INSTYTUT GOSPODARKI
SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIĄ
POLSKIEJ AKADEMII NAUK

ISSN 1895-6823

Krzysztof Sornek

ANALIZA MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ MIKROSKALOWYCH SYSTEMÓW ENERGETYKI ODNAWIALNEJ POD KĄTEM POPRAWY CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKÓW

STUDIA
ROZPRAWY
MONOGRAFIE
217

INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIĄ
POLSKIEJ AKADEMII NAUK — KRAKÓW

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE **217**

Krzysztof Sornek

ANALIZA MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ MIKROSKALOWYCH SYSTEMÓW ENERGETYKI ODNAWIALNEJ POD KĄTEM POPRAWY CHARAKTERYSTYKI ENERGETYCZNEJ BUDYNKÓW

WYDAWNICTWO INSTYTUTU GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI
I ENERGIĄ PAN • KRAKÓW • 2023

KOMITET REDAKCYJNY

prof. dr hab. inż. Eugeniusz Mokrzycki (redaktor naczelny serii)
dr hab. inż. Lidia Gawlik (sekretarz redakcji), profesor instytutu
prof. dr hab. inż. Krzysztof Galos
dr hab. inż. Beata Kępińska, profesor instytutu
prof. dr hab. inż. Zenon Pilecki

RECENZENCI

em. prof. dr hab. inż. Stanisław Kandefer, Politechnika Krakowska
prof. dr hab. inż. Lech Lichołai, Politechnika Rzeszowska
dr hab. inż. Piotr Olczak, IGSMiE PAN

dr inż. Krzysztof Sornek – AGH Akademia Górniczo-Hutnicza
Wydział Energetyki i Paliw, Katedra Zrównoważonego Rozwoju Energetycznego

ADRES REDAKCJI
31-261 Kraków, ul. Józefa Wybickiego 7A
tel. 12-632-33-00, fax 12-632-35-24

Redaktor Wydawnictwa: Emilia Rydzewska-Smaza
Redaktor techniczny: Beata Stankiewicz

© Copyright by Autor
© Copyright by Instytut Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN – Wydawnictwo

Printed in Poland
Kraków 2023

ISSN 1895-6823
ISBN 978-83-67606-20-2
eISBN 978-83-67606-19-6

IGSMiE PAN – Wydawnictwo, Kraków 2023

Nakład 50 egz.
Objętość ark. wyd. 16,5; ark. druk. 25,5 (×8)
Druk i oprawa: TRADIVERS Magdalena Orska, ul. Władysława Reymonta 86, 32-065 Krzeszowice

Spis treści

Wykaz symboli i skrótów 5
1. Wprowadzenie 9
1.1. Zużycie energii w budynkach 18
1.1.1. Klimat zewnętrzny 19
1.1.2. Bryła budynku oraz zastosowanie rozwiązania konstrukcyjne 21
1.1.3. Usytuowanie budynku na działce i organizacja przestrzeni wewnętrznej 23
1.2. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w budynkach 24
1.3. Wkład do aktualnego stanu wiedzy 31
2. Badanie możliwości zwiększenia udziału energii promieniowania słonecznego i biomasy w wytwarzaniu ciepła na potrzeby grzewcze 33
2.1. Analiza możliwości poprawy charakterystyki energetycznej budynku przez wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej 33
2.1.1. Aktualny stan wiedzy 37
2.1.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych 42
2.1.3. Stanowisko badawcze 44
2.1.4. Procedura badawcza 48
2.1.5. Wyniki i dyskusja 56
2.1.6. Wnioski 74
2.2. Analiza wybranych sposobów poprawy efektywności środowiskowej miejscowych ogrzewczy pomieszczeń 76
2.2.1. Aktualny stan wiedzy 81
2.2.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych 83
2.2.3. Stanowisko badawcze 84
2.2.4. Procedura badawcza 87
2.2.5. Wyniki i dyskusja 90
2.2.6. Wnioski 99
3. Badanie wybranych możliwości zwiększenia wydajności pracy ogniw fotowoltaicznych ... 101
3.1. Opracowanie bezpośredniego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego pod kątem zwiększenia wydajności modułów fotowoltaicznych 101
3.1.1. Aktualny stan wiedzy 104
3.1.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych 107
3.1.3. Stanowisko badawcze 109

3.1.4. Procedura eksperymentalna 113
3.1.5. Wyniki i dyskusja 119
3.1.6. Wnioski 149
3.2. Badanie możliwości wykorzystania skoncentrowanego promieniowania słonecznego do poprawy wydajności ogniw fotowoltaicznych 151
3.2.1. Aktualny stan wiedzy 153
3.2.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych 156
3.2.3. Stanowisko badawcze 157
3.2.4. Procedura badawcza 160
3.2.5. Wyniki i dyskusja 162
3.2.6. Wnioski 168
Podsumowanie 170
Literatura 175
Analiza możliwości zwiększenia efektywności energetycznej mikroskalowych systemów energetyki odnawialnej pod kątem poprawy charakterystyki energetycznej budynków – Streszczenie 187
The possibility of increasing the energy efficiency of microscale renewable energy systems for improving the energy performance of buildings – Abstract 189

Wykaz symboli i skrótów

Symbole i oznaczenia:

α – kąt nachylenia

β – udział czasu działania wentylatorów wentylacji mechanicznej w miesiącu równy wykorzystaniu budynku w miesiącu

c_a – ciepło właściwe powietrza

$E_{el,pom}$ – roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemów technicznych

H_{ve} – współczynnik przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej

i – kolejny numer roku

I – natężenie prądu

I_0 – koszty początkowe

I_{MPP} – natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej

I_{sc} – natężenie prądu zwarcia

λ – współczynnik przewodzenia ciepła

n – liczba okresów

η_{APS} – sprawność akumulacyjnej przegrody słonecznej

$\eta_{H,gn,n}$ – współczynnik wykorzystania zysków ciepła w strefie ogrzewanej w danym miesiącu roku

$\eta_{H,tot}$ – średnia sezonowa sprawność systemu grzewczego

η_{oc} – skuteczność odzysku ciepła z powietrza wywiewanego

$\eta o_{c,n}$ – łączna miesięczna skuteczność zastosowania urządzenia do odzysku ciepła z powietrza wywiewanego przy wstępnym podgrzaniu powietrza nawiewanego

η_{tot} – sprawność całkowita

P – moc

P_{MPP} – moc w punkcie mocy maksymalnej

$Q_{H,ht,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej w danym miesiącu roku

$Q_{H,gn,n}$ – całkowite zyski ciepła w strefie ogrzewanej w danym miesiącu roku

$Q_{H,nd}$ – roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji

$Q_{tr,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej przez przenikanie w danym miesiącu

$Q_{ve,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej przez wentylację w danym miesiącu

r – stopa dyskontowa
q_a – gęstość powietrza
t_m – liczba godzin w miesiącu
$\theta_{int,H}$ – średnia temperatura wewnętrzna w strefie ogrzewanej
$\theta_{e,n}$ – średnia miesięczna temperatura powietrza zewnętrznego według danych klimatycznych z najbliższej stacji meteorologicznej względem lokalizacji budynku
t – temperatura
U – napięcie
U_C – współczynnik przenikania ciepła
$U_{C,\max}$ – wartość graniczna współczynnika przenikania ciepła
U_{MPP} – napięcie w punkcie mocy maksymalnej
U_{oc} – napięcie obwodu otwartego
V_{inf} – średni dodatkowy strumień powietrza zewnętrznego infiltrującego przez nieszczelności, spowodowany działaniem wiatru i wyporu termicznego w pomieszczeniach
V_{su} – średni podstawowy strumień powietrza zewnętrznego w strefie ogrzewanej
$V_{x,su}$ – średni dodatkowy strumień powietrza infiltrującego przez nieszczelności przy pracy wentylatorów w przypadku wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej
$w_{el,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej
$w_{H,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemu ogrzewania
w_i – współczynnik nakładu energii ze źródeł nieodnawialnych
Z_i – roczne oszczędności kosztów

Skróty:

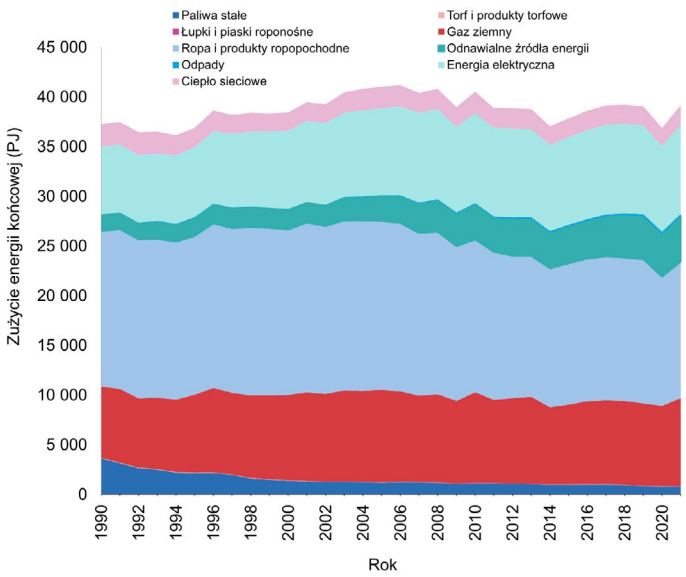
AKS – akumulacyjny komin słoneczny
APS – akumulacyjna przegroda słoneczna
ARE – Agencja Rynku Energii
AŚS – akumulacyjna ściana słoneczna
CdTe – tellurek kadmu (z ang. *Cadmium Telluride*)
CFD – obliczeniowa mechanika płynów (z ang. *Computational Fluid Dynamics*)
CIGS – miedź, ind, gal i selen (z ang. *Copper Indium Gallium Selenide*)
CIS – miedź, ind i selen (z ang. *Copper Indium Selenide*)
CO – tlenek węgla
CO_2 – dwutlenek węgla
COC – kondensujące związki organiczne (z ang. *Condensable Organic Compounds*)
COP – współczynnik wydajności (z ang. *Coefficient of Performance*)
CPC – złożone koncentratory paraboliczne (z ang. *Compound Parabolic Collector*)
CPV – fotowoltaika koncentratorowa (z ang. *Concentrated Photovoltaic*)
CPVT – fotowoltaika koncentratorowa i cieplna (z ang. *Concentrated Photovoltaic Thermal*)
CR – stopień skupiania promieniowania słonecznego (z ang. *Concentration Ratio*)

CSP – skoncentrowane promieniowanie słoneczne (z ang. *Concentrated Solar Power*)
$DSSC$ – barwnikowe ogniwa fotowoltaiczne (z ang. *Dye–sensitized Solar Cell*)
$DTIRC$ – koncentratory dielektryczne całkowitego wewnętrznego odbicia (z ang. *Dielectric Totally Internally Reflecting Concentrator*)
ΔEP_C – cząstkowa wartość wskaźnika EP na potrzeby chłodzenia
ΔEP_L – cząstkowa wartość wskaźnika EP na potrzeby oświetlenia
ED – wskaźnik energii dostarczonej netto
EU – wskaźnik zapotrzebowania budynku na energię użytkową
EK – wskaźnik zapotrzebowania budynku na energię końcową
EP – wskaźnik zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną
EP_{H+W} – cząstkowa wartość wskaźnika EP na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej
$HAWT$ – turbiny wiatrowe z poziomą osią obrotu (z ang. *Horizontal Axis Wind Turbine*)
HC – węglowodory
HCl – kwas solny
$HCPV$ – wysokoskupiające koncentratory promieniowania słonecznego (z ang. *High Concentrator Photovoltaic*)
$IMiGW$ – Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej
$LCPV$ – niskoskupiające koncentratory promieniowania słonecznego (z ang. *Low Concentrator Photovoltaic*)
LZO – lotne związki organiczne
$MCPV$ – średnioskupiające koncentratory promieniowania słonecznego (z ang. *Medium Concentrator Photovoltaic*)
NCF_i – przepływy pieniężne netto w danym okresie i
NO – tlenek azotu
NO_2 – dwutlenek azotu
NO_x – tlenki azotu
NPV – wartość bieżąca netto (z ang. *Net Present Value*)
$nZEB$ – budynki zeroenergetyczne
OGC – organiczne związki gazowe
OZE – odnawialne źródła energii
PC – komputer
PCM – materiały zmiennofazowe (z ang. *Phase Change Materials*)
PI – wskaźnik rentowności (z ang. *Profitability Index*)
PLC – rogramowalny sterownik logiczny (z ang. *Programmable Logic Controller*)
PM – cząstki stałe (z ang. *Particulate Matter*)
PV – fotowoltaika
PV/T – kolektor hybrydowy (z ang. *Photovoltaic/Thermal*)
QDC – koncentrator z kropkami kwantowymi (z ang. *Quantum Dot Concentrator*)
$SCOP$ – sezonowy współczynnik wydajności (z ang. *Seasonal Coefficent of Performance*)
SO_2 – tlenki siarki

SPBT – prosty okres zwrotu (z ang. *Simply Payback Time*)
TLUD – palnik zgazowujący górnego rozpału (z ang. *Top–lit Updraft Gasifier*)
UE – Unia Europejska
VAWT – turbiny wiatrowe z pionową osią obrotu (z ang. *Vertical Axis Wind Turbine*)
WWA – wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne

1. Wprowadzenie

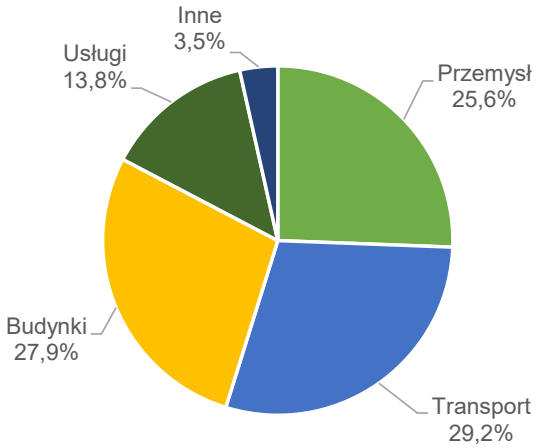
Całkowite zużycie energii końcowej w krajach Unii Europejskiej (UE) w 2021 r. wyniosło 39 351 PJ. Przeważająca część tej wartości była związana z wykorzystaniem konwencjonalnych paliw i źródeł energii. Biorąc pod uwagę dane historyczne, można zauważyć, że na przestrzeni lat 1990–2021 zmalał łączny udział konwencjonalnych paliw i źródeł energii, a wzrósł udział odnawialnych źródeł energii (OZE). Zmieniła się również struktura wykorzystania poszczególnych paliw i nośników energii (rys. 1). Przykładowo, udział paliw stałych w końcowym zużyciu energii spadł z poziomu 9,6% w 1990 roku do 2,0% w 2021 roku, natomiast udział gazu ziemnego wzrósł z 18,8% w 1990 roku do 22,6% w 2021 roku. Udział odnawialnych źródeł energii w tym okresie wzrósł z 4,3 do 11,8% (EUROSTAT Statistics Explained 2023a). Biorąc pod uwagę aktualną politykę klimatyczną Unii Europejskiej, można stwierdzić, że udział odnawialnych i alternatywnych źródeł energii będzie znacząco wzrastał w kolejnych latach.



Rys. 1. Udział paliw i nośników energii w zużyciu energii końcowej
w Unii Europejskiej w latach 1990–2021 (EUROSTAT Statistics Explained 2023a)

Fig. 1. Share of fuels and energy carriers in final energy consumption in the EU countries from 1990 to 2021

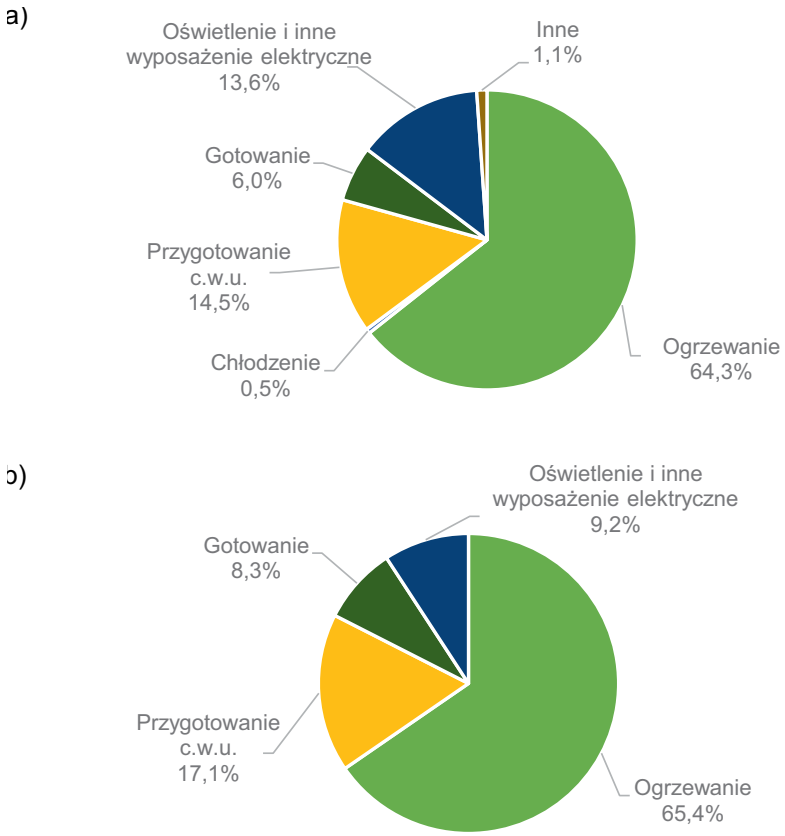
Znaczącym udziałem w całkowitym zużyciu energii końcowej w Unii Europejskiej odznaczają się sektory budownictwa i usług. W 2021 roku sektory te odpowiadały łącznie za 41,7% całkowitego zużycia energii końcowej (rys. 2). Biorąc pod uwagę okres ostatnich 15 lat (2007–2021), można stwierdzić, że wielkość zużycia energii w tych sektorach wzrosła odpowiednio o 5,0 i 2,4%. Energochłonność budynków jest związana przede wszystkim z potrzebami grzewczymi, które odpowiadają za zużycie energii końcowej na poziomie 64,3% w krajach Unii Europejskiej oraz 65,4% w Polsce. Drugą pod kątem zapotrzebowania na energię końcową jest instalacja przygotowania ciepłej wody użytkowej, która odpowiada za zużycie na poziome 14,5% (UE) i 17,1% (Polska). Mniejsza ilość energii konsumowana jest przez oświetlenie i wyposażenie elektryczne (13,6% w krajach UE, 9,2% w Polsce) (EUROSTAT Statistics Explained 2023b). Szczegółowy rozkład potrzeb energetycznych budynków mieszkalnych został pokazany na rysunku 3.



Rys. 2. Struktura zużycia energii końcowej w krajach Unii Europejskiej (EUROSTAT Statistics Explained 2023a)

Fig. 2. Final energy consumption by sector in the EU countries

Ciepło niezbędne do funkcjonowania budynków jest generowane z wykorzystaniem konwencjonalnych paliw i nośników energii (w tym gazu ziemnego, węgla kamiennego, oleju opałowego itp.), a także z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii. Dominujący udział w wytwarzaniu ciepła mają domowe urządzenia grzewcze (w tym kotły, pompy ciepła, miejscowe ogrzewacze pomieszczeń itp.). Biorąc pod uwagę dane statystyczne, w strukturze zużycia nośników energii w budynkach UE w 2021 r. największy udział posiadał gaz ziemny (33,5%), stosowany jako paliwo w domowych kotłach centralnego ogrzewania. Na drugim miejscu sklasyfikowana została energii elektryczna (24,6%), a na trzeciej pozycji – instalacje odnawialnych źródeł energii (21,2%). Z kolei w Polsce, w 2021 r. dominowało zużycie energii wytwarzanej ze źródeł odnawialnych (24,4%), a na kolejnych miejscach znalazły się paliwa stałe (21,9%) i gaz ziemny (20,6%) (EUROSTAT Statistics Explained 2023a). Tak

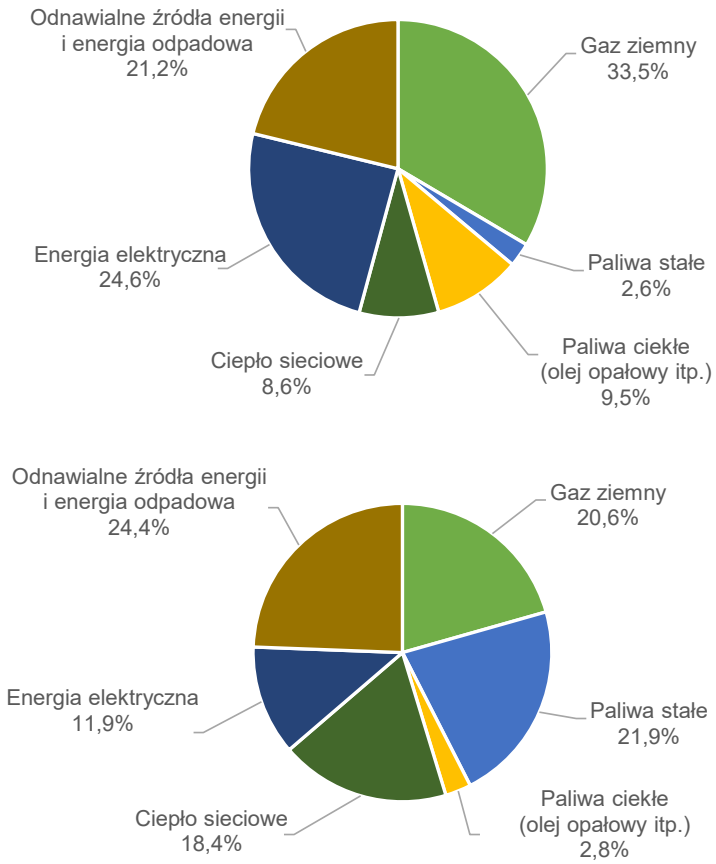


Rys. 3. Struktura zużycia energii w gospodarstwach domowych w Unii Europejskiej (a) oraz w Polsce (b) (EUROSTAT Statistics Explained 2023b)

Fig. 3. Energy consumption in households in the EU countries (a) and in Poland (b)

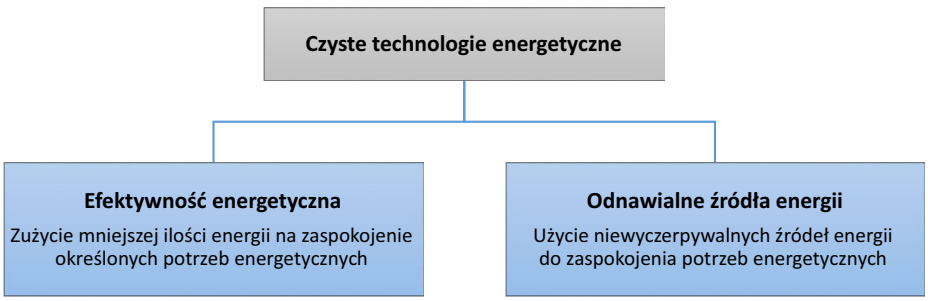
znaczący udział OZE w strukturze zużycia energii w budynkach w Polsce wynikał z kilku czynników, wśród których wymienić można aktualną sytuację geopolityczną oraz centralne i lokalne działania podejmowane na rzecz wymiany starych źródeł ciepła na nowe, niskoemisyjne. Struktura zużycia nośników energii w budynkach w krajach Unii Europejskiej oraz w Polsce została przedstawiona na rysunku 4.

Biorąc pod uwagę dążenia do zapewnienia zeroemisyjności nowych budynków, konieczne jest wdrożenie rozwiązań czystych technologii energetycznych. Pojęcie „czystych technologii energetycznych" obejmuje zarówno przedsięwzięcia poprawiające **efektywność energetyczną** (tj. zaspokojenie określonych potrzeb mniejszą ilością energii), jak również zastąpienie konwencjonalnych paliw przez **odnawialne źródła energii** (rys. 5). Właściwe połączenie tych dwóch aspektów stanowi istotę projektowania nowoczesnych, energooszczędnych budynków, a także jest kluczowe przy termomodernizacji istniejących obiektów. Zapewnienie



Rys. 4. Struktura zużycia nośników energii w budynkach w krajach Unii Europejskiej (a) oraz w Polsce (b) (EUROSTAT Statistics Explained 2023b)

Fig. 4. Consumption of fuels and energy carriers in buildings in the EU countries (a) and in Poland (b)



Rys. 5. Czyste technologie energetyczne w budownictwie

Fig. 5. Clean energy technologies in the building sector

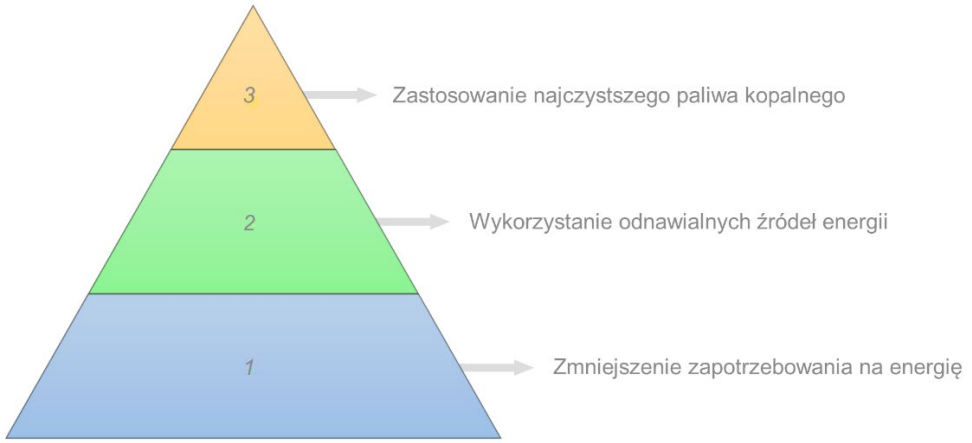
wysokiej efektywności energetycznej i wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych pozwala na zapewnienie komfortu użytkowania budynku przy jednoczesnym zachowaniu kosztów eksploatacyjnych na racjonalnym poziomie.

Wdrożenie rozwiązań z zakresu czystych technologii energetycznych stanowi kluczowy element strategii efektywnego energetycznie projektowania budynków – tzw. piramid efektywności energetycznej. Wymienić można tutaj m.in. pięciokrokową strategię efektywnego energetycznie projektowania (rys. 6) oraz strategię *Trias Energetica* (rys. 7). W obu przypadkach podstawą piramidy, a więc zasadniczą pozycją strategii, jest zmniejszenie zapotrzebowania na energię. Zgodnie z tym podejściem, kolejność rozpatrywania przedsięwzięć z zakresu czystych technologii energetycznych obejmuje w pierwszej kolejności ograniczenie zużycia ciepła (np. poprzez zapewnienie wysokiej termoizolacyjności przegród budowlanych, wysokiej jakości stolarki okiennej, eliminację mostków cieplnych itp.) oraz energii elektrycznej (np. poprzez zastosowanie urządzeń o wysokim standardzie energetycznym, automatyki budynkowej itp.), a dopiero później zastosowanie odnawialnych źródeł energii. Takie podejście pozwala na zmniejszenie zapotrzebowania na energię, którą to mniejszą ilość można będzie w całości lub częściowo zastąpić energią odnawialną.

Rys. 6. Pięciokrokowa strategia efektywnego energetycznie projektowania (SOLBET b.d.)

Fig. 6. A five-step strategy for energy-efficient design

Pięciokrokowa strategia efektywnego energetycznie projektowania oraz strategia *Trias Energetica* stanowią ogólny drogowskaz w kierunku projektowania i wdrażania budynków energooszczędnych. W praktyce projektowej i użytkowej stosowane są zapisy wynikające z obowiązujących aktów prawnych, w tym przede wszystkim ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane (Ustawa 1994), ustawy z dn. 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce



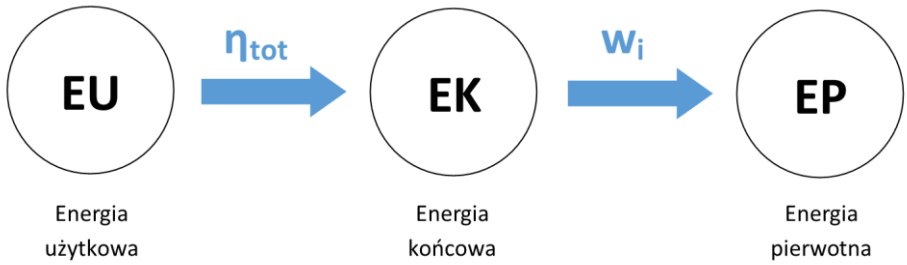
Rys. 7. Strategia Trias Energetica (Firląg i Chmielewski 2019)

Fig. 7. Trias Energetica strategy

energetycznej budynków (ISAP 2014) oraz rozporządzenia Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie (ISAP 2002). Zgodnie z Prawem budowlanym, obiekt budowlany jako całość oraz jego poszczególne części należy projektować i budować w sposób określony w przepisach, w tym techniczno-budowlanych, oraz zgodnie z zasadami wiedzy technicznej, zapewniając oszczędności energii i izolacyjności cieplnej oraz zrównoważonego wykorzystania zasobów naturalnych (art. 5, ust. 1, pkt. 1f i 1g), a także warunki użytkowe zgodne z przeznaczeniem obiektu, w szczególności w zakresie zaopatrzenia w wodę i energię elektryczną oraz, odpowiednio do potrzeb, w ciepło i paliwa, przy założeniu efektywnego wykorzystania tych czynników (art. 5, ust. 1, pkt. 2a). Ponadto, obiekt budowlany należy użytkować w sposób zgodny z jego przeznaczeniem i wymaganiami ochrony środowiska (art. 5, ust. 2). Szczegółowe wytyczne w zakresie spełnienia wymagań wynikających z Prawa budowlanego zostały zawarte w rozporządzeniu w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Zgodnie z treścią rozporządzenia, budynek i jego instalacje ogrzewcze, wentylacyjne, klimatyzacyjne, ciepłej wody użytkowej, a w przypadku budynków użyteczności publicznej, zamieszkania zbiorowego, produkcyjnych, gospodarczych i magazynowych – również oświetlenia wbudowanego, powinny być zaprojektowane i wykonane w sposób zapewniający spełnienie następujących wymagań minimalnych:

— wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną *EP*, obliczona według przepisów wydanych na podstawie art. 15 ustawy o charakterystyce energetycznej budynków, jest mniejsza lub równa wartości maksymalnej,
— przegrody oraz wyposażenie techniczne budynku odpowiadają przynajmniej wymaganiom izolacyjności cieplnej określonym w załączniku nr 2 do rozporządzenia.

Biorąc pod uwagę powyższe zapisy, wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną *EP* oraz współczynnik przenikania ciepła U_C, można określić mianem filarów energooszczędności budynków. Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną *EP* wskazuje, jaka ilość energii nieodnawialnej jest czerpana ze środowiska naturalnego w ciągu roku przez budynek, by wytworzyć energię końcową dla celów ogrzewania, chłodzenia, wentylacji, przygotowania ciepłej wody użytkowej, chłodzenia oraz oświetlenia wbudowanego (wraz z energią elektryczną potrzebną do zasilania pomp, wentylatorów, regulatorów i innych urządzeń pomocniczych). W toku obliczania współczynnika *EP* bierze się pod uwagę wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na energię użytkową (*EU*), sprawność całkowitą poszczególnych systemów technicznych (η_{tot}) oraz wartości współczynnika nakładu energii ze źródeł nieodnawialnych (w_i) odpowiadające zastosowanemu nośnikowi energii (rys. 8).



