należy posadzić ok. 17 drzew rocznie (zakładając, że każde przez 25 lat pochłonie średnio 550 kg CO₂).

Przedstawiony powyżej tzw. ślad węglowy, w którym przeliczono łączną emisyjność wszystkich faz wynoszącą 52 g CO₂e/kWh na ekwiwalent CO₂, który wyniósł 9,1 t CO₂e odnosi się wyłącznie do kategorii Global Warming Potential (GWP), czyli emisji gazów cieplarnianych właśnie w ekwiwalencie CO₂. Pozostałe wskaźniki stanowiące odrębne kategorie wpływu środowiskowego, które w tradycyjnym ujęciu śladu węglowego nie są uwzględniane, a służą ocenie środowiskowej danej inwestycji to m.in.:

- ślad wodny,
- potencjał zakwaszenia,
- potencjał eutrofizacji,
- toksyczność.

Pozwalają one ocenić inne obciążenia jak: wodne, chemiczne, ekosystemowe, zdrowotne i zbierane są oddzielnie i raportowane jako niezależne wskaźniki (np. m³ wody, mol H⁺ eq, kg P eq, kg 1,4-DCB eq).

Pełny obraz wpływu dane inwestycji na środowisko naturalne można przeprowadzić poprzez kompletną analizę Life Cycle Impact Assessment, raportując każdą kategorię oddzielnie. Może się okazać, że chociaż instalacja ma niskie emisje CO₂,



to też zużywa pewną ilość wody i generuje inne obciążenia środowiskowe, które warto monitorować.

Ogólny wzór na ślad wodny (WF) instalacji PV można zapisać jako [30]:

$$WF = \frac{\sum_{k=1}^n W_k}{E_{life}} \quad (36)$$

gdzie:

W_k – objętość wody (w m^3) zużyta w fazie k-cyklu życia (produkcja paneli, BOS, montaż, eksploatacja, utylizacja),

n – liczba faz rozpatrywanych w LCA,

E_{life} – całkowita energia wyprodukowana w czasie życia instalacji (w kWh).

Chcąc wyróżnić składniki śladu wodnego wg standardu ISO 14046, dzieli się go na trzy frakcje:

$$WF_{total} = WF_{green} + WF_{blue} + WF_{grey} \quad (37)$$

gdzie:

WF_{green} – zużycie wody opadowej (m^3),

WF_{blue} – pobór wody powierzchniowej i gruntowej (m^3),

WF_{grey} – objętość wody potrzebna do rozcieńczenia zanieczyszczeń do przyjętego standardu jakości (m^3), wyliczana jako:

$$WF_{grey} = \frac{L_{pollutant}}{C_{max} - C_{ambient}} \quad (38)$$

gdzie:

$L_{pollutant}$ - masa emitowanego zanieczyszczenia (kg),

$C_{max} - C_{ambient}$ - odpowiednio dopuszczalne i tło stężenie wody (kg/m^3).

W praktyce dla mikroinstalacji PV większość autorów agreguje całkowite zużycie wody:

$$WF = \frac{W_{prod\ modułów} + W_{BOS} + W_{montaż} + W_{eksploatacja} + W_{EoL}}{P_{pk} \cdot H \cdot L} \quad (39)$$

gdzie:

$P_{pk} \cdot H \cdot L$ - łączna energia (kWh).



Oto ogólne wzory na wyliczenie każdej z tych kategorii w pełnym LCA (mid-point), oparte na zasadzie mnożenia wielkości emisji przez czynniki charakteryzacji (CF):

Ogólny wzór na potencjał zakwaszenia (Acidification Potential, AP) instalacji PV można zapisać jako [31]:

$$AP = \sum_i m_i \times CF_i^{AP} \quad (40)$$

gdzie:

m_i – masa emisji substancji i (kg),

CF_i^{AP} – współczynnik charakteryzacji dla substancji i (np. mol H^+ eq/kg lub kg SO_2 eq/kg).