Rys. 8. Schemat obliczania wskaźników rocznego zapotrzebowania na energię końcową oraz pierwotną

Fig. 8. The way of calculating the indicators of final energy demand and primary energy demand

Maksymalną wartość wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną *EP* (tj. największą wartość, jaką zgodnie z rozporządzeniem (ISAP 2002) może przyjąć wskaźnik *EP*) oblicza się z wykorzystaniem równania (1).

$$EP = EP_{H+W} + \Delta EP_C + \Delta EP_L \quad [\mathrm{kWh/(m^2 rok)}] \tag{1}$$

gdzie:

- EP_{H+W} – cząstkowa wartość wskaźnika *EP* na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej,
- ΔEP_C – cząstkowa wartość wskaźnika *EP* na potrzeby chłodzenia,
- ΔEP_L – cząstkowa wartość wskaźnika *EP* na potrzeby oświetlenia.

Graniczne wartości cząstkowe wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną *EP* na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także na potrzeby chłodzenia i oświetlenia zostały zestawione w poniższej tabeli (tab. 1). Podane w tabeli wartości są wartościami obowiązującymi od 31 grudnia 2021 r.

Tabela 1

Graniczne wartości cząstkowe wskaźnika *EP* na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej, a także na potrzeby chłodzenia i oświetlenia (ISAP 2002)

Table 1

The maximum allowed values of the EP index for heating, ventilation and hot water preparation, as well as for cooling and lighting purposes

Rodzaj budynku	EP_{H+W} [kWh/(m^{2}rok)]	ΔEP_C [kWh/(m^{2}rok)]	ΔEP_L [kWh/(m^{2}rok)]
Budynek mieszkalny: a) jednorodzinny b) wielorodzinny	 70 65	$5 \cdot A_{f,C}/A_f$	0
Budynek zamieszkania zbiorowego	75	$25 \cdot A_{f,C}/A_f$	25 (dla $t_o < 2500$) 50 (dla $t_o \geq 2500$)
Budynek użyteczności publicznej: a) opieki zdrowotnej b) pozostałe	 190 45		
Budynek gospodarczy, magazynowy i produkcyjny	70		

A_f – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (ogrzewana lub chłodzona) [m^2],
$A_{f,C}$ – powierzchnia pomieszczeń o regulowanej temperaturze powietrza (chłodzona) [m^2],
t_o – czas działania oświetlenia w ciągu roku [h/rok].

Zgodnie z projektem rozporządzenia w sprawie metodologii wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz sporządzania świadectw charakterystyki energetycznej z 30.01.2023 (Ministerstwo RiT 2023), z wartościami wskaźnika *EP* mają być powiązane klasy energetyczne budynków. Proponowana klasyfikacja obejmuje klasy od A+ (najwyższa) do G (najniższa). Dodatkowo, klasa A+ i A odpowiadają budynkom wytwarzającym zerową emisję dwutlenku węgla na miejscu z paliw kopalnych. Poza odniesieniem klas energetycznych do wartości wskaźnika *EP*, projekt rozporządzenia uwzględnia również podział klas energetycznych w oparciu o wartości wskaźnika zapotrzebowania na energię dostarczoną netto *ED* (różnica pomiędzy energią końcową dostarczoną a wyeksportowaną). Przykładowe wartości graniczne wskaźników *EP* i *ED* dla klas energetycznych budynków mieszkalnych jednorodzinnych zostały przedstawione w tabeli 2.

Wartości współczynnika przenikania ciepła U_C ścian, dachów, stropów i stropodachów dla wszystkich rodzajów budynków, obliczone zgodnie z normami dotyczącymi obliczania oporu cieplnego i współczynnika przenikania ciepła oraz przenoszenia ciepła przez grunt, nie mogą być większe niż wartości $U_{C,\max}$ określone w rozporządzeniu (ISAP 2002). Analogicznie, wartości współczynnika przenikania ciepła U_C okien, drzwi balkonowych, drzwi zewnętrznych oraz powierzchni przezroczystych nieotwieralnych, dla wszystkich rodzajów budynków, nie mogą być większe niż wartości $U_{C,\max}$ określone w rozporządzeniu. Przykładowo, graniczne wartości współczynnika $U_{C,\max}$ dla ścian zewnętrznych wynoszą odpowiednio:

Tabela 2

Zakładane wartości graniczne wskaźnika *EP* i *ED* dla klas energetycznych na przykładzie budynku mieszkalnego jednorodzinnego (Ministerstwo RiT 2023)

Table 2

The assumed maximum values of EP and ED indexes for energy classification on the example of a single-family residential building

Klasa energetyczna	Graniczna wartość wskaźnika *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	Graniczna wartość wskaźnika *ED* [kWh/(m^{2}rok)]
A+	$EP \leq 0$	$EP \leq 0$
A	$0 < EP \leq 63$	$0 < EP \leq 57$
B	$63 < EP \leq 75$	$57 < EP \leq 65$
C	$75 < EP \leq 94$	$75 < EP \leq 81$
D	$94 < EP \leq 113$	$81 < EP \leq 97$
E	$113 < EP \leq 131$	$97 < EP \leq 113$
F	$131 < EP \leq 150$	$113 < EP \leq 129$
G	$150 < EP$	$129 < EP$

— 0,20 W/(m^{2}K) przy temperaturze wewnętrznej ≥ 16°C,
— 0,45 W/(m^{2}K) przy temperaturze wewnętrznej z zakresu 8–16°C,
— 0,90 W/(m^{2}K) przy temperaturze wewnętrznej < 8°C (ISAP 2002).

Inne wymogi dotyczą ścian wewnętrznych, ścian nieogrzewanych kondygnacji podziemnych, ścian przyległych do szczelin dylatacyjnych, dachów, stropodachów i stropów zewnętrznych, podłóg na gruncie, stropów nad pomieszczeniami nieogrzewanymi, stropów nad ogrzewanymi pomieszczeniami podziemnymi oraz stropów międzykondygnacyjnych. W przypadku okien zewnętrznych (z wyjątkiem okien połaciowych), drzwi balkonowych oraz powierzchni przezroczystych nieotwieralnych, graniczne wartości współczynnika $U_{C,\max}$ są równe:

— 0,90 W/(m^{2}K) przy temperaturze wewnętrznej ≥ 16°C,
— 1,40 W/(m^{2}K) przy temperaturze wewnętrznej < 16°C (ISAP 2002).

Powyższe wartości są szczególnie istotne z punktu widzenia projektowania obudowy zewnętrznej budynku, w tym w kontekście potencjalnego wdrażania rozwiązań obejmujących zastosowanie pasywnych systemów słonecznych.

W kontekście obowiązujących i aktualnie tworzonych przepisów prawnych należy zwrócić uwagę na zapisy dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (EUR-Lex 2010) oraz dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniającej dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (EUR-Lex 2018). Zgodnie z zapisami dyrektywy 2010/31/UE, wszystkie nowe budynki w Unii Europejskiej powinny być od 2021 r. budowane w standardzie niemal zeroenergetycznym, gdzie niemal zerowa

lub bardzo niska ilość energii powinna być w bardzo znacznym stopniu pokrywana przez energię ze źródeł odnawialnych, w tym energię odnawialną wytwarzaną na miejscu lub w pobliżu. Ponadto, zgodnie z oryginalnymi zapisami dyrektywy 2018/844/UE, do 2050 r. wszystkie budynki (także te wybudowane wcześniej) miały spełniać wymagania standardu zeroenergetycznego (nZEB). Dokonana w marcu 2023 r. aktualizacja tej dyrektywy wprowadziła wymóg, aby wszystkie nowe budynki spełniały wymóg zeroemisyjności do 2028 r. (do 2026 r. zeroemisyjne mają stać się budynki zajmowane lub eksploatowane przez władze publiczne, a także do nich należące). Dodatkowo, do 2028 r. wszystkie nowe budynki powinny być wyposażone w technologie energii słonecznej, jeżeli jest to wykonalne pod względem technicznym i ekonomicznym.

Rosnące wymogi formalne względem nowych i istniejących budynków mieszkalnych powodują, że zasadne jest poszukiwanie rozwiązań technicznych ograniczających zużycie energii w budynkach oraz rozwiązań zapewniających wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii.

1.1. Zużycie energii w budynkach

Jak zostało wskazane wcześniej, ponad 60% energii końcowej dostarczanej do budynków jest zużywane na pokrycie potrzeb grzewczych (a uwzględniając dodatkowo zapotrzebowanie na energię do podgrzania wody użytkowej, wartość ta wynosi 79,2% w krajach Unii Europejskiej oraz 82,2% w Polsce). Ograniczenie zapotrzebowania budynku na ciepło wiąże się nie tylko z zapewnieniem energooszczędnych rozwiązań konstrukcyjnych. Istotne są także aspekty związane m.in. z lokalnym mikroklimatem oraz bezpośrednim otoczeniem budynku. Do najważniejszych czynników mających wpływ na zużycie ciepła i energii elektrycznej w budynku należą:

- klimat zewnętrzny oraz otoczenie budynku,
- standard energetyczny budynku, na który wpływają w szczególności:
  - wielkość i kształt budynku (ogrzewana powierzchnia, kubatura),
  - materiały zastosowane do wykonania przegród, grubość izolacji termicznej,
  - układ pomieszczeń,
  - powierzchnia przeszklenia i usytuowanie okien względem stron świata,
  - rozwiązania architektoniczne eliminujące powstawanie mostków termicznych,
  - rozwiązania w zakresie systemu wentylacji, systemu grzewczego, systemu przygotowania c.w.u. oraz systemu chłodniczego,
- rodzaj oświetlenia, zastosowanie źródła światła oraz sposób regulacji pracą instalacji oświetleniowej,
- rodzaj, liczba oraz klasa energetyczna urządzeń elektrycznych i elektronicznych,
- liczba użytkowników i sposób użytkowania budynku (np. preferencje w zakresie komfortu cieplnego, nawyki itp.).

1.1.1. Klimat zewnętrzny

Polska leży w strefie klimatu umiarkowanego ciepłego. Elementem charakterystycznym dla Polski jest przejściowość pomiędzy klimatem oceanicznym (morskim) a kontynentalnym spowodowana położeniem geograficznym (położenie między Atlantykiem na zachodzie a Azją na wschodzie). Na potrzeby obliczeń cieplnych, zgodnie z załącznikiem krajowym do normy PN-EN 12831:2006, Polska została podzielona na pięć stref klimatycznych (rys. 9).

Rys. 9. Podział Polski na strefy klimatyczne zgodnie z załącznikiem krajowym normy PN-EN 12831:2006 (PKN 2006)

Fig. 9. Climatic zones in Poland according to the national annex of PN-EN 12831:2006 standard

Poszczególnym strefom klimatycznym zostały przypisane odpowiednie wartości projektowej temperatury zewnętrznej oraz średniej rocznej temperatury zewnętrznej (tab. 3). Wartości te są uwzględniane przy obliczaniu projektowego obciążenia cieplnego budynków.

Z drugiej strony, biorąc pod uwagę typowe lata meteorologiczne, można określić średnioroczne wartości nasłonecznienia, wartości temperatury oraz prędkości wiatru dla wybranych lokalizacji w Polsce. Informacje zawarte w typowych latach meteorologicznych pochodzą z danych Instytutu Meteorologii i Gospodarki Wodnej (IMiGW). Wygenerowane zbiory zawierają dane źródłowe z okresu trzydziestu lat, począwszy od 1971 r., a skończywszy na 2000 roku. Spośród 61 stacji, dla których zostały wygenerowane dane źródłowe, 43 stacje posiadają pełne ciągi danych dla 30 lat. Dla pozostałych stacji meteorologicznych długości ciągów danych źródłowych wynoszą od 11 do 29 lat (Ministerstwo RiT 2019). Na rysunku 10 przedstawiono średnioroczne wartości nasłonecznienia przypadającego na powierzchnię

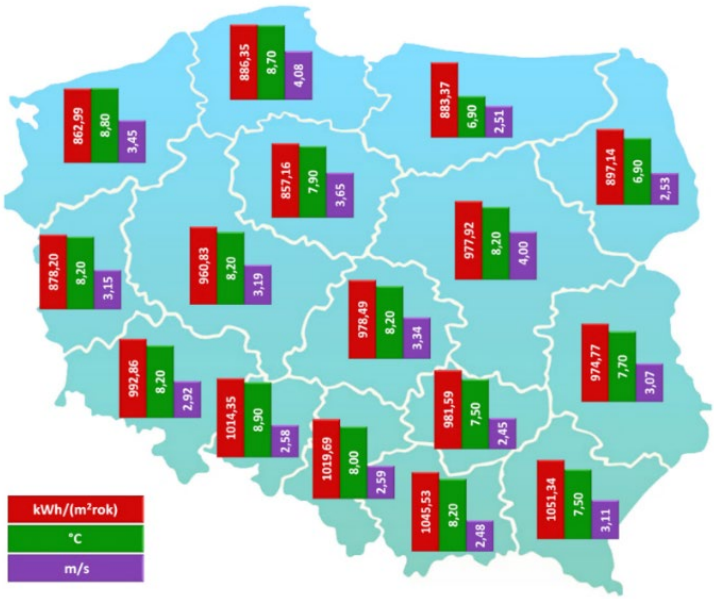
Tabela 3

Projektowa temperatura zewnętrzna i średnia roczna temperatura zewnętrzna wg załącznika krajowego normy PN-EN 12831:2006 (PKN 2006)

Table 3

Projected outdoor temperature and average annual outdoor temperature according to the national annex of the PN-EN 1281:2006 standard

Strefa klimatyczna	Projektowa temperatura zewnętrzna [°C]	Średnia roczna temperatura zewnętrzna [°C]
I	–16	7,7
II	–18	7,9
III	–20	7,6
IV	–22	6,9
V	–24	5,5



Rys. 10. Średnioroczne wartości nasłonecznienia, temperatury powietrza zewnętrznego oraz prędkości wiatru na przykładzie miast wojewódzkich w Polsce (Ministerstwo RiT 2019)

Fig. 10. Average annual values of insolation, outdoor air temperature and wind speed on the example of provincial cities in Poland

poziomą, średnioroczne wartości prędkości wiatru oraz średnioroczne wartości temperatury powietrza zewnętrznego na przykładzie miast wojewódzkich. Jak wynika z danych zawartych na rysunku, największe wartości nasłonecznienia są obserwowane w południowej części Polski (gdzie przekraczają poziom 1000 kWh/(m^{2}rok)), podczas gdy największa prędkość

wiatru – na północy Polski (powyżej 4 m/s). Średnioroczna wartość temperatury w przeważającej części kraju waha się od 7,5 do 8,8°C i jedynie na północnym wschodzie spada poniżej 7,0°C. Przykład ten pokazuje, że lokalizacja budynku ma istotne znaczenie z punktu widzenia zapotrzebowania budynku na energię do ogrzewania.

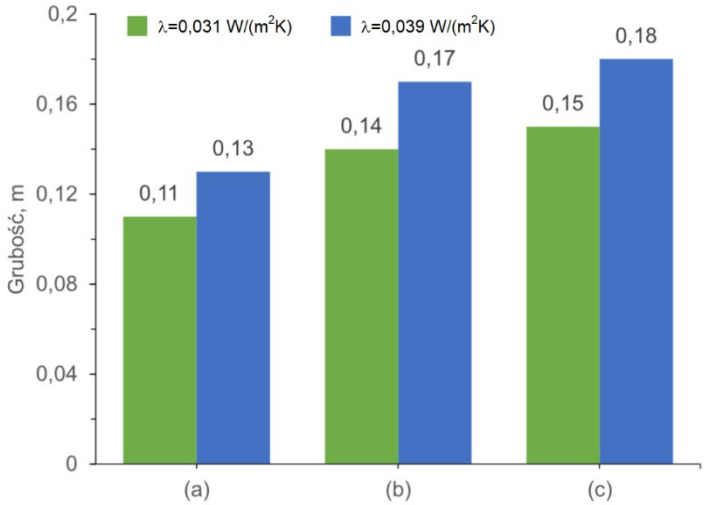
1.1.2. Bryła budynku oraz zastosowanie rozwiązania konstrukcyjne

W ogólnym ujęciu bryła budynku i zastosowane rozwiązania konstrukcyjne w dużym stopniu wpływają na straty ciepła do otoczenia. Architektura budynku o niskim zapotrzebowaniu na ciepło do ogrzewania wyróżnia się kilkoma cechami, które mają znaczący wpływ na racjonalność ekonomiczną inwestycji:

— zwarta bryła budynku,
— dopasowana do liczby użytkowników powierzchnia domu oraz liczba kondygnacji,
— prosty kształt dachu.

Zalecane formy architektoniczne budynku energooszczędnego obejmują w szczególności bryłę prostopadłościenną z dachem dwuspadowym, bryłę w kształcie sześcianu z dachem pulpitowym oraz bryłę prostopadłościenną z płaskim dachem. Dzięki temu stosunek powierzchni przestrzeni przegród budowlanych oddzielających część wewnętrzną budynku od środowiska zewnętrznego i przestrzeni nieogrzewanych do kubatury ogrzewanej części budynku (określany jako współczynnik kształtu A/V) jest na racjonalnie niskim poziomie. Im niższa wartość współczynnika kształtu, tym mniejsze zużycie ciepła. Przykładowo, dla budynków pasywnych wartość współczynnika A/V waha się od 0,75 do 1,25.

Kolejnym aspektem związanym z bryłą budynku jest stosowanie materiałów o niskiej wartości współczynnika przewodzenia ciepła λ oraz stosowanie rozwiązań konstrukcyjnych eliminujących występowanie liniowych i punktowych mostków cieplnych. Zastosowanie materiałów energooszczędnych jest warunkiem uzyskania współczynników przenikania ciepła co najmniej spełniających aktualne wymogi prawne (jak już wcześniej zostało wspomniane). Na rysunku 11 przedstawiono zależność między minimalną grubością izolacji termicznej wymaganą do uzyskania współczynnika przenikania ciepła U_C przegrody pionowej a wartością współczynnika przewodzenia ciepła λ i rodzajem materiału, z którego jest wykonana warstwa konstrukcyjna. Jak wynika z pokazanego przykładu, w przypadku ściany konstrukcyjnej o grubości 24,0 cm i współczynniku przewodzenia ciepła λ wynoszącym od 0,16 do 0,77 W/(mK), wymagana grubość izolacji termicznej wynosi od 11,0 do 15,0 cm (uwzględniając materiał izolacyjny o współczynniku λ = 0,031 W/(mK)) oraz od 13,0 do 18,0 cm (uwzględniając materiał izolacyjny o współczynniku λ = 0,039 W/(mK)). Z drugiej strony można wykazać, że stosując bloczki betonowe o współczynniku przewodzenia ciepła λ = 0,095 W/(mK), możliwe jest uzyskanie wymaganej wartości współczynnika przenikania ciepła U_C bez stosowania dodatkowej warstwy izolacji termicznej. Grubość przegrody jednowarstwowej z bloczków betonowych o współczynniku λ = 0,095 W/(mK) powinna w takim przypadku wynosić 48,0 cm. Dalsze zwiększanie wartości współczynnika przenikania ciepła U_C pozwoli poprawić

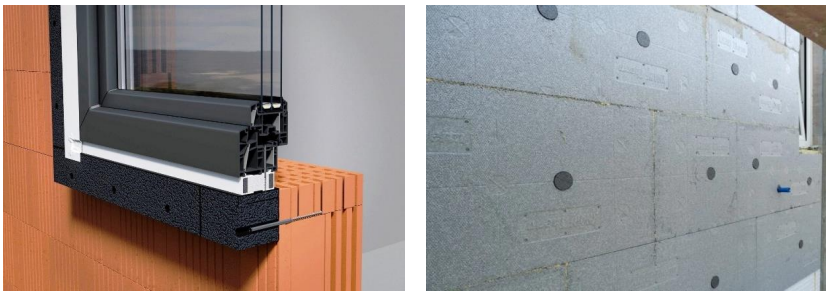


Rys. 11. Minimalna grubość izolacji termicznej wymagana do uzyskania współczynnika przenikania ciepła U_C przegrody pionowej na poziomie wymaganym przez WT2021 w przypadku zastosowania warstwy konstrukcyjnej w postaci bloczków z betonu komórkowego o wsp. λ = 0,095 W/(mK) (a), bloczków z betonu komórkowego o wsp. λ = 0,160 W/(mK) (b) oraz bloczków silikatowych o wsp. λ = 0,530 W/(mK) (c)

Fig. 11. The minimum value of the thickness of thermal insulation required to achieve the heat transfer coefficient of the external wall at the level required by WT2021 when using a structural layer of cellular concrete blocks with a coefficient of λ = 0.095 W/(mK) (a), cellular concrete blocks with a coefficient of λ = 0.160 W/(mK) (b) and silicate blocks with a coefficient of performance λ = 0.530 W/(mK) (c)

parametry energetyczne budynku, jednak w praktyce budowlanej stosuje się materiały izolacyjne o grubości nie przekraczającej 30 cm.

Eliminacja mostków cieplnych stanowi spore wyzwanie w budownictwie, szczególnie w przypadku budynków energooszczędnych, pasywnych i zeroenergetycznych. W celu uniknięcia mostków liniowych na łączeniach przegród budowlanych (np. na łączeniu ściany zewnętrznej ze ścianą wewnętrzną, ściany zewnętrznej ze stropem czy ściany zewnętrznej z podłogą na gruncie) przegrody projektowane są w taki sposób, aby uniknąć przerwania zewnętrznej warstwy izolacji termicznej. W przypadku, gdy ze względów konstrukcyjnych nie jest to możliwe, stosuje się specjalne przekładki termiczne. Miejscem szczególnie narażonym na występowanie mostków cieplnych jest łączenie ścian zewnętrznych z oknami i drzwiami. W celu zapewnienia braku przerwania izolacji termicznej okna osadza się w specjalnych ramkach (rys. 12a), które znajdują się w warstwie ocieplenia budynku. Z kolei w przypadku mostków punktowych, wynikających m.in. ze stosowania kotew mechanicznych do montażu izolacji termicznej, stosuje się tzw. termodyble (rys. 12b), tj. zaślepki styropianowe o niskiej wartości współczynnika przewodzenia ciepła, np. λ = 0,031 W/(mK).



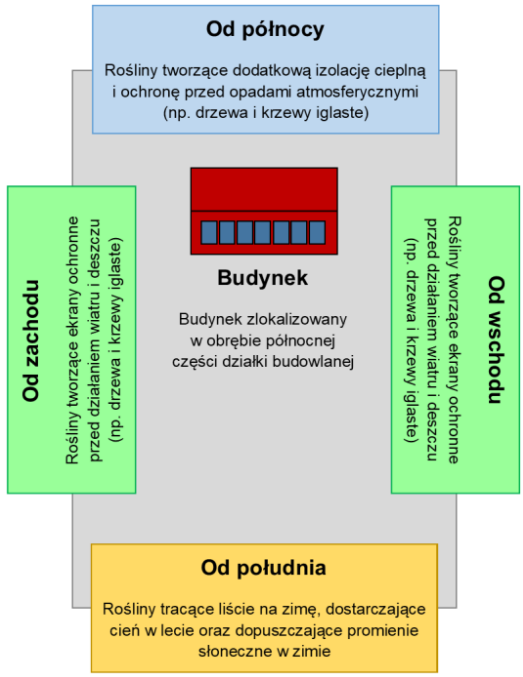
(a) (b)

Rys. 12. Przykładowe sposoby eliminacji liniowych i punktowych mostków cieplnych: ramka montażowa okna (a) oraz zaślepki styropianowe kotew (b) (Laszczak 2018; Knauf Therm 2022)

Fig. 12. The methods of eliminating thermal bridges: window mounting frame (a) and polystyrene anchor plugs (b)

1.1.3. Usytuowanie budynku na działce i organizacja przestrzeni wewnętrznej

Poza bryłą budynku i zastosowanymi rozwiązaniami konstrukcyjnymi, duże znaczenie w kontekście energooszczędności ma organizacja bezpośredniego otoczenia budynku. Odpowiednia organizacja działki budowlanej jest kluczowa, by zmaksymalizować zyski słoneczne w lato, a jednocześnie ograniczyć wychładzające oddziaływanie wiatru w okresie zimowym. Jak pokazano na rysunku 13, budynek powinien zostać zlokalizowany bliżej północnej granicy działki budowlanej. Zastosowanie otwartej przestrzeni bezpośrednio przed ścianą budynku, umożliwia zwiększenie ilości promieniowania słonecznego docierającego do wnętrza budynku, a w efekcie dostarczenie większej ilości ciepła. Ponadto, zastosowanie jasnego podłoża pozwala na dostarczenie większej ilości światła, co sprzyja oszczędności energii elektrycznej na potrzeby oświetlenia. Jak zostało wspomniane we wcześniejszym punkcie, dla uniknięcia efektu nadmiernego wzrostu temperatury we wnętrzu budynku, w odpowiedniej odległości od południowej ściany budynku należy posadowić drzewa liściaste, które w lecie zapewniają ochronę przed nadmiernym promieniowaniem słonecznym, a w okresie zimowym – po zrzuceniu liści – umożliwiają dopływ promieni słonecznych do budynku. Od wschodu i zachodu budynku, z uwagi na dominujące kierunki wiatru w Polsce, należy zastosować rozwiązania, które ograniczą wychładzające oddziaływanie wiatru oraz deszczu w okresie zimowym i okresach przejściowych. Rozwiązaniem takim mogą być np. drzewa i krzewy iglaste. Z kolei północną część działki należy zorganizować w taki sposób, aby znalazły się na niej drzewa i krzewy iglaste lub gęste rośliny czepne. W ten sposób z jednej strony możliwe będzie zwiększenie zysków słonecznych oraz ograniczenie strat ciepła do otoczenia, co zapewni ograniczenie ilości energii niezbędnej do wytworzenia w źródle ciepła. Przykład zalecanej z punktu widzenia energooszczędności budynku organizacji działki został pokazany na rysunku 13. Należy przy tym uwzględnić fakt, że kwestie związane z organizacją działki budowlanej wynikają z szeregu aspektów, w tym z powierzchni i układu działki, lokalnych planów zagospodarowania przestrzennego, uzbrojenia działki itp.



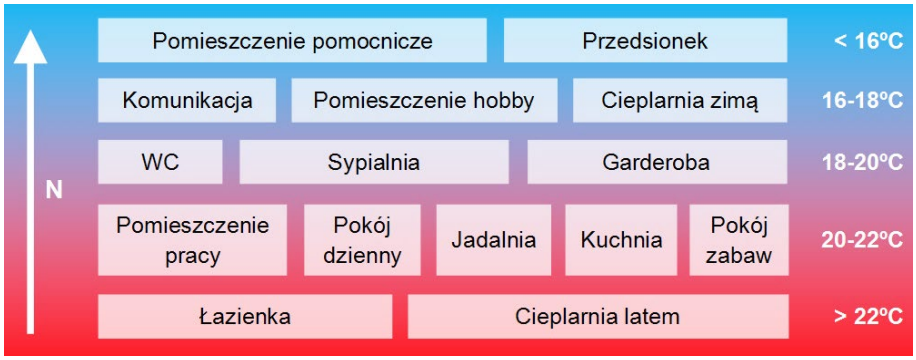
Rys. 13. Zalecane usytuowanie budynku w obrębie działki budowlanej

Fig. 13. Recommended location of the building within the building plot

Z punktu widzenia energooszczędności istotna jest także właściwa organizacja przestrzeni wewnętrznej budynku. Pomieszczenia o najwyższej temperaturze operacyjnej (np. pokój dzienny, kuchnia, łazienka itp.) powinny zostać zlokalizowane w południowej części budynku, natomiast pomieszczenia o niższej temperaturze operacyjnej (np. przedsionek, garaż, pomieszczenia gospodarcze) – po stronie północnej budynku. Ideowa organizacja pomieszczeń, przedstawiona na rysunku 14, umożliwia z jednej strony ograniczenie strat ciepła, a z drugiej – lepsze wykorzystanie zysków słonecznych.

1.2. Wykorzystanie odnawialnych źródeł energii w budynkach

Wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych, w tym energii promieniowania słonecznego, energii wiatru, ciepła spalania biomasy czy energii geotermalnej, od wielu lat nie jest już tylko domeną budynków energooszczędnych, pasywnych i o niemal zerowym zużyciu energii. Niemniej, to właśnie w przypadku budynków o wysokiej charakterystyce energetycznej zastosowanie mikroskalowych instalacji OZE stanowi jeden z filarów ich energooszczędności. Zgodnie z Ustawą z 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, mikroinstalacje odnawialnych źródeł energii to instalacje o łącznej mocy zainstalowanej nieprzekraczającej 50 kW, przyłączone do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż



Rys. 14. Ideowy rozkład pomieszczeń w budynku energooszczędnym

Fig. 14. Optimal layout of rooms in an energy-efficient building

110 kV, albo o mocy osiągalnej cieplnej w skojarzeniu nie większej niż 150 kW, w których łączna moc zainstalowana elektryczna jest nie większa niż 50 kW (Ustawa 2015).

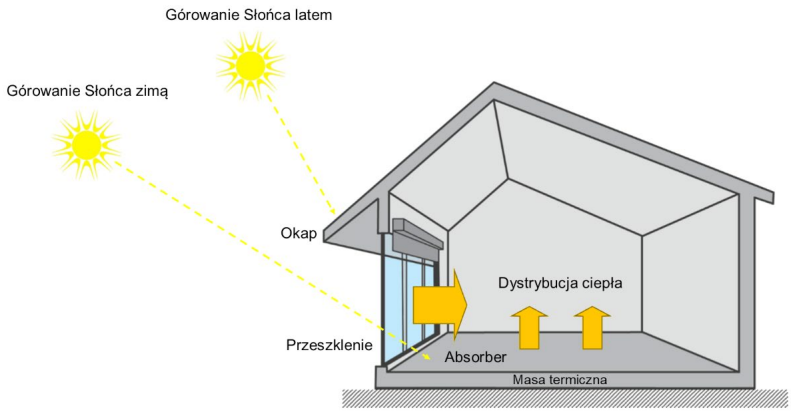
Najbardziej podstawowym rodzajem energii odnawialnej, który znajduje zastosowanie w budynkach, jest energia promieniowania słonecznego. W Polsce roczne globalne nasłonecznienie na płaszczyznę poziomą mieści się w przedziale 950–1150 kWh/(m^{2}rok), przy czym roczny rozkład nasłonecznienia jest mocno nierównomierny – około 80% całkowitej rocznej sumy napromieniowania przypada na okres wiosenno-letni (od kwietnia do września). Stosunkowo duża dostępność energii promieniowania słonecznego na terenie całego kraju powoduje, że jej wykorzystanie w budynkach obejmuje bezpośrednie oraz pośrednie metody konwersji. Do konwersji bezpośredniej zalicza się:

— metody fototermiczne, realizowane w aktywnych systemach solarnych (np. instalacje przygotowania ciepłej wody użytkowej z kolektorami słonecznymi) oraz w pasywnych systemach solarnych (elementy architektury słonecznej),
— metody fotoelektryczne, realizowane w systemach fotowoltaicznych.

W aktywnych systemach słonecznych bazujących na konwersji fototermicznej pozyskiwanie, rozdział i magazynowanie ciepła jest realizowane z wykorzystaniem takich elementów, jak: kolektory słoneczne (płaskie, rurowo-próżniowe), zasobniki solarne, grupy pompowe, armatura zabezpieczająca oraz układy automatyki kontrolno-pomiarowej. Ciepło jest wykorzystywane do podgrzewania wody użytkowej i wspomagania ogrzewania mieszkań. O wyborze typu kolektora decyduje w głównej mierze przewidywany sposób jego wykorzystania (tj. charakter pracy w ciągu roku, zakładany udział energii słonecznej w pokryciu zapotrzebowania na ciepło do ogrzania wody użytkowej), dostępne moce oraz współczynniki sprawności. Konfiguracji systemu solarnego dokonuje się na podstawie obliczeń projektowych, obejmujących z jednej strony określenie zapotrzebowania na ciepło, z drugiej – szczegółową analizę warunków słonecznych na danym terenie. Oprócz właściwego doboru elementów systemu istotne jest zapewnienie odpowiedniej orientacji względem stron świata oraz właściwego kąta nachylenia. W warunkach polskich prawidłowo zaprojektowana instalacja kolektorów sło-

necznych jest w stanie zaspokoić jedynie część zapotrzebowania na energię do ogrzewania wody użytkowej. W ujęciu całorocznym instalacje solarne projektuje się w taki sposób, aby solarny stopień pokrycia mieścił się w przedziale 40–70%.

Pasywne systemy ogrzewania słonecznego wykorzystują energię promieniowania słonecznego w sposób bezpośredni lub pośredni. W pierwszym przypadku promieniowanie słoneczne, które przenika przez przegrody przezroczyste (okna, świetliki), jest absorbowane w masywnych elementach budynku (ściany, podłogi), a następnie w wyniku transportu ciepła przekazywane do chłodniejszego powietrza wypełniającego pomieszczenie. W odróżnieniu od aktywnych systemów solarnych w tym przypadku nie są wykorzystywane urządzenia mechaniczne i elektryczne, co zapewnia oszczędność kosztów takiego ogrzewania. Dostęp promieniowania słonecznego zapewnia także dobre oświetlenie powierzchni mieszkalnych, co prowadzi do dalszej redukcji kosztów (ograniczenie czasu użytkowania oświetlenia elektrycznego). Jednocześnie, żeby nie dochodziło do przegrzewania budynków w lecie, nad przegrodami przezroczystymi montowane są specjalne nawisy (okapy, wysunięte połacie dachowe), zapewniające zacienienie (rys. 15).



Rys. 15. Dystrybucja ciepła w pasywnym systemie słonecznym wykorzystującym zyski słoneczne w sposób bezpośredni (Passive Solar Design b.d.)

Fig. 15. Heat distribution in a passive solar system using direct solar gains

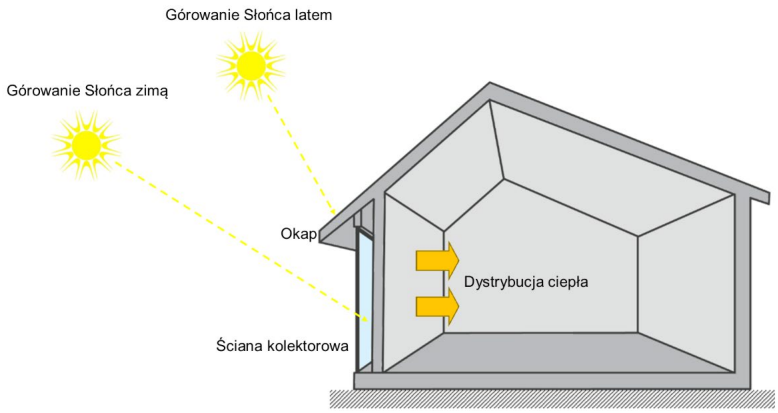
Do najważniejszych elementów pasywnego systemu słonecznego wykorzystującego zyski w sposób bezpośredni zalicza się:

— przegrody przezroczyste zapewniające dostęp promieniowania słonecznego,
— powierzchnie ścian i podłóg oraz inne elementy pochłaniające ciepło (absorbery),
— masy termiczne, tj. materiały, które przechowują zaabsorbowane ciepło (różnica pomiędzy absorberem i masą termiczną, tworzącymi z reguły jeden element budowlany, polega na tym, że absorber stanowi warstwę wierzchnią, za którą znajduje się masa termalna),
— system dystrybucji wykorzystujący zjawiska naturalnego transportu ciepła (przewodzenie, konwekcję oraz promieniowanie), dzięki któremu ciepło krąży w pomieszczeniu,

— elementy budowlane zapewniające odpowiednie zacienienie w miesiącach letnich oraz urządzenia elektroniczne (np. czujniki temperatury, mierniki natężenia oświetlenia) kontrolujące jakość środowiska wewnętrznego w budynkach.

Ilość ciepła, jaka dociera do budynku w postaci zysków od nasłonecznienia, uzależniona jest przede wszystkim od powierzchni okien, ich standardu energetycznego oraz orientacji względem stron świata.

W przypadku pasywnych systemów słonecznych wykorzystujących zyski słoneczne w sposób pośredni energia zawarta w promieniowaniu słonecznym jest akumulowana w przegrodach zewnętrznych, a następnie wykorzystywana w chwili, kiedy istnieje na nią zapotrzebowanie. System ten charakteryzuje się brakiem bezpośredniego oddziaływania promieniowania słonecznego na wnętrze budynku (tj. brakiem zysków bezpośrednich przez elementy przeszklone). Podstawowym elementem systemu jest ściana kolektorowa, której zadaniem jest absorpcja, magazynowanie i rozprowadzanie ciepła (rys. 16). Zewnętrzna faktura oraz barwa ściany kolektorowej sprzyjają pochłanianiu promieni słonecznych, natomiast duża pojemność cieplna materiału konstrukcyjnego umożliwia akumulację ciepła. Klasycznym przykładem ściany kolektorowej jest ściana Trombe'a.



Rys. 16. Dystrybucja ciepła w pasywnym systemie słonecznym wykorzystującym zyski słoneczne w sposób pośredni (Passive Solar Homes b.d.)

Fig. 16. Heat distribution in a passive solar system using indirect solar gains

Drugą z metod bezpośredniej konwersji energii promieniowania słonecznego jest metoda fotoelektryczna, która jest powszechnie wykorzystywana do produkcji energii elektrycznej. Instalacja fotowoltaiczna składa się z modułów fotowoltaicznych (*PV*), elementów dostosowujących parametry wytwarzanego prądu do potrzeb odbiorników (inwerter, kontroler napięcia), elementów zabezpieczających oraz przyłącza do sieci i/lub magazynów energii. Coraz powszechniej stosowanym elementem instalacji fotowoltaicznych są ładowarki samochodów elektrycznych. Ogniwa *PV* można podzielić na ogniwa I generacji (ogniwa monokrystaliczne i polikrystaliczne), II generacji (ogniwa cienkowarstwowe, w tym ogniwa

amorficzne, CIGS/CIS, CdTe) oraz III generacji (m.in. ogniwa DSSC i ogniwa organiczne z wykorzystaniem polimerów). Najpopularniej stosowanym rozwiązaniem są obecnie ogniwa wykonane z krzemu monokrystalicznego, których sprawność przekracza 20%. Na rynku dostępny jest obecnie szeroki wachlarz modułów o różnej wielkości, wytwarza się też specjalne jednostki, które są zintegrowane z dachami lub fasadami budynków. Dla uzyskania jeszcze większych mocy moduły fotowoltaiczne łączy się w panele, które mogą pracować przy dowolnym napięciu (od dwunastu do kilkuset woltów, dzięki odpowiedniemu szeregowo-równoległemu połączeniu modułów). Podobnie jak w przypadku kolektorów słonecznych, prawidłowe usytuowanie modułów fotowoltaicznych ma bardzo duże znaczenie dla ich wydajności. Najbardziej korzystne ustawienie, z punktu widzenia uzysku energii elektrycznej, to pochylenie modułów pod kątem 30–40° oraz skierowanie ich w kierunku południowym. Tak zlokalizowana instalacja fotowoltaiczna jest w stanie wyprodukować w polskich warunkach klimatycznych ok. 950–1050 kWh energii elektrycznej rocznie z 1 kWp mocy zainstalowanej (Michalski b.d.). Dokładna wartość tego wskaźnika zależy m.in. od technologii wykonania i sprawności zastosowanych modułów fotowoltaicznych, sprawności inwertera, a także specyficznych uwarunkowań klimatycznych związanych z daną lokalizacją. Poza klasycznymi instalacjami opartymi na modułach monokrystalicznych, na rynku dostępne są m.in. rozwiązania modułów bifacjalnych (tj. dwustronnych), kolektory hybrydowe (łączące funkcjonalność modułów fotowoltaicznych i kolektorów słonecznych) oraz systemy skoncentrowanego promieniowania słonecznego zintegrowane z ogniwami fotowoltaicznymi (CPV).

Kolejną popularną technologią wykorzystywaną w nowoczesnych budynkach są pompy ciepła – niskotemperaturowe urządzenie grzewcze wykorzystujące ciepło otoczenia (gruntu, powietrza, wody) do wytwarzania ciepła na potrzeby systemów grzewczych i przygotowania ciepłej wody użytkowej. Zasada działania pompy ciepła oparta jest na następujących po sobie przemianach fizycznych, które zachodzą w obiegu wewnętrznym urządzenia: parowaniu, sprężaniu, skraplaniu oraz rozprężaniu. Z uwagi na koszty inwestycyjne, a także niewielkie wymogi formalne i techniczne, obecnie najczęściej stosowane są pompy ciepła typu powietrze-woda. Wydajność tego typu urządzeń silnie zależy od aktualnych warunków operacyjnych, tj. temperatury dolnego źródła ciepła (w tym przypadku powietrze zewnętrzne) oraz temperatury górnego źródła ciepła (instalacja grzewcza, instalacja przygotowania ciepłej wody użytkowej). Miarą wydajności pracy pomp ciepła są: współczynnik wydajności COP (z ang. *Coefficient of Performance*) oraz współczynnik sezonowej wydajności SCOP (z ang. *Seasonal Coefficent of Performance*). Współczynnik COP określa ilość wytworzonego ciepła do ilości zużytej energii elektrycznej w ściśle określonych warunkach pracy. W przypadku pomp ciepła typu powietrze–woda – zgodnie z normą PN 14511 – wartość współczynnika COP powinna wynosić co najmniej 3,1 (uwzględniając temperaturę dolnego źródła ciepła 2°C oraz temperaturę górnego źródła ciepła 35°C). Z drugiej strony, współczynnik SCOP jest bliższy rzeczywistym parametrom wydajności. Określa on stosunek ciepła niezbędnego do ogrzania budynku w trakcie całego sezonu do energii elektrycznej zużytej przez pompę ciepła. Pompy ciepła najwyższej klasy charakteryzują

się wartością wskaźnika SCOP na poziomie nie mniejszym niż 5,1 (klasa A+++). W zależności od przeznaczenia pompy ciepła mogą pracować w różnych trybach – pojedynczo (jako jedyne źródło ciepła) lub w kombinacji z innymi wytwornicami ciepła. Podstawowe tryby pracy pomp ciepła to tryb monowalentny oraz tryb biwalentny (w tym alternatywny, równoległy lub mieszany). W aktualnie projektowanych rozwiązaniach pompy ciepła często współpracują z modułami fotowoltaicznymi, co obniża zapotrzebowanie na energię elektryczną z sieci. Dalsze sposoby zwiększenia efektywności pracy pomp ciepła obejmują m.in. wykorzystanie ciepła zawartego w powietrzu usuwanym w instalacji wentylacyjnej mechanicznej (dotyczy to w szczególności pomp ciepła stosowanych do podgrzewania wody użytkowej). Biorąc pod uwagę aktualne uwarunkowania prawne można stwierdzić, że pompy ciepła stanowią najbardziej perspektywiczne źródło ciepła dla budynków aktualnie powstających i tych, które powstaną w przyszłości.

Innym przykładem urządzeń grzewczych zasilanych odnawialnymi źródłami energii są kotły centralnego ogrzewania i miejscowe ogrzewacze pomieszczeń opalane biomasą. Istnieje wiele rozwiązań stosowanych w instalacjach centralnego ogrzewania, wśród których można wyróżnić kotły na pellet, kotły zgazowujące drewno oraz kotły wsadowe na słomę. Wybór konkretnego rozwiązania wynika w dużym stopniu z lokalnej dostępności i ceny paliwa, pożądanego stopnia komfortu obsługi urządzenia czy z wymaganych kosztów inwestycyjnych. Bardzo ważnym aspektem są w tym przypadku również aspekty formalne, gdyż w wielu miejscach na mapie Polski nie jest obecnie dozwolone stosowanie urządzeń grzewczych opalanych paliwem stałym. Ponadto, dużym zainteresowaniem cieszą się miejscowe ogrzewacze pomieszczeń, tj. wkłady kominkowe, piece akumulacyjne, kozy itp. Urządzenia tego typu mogą stanowić dodatkowe źródło ciepła, które w sposób efektywny pokrywa zapotrzebowanie grzewcze w przeważającej części sezonu grzewczego. Wkłady kominkowe, oryginalnie przeznaczone do ogrzewania tylko jednego pomieszczenia, mogą jednakże współpracować z instalacją centralnego ogrzewania wodnego. W tym celu stosowane są wkłady kominkowe wyposażone w wężownicę wodną lub wymiennik spaliny – woda, które łączy się z instalacją c.o. za pomocą bufora wodnego lub płytowego wymiennika ciepła. Alternatywnie, wkłady kominkowe mogą współpracować z systemem dystrybucji gorącego powietrza, który polega na odbiorze ciepła od gorących spalin przez powietrze i rozprowadzaniu go do wybranych pomieszczeń. Innym rozwiązaniem stosowanym w budownictwie są piece akumulacyjne, które akumulują ciepło wytworzone w wyniku spalenia wsadu paliwa, a następnie oddają je do pomieszczenia przez 8–12 h od momentu zakończenia procesu spalania. Wymienniki akumulacyjne mogą być zastosowane zarówno do palenisk akumulacyjnych, jak i do typowych stalowych wkładów kominkowych. Z uwagi na kwestie formalnoprawne na rynku pojawiają się rozwiązania palenisk opartych na zgazowaniu pelletu i spalaniu powstającego w tym procesie gazu drzewnego. Równolegle do wdrażania nowych rozwiązań konstrukcyjnych i technologicznych w kotłach centralnego ogrzewania i miejscowych ogrzewaczach pomieszczeń istotną kwestię stanowi także rozwój układów sterowania pracą tych urządzeń, których zadaniem jest zapewnienie efektywnego energetycznie i środowiskowo przebiegu procesu spalania.

Poza energią promieniowania słonecznego do wytwarzania energii elektrycznej stosowane są również siłownie wiatrowe, które – poza skalą komercyjną – mogą być również stosowane w rozwiązaniach mikroskalowych. Przydomowe elektrownie wiatrowe, wykorzystujące ruch mas powietrza do wytwarzania energii elektrycznej, zbudowane są z generatora sprzężonego z umieszczonym na maszcie wirnikiem, prostownika oraz akumulatora magazynującego energię. Systemy takie mogą pracować na potrzeby odbiornika autonomicznego (wydzielony obwód, cała instalacja w budynku) lub współpracować z siecią. W zależności od mocy zainstalowanej wyróżnia się:

— mikroelektrownie wiatrowe o mocy poniżej 100 W, używane do ładowania baterii akumulatorów stanowiących zasilanie obwodów wydzielonych (np. pojedyncze lampy),
— małe elektrownie wiatrowe o mocy od 100 W do 500 kW, które są w stanie zaspokoić zapotrzebowanie na energię elektryczną w gospodarstwach domowych (popularnie stosowane moce rzędu 3–5 kW wystarczają z reguły do zasilania oświetlenia, układów pompowych, sprzętu i urządzeń domowych) (Garbala i in. 2020).

Z uwagi na położenie osi obrotu wirnika wyróżnia się elektrownie z poziomą oraz pionową osią obrotu. Najpowszechniej stosowanym rozwiązaniem są trójpłatowe turbiny wiatrowe z poziomą osią obrotu – HAWT (z ang. *Horizontal Axis Wind Turbine*). Specyfiką takich urządzeń jest fakt, iż dla maksymalnie efektywnej pracy muszą być zwrócone dokładnie w kierunku wiatru. Stosuje się dwa podstawowe warianty turbin, różniące się umiejscowieniem wirnika: nawietrzne (z wirnikiem przed masztem), wymagające układu sztywnych łopat oraz systemu nakierowywania na wiatr, a także zawietrzne (z wirnikiem za masztem). Alternatywnym rozwiązaniem są turbiny wiatrowe z pionową osią obrotu VAWT (z ang. *Vertical Axis Wind Turbine*). Siłownie takie nie wymagają w swojej konstrukcji układu naprowadzania na kierunek wiatru. Ich zaletą jest fakt umiejscowienia generatora i skrzyni biegów na gruncie oraz brak wieży. Wadą takiego rozwiązania jest konieczność stosowania do rozruchu zewnętrznego napędu z uwagi na praktycznie zerowy moment rozruchowy. Przykładem turbin o osi pionowej są turbiny Darrieusa i Savoniusa.

Zasadniczy wpływ na pracę turbiny wiatrowej ma jej umiejscowienie w ramach działki budowlanej, możliwie daleko od przeszkód hamujących swobodny przepływ powietrza i powodujących tworzenie się zawirowań. Z tego też powodu turbiny wiatrowe stosowane są zdecydowanie rzadziej w porównaniu do modułów fotowoltaicznych. Niemniej, z uwagi na to, że instalacje fotowoltaiczne i wiatrowe charakteryzują się wzajemną komplementarnością, mogą one funkcjonować w postaci systemów hybrydowych. W ten sposób, w okresie letnim, gdy występuje największe usłonecznienie i małe prędkości wiatru, energia elektryczna produkowana jest głównie w modułach fotowoltaicznych. W okresach przejściowych sytuacja ulega odwróceniu – głównym źródłem wytwórczym jest mikrosiłownia wiatrowa. Instalacje hybrydowe mogą być stosowane w znacznie szerszym zakresie, także w rozwiązaniach służących zapewnieniu produkcji ciepła (połączenie pomp ciepła i/lub kotłów na biomasę z kolektorami słonecznymi), wspomniane wcześniej w rozwiązaniach obejmujących połączenie pomp ciepła z modułami fotowoltaicznymi, a także w szeregu innych konfiguracji.

Innym, równie interesującym aspektem, są instalacje skojarzonego wytwarzania ciepła i energii elektrycznej. Na potrzeby układów mikroskalowych rozwijane są przede wszystkim rozwiązania bazujące na wykorzystaniu generatorów termoelektrycznych i silników Stirlinga. W obu przypadkach, do zasilania urządzeń wykorzystywane jest ciepło wysokotemperaturowe, które może być pozyskane – biorąc pod uwagę wyłącznie odnawialne źródła energii – w drodze wykorzystania energii promieniowania słonecznego lub termicznej dekompozycji biomasy. W ostatnich latach obserwuje się wzrost zainteresowania wykorzystaniem ogniw paliwowych. W ogniwach paliwowych energia elektryczna jest wytwarzana poprzez reakcję chemiczną zachodzącą między tlenem zawartym w atmosferze i wodorem, natomiast ciepło będące produktem ubocznym tego procesu służy do celów grzewczych i dostarczania ciepłej wody użytkowej.

1.3. Wkład do aktualnego stanu wiedzy

Niniejsza praca wpisuje się w dążenia do opracowywania i rozwoju rozwiązań, które zapewnią poprawę efektywności pracy instalacji odnawialnych źródeł energii stosowanych w budownictwie, a tym samym wpłyną na poprawę charakterystyki energetycznej budynków. Jak wskazano we Wprowadzeniu, tego typu działania są niezbędne z punktu widzenia spełnienia przez budynki wymogów dotyczących maksymalnej wartości wskaźnika zapotrzebowania na energię pierwotną, a dalej – do osiągnięcia standardu budynków zeroenergetycznych.

Monografia została podzielona na dwie zasadnicze części. Pierwsza z części dotyczy możliwości zwiększenia udziału energii promieniowania słonecznego i biomasy w produkcji ciepła na cele użytkowe. W tym kontekście przedstawiona została koncepcja akumulacyjnej przegrody słonecznej, która może służyć do wstępnego podgrzania powietrza wentylacyjnego z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego. Istota proponowanego rozwiązania opiera się na zastosowaniu bloków z materiału akumulacyjnego, wewnątrz których przepływa powietrze wentylacyjne. Energia promieniowania słonecznego jest w ciągu dnia częściowo magazynowana w przegrodzie, a częściowo jest przekazywana do powietrza wentylacyjnego. Zmagazynowane w przegrodzie ciepło może być wykorzystane po zachodzie Słońca. Wstępne ogrzanie powietrza wentylacyjnego pozwala na poprawę charakterystyki energetycznej budynków, przez co może stanowić istotny element budynków energooszczędnych, pasywnych i zeroenergetycznych. Ponadto, w tej części przedstawiono możliwość poprawy efektywności środowiskowej miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń zasilanych biomasą pod kątem spełnienia wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z 21 października 2009 r. Wykazano, że osiągnięcie odpowiednio niskich emisji tlenku węgla, cząstek stałych i innych związków jest możliwe m.in. dzięki wdrożeniu odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych, dedykowanego systemu kontrolno-pomiarowego, a także zastąpieniu spalania drewna kawałkowego przez spalanie gazu drzewnego powstającego w procesie zgazowania pelletu.

W drugiej części monografii omówione zostały możliwości poprawy wydajności pracy ogniw fotowoltaicznych poprzez wdrożenie bezpośredniego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego modułów *PV* oraz poprzez zastosowanie skoncentrowanego promieniowania słonecznego. Pierwsze z opisanych rozwiązań jest o tyle istotne z puntu widzenia pracy instalacji fotowoltaicznej, że w okresie letnim temperatura powierzchni modułów może znacząco przekraczać poziom 50°C. Z kolei przez cały rok na powierzchni modułów może gromadzić się zanieczyszczenie (pył, ptasie odchody, liście itp.). Dlatego też wdrożenie proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego pozwoli zwiększyć uzysk energetyczny oraz poprawi niezawodność działania instalacji fotowoltaicznej (mniejsze prawdopodobieństwo wystąpienia lokalnego przegrzania modułów itp.). Z kolei w przypadku zastosowania koncentratora promieniowania słonecznego ogniwa fotowoltaiczne zostały zainstalowane na odbiorniku umieszczonym w ognisku koncentratora rynnowego. Wewnątrz odbiornika przepływała woda chłodząca, która z jednej strony pozwalała na chłodzenie powierzchni ogniw, a z drugiej umożliwiała wykorzystanie ciepła odpadowego z procesu chłodzenia ogniw na cele użytkowe. Rozwiązanie to, po odpowiednim przeskalowaniu, może stanowić alternatywę dla klasycznych systemów fotowoltaicznych i fototermicznych.

Każda z opracowanych koncepcji została poddana badaniom na autorskim stanowisku pomiarowym przy wykorzystaniu specjalnie opracowanych procedur badawczych. Następnie, wybrane fragmenty zrealizowanych kampanii pomiarowych zostały opisane w niniejszej monografii. Wszystkie z omówionych dalej rozwiązań mogą być potencjalnie wdrożone do budynków mieszkalnych, zapewniając poprawę ich charakterystyki energetycznej oraz obniżając konsumpcję ciepła i energii elektrycznej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. Zwiększanie udziału energii ze źródeł odnawialnych jest jednym z kluczowych elementów nowoczesnego budownictwa energooszczędnego i zeroenergetycznego. Zaproponowane w niniejszej pracy kierunki rozwoju mikroskalowych technologii energetyki odnawialnej stanowią istotny wkład w rozwój budynków charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i środowiskową.

2. Badanie możliwości zwiększenia udziału energii promieniowania słonecznego i biomasy w wytwarzaniu ciepła na potrzeby grzewcze

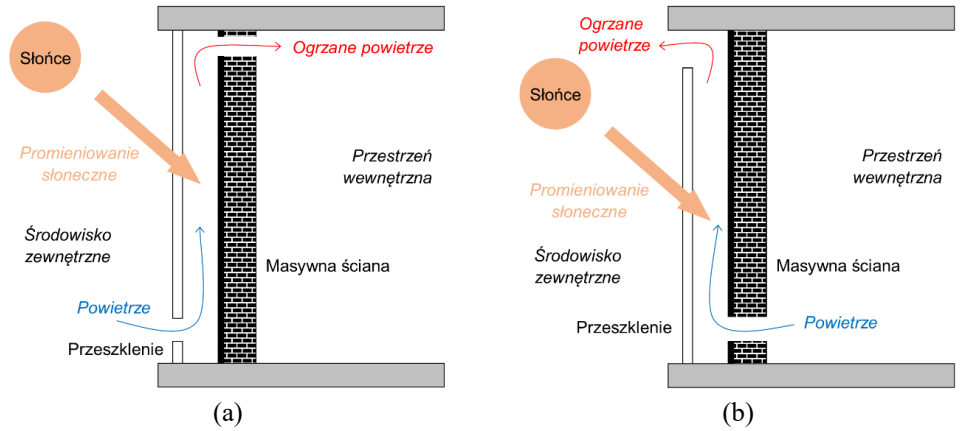
2.1. Analiza możliwości poprawy charakterystyki energetycznej budynku przez wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej

Parametry konstrukcyjne pasywnych systemów słonecznych wykorzystujących zyski słoneczne w sposób pośredni są uzależnione w dużej mierze od położenia geograficznego budynku i lokalnych uwarunkowań klimatycznych. Do klasycznych rozwiązań tego typu zaliczyć można m.in. kominy słoneczne zintegrowane ze ścianami pionowymi, klasyczne ściany Trombe'a, ściany Trombe'a z materiałami zmiennofazowymi oraz fotowoltaiczne ściany Trombe'a. Każdy z tych systemów charakteryzuje się brakiem bezpośredniego oddziaływania promieniowania słonecznego na wnętrze budynku. Podstawowym elementem kominów słonecznych i ścian Trombe'a jest przegroda kolektorowo-magazynująca, której zadaniem jest absorpcja, gromadzenie, rozprowadzanie i magazynowanie ciepła. Do budowy ścian magazynujących używane są materiały o dużej gęstości i pojemności cieplnej, w tym beton, żelbet, cegły pełne, kamień i woda.

Klasycznym przykładem pasywnego systemu słonecznego jest komin słoneczny. Jest to rozwiązanie działające na zasadzie wyporu, które znajduje zastosowanie do wspomagania pracy instalacji wentylacji. Komin słoneczny jest wykonany z masywnych materiałów budowlanych, które z reguły są pomalowane na czarno w celu lepszego pochłaniania promieni słonecznych. Konstrukcja komina słonecznego posiada zwykle dwa otwory: jeden u dołu oraz jeden u góry. Promieniowanie słoneczne ogrzewa masywną przegrodę, a w efekcie powietrze znajdujące się w przestrzeni pomiędzy przeszkleniem a masywną przegrodą. Dzięki temu powstaje ciąg, który wymusza przepływ powietrza. Powietrze przepływa przez pomieszczenie i jest usuwane na zewnątrz (Wang i in. 2022; Fang i in. 2022). Konfiguracja otworów może zostać zorganizowana w taki sposób, aby zapewnić funkcjonowanie komina słonecznego zarówno w okresie letnim, jak i zimowym (rys. 17).

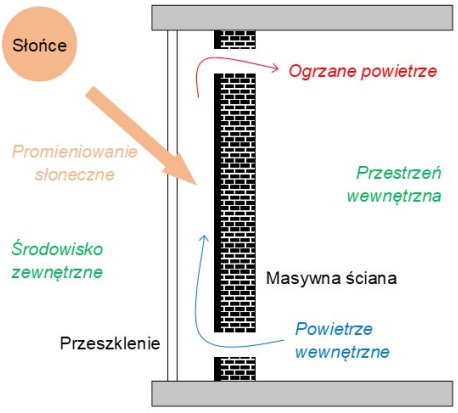
Klasyczna ściana Trombe'a, podobnie jak komin słoneczny, jest wykonana z materiałów budowlanych charakteryzujących się dużą pojemnością cieplną oraz pokryta przeszkleniem pionowym. Zastosowany rodzaj przeszklenia, w szczególności liczba tafli szkła i ich grubość, znacząco wpływa na ilość promieniowania słonecznego przepuszczanego do ściany

masywnej i w niej akumulowanego. Pomiędzy warstwami szkła a ścianą powstaje szczelina powietrzna, która umożliwia naturalną cyrkulację powietrza. Ciepło jest przekazywane do wnętrza budynku przez dwa mechanizmy wymiany ciepła: przewodzenie (poprzez ścianę Trombe'a) i konwekcję (za pomocą ogrzanego powietrza, które przepływa w górę ze względu na efekt wyporu) (Xiong i in. 2022). Schemat klasycznej ściany Trombe'a został przedstawiony na rysunku 18.



Rys. 17. Komin słoneczny zintegrowany z pionową ścianą działający w trybie ogrzewania (a) i chłodzenia (b)

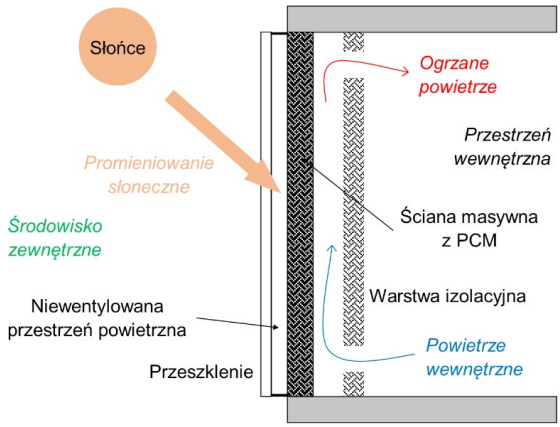
Fig. 17. Solar chimney integrated into a vertical wall operating in heating (a) and cooling (b) modes



Rys. 18. Klasyczna ściana Trombe'a

Fig. 18. Classic Trombe wall

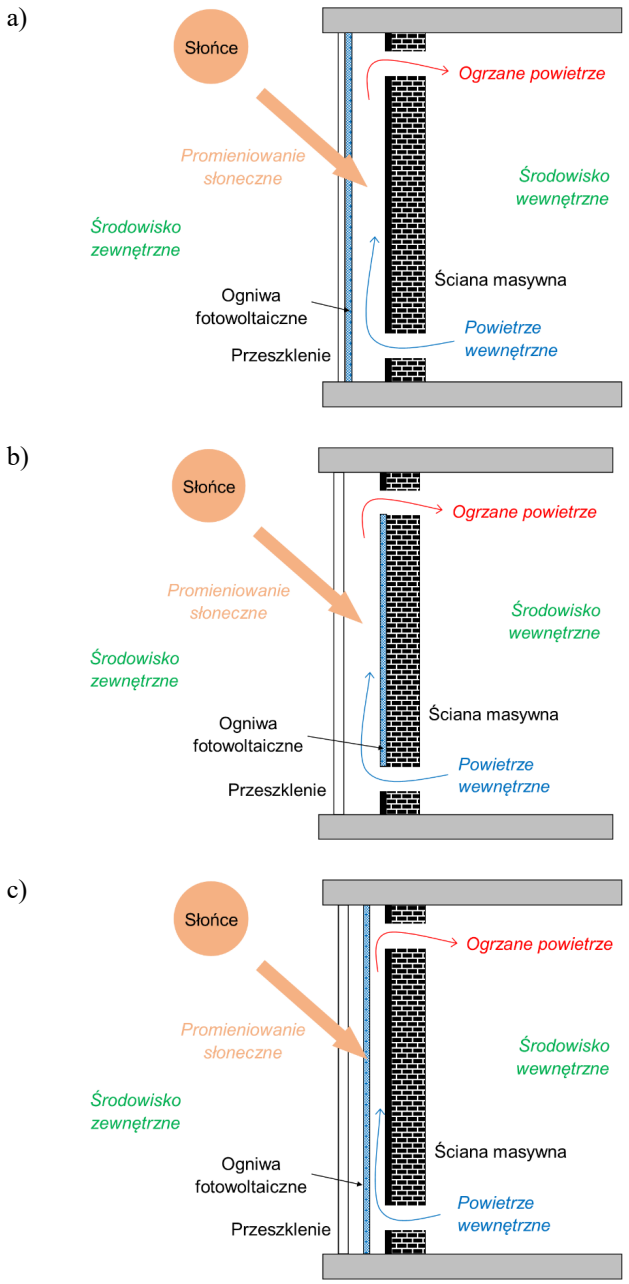
Konstrukcja klasycznej ściany Trombe'a może zostać zmodyfikowana w celu poprawy zdolności akumulacji ciepła. W tym celu stosuje się wypełnienie w postaci materiałów zmiennofazowych (*PCM*), które absorbują i uwalniają duże ilości ciepła podczas procesu przemiany fazowej. Przemiany fazowe zachodzą bez znaczącego wzrostu temperatury. Wypełnienie ścian magazynujących materiałami zmiennofazowymi pozwala na zmniejszenie wahań temperatury powierzchni ścian pomiędzy dniem i nocą. Z drugiej strony, materiały zmiennofazowe zintegrowane ze ścianami Trombe'a są podatne na intensywne promieniowanie słoneczne, co może powodować ich degradację z powodu przegrzania (Tenpierik i in. 2019; Li i in. 2019). Schemat ściany Trombe'a z magazynowaniem ciepła w postaci zintegrowanej warstwy materiałów zmiennofazowych został pokazany na poniższym rysunku (rys. 19).