Ogólny wzór na potencjał eutrofizacji (Eutrophication Potential, EP) instalacji PV można zapisać jako [30]:

$$EP_x = \sum_j m_j \times CF_j^{EP,x} \quad (41)$$

gdzie:

$CF_j^{EP, fw}$ – frakcja słodkowodna, morska, lądowa

Ogólny wzór na potencjał toksyczności (Toxicity Potential, TP) instalacji PV można zapisać jako:

$$TP_y = \sum_k m_k \times CF_k^{TP,y} \quad (42)$$

gdzie:

$CF_k^{TP,y}$ – toksyczność na człowieka ($y=HTP$) lub ekosystem ($y=ETP$).

Poniżej, w Tabeli 4 przedstawiono zestawienie wybranych dodatkowych wskaźników wpływu środowiskowego przeliczone na cały cykl życia analizowanej wyżej mikroinstalacji 7 kWp (przy założeniu średniego uzysku 1 000 kWh/kWp/rok i 25 lat eksploatacji, co daje łącznie uzysk na poziomie 175 000 kWh).

Na tej podstawie wnioskuje się, że instalacja w ciągu życia zużyje ok. 262 m³ wody, wygeneruje obciążenie kwaśne odpowiadające 21,7 mol H^+ , a eutrofizacja



ekosystemów to łącznie ok. 1,4 kg P (słodkowodna), 5,7 kg N (morska) i 47,3 mol N (lądowa).

Tabela 4. Emisja CO_2e dla poszczególnych faz cyklu życia przykładowej mikroinstalacji PV

Kategoria	Jednostka	Wartość per kWh	Łącznie dla 175 000 kWh
Ślad wodny	m ³ /kWh	0,0015 m ³ /kWh [28]	175 000 × 0,0015 = 262,5 m ³
Potencjał zakwaszenia	mol H ⁺ eq/kWh	1,24 × 10 ⁻⁴ mol H ⁺ eq/kWh [29]	175 000 × 1,24e-4 = 21,7 mol H ⁺ eq
Eutrofizacja słodkowodna	kg P eq/kWh	7,94 × 10 ⁻⁶ kg P eq/kWh [29]	175 000 × 7,94e-6 = 1,39 kg P eq
Eutrofizacja morska	kg N eq/kWh	3,25 × 10 ⁻⁵ kg N eq/kWh [29]	175 000 × 3,25e-5 = 5,69 kg N eq
Eutrofizacja lądowa	mol N eq/kWh	2,70 × 10 ⁻⁴ mol N eq/kWh [29]	175 000 × 2,70e-4 = 47,3 mol N eq



Na etapie opracowywania niniejszych materiałów dydaktycznych wykorzystana zostało wiedza i doświadczenie nabyte w ramach wizyt studyjnych w Instytucie Maszyn Przepływowych im. R. Szewalskiego Polskiej Akademii Nauk w Gdańsku, Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk - Konwersja Energii i Źródła Odnawialne KEZO w Jabłonnej oraz w Instytucie Technologii Paliw i Energii w Zabrzu, zrealizowanych w ramach projektu „Dostosowanie kształcenia w Politechnice Świętokrzyskiej do potrzeb współczesnej gospodarki” FERS.01.05-IP.08-0234/23. W szczególności dotyczy to zagadnień odnoszących się do najnowszych technologii, trendów badawczych oraz rozwiązań praktycznych stosowanych w obszarze energetyki rozproszonej ważnych dla studentów kierunków inżynierii środowiska oraz odnawialnych źródeł energii, pozwalających na lepsze zrozumienie zagadnień z jakimi spotykają się w pracy zawodowej jako inżynierowie, a także na świadome stosowanie innowacyjnych i prośrodowiskowych rozwiązań na każdym etapie procesu inwestycyjnego, zgodnych z ideą zrównoważonego rozwoju i zielonej transformacji.