Rys. 19. Ściana Trombe'a z materiałami zmiennofazowymi (PCM)

Fig. 19. Trombe wall with incorporated Phase Change Materials (PCM)

Innym sposobem zwiększenia funkcjonalności klasycznych ścian Trombe'a jest zastosowanie warstwy złożonej z ogniw fotowoltaicznych. Fotowoltaiczne ściany Trombe'a zapewniają nie tylko ogrzewanie pomieszczeń, ale również umożliwiają wytwarzanie energii elektrycznej. Rozróżnia się trzy podstawowe konfiguracje tego typu przegród, w zależności od umiejscowienia ogniw fotowoltaicznych. W pierwszym przypadku ogniwa fotowoltaiczne są zintegrowane z tylną warstwą przeszklenia, w drugim przypadku są zamontowane na zewnętrznej powierzchni ściany magazynującej, a w trzecim przypadku – w przestrzeni pomiędzy przeszkleniem a ścianą magazynującą. Obecność szklanej osłony, której celem jest zapewnienie wysokich zysków cieplnych, powoduje zwiększenie temperatury zainstalowanych ogniw fotowoltaicznych, a tym samym wpływa na redukcję ich wydajności. W celu poprawy wydajności pracy ogniw stosowane są aktywne systemy chłodzenia (wodne lub powietrzne) (Hu i in. 2017; Lin i in. 2019). Poszczególne konfiguracje fotowoltaicznych ścian Trombe'a zostały przedstawione na rysunku 20.



Rys. 20. Fotowoltaiczne ściany Trombe'a z ogniwami fotowoltaicznymi zintegrowanymi z tylną warstwą przeszklenia (a), zamontowanymi na zewnętrznej powierzchni ściany magazynującej (b) oraz zamontowanymi w przestrzeni pomiędzy przeszkleniem a ścianą magazynującą (c)

Fig. 20. Photovoltaic Trombe walls with the solar cells attached to the rear side of the glass sheet (a), solar cells mounted to the outer surface of the massive wall (b), and solar cells installed on the blind slats (c).

2.1.1. Aktualny stan wiedzy

Z uwagi na to, że pasywne systemy słoneczne stanowią interesujące rozwiązanie z punktu widzenia możliwości zwiększenia efektywności energetycznej budynków, w światowej literaturze można znaleźć szereg badań poświęconych temu zagadnieniu. Szczegółowy przegląd literatury został dokonany przez autora niniejszego opracowania w pozycji (Sornek i in. 2023a). Poniżej przytoczone są wybrane pozycje, które obejmują prace eksperymentalne i numeryczne poświęcone różnym rozwiązaniom pasywnych systemów słonecznych. Jednym z przykładów są prace poświęcone kominom słonecznym. Ze względu na swoją prostotę i popularność, kominy słoneczne zostały obszernie zbadane i zainstalowane w różnych budynkach (Maghrabie i in. 2022). Ponadto, zostały opracowane modele matematyczne kominów słonecznych w celu prognozowania ich wydajności w różnych warunkach pracy. Modele te opierają się na szczegółowych równaniach bilansu energetycznego określonych dla poszczególnych elementów systemów wentylacyjnych (Shi i in. 2016; Vargas-López i in. 2019). Shi i in. (2018) w swojej pracy omówili związek między właściwościami powietrza (takimi jak np. prędkość i temperatura na wlocie) a konfiguracją komina (kształt, wymiary, wykorzystane materiały). Czynniki te zostały sklasyfikowane jako (I) konfiguracja komina słonecznego w budynku, (II) metody instalacji, (III) właściwości materiałów budowlanych oraz (IV) wpływ środowiska. Stwierdzono, że najbardziej skutecznym sposobem poprawy wydajności jest zapewnienie odpowiedniej konfiguracji systemu, a ciągły rozwój nowych materiałów pozytywnie wpływa na właściwości termiczne i poprawia działanie kominów słonecznych (Shi i in. 2018). Zhang i in. (2021) przeanalizowali przepływ powietrza wewnątrz komina słonecznego, biorąc pod uwagę różne konfiguracje komina i badanego budynku, a także oddziaływanie warunków środowiskowych (w tym nasłonecznienia) na proces naturalnej konwekcji. Wykazano, że zwiększenie wysokości (h_k) badanego komina słonecznego z 3,0 do 5,0 m zwiększyło wydajność wentylacji o 90%, natomiast zmiana lokalizacji wlotu powietrza (przesunięcie ku górze) wpłynęło na zwiększenie ilości przepływającego powietrza o 57%. Villar-Ramos i in. (2020) ocenili z kolei projekt, konstrukcję i wydajność cieplną komina słonecznego w ciepłym i wilgotnym klimacie. Testowany komin miał długość 2 m i szerokość 0,8 m. Autorzy zaobserwowali, że maksymalna różnica temperatury powietrza na poziomie 16,7 K została zaobserwowana dla kąta nachylenia (α) 15° przy wielkości szczeliny powietrznej (w) równej 0,075 m. Wpływ wielkości szczeliny kominowej (od 0,1 do 0,5 m) na masowe natężenie przepływu powietrza został następnie zbadany przez Hosiena i Salima (2017). Wyniki wykazały, że powiększenie szczeliny kominowej z 0,1 m do 0,5 m spowodowało ponad czterokrotny przyrost przepływu powietrza (z 0,04 do 0,18 kg/s). Zha i in. (2017) zbadali działanie komina słonecznego zintegrowanego z budynkiem zlokalizowanym we wschodnich Chinach. Przeprowadzone obserwacje pokazały, że dla komina słonecznego o wymiarach 6,2 × 2,8 × 2,8 m ze szczeliną powietrzną o wielkości 0,35 m, możliwe było osiągnięcie przepływu na poziomie 70,6–1887,6 m^3/h (przy czym zmierzone wartości były niższe od wartości uzyskanych w toku symulacji numerycznych). Ponadto, symulacje wykazały, że dzięki zastosowaniu komina słonecznego możliwe było osiągnięcie wskaźnika oszczędności energii na poziomie

ok. 14,5% w okresach przejściowych. Cheng i in. (2018) przeanalizowali budowę i działanie komina słonecznego przeznaczonego do naturalnej wentylacji pomieszczeń oraz do oddymiania w przypadku pojawienia się ognia. Autorzy wzięli pod uwagę cztery czynniki: odległość między wlotem a podłogą (0,2–0,8 m), głębokość wnęki (2,5–17,5 cm), intensywność promieniowania słonecznego (400–1200 W/m^2) oraz moc wydzielaną przez symulowany płomień (6,8–15,8 kW). Wyniki eksperymentów pozwoliły na określenie konfiguracji komina, która umożliwi realizację obu założonych funkcjonalności. Poza pracami eksperymentalnymi dotyczącymi kominów słonecznych, w literaturze można znaleźć również szereg przykładów analiz numerycznych. W pozycji (Shi 2018) zostały opisane modele teoretyczne czterech typów kominów słonecznych pracujących w trybie ogrzewania lub chłodzenia. Celem przygotowania modeli było oszacowanie natężenia przepływu powietrza i zmian temperatury w analizowanych układach. Shaari i in. (2020) przedstawili wpływ parametrów geometrycznych kanału na wydajność komina słonecznego przy użyciu modelu CFD. Autorzy zbadali wpływ czterech konfiguracji uwzględniających różny stosunek długości krawędzi dolnej do górnej (1:1, 1:0,8, 1:0,75 oraz 1:0,5). Wyniki pokazały, że stosunek 2:1 pozwala osiągnąć najwyższą prędkość powietrza na wylocie, podczas gdy stosunek 1:1 zapewnia najwyższa wydajność procesu wymiany powietrza. He i Lv (2022) wykorzystali symulacje CFD do zbadania wpływu zastosowania płyt pochłaniających promieniowanie słoneczne na wentylację budynku. Przeprowadzone badania pozwoliły zaobserwować, że dodatkowe wstawki umożliwiają zwiększenie przepływu powietrza o 1/3. W związku z tym, płyty pochłaniające promieniowanie słoneczne zostały zintegrowane z kominem słonecznym w celu bardziej równomiernego rozprowadzania ciepła. Wyniki symulacji pozwoliły oszacować, że analizowana metoda może zwiększyć przepływ powietrza o 57% w porównaniu z podstawową konfiguracją komina.

Analogicznie do badań kominów słonecznych, światowa literatura zawiera liczne badania koncentrujące się na ulepszeniach klasycznej konstrukcji ściany Trombe'a. Wysoce wydajna konfiguracja geometryczna ściany Trombe'a została przeanalizowana numerycznie przez Fidarosa i in. (2022). Autorzy opracowali dwuwymiarowy model CFD podstawowej geometrii ściany w stanie ustalonym i zweryfikowali go przez porównanie z wynikami modelu bilansu energetycznego. Następnie przeanalizowano i porównano dziesięć różnych konfiguracji geometrycznych. Wyniki symulacji pokazały, że zalecana szerokość szczeliny powietrznej wynosi od 5 do 8 cm, a kąt nachylenia górnego otworu – 30°. Owczarek (2021) przeanalizował wymianę ciepła w masywnej ścianie wykonanej z cegły. Autor zebrał dane dotyczące temperatury i promieniowania słonecznego z kilku punktów zlokalizowanych na analizowanej ścianie. Wyniki wykazały znaczącą różnicę między parametrami operacyjnymi w zimie i lecie. W okresie letnim różnica temperatury pomiędzy zewnętrzną i wewnętrzną powierzchnią ściany osiągnęła maksymalną wartość 20 K, a dopływ ciepła wyniósł 80 W/m^2. Zimą największa zaobserwowana różnica temperatury zmniejszyła się w przybliżeniu dwukrotnie, a strumień ciepła słonecznego był niższy niż zmierzone straty ciepła przez przenikanie. Blotny i Mens (2019) zaproponowali pasywny system ściany Trombe'a, który może być wykorzystywany zarówno do ogrzewania, jak i chłodzenia. Instalacja została zintegrowana z południową ścianą budynku zlokalizowanego we Wrocławiu. Autorzy przeprowadzili badania numeryczne

w oprogramowaniu Ansys Fluent w celu oceny rozkładu temperatury i wzorca cyrkulacji powietrza we wnętrzu przegrody podczas dwudniowej pracy. Uzyskane wyniki wykazały poranny wzrost temperatury o 1,1 K i popołudniowy spadek o około 2,3 K. Również Miąsik i Krasoń (2021) zbadali działanie ściany magazynowej znajdującej się po południowej stronie budynku o lekkiej konstrukcji. W okresie letnim rolety pozwoliły na zmniejszenie strumienia ciepła o około 77%, a tym samym ograniczyły przegrzewanie się budynku. W miesiącach zimowych poziom strat ciepła przez ścianę Trombe'a był porównywalny z tradycyjną ścianą (zyski z promieniowania słonecznego kompensowały brak izolacji termicznej). Kostikov i in. (2020a) określili intensywność promieniowania słonecznego docierającego do zewnętrznej powierzchni ściany Trombe'a zlokalizowanej w Harbinie. Wyniki wykazały, że zastosowanie analizowanej ściany Trombe'a prowadzi do rocznych oszczędności ciepła na poziomie 61%, podczas gdy w najzimniejszym miesiącu oszczędności te wynoszą 32%. Bojić i in. (2014) porównali charakterystykę energetyczną i środowiskową budynków ze ścianami Trombe'a i bez nich. Badania wykazały, że budynek ze ścianą Trombe'a zlokalizowany w Lyonie we Francji może zaoszczędzić ok. 20% energii użytkowej podczas ogrzewania w porównaniu do budynku niewyposażonego w pasywny system słoneczny. Zakładając zastosowanie ogrzewania elektrycznego oszacowano, że optymalna grubość warstwy rdzenia z cegły ceramicznej powinna wynosić ok. 0,35 m, a w przypadku ogrzewania gazem ziemnym – ok. 0,25 m. Z kolei w pozycji (Kostikov i in. 2020b) zostało wykazane, że najbardziej efektywne warunki klimatyczne dla działania ścian Trombe'a występują w lokalizacjach o szerokości geograficznej od 40 do 55°. W tych lokalizacjach roczne oszczędności energii wahają się od 30 do 70%, co prowadzi do czasu zwrotu inwestycji pod względem ekonomicznym wynoszącego od 3,5 do 10 lat.

Dalsza poprawa wydajności ścian Trombe'a jest możliwa dzięki zainstalowaniu materiałów zmiennofazowych, które ograniczają szczytowe obciążenie grzewcze w ciągu dnia. Rehman i in. (2021) zaproponowali nowatorską, dwuwarstwową konfigurację materiałów zmiennofazowych dla ścian wykonanych z cegły pod kątem zapewnienia komfortu cieplnego w warunkach klimatycznych Islamabadu (Pakistan). Autorzy przeprowadzili symulacje numeryczne cykli ładowania i rozładowywania PCM dla dwóch miesięcy: czerwca i stycznia. Wyniki pokazały, że łączne zastosowanie dwóch warstw PCM zapewnia lepszy komfort cieplny w ujęciu całorocznym aniżeli użycie pojedynczej warstwy materiału zmiennofazowego tylko latem (29°C) lub zimą (13°C). Tenpierik i in. (2019) zbadali numerycznie proces topnienia materiałów PCM, aby zapobiec ich przegrzaniu w ścianach Trombe'a. Symulacje wykazały, że górna część wypełnienia PCM nagrzewa się szybciej niż dolna, co może prowadzić do znacznego gradientu temperatury na wysokości ściany Trombe'a. Aby rozwiązać ten problem, autorzy zaproponowali podzielenie wypełnienia PCM na kilka części o mniejszej objętości lub zastosowanie w jednej ścianie różnych typów materiału PCM charakteryzujących się innymi wartościami temperatury topnienia. Z kolei Lichołai i in. (2021) określili wpływ parametrów oszklenia na wydajność cieplną ściany Trombe'a zawierającej materiał PCM. W przeprowadzonych badaniach eksperymentalnych zastosowano trzy rodzaje oszklenia o różnych współczynnikach przenikania ciepła i całkowitej przepuszczalności energii słonecznej. Stwierdzono

zauważalny wpływ rodzaju oszklenia na parametry pracy przegrody. Mabrouki i in. (2022) omówili aspekty działania ściany Trombe'a ze zintegrowanym materiałem PCM w klimacie Maroka. Autorzy doszli do wniosku, że zastosowanie szczeliny powietrznej o grubości 3 cm, osłony przeciwsłonecznej o wymiarze 0,9 m i materiału parafinowego o temperaturze topnienia ok. 27–29°C pozwoliło w największym stopniu zmniejszyć zapotrzebowanie na energię referencyjnego budynku. Roczne zużycie energii w obiekcie zmniejszyło się z 1285,6 do 733,2 kWh, co dało oszczędność około 43%. Li i in. (2022) porównali pod kątem wydajności cieplnej trzy warianty budynków: konwencjonalny budynek charakteryzujący się lekką konstrukcją, budynek wyposażony w tradycyjną ścianę Trombe'a oraz budynek ze ścianą Trombe'a zintegrowaną z materiałem zmiennofazowym. Zbadano zależność pomiędzy temperaturą przemiany fazowej materiału PCM a komfortem cieplnym. Stwierdzono, że w okresie letnim materiał PCM umieszczony przy wewnętrznej powierzchni ściany pozwalał na bardziej efektywną regulację temperatury powietrza w budynku niż w przypadku materiału PCM zlokalizowanego bliżej zewnętrznej powierzchni ściany. Dzięki zastosowaniu materiału zmiennofazowego dzienny profil temperatury był bardziej jednolity (uniknięte zostały problemy z przegrzaniem budynku). W kolejnym przykładzie literaturowym, Fateh i in. (2018) przeprowadzili symulację pięciu wariantów ścian słonecznych aby ocenić efektywność materiałów zmiennofazowych zintegrowanych ze ścianą Trombe'a. Każda ściana charakteryzowała się innym sposobem umieszczenia materiału PCM. Wyniki pokazały, że zastosowanie warstwy izolacyjnej z PCM może zapewnić znaczną redukcję obciążeń cieplnych w sytuacji, gdy ich intensywność jest duża i zmienna w czasie (taki stan występuje latem, w szczególności w sierpniu). Ponadto, wykazano, że zastosowanie warstw PCM jest najbardziej skuteczne wtedy, gdy wahania ich temperatury są zbliżone do temperatury przemiany fazowej (która w analizowanym przypadku była efektem wykorzystania materiału zmiennofazowego o temperaturze topnienia 23°C umieszczonego w środkowej warstwie ściany). Otrzymane wyniki pozwoliły wyciągnąć wniosek, że instalacja warstw PCM może prowadzić do znaczącego ograniczenia strat ciepła przez nieprzezroczyste ściany (na poziomie dochodzącym do 75%). Oszczędności te są tym wyższe, im dłuższy jest czas oddziaływania promieniowania słonecznego. Ponadto, Kumuc Seyhan i Kara (2018) zbadali wydajność cieplną ścian ze zintegrowaną warstwą materiału zmiennofazowego w procesie ogrzewania pomieszczeń z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego. Południowa fasada pomieszczenia testowego została wykonana z warstw izolacji termicznej, cegły, tynku z dodatkiem materiału PCM, szczeliny powietrznej oraz potrójnych szyb zespolonych. Jak pokazały wyniki prac eksperymentalnych, udział ciepła dostarczanego przez testowaną przegrodę w pokryciu potrzeb grzewczych badanego pomieszczenia wahał się od 7 do 57%, w zależności od miesiąca (analizie poddano okres odpowiadający sezonowi grzewczemu, tj. miesiące od października do maja). W ujęciu rocznym wartość ta została określona na poziomie 16%. Jeszcze jednym ze sposobów zwiększenia wydajności energetycznej ścian Trombe'a jest integracja ich z warstwą ogniw fotowoltaicznych. Projekt, konstrukcja i wydajność ściany Trombe'a zintegrowanej z żaluzją PV zostały opisane w pozycji (Hu i in. 2017b). Autorzy przeprowadzili pomiary eksperymentalne w celu przeanalizowania wpływu natężenia przepływu powietrza wlotowe-

go i kątów nachylenia żaluzji PV na zyski elektryczne i cieplne. Najbardziej korzystne parametry pracy uzyskano przy zastosowaniu kąta 50° i prędkości przepływu powietrza 0,45 m/s. Następnie porównano wydajność elektryczną ogniw fotowoltaicznych w przypadku, kiedy zostały zamontowane na zewnętrznej szybie oraz na ścianie z cegły. Wyniki badań pokazały, że wyższa wartość produkcji energii elektrycznej została uzyskana w przypadku umieszczenia ogniw fotowoltaicznych na szybie. Idąc dalej, Hu i in. (2017a) przedstawili wyniki badań ściany Trombe'a zintegrowanej z żaluzjami fotowoltaicznymi, które zostały przeprowadzone w warunkach pogodowych Hefei. Autorzy zbadali optymalne kąty nachylenia żaluzji dla trzech okresów w roku: zimowego, letniego i przejściowego. Uzyskane wyniki wykazały, że roczny uzysk energii elektrycznej z systemu, w którym ogniwa fotowoltaiczne są umieszczone w środku warstwy powietrznej jest na podobnym poziomie, jak w przypadku umieszczenia ogniw na warstwie przeszklenia. Jednocześnie, uzysk ten był większy o ok. 20% w porównaniu do rozwiązania, w którym ogniwa były umieszczone na ścianie masywnej. Biorąc pod uwagę jednoczesną redukcję obciążenia chłodniczego i grzewczego oraz produkcję energii elektrycznej, całkowite oszczędności analizowanego systemu z żaluzjami fotowoltaicznymi umieszczonymi w warstwie powietrznej były o ok. 45% wyższe niż w przypadku pozostałych konfiguracji. Podobne wnioski zostały wyciągnięte przez Lin i in. (2019), którzy zbadali ścianę Trombe'a z ogniwami fotowoltaicznymi zlokalizowanymi w środku szczeliny powietrznej, a następnie porównali otrzymane wyniki z wynikami uzyskanymi dla ściany Trombe'a z ogniwami umieszczonymi po stronie zewnętrznej. Wykazano, że średnia wydajność cieplna i elektryczna pierwszego z omawianych systemów wynosiła odpowiednio 38 i 12%, a średnia całkowita wydajność była o ok. 11% wyższa niż w przypadku systemu odniesienia. Jeszcze inne rozwiązanie obejmujące zastosowanie termoelektrycznej ściany fotowoltaicznej zintegrowanej z budynkiem zostało zaproponowane przez Luo i in. (2018). Autorzy zbadali numerycznie wydajność cieplną i elektryczną przegrody oraz porównali uzyskane wyniki z konwencjonalną ścianą betonową. Analizy zostały przeprowadzone dla Hongkongu i sześciu innych miast o podobnych warunkach klimatycznych (Baise, Guangzhou, Nanning, Shantou, Shenzhen oraz Xiamen). Uzyskane wyniki wskazały, że instalacja proponowanej konfiguracji przegrody może zapewnić roczne oszczędności energii na poziomie 29,19–62,94 kWh/(m^2rok), a potencjalne oszczędności energii wynikające z zastąpienia ściany referencyjnej przez ścianę fotowoltaiczną – w zależności od lokalizacji – mogą osiągnąć poziom 188,8% (Nanning) – 447,9% (Shenzhen). Podane wyżej wartości oszczędności energii dotyczą powierzchni jednostkowej analizowanej przegrody.

Inny istotny aspekt funkcjonowania przegród zewnętrznych, tj. wpływ absorpcyjności zewnętrznych warstw przegród budowlanych na ilość pochłanianej energii promieniowania słonecznego, został omówiony w pozycji (Chwieduk 2016). Autorka przeanalizowała tradycyjne wielowarstwowe konstrukcje ścian pokryte farbą o współczynniku absorpcyjności 0,1 oraz 0,9. Wyniki pokazały, że efekt absorpcji promieniowania słonecznego przez farbę, która pokrywa zewnętrzną powierzchnię ściany, jest niewielki, przy czym nasila się w ekstremalnych letnich warunkach pogodowych (tj. przy wysokim natężeniu promieniowania słonecznego oraz wysokiej temperaturze otoczenia).

Przytoczone przykłady literaturowe wykazały, że zastosowanie pasywnych systemów słonecznych prowadzi do oszczędności energii w budynkach, zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych oraz poprawy komfortu użytkowania obiektów przez mieszkańców. Uzasadnia to prowadzenie dalszych prac badawczych w zakresie rozwoju konfiguracji przegród słonecznych.

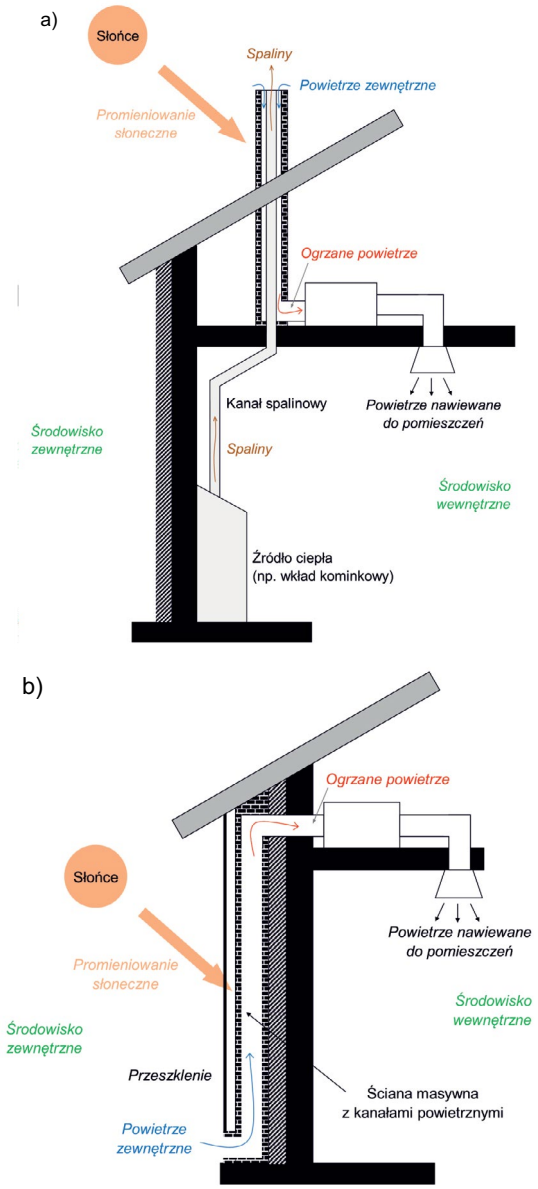
2.1.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych

Pomimo tego, że światowa literatura zawiera szereg przykładów pasywnych systemów słonecznych, zaproponowana konfiguracja akumulacyjnej przegrody słonecznej (APS) ma charakter innowacyjny. W tym przypadku powietrze wentylacyjne przepływa przez kanały powietrzne w obrębie materiału akumulacyjnego, co pozwala na magazynowanie części ciepła docierającego do powierzchni przegrody i przekazywanie go do powietrza po zachodzie Słońca. Jednocześnie, z uwagi na określoną pojemność cieplną przegrody, ogrzewanie powietrza następuje także w ciągu dnia, gdy osiągnięta zostanie stabilizacja parametrów termicznych.

Przegroda została wykonana z betonu wytwarzanego na bazie kruszywa ceramicznego o podwyższonej zawartości tlenków żelaza i manganu, który odznacza się wysoką pojemnością cieplną (materiał ten jest oryginalnie stosowany do budowy kominków akumulacyjnych) (Cebud 2023). Konstrukcja przegrody była podzielona na pojedyncze moduły, które umożliwiają swobodną konfigurację układu kanałów powietrznych. Zaproponowano dwie różne konfiguracje: akumulacyjny komin słoneczny (AKS) i akumulacyjna ściana słoneczna (AŚS). Pierwsza z nich została przewidziana do montażu na dachu. Założono, że powietrze wentylacyjne będzie przepływało pionowo w dół (przepływ będzie wymuszany wentylatorem) i będzie kierowane na wlot do centrali wentylacyjnej. Dodatkowo, możliwe będzie połączenie komina słonecznego z kanałem spalinowym. Kanał spalinowy może być umieszczony w osi komina słonecznego i zapewniać wstępny podgrzew powietrza wentylacyjnego z wykorzystaniem gorących spalin emitowanych np. przez miejscowy ogrzewacz pomieszczeń. Druga z konfiguracji obejmuje akumulacyjną ścianę słoneczną, która będzie mogła zastąpić klasyczną warstwę konstrukcyjną (przy usytuowaniu jej po zewnętrznej stronie przegrody) lub będzie mogła stanowić dodatkową warstwę przegrody pionowej. W tym przypadku ogrzewanie modułów będzie następowało tylko z jednej strony, ale długość kanału będzie większa niż w przypadku komina słonecznego. Ponadto, w zależności od wymaganego przepływu powietrza i pożądanego przyrostu wartości jego temperatury, możliwa będzie odpowiednia aranżacja kanałów powietrznych, w tym tworzenie układów szeregowych i szeregowo-równoległych.

Zastosowanie proponowanej akumulacyjnej przegrody słonecznej może stanowić istotny element w dążeniu do zapewnienia wysokiej efektywności energetycznej zarówno nowych, jak i istniejących budynków. W połączeniu z systemem zysków bezpośrednich (przeszklenia), możliwe będzie wykorzystanie promieniowania słonecznego zarówno w ciągu dnia i nocy, przy jednoczesnym ograniczeniu efektu przegrzewania budynku w ciągu dnia. Dalsze

zwiększenie wydajności proponowanej przegrody może zostać osiągnięte przez zastosowanie warstwy szkła usytuowanej przed właściwą powierzchnią akumulacyjną. Idea zastosowania akumulacyjnej przegrody słonecznej w budynku została przedstawiona na rysunku 21.



Rys. 21. Ogólna idea wykorzystania akumulacyjnej przegrody słonecznej w budynku: akumulacyjny komin słoneczny (a) oraz akumulacyjna ściana słoneczna (b)

Fig. 21. The general idea of using an accumulative solar envelope in a building: an accumulative solar chimney (a) and an accumulative solar wall (b)

Opisane wyniki stanowią rozwinięcie wstępnych prac przedstawionych w pozycji (Sornek i Papis-Frączek 2022). Wyniki testów opisanych w tej pozycji potwierdziły pierwotne założenia koncepcyjne oraz umożliwiły identyfikację kluczowych obszarów, jakie powinny zostać poddane badaniom (część z nich została przytoczona w niniejszym rozdziale monografii). Ponadto, tematyka pasywnych systemów słonecznych została szczegółowa zgłębiona w pozycji (Sornek i in. 2023b). W efekcie opracowano kolejne wersje akumulacyjnej przegrody słonecznej, rozwinięto system kontrolno-pomiarowy, a także przeprowadzono analizy eksperymentalne i numeryczne wybranych parametrów pracy związanych z funkcjonowaniem poszczególnych konfiguracji przegrody.

2.1.3. Stanowisko badawcze

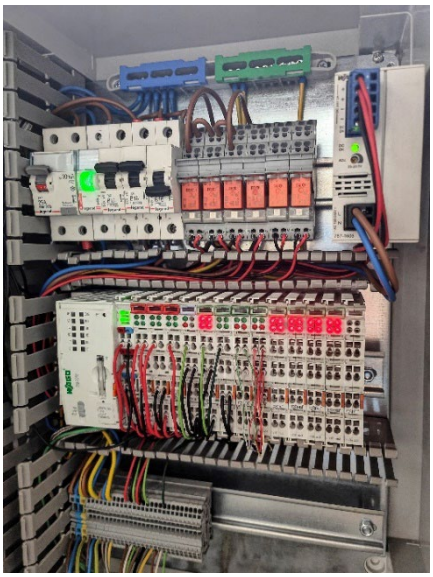
Prace eksperymentalne zostały przeprowadzone na specjalnie zaprojektowanym stanowisku badawczym, umożliwiającym testowanie różnych wariantów akumulacyjnej przegrody słonecznej. Stanowisko badawcze zostało wyposażone w szereg komponentów, w tym: źródła ciepła, wentylator, przepustnicę powietrzną, układ kanałów powietrznych, system kontrolno-pomiarowy oraz kamerę termowizyjną. W skład systemu kontrolno-pomiarowego weszły następujące elementy:

- programowalny sterownik logiczny (PLC) WAGO PFC200 z zestawem modułów rozszerzeń (obejmującym moduły wejść i wyjść cyfrowych oraz moduły wejść i wyjść analogowych),
- termoparowe czujniki temperatury typu K (NiCr-NiAl) charakteryzujące się zakresem pomiarowym od –40 do 1200°C i dokładnością na poziomie ±2,0°C lub ±0,0075 × [t]), gdzie *t* – temperatura mierzona,
- rezystancyjne czujniki temperatury Pt100 o zakresie pomiarowym od –50 do 400°C oraz dokładności na poziomie ±0,3 + 0,005 × [t], gdzie *t* – temperatura mierzona,
- termoanemometr o zakresie pomiarowym 0–10 m/s i dokładności ±0,5 m/s + 3%,
- przekaźniki elektromagnetyczne,
- elementy zabezpieczające (wyłącznik różnicowo-prądowy, wyłączniki nadprądowe),
- kamera termowizyjna NEC ThermoTracer H2640 posiadająca niechłodzoną matrycę mikrobolometryczną o wymiarach 640 × 480 pikseli oraz charakteryzująca się zakresem pomiarowym od –40 do 120°C, rozdzielczością 0,06 K, zakresem spektralnym od 8 do 13 μm i dokładnością na poziomie ±2% (odczytu) lub ±2 K,
- komputer z oprogramowaniem CoDeSys w wersji 2.9.

Widok szafy sterowniczej został pokazany na rysunku 22. Sterowanie pracą układu oraz obserwacja i zapis wartości mierzonych były realizowane z wykorzystaniem algorytmu kontrolno-pomiarowego i wizualizacji stworzonej w oprogramowaniu CoDeSys 2.9.

W toku opisanych prac badawczych zostały przetestowane dwa warianty akumulacyjnej przegrody słonecznej:

- układ A: akumulacyjny komin słoneczny w postaci pionowego kanału powietrznego o wysokości 1,0 m zbudowanego z czterech modułów akumulacyjnych o wymiarach



Rys. 22. Widok szafy sterowniczej

Fig. 22. The view of control cabinet

0,25 × 0,25 × 0,25 m. Pole przekroju wewnętrznego kanału powietrznego było w tym przypadku równe 0,027 m^2, a masa komina wynosiła 100 kg;

— układ B: akumulacyjny komin słoneczny zintegrowany z kanałem spalinowym w postaci pionowego kanału powietrznego o wysokości 1,12 m z umieszczoną w jego osi stalową rurą ze stali kwasoodpornej (1.4301 EN 10088) o średnicy 0,1 m. W tej części prac komin słoneczny został zbudowany z czterech modułów ceramicznych o wymiarach 0,28 × 0,28 × 0,28 m każdy. Pole przekroju wewnętrznego kanału powietrznego było równe 0,027 m^2, a masa komina wynosiła 160 kg. Zastosowana jako materiał konstrukcyjny kanału spalinowego stal odznaczała się współczynnikiem przewodzenia ciepła λ = 15,0 W/(m·K) oraz pojemnością cieplną c_p = 500 J/(kg·K).

Parametry materiału zastosowanego do konstrukcji modułów akumulacyjnych zostały zestawione w tabeli 4. Wybór parametrów geometrycznych modułów akumulacyjnych miał na

Tabela 4

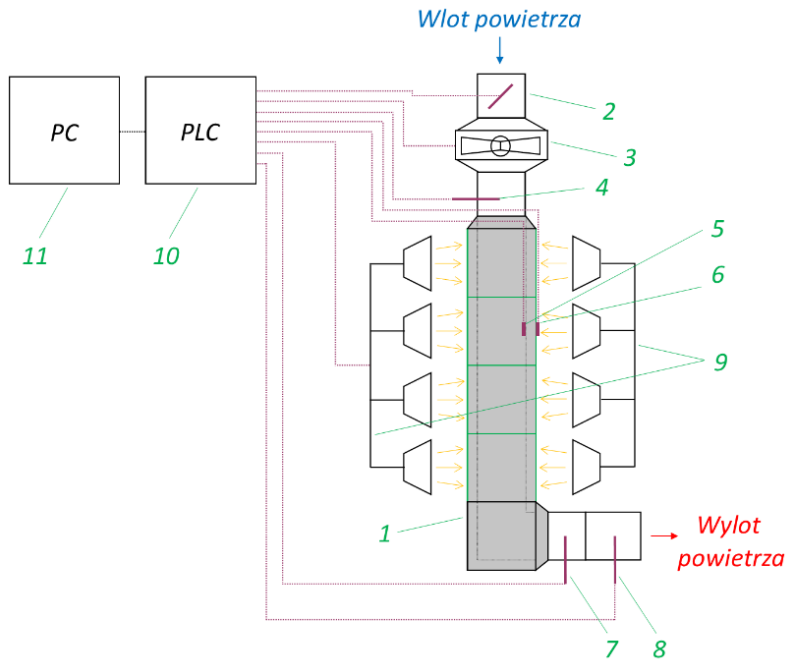
Podstawowe parametry materiału akumulacyjnego (Cebud 2023)

Table 4

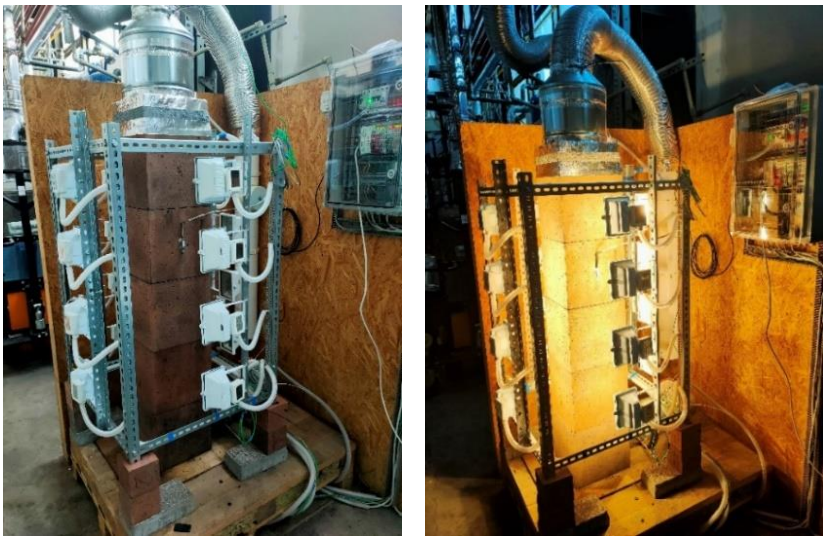
Basic parameters of the accumulation material

Temperatura pracy [°C]	Przewodność cieplna [W/(mK)]	Gęstość [kg/m^3]	Ciepło właściwe [J/(kgK)]
do 350	3,31	2 750	2 640

(a)



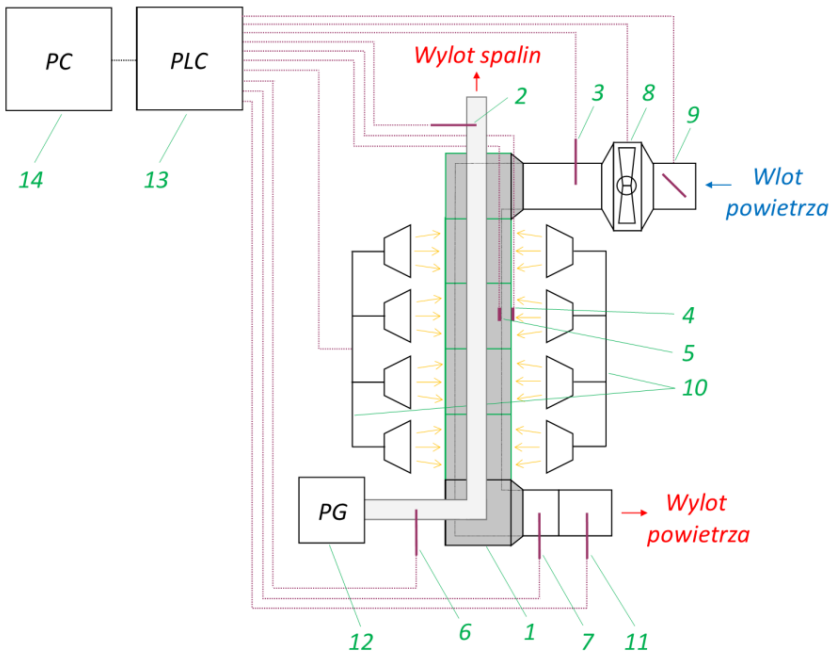
(b)



Rys. 23. Schemat stanowiska pomiarowego (a) oraz widok rzeczywistego stanowiska (b) – układ A (1 – moduły akumulacyjne, 2 – przepustnica powietrzna, 3 – wentylator, 4, 5, 6, 7 – czujniki temperatury, 8 – termoanemometr, 9 – źródło ciepła, 10 – szafa sterownicza, 11 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 23. Scheme of the experimental rig (a) and general view of the experimental rig (b) – configuration A (1 – accumulation modules, 2 – air throttle, 3 – fan, 4, 5, 6, 7 – temperature sensors, 8 – thermoanemometer, 9 – heat source, 10 – control cabinet, 11 – computer with CoDeSys software)

(a)



(b)

Rys. 24. Schemat stanowiska pomiarowego (a) oraz widok rzeczywistego stanowiska (b) – układ B
(1 – moduły akumulacyjne, 2, 3, 4, 5, 6, 7 – czujniki temperatury, 8 – wentylator, 9 – przepustnica powietrzna,
10 – źródło ciepła, 11 – termoanemometr, 12 – palnik gazowy, 13 – szafa sterownicza,
14 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 24. Scheme of the experimental rig (a) and general view of the experimental rig (b) – configuration B
(1 – accumulation modules, 2, 3, 4, 5, 6, 7 – temperature sensors, 8 – fan, 9 – air throttle, 10 – heat source,
11 – thermoanemometer, 12 – gas burner, 13 – control cabinet, 14 – computer with CoDeSys software)

celu dopasowanie ich do typowych parametrów przegród budowlanych, a z drugiej strony – zapewnienie odpowiedniego przekroju dla strumienia powietrza dostarczanego do budynku.

Jako źródło ciepła zostało zastosowanych 16 lamp halogenowych, z których każda posiadała moc elektryczną równą 150 W. Lampy tego typu należą do inkadescencyjnych (temperaturowych) źródeł światła. Ich działanie polega na nagrzewaniu żarnika wolframowego w wyniku przepływu prądu elektrycznego do takiej temperatury, w której emituje on światło. Temperatura barwowa lamp halogenowych jest wyższa niż w tradycyjnych żarówkach, a tym samym maksimum widma promieniowania przesunięte jest w stronę fal krótszych (w efekcie występuje niewielka ilość promieniowania nadfioletowego). Z drugiej strony, poza promieniowaniem widzialnym, lampy halogenowe emitują również promieniowanie podczerwone (cieplne). Regulacja ilości ciepła docierającego do powierzchni badanych przegród była możliwa przez sekwencyjne włączanie i wyłączanie lamp. Przepływ powietrza był wymuszany przez wentylator, a jego strumień był kontrolowany przez przepustnicę powietrzną z siłownikiem sterowanym sygnałem 0-10 V. Gorące spaliny były wytwarzane na tym etapie w wyniku spalania gazu propan-butan w palniku gazowym o mocy 15 kW (palnik ten symulował działanie docelowego rozwiązania w postaci wkładu kominkowego). Ogólny schemat stanowiska badawczego oraz widok rzeczywistego układu został pokazany na rysunku 23 (układ A) oraz rysunku 24 (układ B).

2.1.4. Procedura badawcza

2.1.4.1. Prace eksperymentalne

Prace eksperymentalne zostały podzielone na dwie zasadnicze części, które były związane z konfiguracją stanowiska pomiarowego. W przypadku badania pierwszej konfiguracji akumulacyjnej przegrody słonecznej (akumulacyjny komin słoneczny w układzie A), przeanalizowano m.in. wpływ temperatury powietrza wlotowego, wpływ kierunku przepływu powietrza, wpływ wielkości przepływu powietrza oraz wpływ liczby ogrzewanych ścian na przyrost temperatury powietrza oraz ilość ciepła oddawanego do powietrza. W przypadku badania akumulacyjnego komina słonecznego w układzie B, opisano ponadto wpływ zastosowania dodatkowego źródła ciepła na wydajność przegrody. Szczegółowe parametry każdej serii pomiarowej podano w tabeli 5.

2.1.4.2. Symulacje numeryczne w programie Ansys Workbench

Dysponując wynikami prac eksperymentalnych, przeprowadzono symulacje numeryczne w oprogramowaniu Ansys Workbench 2021 R2. Geometria pojedynczych komponentów akumulacyjnej przegrody słonecznej została zaimportowana do programu SpaceClaim, a następnie poddana edycji w celu utworzenia geometrii odpowiadającej konfiguracji stanowiska w układzie A. Domena stała, reprezentująca materiał akumulacyjny, została wypełniona pły-

Tabela 5

Opis serii pomiarowych S_1 – S_6

Table 5

Description of the measurement series S_1 – S_6

Seria pomiarowa	Konfiguracja akumulacyjnej przegrody słonecznej	Przepływ powietrza [m^3/s]	Kierunek przepływu powietrza	Liczba ogrzewanych ścian	Początkowa temperatura powietrza [°C]
S_1A	A	0,040	góra–dół	4	10,0
S_1B		0,040	góra–dół	4	20,0
S_2A		0,040	góra–dół	4	10,0
S_2B		0,040	dół–góra	4	10,0
S_3A		0,028	góra–dół	4	20,0
S_3B		0,040	góra–dół	4	20,0
S_3C		0,055	góra–dół	4	20,0
S_4A		0,055	góra–dół	4	10,0
S_4B		0,055	góra–dół	4	10,0
S_5A		0,055	góra–dół	4	20,0
S_5B		0,055	góra–dół	3	20,0
S_5C		0,055	góra–dół	2	20,0
S_5D		0,055	góra–dół	1	20,0
S_6A	B	0,040	góra–dół	4	20,0
S_6B		0,055	góra–dół	4	20,0
S_6C		0,055	góra–dół	0	20,0

nem. Ostateczna geometria została podzielona na mniejsze części, aby zapewnić generowanie strukturalnej siatki we wspólnych elementach geometrii. Siatkę stworzono z wykorzystaniem modułu Meshing opartego na elementach tetrahedralnych i heksahedralnych z ograniczeniami rozmiaru wynoszącymi 0,02 m w domenie bryły i 0,01 m w domenie płynu. Maksymalny rozmiar elementów siatki był mniejszy w domenie płynu z uwagi na występowanie w niej bardziej złożonych zjawisk. Ponadto, została dodana warstwa inflacji, aby odzwierciedlić zjawiska fizyczne zachodzące w obszarze przyściennym. Ze względu na prostotę geometrii nie były wymagane żadne dodatkowe ustawienia lokalne. Uzyskana siatka zawierała łącznie 110 000 węzłów i 356 000 elementów. Jakość uzyskanej siatki została sprawdzona na podstawie kryterium skośności. Średnia skośność wyniosła 0,225 z odchyleniem standardowym 0,120, co jest wynikiem bardzo dobrym. Maksymalna skośność 0,852 nie przekroczyła założonej granicy 0,950. W wygenerowanej siatce występowały pojedyncze komórki charakteryzujące się stosunkowo niską jakością: 21 elementów o skośności wyższej niż 0,800. Ze względu na małą liczbę tych komórek, nie miały one negatywnego wpływu na rozwiązanie numeryczne. Warunki brzegowe zostały zadane na podstawie danych eksperymentalnych. Ponadto, wyniki prac eksperymentalnych posłużyły do walidacji wyników uzyskanych w toku

symulacji komputerowych. Zgodność między nimi była zadowalająca, zatem zweryfikowany model został rozwinięty do analizy wariantowej kolejnych geometrii akumulacyjnej przegrody słonecznej.

2.1.4.3. Obliczenia numeryczne w oprogramowaniu ArCADia TERMOCAD

Wyniki uzyskane w części eksperymentalnej oraz w toku symulacji przeprowadzonych w oprogramowaniu Ansys Workbench zostały wykorzystane do obliczeń numerycznych w oprogramowaniu ArCADia TERMOCAD. Obliczenia zostały wykonane zgodnie z aktualnie obowiązującą metodologią wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz świadectw charakterystyki energetycznej (Rozporządzenie MIiR 2015), z uwzględnieniem zapisów wybranych norm branżowych (w tym: PN-EN 12831:2006 – *Instalacje ogrzewcze w budynkach – Metoda obliczania projektowego obciążenia cieplnego*, PN-EN ISO 1370:2008 – *Cieplne właściwości użytkowe budynków – Przenoszenie ciepła przez*

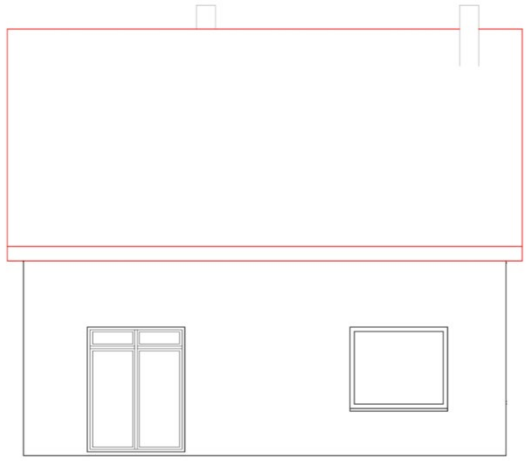
a)

b)

Rys. 25. Wizualizacja analizowanego budynku: elewacja zachodnia i południowa (a) oraz elewacja wschodnia i północna (b)

Fig. 25. Visualization of the analyzed building: west and south elevation (a), and east and north elevation (b)

grunt – Metody obliczania, PN-EN ISO 14683:2007 – *Mostki cieplne w budynkach – Liniowy współczynnik przenikania ciepła – Metody uproszczone i wartości orientacyjne* oraz PN-EN ISO 6946:2017 – *Komponenty budowlane i elementy budynku – Opór cieplny i współczynnik przenikania ciepła – Metody obliczania*). Bazując na powyższych dokumentach, określono wpływ wdrożenia opracowanej akumulacyjnej przegrody słonecznej na charakterystykę energetyczną przykładowego budynku. Analizy zostały przeprowadzone dla przykładowego budynku jednorodzinnego wykonanego w standardzie energooszczędnym przy uwzględnieniu pięciu wybranych lokalizacji na terenie Polski. W obliczeniach uwzględniono ponadto warianty, w których budynek został wyposażony w źródło ciepła w postaci kotła gazowego kondensacyjnego, kotła na pellet oraz pompy ciepła typu powietrze-woda. Ogólna wizualizacja budynku została przedstawiona na rysunku 25, a widok południowej fasady budynku został pokazany na rysunku 26. Ponadto, główne parametry budynku zostały zestawione w tabeli 6.



Rys. 26. Widok elewacji południowej budynku

Fig. 26. The view of the building's south elevation

Jak wynika z rysunku 26, dostępna powierzchnia dla lokalizacji akumulacyjnej ściany słonecznej wynosi ok. 7,5 m^2. Biorąc pod uwagę możliwość zastąpienia tradycyjnego komina poprzez akumulacyjny komin słoneczny, dostępny obszar jest stosunkowo nieduży i wynosi ok. 0,5 m^2 od strony południowej, ok. 0,8 m^2 od strony zachodniej i wschodniej oraz ok. 0,3 m^2 od strony północnej. W związku z powyższym, w przeprowadzonych analizach rozważone zostały następujące konfiguracje przegrody:

— APS_1: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnej ściany słonecznej o powierzchni 3,75 m^2;
— APS_2: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnej ściany słonecznej o powierzchni 6,75 m^2 ;

Tabela 6

Podstawowe parametry analizowanego budynku

Table 6

Basic parameters of the analyzed building

Parametr	Wartość
Standard budynku	budynek energooszczędny
Wskaźnik rocznego zapotrzebowania na energię użytkową [kWh/(m^{2}rok)]	12,9
Powierzchnia o regulowanej temperaturze [m^2]	110,0
Kubatura wentylowana [m^3]	272,0
Rodzaj wentylacji	mechaniczna z odzyskiem ciepła
Sprawność odzysku ciepła [%]	70
Minimalny wymagany przepływ powietrza [m^3/s]	0,050
Źródło ciepła	kocioł gazowy kondensacyjny/kocioł na pellet/ pompa ciepła typu powietrze-woda

— APS_3: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnego komina słonecznego o powierzchni 1,6 m^2 .

Informacje dotyczące kolejnych wariantów obliczeniowych, uwzględniających różne lokalizacje budynku, różne źródła ciepła oraz różne konfiguracje akumulacyjnej przegrody słonecznej zostały zestawione w tabeli 7.

Najważniejszym aspektem związanym z integracją akumulacyjnej przegrody słonecznej w strukturze budynku jest zmniejszenie zużycia energii końcowej i pierwotnej. W przypadku wentylacji mechanicznej z odzyskiem ciepła, współczynnik przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej (H_{ve}) można obliczyć z wykorzystaniem równania (2).

$$H_{ve} = \rho_a \cdot c_a \cdot \left\{ \left[\beta \cdot \left(1 - \eta_{oc,n}\right) \cdot V_{su} \right] + \left[\beta \cdot V_{x,su} \right] + \left[\left(1 - \beta\right) \cdot V_{inf} \right] \right\} \quad [\mathrm{W/K}] \tag{2}$$

gdzie:

q_a – gęstość powietrza [kg/m^3],

c_a – ciepło właściwe powietrza [J/(kgK)],

β – udział czasu działania wentylatorów wentylacji mechanicznej w miesiącu równy wykorzystaniu budynku w miesiącu [–],

$\eta_{oc,n}$ – łączna miesięczna skuteczność zastosowania urządzenia do odzysku ciepła z powietrza wywiewanego przy wstępnym podgrzaniu powietrza nawiewanego [–],

V_{su} – średni podstawowy strumień powietrza zewnętrznego w strefie ogrzewanej [m^3/s],

$V_{x,su}$ – średni dodatkowy strumień powietrza infiltrującego przez nieszczelności przy pracy wentylatorów w przypadku wentylacji mechanicznej nawiewno-wywiewnej [m^3/s],

V_{inf} – średni dodatkowy strumień powietrza zewnętrznego infiltrującego przez nieszczelności, spowodowany działaniem wiatru i wyporu termicznego w pomieszczeniach [m^3/s].

Tabela 7

Podstawowe informacje dotyczące przeprowadzonych obliczeń

Table 7

Basic information regarding the conducted calculations

Wariant	Źródło ciepła	Lokalizacja budynku	Konfiguracja akumulacyjnej przegrody słonecznej
W_1A	Kocioł gazowy	Warszawa	Brak
W_1B			APS_1
W_1C			APS_2
W_1D			APS_3
W_2A	Kocioł na pellet	Warszawa	Brak
W_2B			APS_1
W_2C			APS_2
W_2D			APS_3
W_3A	Pompa ciepła typu powietrze – woda	Warszawa	Brak
W_3B			APS_1
W_3C			APS_2
W_3D			APS_3
W_4A	Kocioł gazowy	Gdańsk	Brak
W_4B			APS_1
W_4C			APS_2
W_4D			APS_3
W_5A	Kocioł gazowy	Poznań	Brak
W_5B			APS_1
W_5C			APS_2
W_6D			APS_3
W_7A	Kocioł gazowy	Kielce	Brak
W_7B			APS_1
W_7C			APS_2
W_7D			APS_3
W_8A	Kocioł gazowy	Zakopane	Brak
W_8B			APS_1
W_8C			APS_2
W_8D			APS_3

Łączną miesięczną skuteczność zastosowania urządzenia do odzysku ciepła z powietrza wywiewanego, przy uwzględnieniu klasycznego układu odzysku ciepła (rekuperatora) oraz akumulacyjnej przegrody słonecznej można obliczyć zgodnie z równaniem (3). W tym przypadku oryginalna postać równania została zmodyfikowana – sprawność akumulacyjnej przegrody słonecznej została uwzględniona w miejscu sprawności gruntowego wymiennika ciepła. Sprawność tę obliczono na podstawie znajomości temperatury powietrza nawiewanego, temperatury powietrza wewnętrznego oraz temperatury powietrza zewnętrznego.

$$\eta_{oc,n} = 1 - \left[\left(1 - \eta_{oc}\right) \cdot \left(1 - \eta_{APS}\right) \right] \; [-] \tag{3}$$

gdzie:

η_{oc} – skuteczność odzysku ciepła z powietrza wywiewanego [–],

η_{APS} – sprawność akumulacyjnej przegrody słonecznej [–].

Uwzględniając obliczoną wartość współczynnika przenoszenia ciepła przez wentylację ze strefy ogrzewanej, całkowitą ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej przez wentylację w danym miesiącu można obliczyć z wykorzystaniem równania (4).

$$Q_{ve,n} = H_{ve} \cdot \left(\theta_{int,H} - \theta_{e,n}\right) \cdot t_M \cdot 10^{-3} \; [\mathrm{kWh/m-c}] \tag{4}$$

gdzie:

$\theta_{int,H}$ – średnia temperatura wewnętrzna w strefie ogrzewanej [°C],

$\theta_{e,n}$ – średnia miesięczna temperatura powietrza zewnętrznego według danych klimatycznych z najbliższej stacji meteorologicznej względem lokalizacji budynku [°C],

t_m – liczba godzin w miesiącu [h].

Całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej w danym miesiącu obejmuje zarówno ciepło przenoszone ze strefy ogrzewanej przez wentylację, jak i przez przenikanie (tj. ciepło tracone przez przegrody zewnętrzne bezpośrednio do środowiska zewnętrznego i gruntu, a także przez przegrody wewnętrzne oddzielające strefy ogrzewane od stref nieogrzewanych i stref ogrzewanych do znacząco różnej temperatury). Całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej w danym miesiącu można obliczyć w oparciu o równanie (5).

$$Q_{H,ht,n} = Q_{tr,n} + Q_{ve,n} \quad [\mathrm{kWh/m-c}] \tag{5}$$

gdzie:

$Q_{tr,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej przez przenikanie w danym miesiącu [kWh/miesiąc],

$Q_{ve,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej przez wentylację w danym miesiącu [kWh/miesiąc].

Roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji w strefie ogrzewanej oblicza się zgodnie z równaniem (6) dla dziewięciu miesięcy w roku, tj. od stycznia do maja i od września do grudnia. Wartości miesięcznego zapotrzebowania na ciepło do ogrzewania i wentylacji uwzględniają miesięczne straty oraz zyski ciepła (zyski bytowe i zyski od promieniowania słonecznego).

$$Q_{H,nd} = \sum Q_{H,nd,n} = \sum \left(Q_{H,ht,n} - \eta_{H,gn,n} \cdot Q_{H,gn,n} \right) \quad [\text{kWh/rok}] \tag{6}$$

gdzie:

$Q_{H,ht,n}$ – całkowita ilość ciepła przenoszonego ze strefy ogrzewanej w danym miesiącu roku [kWh/miesiąc],

$Q_{H,gn,n}$ – całkowite zyski ciepła w strefie ogrzewanej w danym miesiącu roku [kWh/miesiąc],

$\eta_{H,gn,n}$ – współczynnik wykorzystania zysków ciepła w strefie ogrzewanej w danym miesiącu roku [–].

Znając roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji, zapotrzebowanie na energię końcową i pierwotną można obliczyć za pomocą równań (7) i (8).

$$Q_{K,H} = \frac{Q_{H,nd}}{\eta_{H,tot}} \quad [\text{kWh/rok}] \tag{7}$$

gdzie:

$Q_{H,nd}$ – roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji [kWh/rok],

$\eta_{H,tot}$ – średnia sezonowa sprawność systemu grzewczego [–].

$$Q_{P,H} = \sum \left(Q_{K,H,i} \cdot w_{H,i} + E_{el,pom} \cdot w_{el,i} \right) \quad [\text{kWh/rok}] \tag{8}$$

gdzie:

$E_{el,pom}$ – roczne zapotrzebowanie na energię pomocniczą końcową dostarczaną do budynku dla systemów technicznych [kWh/rok].

$w_{H,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie nośnika energii lub energii dla systemu ogrzewania [–],

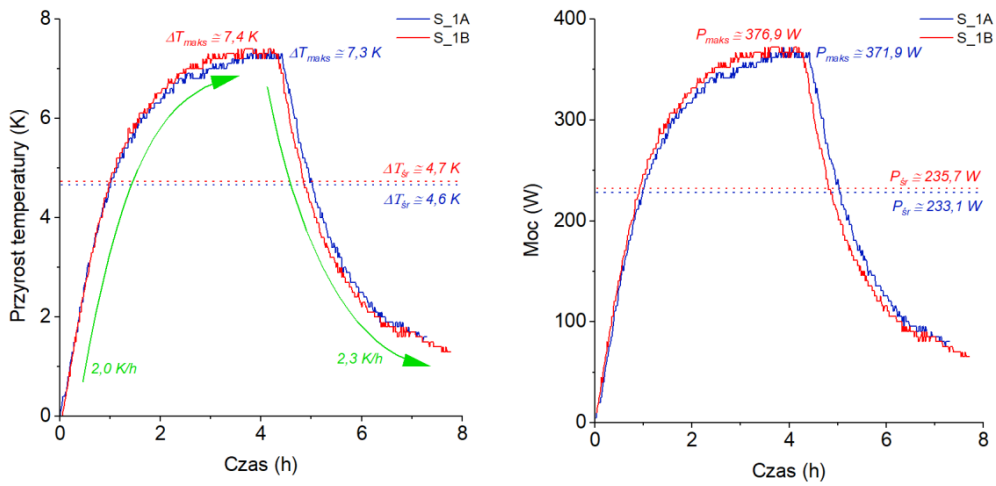
$w_{el,i}$ – współczynnik nakładu nieodnawialnej energii pierwotnej na wytworzenie i dostarczenie energii elektrycznej [–].

W analogiczny sposób obliczono zapotrzebowanie na energię końcową i pierwotną na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. W efekcie możliwe było wyznaczenie wskaźników zapotrzebowania budynku na energię końcową *EK* i energię pierwotną *EP* na potrzeby ogrzewania, wentylacji oraz przygotowania ciepłej wody użytkowej.