Sylwia Wciślik



Spis literatury

1. 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.
2. Rozporządzenie Ministra Inwestycji i Rozwoju z dnia 6 września 2019 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Dz.U. 2019 poz. 1829).
3. PN-92/B-01706: 1992 Instalacje wodociągowe - Wymagania w projektowaniu.
4. PN-EN 1717:2003 Ochrona przed wtórnym zanieczyszczeniem wody w instalacjach wodociągowych i ogólne wymagania dotyczące urządzeń zapobiegających zanieczyszczaniu przez przepływ zwrotny
5. Rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (Dz. U. nr 75, poz. 690 z późniejszymi zmianami).
6. Wartości opałowe (WO) i wskaźniki emisji CO₂ (WE) w roku 2021 do raportowania w ramach Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji za rok 2024, KOBiZE, Warszawa, grudzień 2023.
7. geoportal360.pl [dostęp 04.04.2025]
8. <https://ongeo.pl/geoportal/kielce/fotowoltaika> [dostęp 04.04.2025]
9. EN 1991-4 (Eurocod 1) Oddziaływania na konstrukcje
10. https://www.keno-energy.com/index.php?go=kalkulator_zacienienia [dostęp 26.06.2025]
11. <https://pro-sun.pl/KAT/index.html> [dostęp 26.06.2025]
12. <https://easysolar.app/pl/kalkulator-zacienienia/> [dostęp 26.06.2025]
13. Wiedmann, T. i Minx, J. (2008). „A definition of ‘carbon footprint’”. *Ecological Economics*, 65(1), 1–11.
14. Greenhouse Gas Protocol (WRI/WBCSD). Corporate Accounting and Reporting Standard (2004) – podstawowa metodologia pomiaru emisji w organizacjach.
15. ISO 14040:2006 „Environmental management — Life cycle assessment — Principles and framework”.
16. ISO 14044:2006 „Environmental management — Life cycle assessment — Requirements and guidelines”.
17. United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC). „Kyoto Protocol” (1997) – pierwszy globalny traktat wymuszający raportowanie i redukcję emisji.
18. UNFCCC. „Paris Agreement” (2015) – zobowiązanie 196 państw do ograniczania globalnego ocieplenia poniżej 2 °C (preferowane 1,5 °C).



19. European Commission (2021). European Green Deal – ramy polityczne UE dla neutralności klimatycznej do 2050 r.
20. IPCC (2014). Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report – omówienie narzędzi pomiaru i redukcji emisji.
21. European Commission Joint Research Centre (JRC). PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System. Dostęp: <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis>
22. National Renewable Energy Laboratory. (2012). Life Cycle Greenhouse Gas Emissions of Crystalline Silicon Photovoltaic Electricity Generation. Golden, CO: U.S. Department of Energy.
23. International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme (IEA PVPS). (2024). Task 12 – LCA of Photovoltaic Systems.
24. European Environment Agency (EEA). (2021). Average CO₂ emissions from new passenger cars.
25. Główny Urząd Statystyczny (GUS). (2023). Bilans emisji gazów cieplarnianych w gospodarstwach domowych w Polsce.
26. Atmosfair. Flight Emissions Calculator. Dostęp: https://www.atmosfair.de/en/offset/flight_calculator
27. One Tree Planted. (n.d.). How Much Carbon Does a Tree Absorb?
28. Bošnjaković, M.; Santa, R.; Crnac, Z.; Bošnjaković, T. Environmental Impact of PV Power Systems. Sustainability 2023, 15, 11888. <https://doi.org/10.3390/su151511888>
29. Environmental Life Cycle Assessment of Passivated Emitter and Rear Contact (PERC) Photovoltaic Module Technology 2024. Report IEA-PVPS T12-26 : 2024.
30. National Institute for Public Health and the Environment (RIVM). (2016). ReCiPe 2016 – A harmonized life cycle impact assessment method (Report 2016-0104). Bilthoven: RIVM.
31. Xhafaj, H. (2024). How to convert mol of H⁺ in kg of SO₂ eq. in the acidification potential.