2.1.5. Wyniki i dyskusja

2.1.5.1. Wpływ temperatury powietrza zewnętrznego na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Temperatura powietrza zewnętrznego zmienia się w czasie i jest ściśle związana z porą roku, dnia itp. Biorąc pod uwagę wybrane lokalizacje budynku można zauważyć, że średnia miesięczna temperatura w sezonie grzewczym waha się od 1,2°C do 14,5°C (w przypadku Gdańska), od –1,8°C do 13,5°C (w przypadku Poznania), od –1,2°C do 12,8°C (w przypadku Warszawy), od –2,1°C do 13,0°C (w przypadku Kielc) oraz od –3,0°C do 11,2°C (w przypadku Zakopanego). W związku z tym istotne jest określenie wpływu temperatury powietrza zewnętrznego na przyrost temperatury powietrza przepływającego przez akumulacyjną przegrodę słoneczną oraz ilość ciepła przekazywanego do powietrza wentylacyjnego. W warunkach laboratoryjnych rozważone zostały dwie początkowe wartości temperatury powietrza: 10°C (seria S_1A) oraz 20°C (seria S_1B). W tej części badań, akumulacyjna przegroda słoneczna pracowała w układzie A (tj. w postaci akumulacyjnego komina słonecznego). Jak można zaobserwować na rysunku 27, maksymalny przyrost temperatury powietrza wyniósł od 7,1 ±0,5 K do 7,2 ±0,5 K. Wartość ta została zmierzona po ustabilizowaniu się warunków pracy, tj. między 220. i 250. minutą. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że wielkość przyro-



Rys. 27. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_1A–S_1B

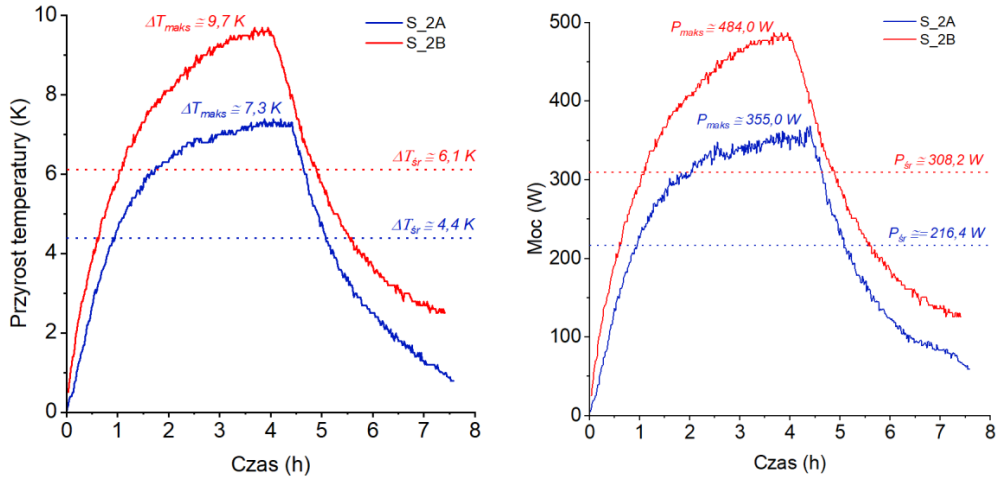
Fig. 27. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_1A–S_1B

stu temperatury w obszarze akumulacyjnego komina słonecznego nie zależy od temperatury powietrza zewnętrznego. Biorąc pod uwagę zaobserwowany w czasie badań maksymalny przyrost temperatury powietrza, moc odbierana przez powietrze wahała się od 371,9 ±32,8 W w serii S_1A do 376,9 ±28,9 W w serii S_1B. Z drugiej strony, w trakcie całego procesu średnia wartość mocy przekazywanej do powietrza wynosiła odpowiednio 233,1 i 235,7 W. Średnie tempo wzrostu temperatury od początku eksperymentu do momentu, w którym nastąpiła stabilizacja warunków pracy, wyniosło ok. 2,0 K/h (przy czym dynamika wzrostu temperatury w trakcie dwóch pierwszych godzin procesu nagrzewania była zdecydowanie wyższa, niż w dwóch pozostałych godzinach). Z drugiej strony, średnie tempo spadku temperatury było wyższe i wynosiło ok. 2,3 K/h (w tym przypadku najbardziej gwałtowny spadek temperatury został zaobserwowany w ciągu 90 minut po wyłączeniu źródła ciepła). Przyrost temperatury powietrza oraz moc odbierana przez powietrze podczas serii pomiarowych S_1A–S_1B został pokazany na rysunku 27.

2.1.5.2. Wpływ kierunku przepływu powietrza na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Kierunek przepływu powietrza przez akumulacyjną przegrodę słoneczną może wpływać na przyrost temperatury powietrza wentylacyjnego oraz wydajność transferu ciepła od ścian przegrody do powietrza. Kierunek przepływu wynika przede wszystkim z formy akumulacyjnej przegrody słonecznej. W przypadku akumulacyjnego komina słonecznego (układ A i B), przepływ powietrza następuje od góry do dołu, natomiast w przypadku akumulacyjnej ściany słonecznej (układ C), przepływ powietrza następuje od dołu do góry. W związku z tym w ramach przeprowadzonych testów analizowano dwa kierunki przepływu powietrza (od góry do dołu w czasie serii S_2A oraz od dołu do góry w czasie serii S_2B). Podczas obu serii pomiarowych przepływ powietrza został ustawiony na 0,040 m^3/s. Biorąc pod uwagę okres, w którym nastąpiła stabilizacja temperatury na wylocie z akumulacyjnego komina słonecznego (ok. 4h po rozpoczęciu procesu), średnia różnica temperatury powietrza na wlocie i wylocie z akumulacyjnego komina słonecznego wynosiła 7,3 ±0,5 K i 9,7 ±0,5 K, odpowiednio w serii S_2A i S_2B. W rezultacie moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego w stabilnych warunkach pracy wynosiła 355,0 ±28,7 W podczas serii S_2A i 484,0 ±30,9 W podczas serii S_2B. Z kolei średnia moc zaobserwowana podczas całego procesu była równa odpowiednio 216,4 i 308,2 W. Widoczne jest, że kierunek przepływu powietrza ma istotne znaczenie z punktu widzenia wydajności transferu ciepła od ścian akumulacyjnego komina słonecznego do powietrza wentylacyjnego. Gdy powietrze przepływa przez układ od dołu do góry, jego wydajność może być wyższa o ok. 35% w porównaniu do sytuacji, gdy powietrze przepływa od góry do dołu. Dodatkowym efektem związanym z kierunkiem przepływu powietrza jest czas ogrzewania i oddawania ciepła przez ściany akumulacyjnego komina słonecznego. Gdy powietrze przepływało od dołu do góry, stabilna wartość temperatury była obserwowana po ok. 198 minutach. W przypadku przepływu powietrza od góry do dołu, proces ten trwał ok. 18 minut krócej, przy czym należy wziąć pod uwagę fakt, iż temperatura

końcowa powietrza była inna w obu seriach. Zmiany różnicy temperatury i mocy przekazywanej do powietrza wentylacyjnego zostały przedstawione na rysunku 28.



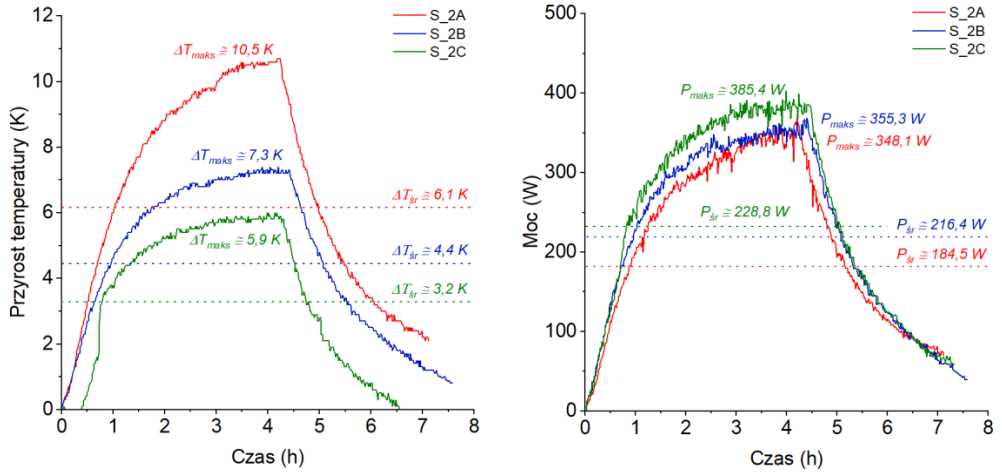
Rys. 28. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_2A i S_2B

Fig. 28. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_2A–S_2B

2.1.5.3. Wpływ strumienia powietrza na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Kolejnym parametrem, który znacząco wpływa na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej, jest ilość powietrza przepływającego przez przegrodę. W rzeczywistych warunkach operacyjnych strumień powietrza wentylacyjnego odpowiada strumieniowi obliczeniowemu lub – w przypadku systemów wentylacji wyposażonych w odpowiednie układy regulacji – wynika z aktualnych warunków pracy budynku i może zmieniać się w czasie. W związku z tym zasadna jest analiza różnych poziomów przepływu powietrza. W seriach pomiarowych S_3A—S_3B uwzględniono trzy przykładowe strumienia powietrza: 0,028 m^3/s (seria S_3A), 0,040 m^3/s (seria S_3B) oraz 0,054 m^3/s (seria S_4C). Jak można zaobserwować na rysunku 29, najwyższy wzrost temperatury powietrza wystąpił w serii pomiarowej S_3A i był równy 10,5 ±0,5 K. W pozostałych seriach temperatura wzrosła o 7,3 ±0,5 K (seria S_3B) i 5,9 ±0,4 K (seria S_3C). Widoczne jest, że im większy przepływ, tym mniejszy wzrost temperatury powietrza. Z drugiej strony, analizując ilość ciepła przekazywanego od ścian akumulacyjnego komina słonecznego do powietrza można zauważyć, że największa wartość mocy chwilowej została odnotowana w serii S_3C (385,4 ±41,7 W). W serii S_3A moc ta wyniosła 348,1 ±23,2 W, a w serii S_3B – 355,3±32,5 W. Wartości średnie zostały zaobserwowane na poziomie równym

odpowiednio 228,8 W (seria S_3C), 184,5 W (seria S_3A) oraz 216,4 W (seria S_3B). Powyższe wartości obarczone są stosunkowo wysoką niepewnością pomiarową, jednak uwzględniając wysoką powtarzalność wyników w szeregu przeprowadzonych serii pomiarowych, można założyć, że ogólna tendencja zmian jest oddawana w sposób prawidłowy. Biorąc pod uwagę przyrost temperatury powietrza oraz chwilową moc przekazywaną od ścian przegrody do powietrza, można zauważyć, że przepływ powietrza wpływa znacząco na oba te parametry, przy czym ponad dwukrotnie silniej oddziałuje na zmiany temperatury. Różnica między maksymalnym i minimalnym wzrostem temperatury obserwowanym w seriach S_3C i S_3A wyniosła 78,0%, podczas gdy różnica w mocy maksymalnej była na poziomie 10,7%.



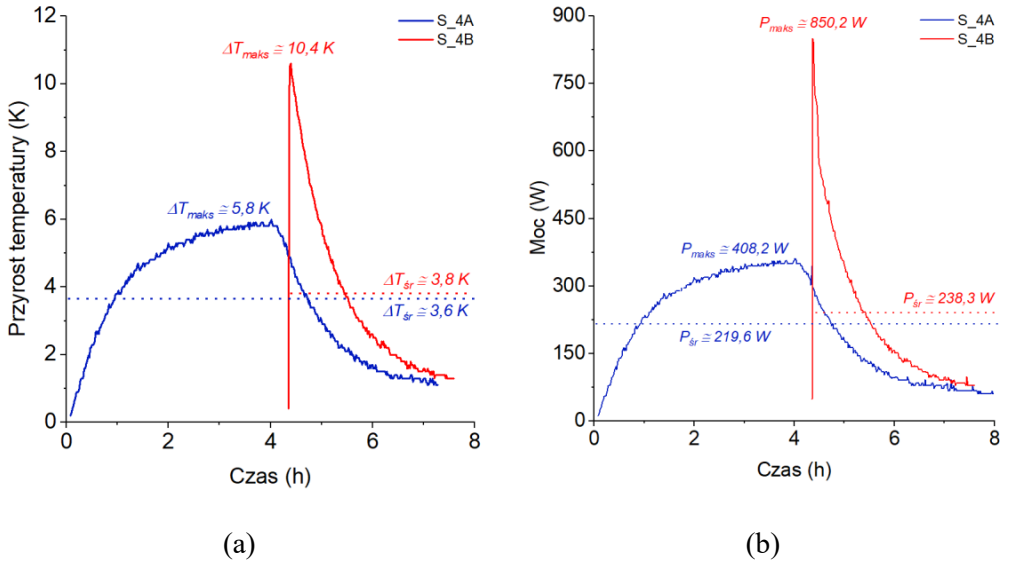
Rys. 29. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_3A, S_3B i S_3C

Fig. 29. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_3A–S_3C

2.1.5.4. Wpływ trybu pracy na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Akumulacyjna przegroda słoneczna może pracować w różnych trybach wynikających z zapotrzebowania budynku na ciepło. Zakładając, że w danym momencie bezpośrednie zyski słoneczne są na takim poziomie, że nie występuje konieczność dodatkowego ogrzewania powietrza wentylacyjnego, świeże powietrze może być dostarczane do centrali wentylacyjnej z wykorzystaniem by-pass. W takiej sytuacji ściany akumulacyjnej przegrody słonecznej nagrzewają się, a zgromadzone w nich ciepło może zostać wykorzystane w dowolnym momencie. W trakcie serii pomiarowych S_4A i S_4B porównano odpowiednio tryb pracy ciągłej (gdy powietrze przepływa przez badany układ w sposób ciągły) oraz tryb pracy sekwencyjnej (gdy przepływ powietrza jest uruchamiany po nagrzaniu się badanego układu).

Strumień powietrza w obu seriach pomiarowych wynosił 0,055 m^3/s. Z rysunku 30 wynika, że maksymalny przyrost temperatury powietrza został zaobserwowany w serii S_4B po włączeniu wentylatora nadmuchowego i wynosił 10,4 ±0,5 K. Dla porównania, maksymalny przyrost temperatury zanotowany w trakcie serii S_4A był niemal dwukrotnie niższy i wynosił 5,8 ±0,4 K. Analogicznie, najwyższe wartości mocy przekazywanej od powierzchni badanej przegrody do powietrza były równe odpowiednio 850,2 ±51,4 W (seria pomiarowa S_4B) i 408,2 ±44,6 W (seria pomiarowa S_4A). Z drugiej strony, maksymalna moc w serii S_4B wystąpiła jedynie w piku, po czym obniżała się w tempie 185,3 W/h. Tymczasem w przypadku serii S_4A moc maksymalna występowała po ustabilizowaniu się warunków pracy i – w przypadku wydłużenia fazy nagrzewania – występowałaby do momentu wyłączenia źródła ciepła. W efekcie, średnia moc oddana do powietrza w czasie przeprowadzonych prac eksperymentalnych wyniosła 218,9 W w przypadku serii pomiarowej S_4A oraz 100,6 W – w przypadku serii pomiarowej S_4B.



Rys. 30. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_4A i S_4B

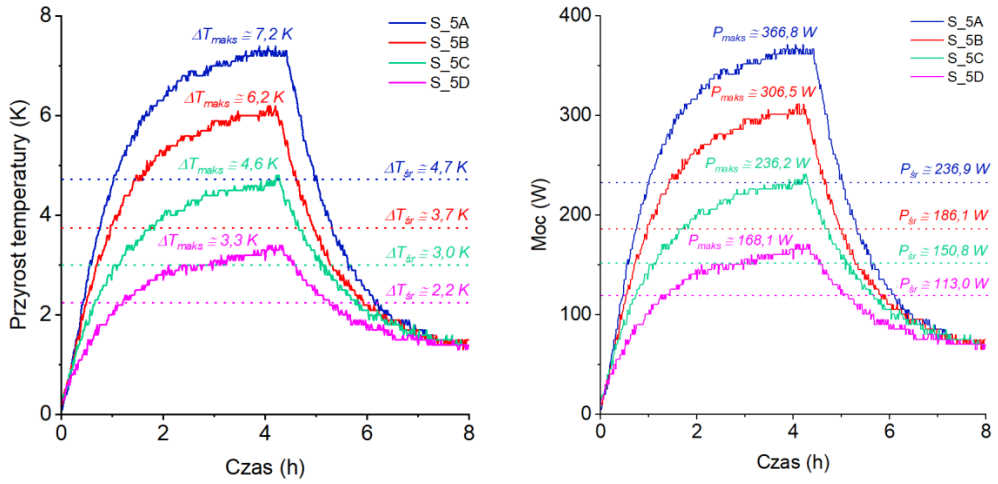
Fig. 30. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_4A–S_4B

2.1.5.5. Wpływ liczby ogrzewanych ścian na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Jak zostało wcześniej zaznaczone, akumulacyjna przegroda słoneczna może pracować w różnych konfiguracjach: od komina słonecznego, w którym ogrzewane są wszystkie czte-

ry ściany przegrody, do ściany słonecznej, gdzie ogrzewana jest jedynie jej ściana czołowa. Ponadto, istnieje możliwość zaprojektowania konfiguracji pośrednich. Dlatego też, w ramach serii pomiarowych S_5A–S_5D, analizie poddano wpływ liczby jednocześnie ogrzewanych ścian na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej. Najwyższy wzrost temperatury powietrza – równy 7,2 ±0,5 K – zaobserwowano, gdy wszystkie cztery ściany przegrody były ogrzewane (seria S_5A). Gdy ogrzewana była tylko część ścian, wzrost temperatury powietrza wynosił odpowiednio 6,2 ±0,4 K, 4,6 ±0,4 K oraz 3,3 ±0,4 K (dla trzech, dwóch oraz jednej ogrzewanej ściany). Widoczne jest, że wzrost temperatury powietrza w serii S_5D (w której tryb pracy przegrody odpowiadał akumulacyjnej ścianie słonecznej) był niższy o 54,2% w porównaniu do serii S_5A (w której tryb pracy przegrody odpowiadał akumulacyjnemu kominowi słonecznemu). W konsekwencji maksymalna moc chwilowa przekazywana od ścian przegrody do powietrza wentylacyjnego w serii S_5D była niższa o 54,2% w porównaniu do serii S_5A (168,1 ±30,2 W – w porównaniu do 366,8 ±32,6 W). Oznacza to, że akumulacyjna ściana słoneczna musi być w przybliżeniu ponad dwa razy dłuższa niż akumulacyjny komin słoneczny, aby zapewnić tę samą ilość ciepła przekazywanego do powietrza wentylacyjnego. Z drugiej strony, średnie moce przekazane do powietrza w trakcie całego procesu, wynosiły odpowiednio 236,9 W (seria S_5A), 186,1 W (seria S_5B), 150,8 W (seria S_5C) oraz 113,0 W (seria S_5D). Przyrost temperatury powietrza oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego w seriach pomiarowych S_5A–S_5C zostały przedstawione na rysunku 31.

Wyniki badań przeprowadzonych w seriach S_1–S_5 (akumulacyjna przegroda słoneczna skonfigurowana w układzie A) zostały podsumowane w tabeli 8. Eksperymentalnie zostało



Rys. 31. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_5A–S_5D

Fig. 31. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_5A–S_5D

wykazane, że takie parametry, jak kierunek przepływu powietrza, strumień powietrza oraz liczba ogrzewanych ścian znacząco wpływają na przyrost temperatury powietrza wentylacyjnego i moc przekazywaną od ścian przegrody do powietrza. Z drugiej strony, temperatura powietrza zewnętrznego (temperatura powietrza na wlocie do przegrody) nie wpływa w znaczący sposób na ilość ciepła przekazywanego do powietrza. Oczywiście, w warunkach rzeczywistych kluczowe znaczenie będą miały warunki atmosferyczne, w tym nasłonecznienie czy prędkość wiatru, które w przyszłości będą przedmiotem testów polowych. Ciepło, które zostanie zmagazynowane w akumulacyjnej przegrodzie słonecznej i następnie przekazane do powietrza wentylacyjnego, obniża zapotrzebowanie na ciepło wymagane do ogrzania pomieszczeń (zatem zapotrzebowanie na moc grzewczą generowaną w źródle ciepła). W rzeczywistych warunkach pracy, jednym z kluczowych parametrów w toku projektowania akumulacyjnych przegród słonecznych będzie ich powierzchnia czynna (tj. powierzchnia absorbująca promieniowanie słoneczne). Powierzchnia ta może być bezpośrednio wystawiona na warunki zewnętrzne lub oddzielona od środowiska zewnętrznego warstwą przeszklenia, co umożliwi wykorzystanie efektu szklarniowego.

Analizując dane zawarte w tabeli 8, widoczne jest, że największa średnia wartość mocy przekazywanej do powietrza wentylacyjnego została zaobserwowana w serii S_2A (308,2 W),

Tabela 8

Podsumowanie wyników uzyskanych seriach pomiarowych S_1–S_5

Table 8

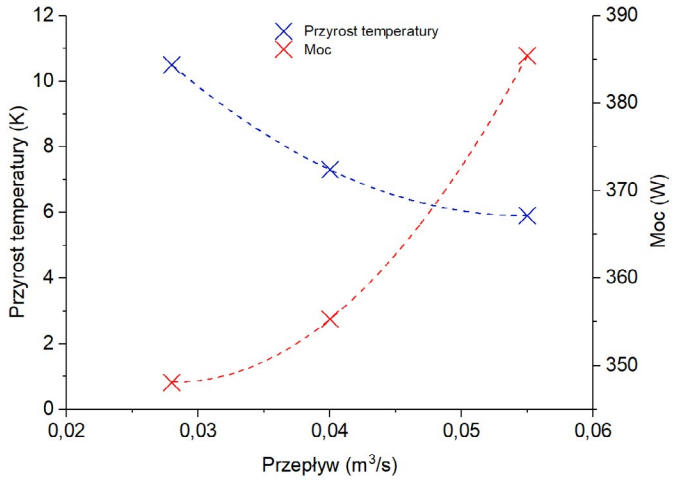
Summary of results obtained in measurement series S_1–S_5

Seria pomiarowa	Maksymalny wzrost temperatury powietrza [K]	Maksymalna moc chwilowa przekazywana do powietrza [W]	Średnia moc przekazywana do powietrza w fazie nagrzewania [W]	Średnia moc przekazywana do powietrza w fazie chłodzenia [W]	Średnia moc przekazywana do powietrza ogółem [W]
S_1A	7,3	371,9	278,3	186,8	233,1
S_1B	7,4	376,9	288,8	172,1	235,7
S_2A	7,3	355,0	367,6	239,6	308,2
S_2B	9,7	484,0	288,8	169,2	216,4
S_3A	10,5	348,1	252,1	149,9	184,5
S_3B	7,3	355,3	270,2	155,9	216,4
S_3C	5,9	385,4	292,4	164,9	228,8
S_4A	5,8	408,2	280,4	133,9	219,6
S_4B	10,4	850,2	0,0	238,3	100,6
S_5A	7,2	366,8	277,9	187,2	236,9
S_5B	6,2	306,5	230,9	141,1	186,1
S_5C	4,6	236,2	175,6	125,6	150,8
S_5D	3,3	168,1	124,1	102,0	113,0

gdy badano odbiór ciepła przy przepływie powietrza od dołu do góry. W pozostałych przypadkach, gdy testowana przegroda pracowała w trybie komina słonecznego, średnia moc przekazywana do powietrza była niższa i wynosiła od 201,0 do 237,3 W. Wyjątek stanowiła seria S_4B, w czasie której odbiór ciepła przez powietrze następował dopiero po wyłączeniu źródła ciepła. W tym przypadku średnia moc osiągnęła wartość zaledwie 100,6 W. Mniejsze wartości mocy były obserwowane również w przypadku innych trybów pracy akumulacyjnej przegrody słonecznej (tj. innej liczby ogrzewanych ścian).

Z drugiej strony, biorąc pod uwagę maksymalną moc chwilową przekazywaną do powietrza (a więc moc obserwowaną po ustabilizowaniu się warunków pracy, gdy źródło ciepło pozostawało aktywne), widoczne jest, że w tym przypadku również największa wartość została osiągnięta w serii S_2B (484,0 ±30,9 W). Wartości przekraczające poziom 400 W zostały osiągnięte również w seriach S_3C (gdy testowano różne strumienie powietrza) i S_4A (gdy testowano różne tryby pracy przegrody). Najniższa wartość mocy chwilowej była obserwowana w serii S_5D, gdy ogrzewana była tylko jedna ściana badanej przegrody (168,1 ±30,2 W). Uwagę zwraca wartość 850,2 ±51,4 W uzyskana w serii S_4B. Niemniej wartość ta została osiągnięta w piku, tuż po włączeniu przepływu powietrza, dlatego też nie została uwzględniona w powyższym porównaniu.

Na rysunku 32 przedstawiono w sposób graficzny zależność pomiędzy przepływem powietrza a wzrostem jego temperatury oraz pomiędzy przepływem powietrza a mocą odbieraną przez powietrze od ścian akumulacyjnej przegrody słonecznej. Widoczne jest, że zwiększanie strumienia powietrza powoduje z jednej strony ograniczenie przyrostu jego temperatury, a z drugiej – wzrost mocy odbieranej od powierzchni przegrody. Jak zostało wykazane eks-



Rys. 32. Zależność między przepływem powietrza a wzrostem jego temperatury oraz między przepływem powietrza a mocą przekazywaną do powietrza

Fig. 32. The relationship between air flow and its temperature increase and between air flow and power transferred to the air

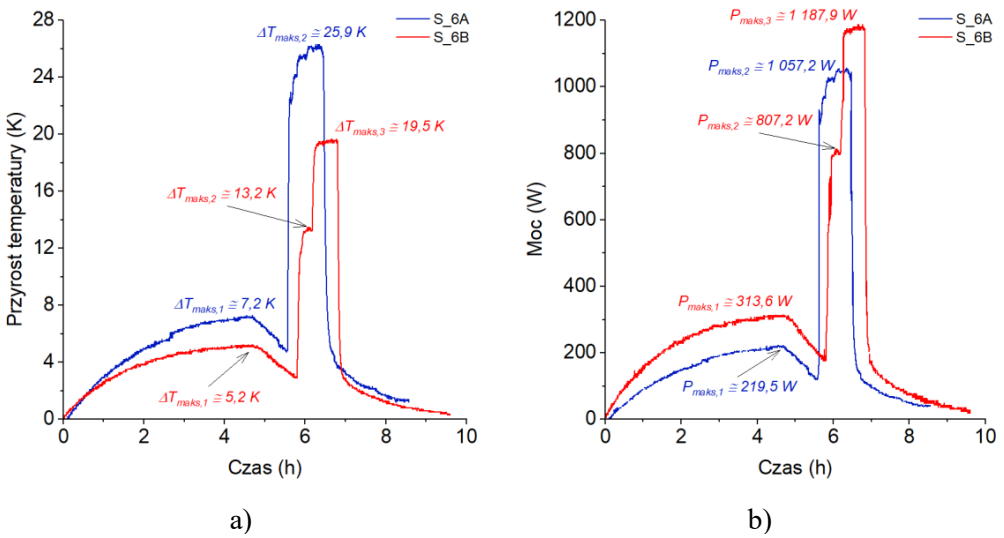
perymentalnie, w zakresie testowanych wartości przepływu powietrza, efekt wzrostu mocy wraz ze wzrostem strumienia powietrza jest bardziej znaczący niż spadek mocy wynikający z mniejszego przyrostu temperatury.

2.1.5.6. Określenie wpływu ogrzewania dodatkowym źródłem ciepła na wydajność akumulacyjnej przegrody słonecznej

Funkcjonalność akumulacyjnego komina słonecznego może zostać rozbudowana o wykorzystanie ciepła usuwanego wraz z gorącymi spalinami pochodzącymi z miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń (np. wkładów kominkowych) lub kotłów grzewczych. Na poniższych wykresach można zauważyć, że zmiana konfiguracji spowodowała wydłużenie czasu nagrzewania się materiału akumulacyjnego z ok. 4 do ok. 5 h. Maksymalna wartość przyrostu temperatury powietrza wentylacyjnego wyniosła 7,2 ±0,5 K w serii S_6A (gdy przepływ powietrza wynosił ok. 0,028 m^3/s) oraz 5,2 ±0,4 K w serii S_6B (gdy przepływ powietrza wynosił ok. 0,055 m^3/s). W efekcie maksymalne wartości mocy przekazanej do powietrza w pierwszej fazie procesu (gdy źródło ciepła było aktywne) wyniosły odpowiednio 219,5 ±20,4 i 313,6 ±38,6 W. Z drugiej strony, obserwując efekt wynikający z przepływu gorących spalin przez kanał spalinowy widoczne jest, że odbiór ciepła od spalin powoduje przyrost temperatury powietrza na poziomie osiągającym 25,9 ±0,7 K (temperatura spalin 300°C, przepływ powietrza 0,028 m^3/s), 13,2 ±0,7 K (temperatura spalin 200°C, przepływ powietrza 0,055 m^3/s) oraz 19,5 ±0,7 K (temperatura spalin 300°C, przepływ powietrza 0,055 m^3/s). W efekcie, w czasie pracy dodatkowego źródła ciepła, moc przekazywana od spalin do powietrza wynosiła odpowiednio 1057,2 ±49,1 W, 807,2 ±34,2 W oraz 1187,9 ±50,7 W.

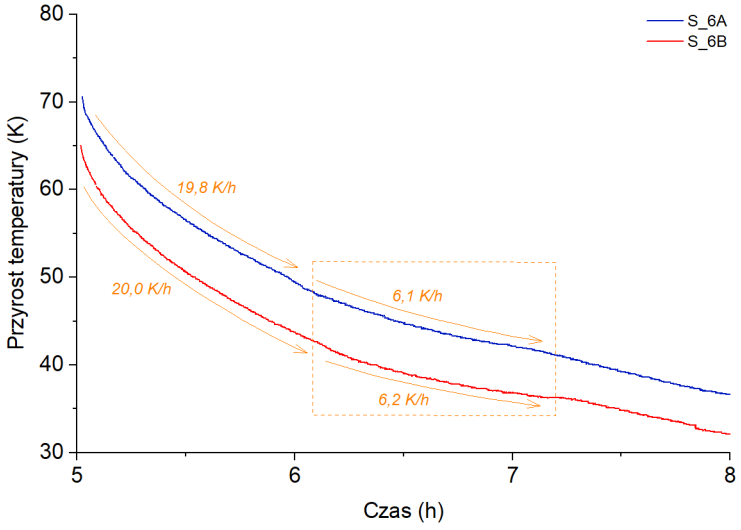
W trakcie pomiarów zaobserwowano, że gorący kanał spalinowy przekazuje pomijalnie małą ilość ciepła do modułów akumulacyjnych na drodze promieniowania. Na rysunku 34 widoczne jest, że po uruchomieniu dodatkowego źródła ciepła spadek temperatury wewnętrznej ściany akumulacyjnego komina słonecznego wyhamował (z 19,8 do 5,7 K/h w serii S_6A oraz z 20,0 do 5,4 K/h w serii S_6B), jednak tendencja wciąż miała charakter spadkowy. Po wyłączeniu dodatkowego źródła ciepła tempo spadku temperatury wewnętrznej ściany przegrody ponownie przyspieszyło. Można więc wnioskować, że wykorzystanie gorących spalin jest korzystne z punktu widzenia bieżącego podgrzewu powietrza wentylacyjnego, który może być realizowany z wyraźnie wyższą mocą w porównaniu do ogrzewania słonecznego. Z drugiej strony, w rozważanej konfiguracji akumulacyjnej przegrody słonecznej nie ma możliwości akumulacji ciepła usuwanego wraz ze spalinami przez kanał spalinowy.

Biorąc pod uwagę powyższe obserwacje, w serii pomiarowej S_6C przeanalizowano zmiany w przyroście temperatury powietrza wentylacyjnego oraz zmiany w mocy chwilowej przekazywanej do powietrza wentylacyjnego w przypadku, kiedy ciepło było dostarczane do badanej przegrody wyłącznie przez kanał spalinowy (źródło ciepła w postaci lamp halogenowych było nieaktywne). W tym przypadku przepływ powietrza został przyjęty na poziomie 0,055 m^3/s, a temperatura spalin wynosiła odpowiednio 200 i 300°C. Na rysunku 35 widoczne jest, że w przypadku temperatury spalin na poziomie 200°C przyrost temperatury



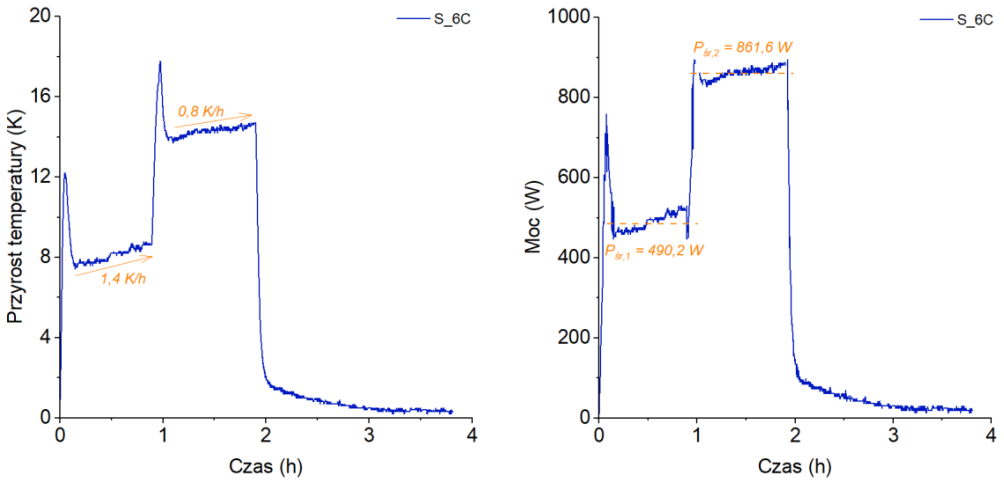
Rys. 33. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_6A–S_6B

Fig.33. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_6A–S_6B



Rys. 34. Przebieg zmian temperatury wewnętrznej testowanego akumulacyjnego komina słonecznego w czasie działania dodatkowego źródła ciepła podczas serii S_6A–S_6B

Fig. 34. Variations in the internal temperature of the tested accumulative solar chimney with an additional heat source during the S_6A–S_6B series



Rys. 35. Przyrost temperatury powietrza (a) oraz chwilowa moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego (b) podczas serii S_6C

Fig. 35. The increase in air temperature (a) and instantaneous power transferred to the ventilation air (b) during the series S_6C

powietrza mieścił się w granicach od 7,7 ±0,5 do 8,7 ±0,5 K (różnica między temperaturą powietrza na wylocie i wlocie do akumulacyjnego komina słonecznego zwiększała się w czasie pomiarów w tempie ok. 1,4 K/h, co było związane z oddziaływaniem ścian przegrody, które w niewielkim stopniu ulegały nagrzewaniu). Z kolei, w sytuacji, gdy temperatura spalin została ustawiona na poziomie 300°C, przyrost temperatury powietrza był większy i wahał się od 14,0 ±0,7 K do 14,7 ±0,7 K (w tym przypadku wartość przyrostu temperatury zwiększała się w mniejszym stopniu, tj. ok. 0,8 K/h). Efektem przyrostu temperatury powietrza była moc przekazywana od ścianek kanału spalinowego do powietrza wentylacyjnego. Moc ta wynosiła średnio 490,2 W (przy temperaturze spalin równej 200°C) oraz 861,6 W (przy temperaturze spalin na poziomie 300°C).

2.1.5.7. Symulacje numeryczne

Symulacje numeryczne obejmowały model wymiany ciepła i model turbulencji k-epsilon. Parametry powietrza na wlocie zostały zdefiniowane poprzez prędkość i temperaturę odpowiadającą stacjonarnej części eksperymentu. Ciśnienie względne na wylocie zostało ustawione na 0 Pa, co odpowiada swobodnemu wypływowi powietrza. Straty ciepła do otoczenia z modułów akumulacyjnych u podstawy konstrukcji zostały opisane przez konwekcyjne przenoszenie ciepła ze stałym współczynnikiem 5,0 W/(m^{2}K) i temperaturą otoczenia równą temperaturze powietrza wlotowego. Właściwości fizyczne materiału zostały ustawione tak,

jak opisano w sekcji badań eksperymentalnych, podczas gdy materiał płynny został ustawiony jako powietrze o stałych parametrach: przewodność cieplna 0,0242 W/(mK), pojemność cieplna 1006,4 J/(kgK), gęstość 1,225 kg/m^3 i lepkość 1,7894 · 10^{-5} (kg/(m·s)). Zastosowano solver Ansys Fluent do rozwiązania ustalonego modelu akumulacyjnej przegrody słonecznej, aż rozwiązanie osiągnęło zbieżność na poziomie $1 \cdot 10^{-3}$ dla ciągłości, $1 \cdot 10^{-7}$ dla ciepła oraz $4 \cdot 10^{-4}$ dla innych parametrów. Dodatkowo, podczas obliczeń monitorowano temperaturę powietrza wylotowego.

Tabela 9

Warunki brzegowe ustalone w modelu numerycznym na podstawie wyników prac eksperymentalnych

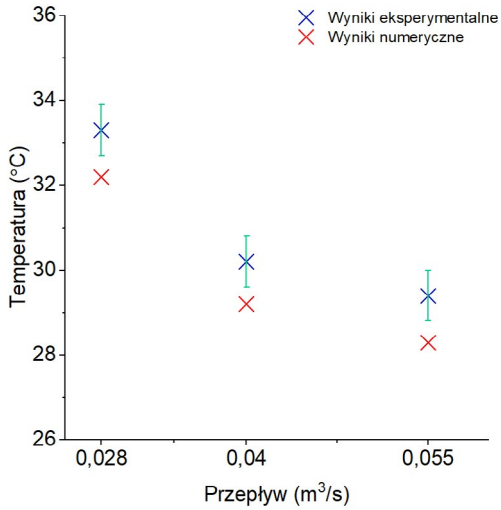
Table 9

Boundary conditions established in the numerical model based on the results of experimental works

Parametr	Przepływ powietrza		
	0,028 m^3/s	0,040 m^3/s	0,055 m^3/s
Średnia prędkość powietrza [m/s]	2,2	3,3	4,4
Odchylenie standardowe prędkości powietrza [m/s]	0,0	0,0	0,1
Średnia temperatura powietrza wlotowego [°C]	20,0	20,0	20,0
Odchylenie standardowe temperatury powietrza wlotowego [°C]	0,1	0,1	0,1

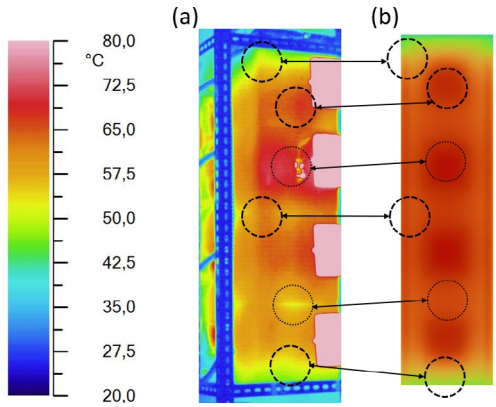
Model numeryczny bazowej konfiguracji akumulacyjnej przegrody słonecznej został zweryfikowany przez porównanie z danymi eksperymentalnymi, jak pokazano na rysunku 36. W każdym przypadku określone na drodze symulacji numerycznych wartości temperatury powietrza na wylocie osiągały mniejsze wartości w porównaniu do wartości zmierzonych w czasie prac eksperymentalnych. Różnica ta wahała się w poszczególnych przypadkach od 3,0 do 3,7%, na co wpłynęło kilka czynników. W tym kontekście, w pierwszej kolejności należy wymienić błąd pomiarowy czujników temperatury (wynoszący w danych warunkach 0,4–0,5 K) oraz termoanemometru. Następnie, należy zwrócić uwagę na fakt, że transport ciepła pomiędzy powietrzem a modułami akumulacyjnymi charakteryzował się większą wydajnością w warunkach rzeczywistych z uwagi na chropowatość powierzchni wewnętrznej i zewnętrznej badanych modułów (w modelu numerycznym powierzchnie te zostały uznane za gładkie). Dlatego wyniki numeryczne mogą być uznane za wiarygodne oraz wykorzystane do symulacji parametrów operacyjnych dalszych wariantów akumulacyjnej przegrody słonecznych.

Kontur temperaturowy, otrzymany podczas symulacji numerycznych, został porównany z termogramami wykonanymi za pomocą kamery termowizyjnej (rys. 37). Porównanie wykonano dla losowo wybranej serii S_3C, gdy przepływ powietrza wynosił 0,055 m^3/s, a jego temperatura początkowa była równa 20,0°C. Podobieństwa wskazano linią przerywaną, a różnice – linią kropkowaną. Można zauważyć, że obszary charakteryzujące się najwyższymi wartościami temperatury znajdują się w przestrzeni pomiędzy lampami. Wzrost tem-



Rys. 36. Porównanie temperatury na wylocie akumulacyjnej przegrody słonecznej uzyskanej w toku prac numerycznych i eksperymentalnych

Fig. 36. Comparison of the temperature at the outlet from the accumulative solar chimney obtained during the numerical and experimental works



Rys. 37. Porównanie rozkładu temperatury uzyskanego na drodze pomiarów termowizyjnych (a) oraz symulacji numerycznych (b)

Fig. 37. Comparison of temperature distribution obtained by thermal imaging measurements (a) and numerical simulations (b)

peratury obserwowany jest również w pobliżu pionowych krawędzi analizowanej przegrody. Sytuacja ta wynika z większej grubości ścianek w narożnikach (kanał wewnętrzny ma kształt ośmiokąta). Temperatura w pobliżu wlotu i wylotu przegrody jest znacząco niższa, co jest wyraźnie widoczne zarówno w wynikach symulacji, jak i w wynikach pomiarów termowizyj-

nych. Wyniki uzyskane na drodze symulacji numerycznych i pomiarów różnią się zasadniczo w jednej kwestii. W przypadku symulacji założono idealny kontakt pomiędzy poszczególnymi komponentami akumulacyjnej przegrody słonecznej. Z kolei w przypadku rzeczywistej konstrukcji, pomiędzy sąsiednimi modułami akumulacyjnymi występują niewielkie szczeliny, które posiadają niższą temperaturę. Sytuacja jest związana ze stosowaniem surowego materiału i w praktyce będzie wyeliminowana wskutek zastosowania tynku zewnętrznego lub innego wypełnienia pomiędzy sąsiednimi elementami przegrody.

Poddany walidacji model umożliwił przeprowadzenie kolejnego etapu badań, obejmującego analizę wariantową alternatywnych długości akumulacyjnej przegrody słonecznej opartej na sześciu modułach akumulacyjnych (o łącznej długości 1,5 m), ośmiu modułach akumulacyjnych (o łącznej długości 2,0 m) oraz dwunastu modułach akumulacyjnych (o łącznej długości 3,0 m). Biorąc pod uwagę parametry geometryczne nowoczesnych budynków jednorodzinnych, w tym typowe wysokości kondygnacji i konfiguracje dachów dwuspadowych z okapem, założono, że długość graniczna przegrody (tj. wysokość) będzie wynosić 3,0 m. Główne parametry geometryczne analizowanych wariantów w porównaniu do konfiguracji bazowej zostały przedstawione w tabeli 10.

Tabela 10

Główne parametry geometryczne analizowanych wariantów w porównaniu do konfiguracji bazowej

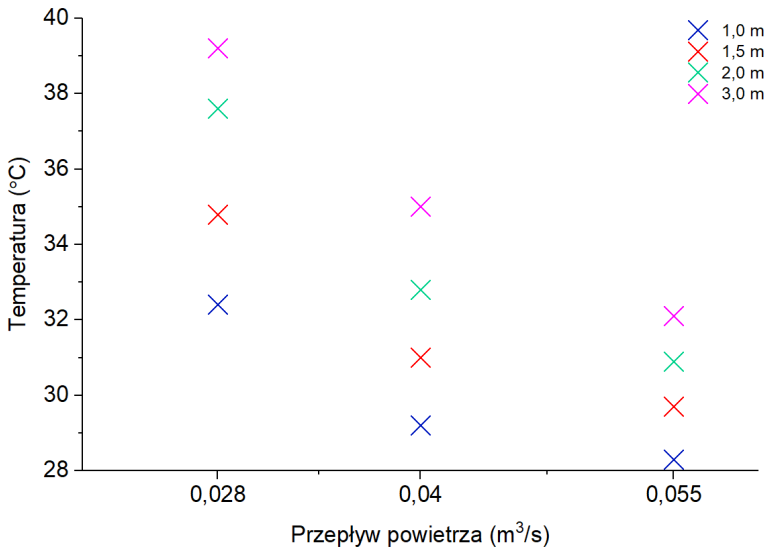
Table 10

The main geometric parameters of the analyzed variants compared to the initial configuration

Parametr	Wariant			
	bazowy	A	B	C
Liczba aktywnych modułów akumulacyjnych [–]	4	6	8	12
Całkowita długość modułów akumulacyjnych [m]	1,0	1,5	2,0	3,0
Całkowita masa modułów akumulacyjnych [kg]	99,0	148,5	198,0	297,0
Wewnętrzny obszar wymiany ciepła [m^2]	0,6	0,9	1,2	1,8
Zewnętrzny obszar wymiany ciepła [m^2]	1,0	1,5	2,0	3,0

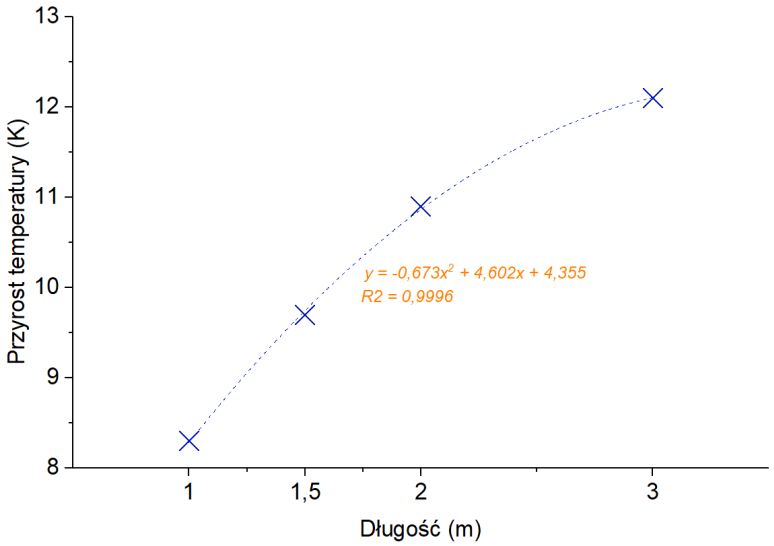
Siatka została wygenerowana w analogiczny sposób, jak opisano wcześniej. Zastosowano również te same ustawienia solvera. Uzyskane wyniki w zakresie przyrostu temperatury powietrza wentylacyjnego przedstawiono na rysunku 38.

Analizując dane przedstawione na rysunku 38, można zauważyć, że istnieje ścisła zależność między długością akumulacyjnej przegrody słonecznej a temperaturą na jej wylocie. W wariancie A temperatura wzrosła odpowiednio z 32,4°C do 34,8°C (przy przepływie powietrza 0,028 m^3/s), z 29,2°C do 31,0°C (przy przepływie powietrza 0,040 m^3/s) i z 28,3°C do 29,7°C (przy przepływie powietrza 0,055 m^3/s). W wariancie B temperatura końcowa wynosiła 37,6°C, 32,8°C oraz 30,9°C, a w wariancie C – 39,2°C, 35,0°C oraz 32,1°C (dla analogicznych wartości przepływu powietrza jak poprzednio). Dla poszczególnych długości akumulacyjnej przegrody słonecznej, wzrost temperatury staje się mniejszy wraz ze wzro-



Rys. 38. Temperatura powietrza na wylocie akumulacyjnej przegrody słonecznej uzyskana w toku analiz wariantowych

Fig. 38. Air temperature at the outlet from the accumulative solar chimney obtained during variant analyses



Rys. 39. Zależność między długością akumulacyjnej przegrody słonecznej a temperaturą powietrza na wylocie

Fig. 39. The relationship between the length of the accumulative solar chimney and the outlet air temperature

stem strumienia powietrza. Ponadto, zależność pomiędzy długością akumulacyjnej przegrody słonecznej a wzrostem temperatury powietrza nie jest liniowa – im większa długość przegrody, tym wolniejszy wzrost temperatury. Na rysunku 39 przedstawione zostały zmiany w przyroście temperatury w funkcji długości przegrody przy przepływie powietrza 0,055 m^3/s.

2.1.5.8. Określenie wpływu wdrożenia akumulacyjnej przegrody słonecznej na charakterystykę energetyczną przykładowego budynku

Na podstawie wyników prac eksperymentalnych oraz wyników analiz numerycznych, dokonano oceny wpływu wdrożenia akumulacyjnej przegrody słonecznej na charakterystykę energetyczną przykładowego budynku mieszkalnego. Rozważone zostały następujące warianty przegrody:

- APS_1: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnej ściany słonecznej o powierzchni 3,75 m^2;
- APS_2: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnej ściany słonecznej o powierzchni 6,75 m^2;
- APS_3: akumulacyjna przegroda słoneczna w postaci akumulacyjnego komina słonecznego o powierzchni 1,6 m^2.

Na potrzeby oceny wpływu wdrożenia akumulacyjnej przegrody słonecznej na efektywność energetyczną analizowanego budynku, przeanalizowano pięć przykładowych lokalizacji obiektu oraz zastosowanie trzech różnych źródeł ciepła. W pierwszej kolejności obliczenia przeprowadzono dla budynku energooszczędnego zlokalizowanego w Warszawie. Wyniki pokazują, że zastosowanie przegrody w wariancie APS_1 lub APS_2 spowodowało ograniczenie zużycia energii końcowej o 9,7–11,1% (w sytuacji, gdy założono, że źródłem ciepła jest kocioł gazowy lub kocioł na pellet). W przypadku uwzględnienia w obliczeniach pompy ciepła redukcja zużycia energii końcowej była na poziomie 5,9–6,4%. Z drugiej strony, wprowadzenie akumulacyjnej przegrody słonecznej w postaci wariantu APS_3 zmniejszyło zużycie energii końcowej o 3,6, 4,0 i 2,1% odpowiednio dla kotła gazowego, kotła na pellet oraz pompy ciepła. Biorąc pod uwagę cenę energii elektrycznej na poziomie 0,2525 EUR/kWh (ok. 1,14 PLN/kWh) (EUROSTAT Statistics Explained 2023c), cenę gazu ziemnego równą 0,0861 EUR/kWh (ok. 0,39 PLN/kWh) (EUROSTAT Statistics Explained 2023d) oraz cenę pelletu na poziomie 0,1178 EUR/kWh (ok. 0,53 PLN/kWh) (SEAI 2023), największe oszczędności zaobserwowano przy wprowadzeniu wariantów APS_1 i APS_2 do budynku opalanego kotłem na pellet (odpowiednio 431,6 PLN/rok i 455,0 PLN/rok). W powyższych obliczeniach przyjęto, że 1 EUR = 4,5 PLN. Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku była niższa w przypadku pompy ciepła i kotła gazowego. Można zauważyć, że w przypadku budynku ze źródłem ciepła w postaci kotła gazowego wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej może pomóc w uzyskaniu wymaganego prawem wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną. Ponieważ kotły gazowe są popularnymi źródłami ciepła w Polsce, założono, że do dalszych obliczeń zostanie wykorzystany kocioł gazowy. Wyniki pierwszej części obliczeń (tj. obliczeń przeprowadzonych dla budynku energooszczędnego

zlokalizowanego w Warszawie, z uwzględnieniem trzech źródeł ciepła oraz trzech wariantów akumulacyjnej przegrody słonecznej) zostały zestawione w tabeli 11.

Tabela 11

Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla budynku energooszczędnego zlokalizowanego w Warszawie, z uwzględnieniem trzech źródeł ciepła oraz trzech wariantów akumulacyjnej przegrody słonecznej (pogrubieniem oznaczono przypadki, w których wartość wskaźnika EP spełnia wymogi WT2021, natomiast kursywą wskazano przypadki, gdy wartość wskaźnika EP jest wyższa od wartości granicznej)

Table 11

Results of calculations carried out for an energy-efficient building located in Warsaw considering three heat sources and three variants of the accumulative solar envelope (bold font indicates cases when the EP index meets the requirements of WT2021, while italics indicates cases when the EP index is higher than the limit)

Parametr	Bez APS	APS_1	APS_2	APS_3
Kocioł gazowy				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*74,5*	**66,5**	**66,0**	*71,5*
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 370,0	6 655,0	6 611,0	7 106,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	715,0	759,0	264,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	9,7	10,3	3,6
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	277,2	294,3	102,2
Kocioł opalany z wykorzystaniem pellet				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	**39,0**	**36,2**	**36,0**	**38,0**
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 755,0	6 941,0	6 897,0	7 447,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	814,0	858,0	308,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	10,5	11,1	4,0
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	431,6	455,0	163,4
Pompa ciepła				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	**66,5**	**59,4**	**59,0**	**63,8**
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	4 268,0	4 015,0	3 993,0	4 180,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	253,0	275,0	88,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	5,9	6,4	2,1
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	287,6	312,3	99,9

Ograniczenie zużycia energii końcowej w rozpatrywanym budynku, związane z jego lokalizacją (a więc z lokalnymi warunkami klimatycznymi, w tym temperaturą powietrza zewnętrznego i nasłonecznieniem), zostało oszacowane na poziomie odpowiednio 2,8–3,7% (w przypadku rozpatrywanie wariantu APS_3) oraz 9,4–12,5% (w przypadku rozpatrywania wariantów APS_1 i APS_2). Biorąc pod uwagę konfiguracje APS_1 i APS_2, potencjalne oszczędności oszacowano na poziomie 255,6–272,7 PLN/rok dla Gdańska, 298,4–324,0 PLN/rok

Tabela 12

Wyniki obliczeń przeprowadzonych dla budynku zasilanego kotłem gazowym przy uwzględnieniu pięciu lokalizacji oraz trzech wariantów akumulacyjnej przegrody słonecznej (pogrubieniem oznaczono przypadki, w których wartość wskaźnika EP spełnia wymogi WT2021, natomiast kursywą wskazano przypadki, gdy wartość wskaźnika EP jest wyższa od wartości granicznej)

Table 12

Results of calculations carried out for a building powered by a gas boiler considering five locations and three variants of the accumulative solar envelope (bold font indicates cases when the EP index meets the WT2021 requirements, while italics indicates cases when the EP index is higher than the limit)

Parametr	Bez APS	APS_1	APS_2	APS_3
Gdańsk				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*71,2*	**63,8**	**63,3**	**68,9**
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 007,0	6 347,0	6 303,0	6 809,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	660,0	704,0	198,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	9,4	10,0	2,8
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	255,6	272,7	76,5
Poznań				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*76,6*	**67,9**	**67,1**	*73,7*
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 513,0	6 743,0	6 677,0	7 260,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	770,0	836,0	253,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	10,2	11,1	3,4
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	298,4	324,0	36,0
Warszawa				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*74,5*	**66,5**	**66,0**	*71,5*
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 370,0	6 655,0	6 611,0	7 106,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	715,0	759,0	264,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	9,7	10,3	3,6
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	277,2	294,3	102,2
Kielce				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*78,4*	*70,1*	**69,4**	*75,3*
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 722,0	6 952,0	6 886,0	7 436,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	770,0	836,0	286,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	10,0	10,8	3,7
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	298,4	324,0	110,7
Zakopane				
Wskaźnik *EP* [kWh/(m^{2}rok)]	*81,5*	*71,8*	*70,8*	*78,5*
Zużycie energii końcowej [kWh/rok]	7 931,0	7 062,0	6 936,0	7 645,0
Redukcja zużycia energii końcowej [kWh/rok]	–	869,0	995,0	286,0
Redukcja zużycia energii końcowej [%]	–	11,0	12,5	3,6
Redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku [PLN/rok]	–	336,6	385,7	110,7

dla Poznania, 277,2–294,3 PLN/rok dla Warszawy, 297,0–324,0 PLN/rok dla Kielc oraz 336,6–385,7 PLN/rok dla Zakopanego. W przypadku konfiguracji APS_3 potencjalne oszczędności były w przybliżeniu trzykrotnie niższe niż w pozostałych przypadkach (tab. 12). Pomimo iż potencjalna redukcja kosztów eksploatacyjnych budynku nie przekracza 12,5%, przy ocenie zasadności wdrożenia proponowanego rozwiązania należy wziąć pod uwagę również wymagania określone w Warunkach technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. Od 2021 r. wskaźnik rocznego zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną nie może być większy niż 70 kWh/(m^2rok). W związku z tym instalacja akumulacyjnej przegrody słonecznej może mieć kluczowe znaczenie dla zapewnienia wymaganego poziomu wskaźnika *EP*. Jak zostało obliczone, efekt instalacji akumulacyjnej przegrody słonecznej różni się w zależności od rozpatrywanej konfiguracji przegrody i lokalizacji budynku:

— dla budynku zlokalizowanego w Gdańsku wskaźnik *EP* ma wartość niższą niż 70 kWh/(m^2rok) dla każdej z analizowanych konfiguracji akumulacyjnej przegrody słonecznej;
— dla budynków zlokalizowanych w Poznaniu i Warszawie wskaźnik *EP* ma wartość niższą niż 70 kWh/(m^2rok) dla konfiguracji APS_1 i APS_2;
— dla budynku zlokalizowanego w Kielcach wskaźnik *EP* ma wartość niższą niż 70 kWh/(m^2rok) jedynie dla konfiguracji APS_2;
— dla budynku zlokalizowanego w Zakopanem wskaźnik *EP* ma wartość wyższą niż 70 kWh/(m^2rok) dla każdej z analizowanych konfiguracji akumulacyjnej przegrody słonecznej.

W niedalekiej przyszłości, jak zostało omówione wcześniej, zaostrzone zostaną przepisy dotyczące zużycia energii pierwotnej w budynkach (konieczność wdrożenia technologii tzw. budynków zeroenergetycznych), w związku z czym wzrośnie atrakcyjność opracowanego rozwiązania (jako jednej z istotnych składowych zapewniających wysoką efektywność energetyczną budynków).

2.1.6. Wnioski

W ramach opisanych prac badawczych stworzono i przetestowano oryginalną konstrukcję akumulacyjnej przegrody słonecznej dedykowanej do wstępnego podgrzewania powietrza wentylacyjnego. Budowa przegrody różni się od klasycznych rozwiązań kominów słonecznych i ścian Trombe'a m.in. zastosowanym materiałem oraz organizacją przepływu powietrza. Zaproponowano dwie zasadnicze konfiguracje przegrody: przegroda w postaci komina słonecznego oraz ściany słonecznej. W toku prac eksperymentalnych poddano ocenie szereg czynników mających wpływ na wydajność przegrody, w tym kierunek przepływu powietrza, początkowa temperatura powietrza, strumień powietrza, tryb pracy oraz liczba jednocześnie ogrzewanych ścian. Ponadto, przetestowano możliwość integracji akumulacyjnego komina słonecznego z kanałem spalinowym, którym mogą być usuwane spaliny pochodzące np. z procesu spalania biomasy w miejscowych ogrzewaczach pomieszczeń. Wyniki badań

przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych wskazują na duży potencjał opracowanego rozwiązania. Maksymalny przyrost temperatury powietrza przepływającego przez testowaną przegrodę o wysokości 1 m osiągnął poziom 5,8 ±0,4–10,4 ±0,5 K (w przypadku konfiguracji w formie komina słonecznego) oraz 3,3 ±0,4 K (w przypadku ogrzewania tyko jednej ściany przy symulacji pracy układu w formie ściany słonecznej). W konsekwencji, moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego w stabilnych warunkach pracy (tj. po nagrzaniu ścian przegrody, gdy źródło ciepła pozostawało wciąż włączone) wahała się od od 168,1 ±30,2 do 484,0 ±30,9 W. Uwzględniając współpracę z dodatkowym źródłem ciepła stwierdzono, że odbiór ciepła od gorących ścian kanału spalinowego następuje głównie wskutek zjawiska konwekcji – zaobserwowano nagrzewanie się powietrza wentylacyjnego przy pomijalnie małym wzroście temperatury ścian wewnętrznych przegrody. Maksymalny przyrost temperatury powietrza w takim przypadku wyniósł 25,9 ±0,7 K, a moc przekazywana od spalin do powietrza osiągnęła poziom 1187,9 ±50,7 W. W oparciu o wyniki prac eksperymentalnych przygotowano i zwalidowano model matematyczny, który posłużył do symulacji wydajności akumulacyjnej przegrody słonecznej w określonych warunkach brzegowych. W oparciu o wyniki analizy numerycznej oszacowano m.in. potencjalny przyrost temperatury powietrza wentylacyjnego z uwzględnieniem różnych długości rozważanej przegrody. W efekcie możliwe było przeprowadzenie dalszych obliczeń numerycznych, które posłużyły do oceny możliwości poprawy charakterystyki energetycznej przykładowego budynku mieszkalnego. Rozważono trzy różne konfiguracje akumulacyjnej przegrody słonecznej, trzy lokalizacje, w jakich może znajdować się oceniany budynek (Gdańsk, Poznań, Warszawa, Kielce, Zakopane), a także założono zastosowanie trzech typów źródeł ciepła w instalacji centralnego ogrzewania (pompa ciepła typu powietrze–woda, kocioł na pellet, kocioł gazowy). W toku tej części analiz wykazano, że w niektórych przypadkach wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej pozwala wartość ograniczyć wskaźnika rocznego zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną do poziomu wymaganego przez aktualnie obowiązujące prawo. Ponadto, zastosowanie opracowanego rozwiązania może stanowić jeden z istotnych elementów budynków zeroenergetycznych.

Podsumowując przeprowadzone do tej pory badania, można wskazać następujące silne strony opracowanego rozwiązania:

- wykorzystanie energii promieniowania słonecznego pozwala na wstępne podgrzanie powietrza wentylacyjnego, co zwiększa efektywność odzysku ciepła w centrali wentylacyjnej, a tym samym zmniejsza zużycie energii pierwotnej;
- akumulacyjna przegroda słoneczna może być łatwo integrowana zarówno z nowymi, jak i istniejącymi budynkami (w tym tradycyjnymi, energooszczędnymi i zeroenergetycznymi);
- akumulacyjna przegroda słoneczna pozwala na akumulację ciepła w ciągu dnia oraz wykorzystanie jej po zachodzie Słońca;
- z uwagi na ograniczenie zużycia energii pierwotnej, zastosowanie akumulacyjnej przegrody słonecznej może być uznane za rozwiązanie przyjazne dla środowiska, które poprawia charakterystykę energetyczną budynków.

Z drugiej strony, do ograniczeń akumulacyjnej przegrody słonecznej można zaliczyć następujące kwestie:

— ilość ciepła zmagazynowanego w akumulacyjnej przegrodzie słonecznej jest ograniczona i niewystarczająca do wstępnego ogrzania powietrza wentylacyjnego przez całą noc;
— dostępność promieniowania słonecznego jest najniższa zimą, kiedy budynki zużywają najwięcej ciepła (ograniczona koherentność pomiędzy zapotrzebowaniem na ciepło a dostępnością energii promieniowania słonecznego);
— wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej zwiększa opór przepływu powietrza, co zwiększa zużycie energii elektrycznej przez wentylatory w centrali wentylacyjnej;
— akumulacyjna przegroda słoneczna skonfigurowana w formie komina słonecznego charakteryzuje się ograniczoną powierzchnią aktywną, a ilość promieniowania słonecznego docierającego do poszczególnych ścian komina silnie zależy od ich orientacji (znacznie mniej energii słonecznej dociera do ściany północnej niż południowej).

Uzyskane dotychczas wyniki są obiecujące i zostaną wykorzystane do realizacji dalszych prac badawczo-rozwojowych. W szczególności planowane jest stworzenie alternatywnych geometrii kanału akumulacyjnego oraz przetestowanie dodatkowych konfiguracji różniących się składem materiału akumulacyjnego. Poza częścią eksperymentalną, stworzone zostaną szczegółowe modele matematyczne, które umożliwią prowadzenie symulacji dynamicznych obejmujących różne konfiguracje akumulacyjnej przegrody słonecznej oraz różne warunki jej działania (w tym parametry konstrukcyjne i eksploatacyjne budynku, a także warunki zewnętrzne, wynikające z lokalizacji obiektu). Finalnie planowane jest przeprowadzenie testów w warunkach polowych oraz pilotażowych testów w rzeczywistych obiektach budowlanych.

2.2. Analiza wybranych sposobów poprawy efektywności środowiskowej miejscowych ogrzewczy pomieszczeń

Miejscowe ogrzewacze pomieszczeń, zgodnie z Rozporządzeniem Komisji (UE) 2015/1185, to urządzenia, które wydzielają ciepło poprzez bezpośrednie przenoszenie ciepła lub poprzez bezpośrednie przenoszenie ciepła w połączeniu z przenoszeniem ciepła do cieczy w celu osiągnięcia i utrzymania komfortu termicznego w zamkniętym pomieszczeniu, w którym umieszczony jest produkt, ewentualnie w połączeniu z mocą cieplną przekazywaną do innych pomieszczeń. Przykładem miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń są m.in. piece ceramiczne, kominki ze stalowymi lub żeliwnymi wkładami kominkowymi, kominki akumulacyjne oraz kuchnie na paliwa stałe. Korzystanie z biomasowych ogrzewaczy pomieszczeń jest powszechne w wielu krajach na całym świecie, w tym w krajach europejskich i w Ameryce Północnej (Noonan i in. 2020).

Jednym z podstawowych wyzwań związanych z działaniem tego typu urządzeń jest zapewnienie wysokiej efektywności procesu spalania oraz niskiej emisji zanieczyszczeń do at-

mosfery. Kwestie te regulowane są m.in. przez Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z 21 października 2009 r. (tzw. Ekoprojekt), która zawiera konkretne cele, definicje i środki, a także ich harmonogram w odniesieniu do produktów związanych z energią. W przypadku miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń szczegółowe wymogi zostały sprecyzowane w Rozporządzeniu Komisji UE nr 2015/1185. Tabela 13 zawiera najważniejsze wymogi stawiane miejscowym ogrzewaczom pomieszczeń w zakresie minimalnej sezonowej efektywności energetycznej, maksymalnej emisji tlenku węgla (CO), cząstek stałych (PM), lotnych związków organicznych (LZO) i tlenków azotu (NO_x).

Tabela 13

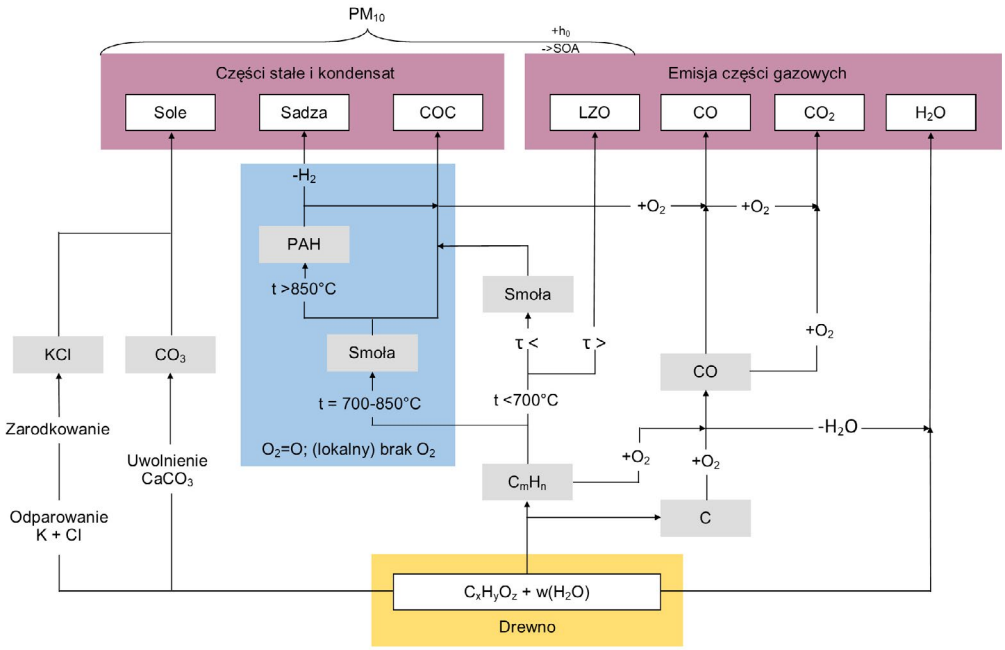
Wymagania ekoprojektu dla miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń określone w Rozporządzeniu Komisji (UE) 2015/1185

Table 13

Ecodesign requirements for space heaters set out in Commission Regulation (EU) 2015/1185

Urządzenie	Sezonowa efektywność energetyczna	Emisja CO [mg/m^3]	Emisja PM [mg/m^3]	Emisja LZO [mg/m^3]	Emisja NO_x [mg/m^3]
Ogrzewacz (kominek, piec, koza) z zamkniętą komorą spalania lub kuchenka wykorzystujące biomasę inną niż pellet	≥ 65	≤ 1 500	≤ 40	≤ 120	≤ 200
Ogrzewacz (kominek, piec, koza) z zamkniętą komorą spalania wykorzystujący pellet	≥ 79	≤ 300	≤ 20	≤ 60	≤ 200
Ogrzewacz (kominek, piec, koza) z otwartą komorą spalania	≥ 30	≤ 2 000	≤ 50	≤ 120	≤ 200
Ogrzewacz (kominek, piec, koza) z zamkniętą komorą spalania lub kuchenka wykorzystująca węgiel	≥ 65	≤ 1 500	≤ 40	≤ 120	≤ 200

Powstawanie zanieczyszczeń podczas spalania biomasy ma dość skomplikowany charakter. Na rysunku 40 przedstawiono uproszczony sposób powstawania zanieczyszczeń. Można zauważyć, że powstawanie sadzy i kondensujących związków organicznych (COC) wynika z niecałkowitego spalania i jest skorelowane z lokalnym brakiem tlenu. Niecałkowite spalanie często występuje w prostych, ręcznie sterowanych urządzeniach, przy czym może również wystąpić w urządzeniach sterowanych automatycznie w początkowej fazie procesu spalania, a także w przypadku nieprawidłowego działania systemu automatyki kontrolno-pomiarowej. Z drugiej strony można stwierdzić, że emisje z urządzeń opalanych biomasą nie tylko różnią się w poszczególnych fazach procesu spalania, ale silnie zależą od warunków, w jakich przebiega proces spalania. W tym kontekście istotny wpływ mają takie czynniki, jak ilość tlenu w stosunku do ilości paliwa, temperatura spalania oraz czas przebywania mieszanki paliwowo-tlenowej w strefie spalania.

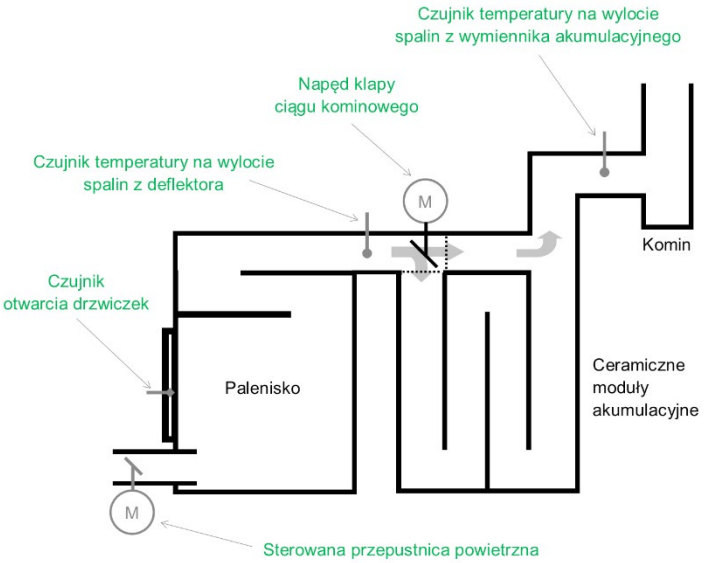


Rys. 40. Schemat powstawania zanieczyszczeń w procesie spalania biomasy (Nussbaumer 2010)

Fig. 40. The way of pollution formation in the biomass combustion process

Bezpośrednie testy potwierdzają silną zależność emisji tlenku węgla i cząstek stałych z urządzeń grzewczych od ich konstrukcji i poziomu automatyzacji. Niskie poziomy emisji zanieczyszczeń można osiągnąć poprzez dobre wymieszanie spalin z powietrzem (np. CO < 50 mg/m^3 lub C_xH_y < 5 mg/m^3, przy zawartości tlenu na poziomie 11%). Bardziej precyzyjna kontrola procesu spalania wymaga jednak zastosowania sondy tlenku węgla lub sondy lambda podłączonej do odpowiedniego sterownika (Nussbaumer 2010). W związku z tym w aktualnie dostępnych na rynku miejscowych ogrzewaczach pomieszczeń stosowane są tzw. optymalizatory spalania, których zadaniem jest zapewnienie kontroli procesu spalania. Zasada działania typowych układów kontrolno-pomiarowych instalowanych w kominkach akumulacyjnych jest bardzo prosta – układ ten kontroluje proces spalania i utrzymania fazy żaru za pomocą przepustnicy powietrza. Dzięki obniżeniu krzywej spalania w fazie wzrostu temperatury oraz podniesieniu krzywej spalania w chwili spadku temperatury, układ wydłuża proces spalenia. W tym celu wykorzystywane są wskazania temperatury mierzonej na wylocie z deflektora oraz na wylocie z wymiennika akumulacyjnego. Opcjonalnie, w układzie mogą zostać zastosowane także czujnik otwarcia drzwiczek paleniska oraz napęd klapy ciągu kominowego. Bazując na przykładzie jednego z producentów tzw. optymalizatorów spalania, wyróżnić można kilka faz zaimplementowanych w algorytmie sterowania, w tym m.in. fazę spoczynkową, fazę startu, fazę rozpalania, fazy wzrostu temperatury, fazę spalania, fazę obniżania tempera-

tury, fazę żaru oraz fazę usuwania gazów spalinowych. W początkowych fazach przepustnica jest w pełni otwarta. Następnie, po osiągnięciu przez spaliny temperatury granicznej (typowo 200°C) przepustnica jest ustawiana w zależności od wartości mierzonej temperatury, zgodnie z teoretyczną krzywą spalania. W momencie, gdy wykryty zostanie spadek temperatury o 100 K (względem maksymalnej temperatury zmierzonej w fazie spalania), algorytm rozpoczyna stopniowe przymykanie przepustnicy. W ostatnim etapie procesu spalania następuje sygnalizacja konieczności uzupełnienia paliwa, a jeśli to nie nastąpi, przepustnica otwierana jest na 100% na 60 sekund, po czym jest zamykana, a układ przechodzi do fazy spoczynkowej. Typowy układ kontrolno-pomiarowy kominka akumulacyjnego został pokazany na rysunku 41.



Rys. 41. Typowy układ kontrolno-pomiarowy kominka akumulacyjnego

Fig. 41. Typical control and measurement system of a stove with accumulation

Rozwinięciem podstawowego systemu sterowania pracą kominka akumulacyjnego jest wprowadzenie dodatkowych strumieni powietrza nawiewanego do obszaru paleniska. Wiąże się to z zastosowaniem dwóch lub więcej kanałów dolotowych powietrza z niezależnie sterowanymi przepustnicami. Zakładając, że podstawowy strumień powietrza nawiewany jest do obszaru paleniska z wykorzystaniem szczeliny umiejscowionej nad drzwiczkami (wlot powietrza jest skierowany w stronę szyby dla zachowania jej czystości), drugi strumień powietrza może być doprowadzony do obszaru paleniska spod drzwiczek, a kolejne z obszaru bocznym i/lub tylnych ścian paleniska. Dostarczenie dodatkowych strumieni powietrza wpływa korzystnie na proces spalania, powodując lepsze dopalenie paliwa oraz mniejszą emisję tlenku węgla do atmosfery (ma to szczególne znaczenie w pierwszej i ostatniej fazie procesu spalania, gdy występują piki emisji tlenku węgla).

Innym sposobem obniżenia emisji zanieczyszczeń z kominków akumulacyjnych jest zastosowanie rozwiązań opartych na zgazowaniu pelletu i spalanie wytworzonego gazu drzewnego. Jest to nowy trend, który aktualnie jest wprowadzany na polski rynek. W takim przypadku w obszarze paleniska instalowany jest palnik z generatorem gazu typu TLUD (z ang. *top-lit updraft gasifier*), który składa się ze stalowej komory reakcyjnej (obszar załadunku pelletu) oraz z układu mieszającego powietrze do spalania z wytworzonym gazem drzewnym. Po zapłonie w ciągu kilku minut rozpadają się cząsteczki ligniny i celulozy, tj. głównych składników energetycznych drewna, dzięki czemu pellet zostaje przekształcony w gaz palny i węgiel drzewny. Gaz drzewny jest spalany nad komorą reakcyjną, w obszarze u wylotu komory, gdzie przepływając przez odpowiednio skonstruowane przeloty, napotyka strumień powietrza. Skutkuje to kontrolowanym i homogenicznym utlenieniem. Podobnie, jak w przypadku spalania drewna, kominek akumulacyjny nie wymaga częstego doładowywania pelletu. Czas spalania jednego złoża wynosi ok. 2–3 godzin, a po zakończeniu procesu spalania ciepło jest emitowane przez kolejnych 8–12 godzin z powierzchni wymiennika akumulacyjnego.

Rys. 42. Spalanie gazu drzewnego powstałego w wyniku zgazowania pelletu

Fig. 42. Combustion of wood gas resulting from the gasification of pellets

2.2.1. Aktualny stan wiedzy

Rosnące wymagania w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń do atmosfery powodują konieczność poprawy parametrów pracy istniejących i rozwijanych urządzeń grzewczych. Jak wykazano w pozycjach literaturowych (Gilardoni i in. 2011; Herich i in. 2011), wytwarzanie ciepła w urządzeniach domowych stanowi jedno z głównych źródeł zanieczyszczenia powietrza w Europie. Spalanie paliw stałych w budynkach mieszkalnych odpowiada za emisję tlenku węgla (CO), węglowodorów (HC), tlenków azotu (NO_x, w tym głównie NO i NO_2), tlenków siarki (głównie SO_2) i cząstek stałych (Herich i in 2014; Olsen i in. 2020). Ponadto, do atmosfery mogą być emitowane takie związki, jak kwas solny (HCl), metale ciężkie, lotne związki organiczne (LZO) i wielopierścieniowe węglowodory aromatyczne (WWA) (Wielgosiński i in. 2017). W związku z tym wiele z prac naukowych podejmuje temat ograniczania emisji zanieczyszczeń podczas spalania biomasy drzewnej w domowych urządzeniach grzewczych (takich jak kotły na biomasę oraz miejscowe ogrzewacze pomieszczeń) (Sharma i in. 2021; Fachinger i in. 2017). Parametry pracy przykładowych ogrzewaczy opalanych drewnem zostały przeanalizowane przez Calvo i in. (2014). Spalanie drewna miękkiego (sosna) i twardego (eukaliptus) podzielono na trzy główne okresy, w których zaobserwowano znaczące różnice w składzie spalin. Wyniki te zostały potwierdzone przez Obaidullah'a i in. (Obaidullah i in. 2014), którzy w czasie testów urządzeń o mocy 10 i 20 kW stwierdzili, że emisja tlenku węgla w fazie zapłonu była na poziomie ok. 3–4 razy wyższym niż w fazie spalania. Ponadto, w przypadku badań przeprowadzonych pod kątem oceny liczby cząstek i rozkładu wielkości, wielkość emisji była ściśle związana z parametrami procesu spalania (Ozgen i in. 2013; Guerrero i in. 2019). W celu określenia wpływu techniki zapłonu, wielkości wsadu i stopnia rozdrobnienia drewna na emisję tlenku węgla, węglowodorów oraz cząstek stałych (PM10), Vicente i in. (2015a) przeprowadzili testy obejmujące spalanie drewna sosnowego i bukowego. Zaobserwowano, że technika zapłonu odgórnego może zmniejszyć wskaźnik emisji cząstek stałych do mniej niż połowy w porównaniu z techniką tradycyjną. Kolejne paliwa (pellet drzewny i trzy agropaliwa) zostały przetestowane przez autorów podczas spalania w automatycznym kotle na pellet. Emisja CO wahała się w tym przypadku od 90,9 mg/MJ (w przypadku pellet typu IV) do 1480 mg/MJ (w przypadku pestek oliwek) (Vicente i in. 2015b). Schmidl i in. (2011) wykazali eksperymentalnie, że występuje duża różnica w emisji zanieczyszczeń generowanych przez urządzenia sterowane ręcznie i automatycznie. Stężenia cząstek stałych (PM10) emitowanych przez sterowany automatycznie kocioł na pellet wahały się od 12 do 21 mg/m^3, podczas gdy w przypadku ogrzewaczy obsługiwanych ręcznie były one kilkukrotnie wyższe i wynosiły 111–151 mg/m^3. Na potrzeby ograniczenia emisji, Butschbach i in. (2009) wdrożyli nową strategię automatycznego sterowania strumieniami powietrza pierwotnego i wtórnego podczas spalania drewna. W tym celu wykorzystano dwa czujniki gazu in situ (czujnik tlenu oraz czujnik tlenku węgla/węglowodorów). Zaproponowana konfiguracja sterownika umożliwiła ograniczenie emisji CO/HC odpowiednio o ok. 50% (w przypadku kotła centralnego ogrzewania) oraz ok. 15% (w przypadku pieca kaflowego) w porównaniu do zastosowania typowego sterownika dostarczonego przez producenta. Zhang

i in. (2023b) opracowali i przetestowali zaawansowany system kontroli powietrza dostarczanego do paleniska ogrzewacza pomieszczeń uzupełniony o katalizator umieszczony w strefie dopalania. Sterowanie strumieniem powietrza do spalania wsadu drewna było realizowane za pomocą pięciu algorytmów sterowania, które opierały się na wskazaniach czujników temperatury katalizatora, stężenia tlenu resztkowego w spalinach oraz zawartości CO/HC w spalinach. Resztkowa zawartość CO/HC (tlenku węgla, metanu, formaldehydów itp.) w spalinach była monitorowana in-situ za pomocą długoterminowego stabilnego czujnika AuPt/YSZ/Pt, który umożliwiał ciągłe szacowanie jakości spalin z dokładnością na poziomie ok. ±10%. W trakcie prac eksperymentalnych i czteromiesięcznych testów polowych wykazano, że dzięki wdrożeniu opracowanego rozwiązania możliwe jest osiągnięcie redukcji emisji zanieczyszczeń o ok. 90% w stosunku do ręcznie obsługiwanych ogrzewaczy bez katalizatora. Ponadto, wstępne badania urządzenia uzupełnionego o elektrofiltr wykazały możliwość obniżenia emisji cząstek stałych o ok. 70–90%.

Kolejnymi istotnymi czynnikami wpływającymi na emisję CO i innych zanieczyszczeń jest geometria komory spalania. Również ułożenie złoża paliwa ma znaczący wpływ na sposób kontaktu tlenu z paliwem. Wpływ ułożenia złoża paliwa w palenisku na jakość procesu spalania został przeanalizowany w pozycji (Szubel i in. 2015a). W ramach analizy opracowano numeryczny model procesu spalania oparty m.in. na modelu turbulencji k-epsilon. Złoże paliwa zostało potraktowane jako źródło tlenku węgla zależne od zewnętrznej powierzchni kawałków drewna. Wykazano, że umiejscowienie złoża paliwa w centralnej części komory spalania powoduje gromadzenie się produktów zgazowania w tym obszarze, co skutkuje późniejszymi problemami z efektywnym dopalaniem tlenku węgla. Również zewnętrzna powierzchnia ładunku drewna i jego masa zostały uznane za dodatkowe czynniki mające wpływ na przebieg procesu spalania. Zwiększona ilość drewna skutkuje bowiem krótszą drogą produktów zgazowania do wylotu z obszaru spalania. W toku dalszych prac modelowych, wykorzystując obliczeniową mechanikę płynów (CFD), Szubel i in. (2015b) zidentyfikowali obszary paleniska, w których proces spalania przebiega w sposób najbardziej efektywny. Wykazano ponadto, że drewno liściaste i iglaste wykazywało różną zawartość hemicelulozy, celulozy i ligniny. Różnice te skutkowały różnymi zakresami temperatury, w których następował rozkład termiczny drewna. Informacje uzyskane w toku prac symulacyjnych mogą znaleźć zastosowanie do projektowania algorytmów sterowania. Stosowanie innowacyjnych algorytmów sterowania w domowych urządzeniach opalanych powoduje znaczącą poprawę parametrów pracy w porównaniu do urządzeń sterowanych ręcznie lub z wykorzystaniem typowych sterowników, w jakie wyposażane są miejscowe ogrzewacze pomieszczeń (Gölles i in. 2014).

Innym podejściem do ograniczania emisji szkodliwych związków do atmosfery jest stosowanie specjalnych dodatków do paliwa. Celem stosowania dodatkowych substancji może być zmniejszenie stężenia cząstek stałych w gazach spalinowych, zmiana składu chemicznego i/lub zwiększenie temperatury topnienia popiołu w czasie spalania biomasy. Dodatki są zazwyczaj wprowadzane do urządzeń przez zmieszanie z paliwem lub przez system dysz (Chin i in. 2018). Różne rodzaje dodatków (w tym kaolinit, anortyt, krzemian wapnia, dwutlenek tytanu i wodorotlenek glinu) zostały przetestowane i szeroko omówione przez Gollmera i in.

(2019). Ponadto, Zeng i in. (2016) wykazali, że całkowita emisja zanieczyszczeń gazowych i pyłowych może zostać zmniejszona przez zmieszanie różnych rodzajów biomasy. Również wyniki uzyskane przez Barona i Pilawską (2006) pokazały, że stosowanie biomasy i niektórych odpadów organicznych może być wykorzystane w miastach historycznych, w których wymaga się, aby powietrze spełniało wysokie standardy czystości.

Analiza źródeł literaturowych pokazuje różne podejścia stosowane do redukcji emisji tlenku węgla, cząstek stałych i innych zanieczyszczeń powstających w wyniku spalania biomasy w domowych urządzeniach grzewczych. Jednocześnie, dostępne w literaturze prace (a także obecne uwarunkowania prawne), potwierdzają zasadność prowadzenia dalszych badań, których efektem będzie zapewnienie wysokiej efektywności energetycznej i środowiskowej miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń.

2.2.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych

Miejscowe ogrzewacze pomieszczeń zasilane biomasą, w tym kominki akumulacyjne, cieszą się dużą popularnością. Nowoczesne urządzenia projektowane są w taki sposób, aby spełniały restrykcyjne wymogi Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z 21 października 2009 r. (Ekoprojekt). Niemniej, w użytku znajduje się wiele urządzeń starszego typu, które charakteryzują się wyższymi niż dopuszczalne poziomami emisji zanieczyszczeń. Stąd podjęte zostały prace badawcze mające na celu poprawę parametrów środowiskowych istniejących ogrzewaczy (w przytoczonych tutaj działaniach skupiono się przede wszystkim na ograniczeniu emisji tlenku węgla).

W pierwszej części zaproponowano wdrożenie systemu kontrolno-pomiarowego opartego na zastosowaniu trzech niezależnych strumieni powietrza nawiewanych do obszaru paleniska, kontrolowanych z wykorzystaniem wskazań czujnika temperatury spalin, czujnika stężenia tlenu (sonda lambda) oraz czujnika stężenia dwutlenku węgla (w toku prac eksperymentalnych wykorzystano analizator spalin umożliwiający pomiar wymienionych wyżej wartości). Sprzężenie czujników temperatury, stężenia tlenu i stężenia tlenku węgla z odpowiednimi przepustnicami powietrza, umożliwiło regulację ilości powietrza nawiewanego ze szczelin zlokalizowanych nad i pod drzwiczkami oraz z dodatkowych otworów usytuowanych w tylnej części paleniska. Bieżąca kontrola parametrów procesu spalania i wysterowanie przepustnic były realizowane z wykorzystaniem prototypowej wersji algorytmu kontrolno-pomiarowego. Wdrożenie opracowanego rozwiązania do miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń (w szczególności urządzeń starego typu) może umożliwić znaczące obniżenie emisji zanieczyszczeń (w tym uzyskanie wartości wymaganych przez Ekoprojekt).

Drugim z omówionych sposobów obniżenia emisji zanieczyszczeń emitowanych przez miejscowe ogrzewacze pomieszczeń jest wdrożenie rozwiązania polegającego na zastąpieniu spalania drewna kawałkowego przez spalanie gazu drzewnego pochodzącego ze zgazowania pelletu. W tym kontekście przedstawiono kominek akumulacyjny z paleniskiem wyposażonym w palnik z generatorem gazu drzewnego. Zastosowane rozwiązanie nie zmieniło idei

działania kominka akumulacyjnego – tj. pojedyncze wsady pelletu umożliwiły prowadzenie procesu spalania przez ok. 2–3 godziny, a ciepło zmagazynowane w kanałach akumulacyjnych było oddawane do pomieszczeń przez kolejne 8–12 godzin. Jednocześnie zastosowanie palnika z generatorem gazu drzewnego pozwoliło na zapewnienie emisji zanieczyszczeń na poziomie wyraźnie niższym od wymogów Ekoprojektu.

Oba przedstawione rozwiązania są kluczowe z punktu widzenia poprawy efektywności środowiskowej istniejących ogrzewaczy pomieszczeń oraz rozwoju nowoczesnych konstrukcji tego typu urządzeń. W szczególności zastosowanie rozwiązania obejmującego spalanie gazu drzewnego zapewnia nie tylko niskie emisje tlenku węgla, cząstek stałych i innych związków, ale może umożliwić stosowanie miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń na obszarach objętych tzw. uchwałami antysmogowymi.

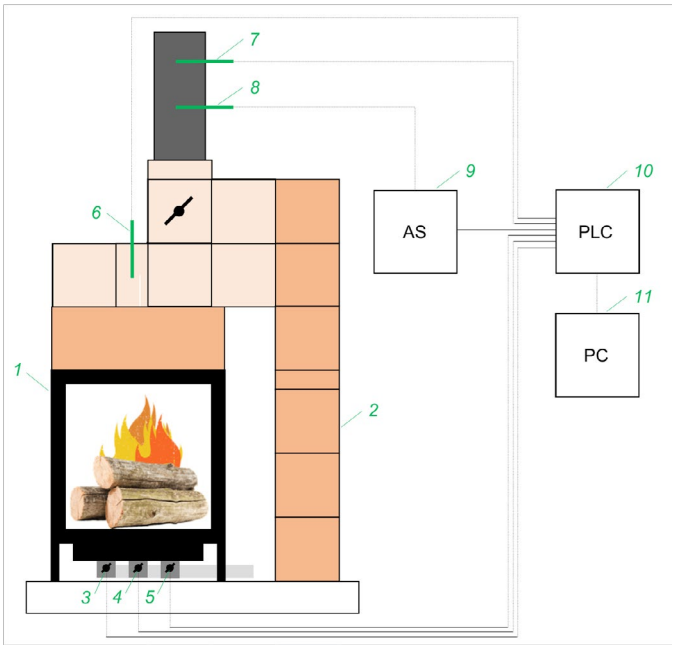
Niniejszy rozdział stanowi rozwinięcie wieloletnich badań opisanych wcześniej m.in. w pozycjach (Sornek i in. 2017; Szramowiat-Sala i in. 2019). Na potrzeby prowadzenia niniejszych prac badawczych opracowano zaawansowany system kontrolno-pomiarowy, dokonano konfiguracji stanowisk badawczych, wdrożono procedurę pomiarową, przeprowadzono cykl prac eksperymentalnych oraz dokonano analizy otrzymanych wyników. Część spośród omawianych wyników została pozyskana w ramach projektu „Opracowanie nowej generacji akumulacyjnych ogrzewaczy pomieszczeń zasilanych gazem procesowym z termochemicznej konwersji biomasy", realizowanego przez firmę Cebud przy dofinansowaniu Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

2.2.3. Stanowisko badawcze

Prace badawcze zostały zrealizowane na dwóch specjalnie opracowanych stanowiskach badawczych. Pierwsze ze stanowisk (układ A) zostało wyposażone w kominek akumulacyjny (złożony z paleniska akumulacyjnego i umiejscowionego obok wymiennika akumulacyjnego) oraz dedykowany system kontrolno-pomiarowy. Testowane palenisko zostało wyprodukowane w 2012 r. (można je więc określić, jako palenisko „starego typu"). W skład systemu kontrolno-pomiarowego weszły następujące elementy:

- programowalny sterownik logiczny PLC WAGO 750-880 z zestawem modułów rozszerzeń (obejmującym moduły wejść i wyjść cyfrowych, moduły wejść i wyjść analogowych oraz moduł komunikacyjny Modbus),
- termoparowe czujniki temperatury typu K (NiCr-NiAl) charakteryzujące się zakresem pomiarowym od –40°C do 1200°C i dokładnością na poziomie ±2,0°C lub ±0,0075 × [t]), gdzie t – temperatura mierzona,
- termoanemometr o zakresie pomiarowym 0–2 m/s i dokładności ±0,5 m/s + 3%,
- przepustnice powietrzne z serwomechanizmami,
- analizator spalin MRU ECO 3000 PLUS wykorzystujący elektrochemiczną metodę pomiaru stężenia O_2 (zakres 0–21%) oraz metodę NDIR do pomiaru stężenia CO (zakres 0–100 000 ppm), CO_2 (zakres 0–20%), NO (zakres 0–2 500 ppm), NO_2 (zakres 0–500 ppm),
- elementy zabezpieczające (wyłącznik różnicowo-prądowy, wyłączniki nadprądowe).

Obsługa systemu kontrolno-pomiarowego odbywała się z wykorzystaniem oprogramowania CoDeSys 2.9, które umożliwiało obserwację zmian mierzonych wartości w czasie rzeczywistym, archiwizację danych pomiarowych oraz sterowanie pracą systemu (ręcznie lub za pomocą opracowanego algorytmu). Widok badanego kominka akumulacyjnego oraz ogólny schemat stanowiska pomiarowego został pokazany na rysunku 43.



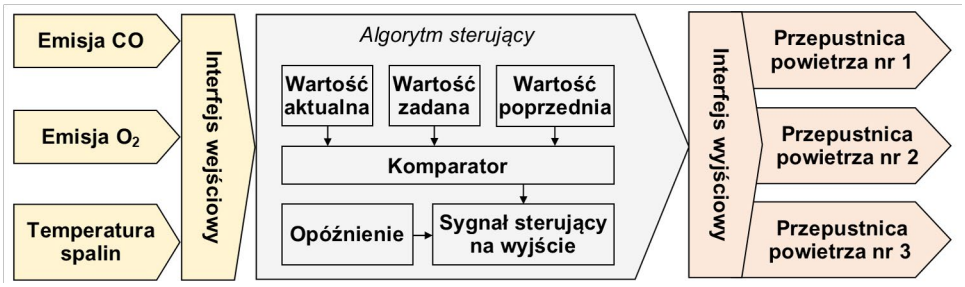
Rys. 43. Schemat stanowiska pomiarowego (a) oraz rzeczywisty widok badanego kominka akumulacyjnego (b) – układ A (1 – palenisko akumulacyjne, 2 – wymiennik akumulacyjny, 3,4,5 – przepustnice powietrzne, 6,7 – czujniki temperatury spalin, 8 – sonda analizatora spalin, 9 – analizator spalin, 10 – szafa sterownicza, 11 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 43. Scheme of the experimental rig (a) and the view of the tested stove (b) – configuration A (1 – accumulation furnace, 2 – accumulation exchanger, 3,4,5 – air throttles, 6,7 – flue gas temperature sensors, 8 – analyzer probe, 9 – flue gas analyzer, 10 – control cabinet, 11 – computer with CoDeSys software)

Jak wynika z rysunku 43, sonda analizatora spalin została umieszczona w kanale spalinowym za wymiennikiem akumulacyjnym. Czujniki temperatury zostały zlokalizowane w obszarze paleniska, na wylocie z deflektora, a także w obszarze wymiennika akumulacyjnego i na jego powierzchni. Dopływ powietrza był realizowany z wykorzystaniem szczelin zlokalizowanych nad i pod drzwiczkami, a także z wykorzystaniem otworów umieszczonych w tylnej części paleniska (rys. 44). Wielkość strumienia powietrza była kontrolowana za pomocą zmian nastaw przepustnic powietrznych, w oparciu o pomiar temperatury na wylocie z deflektora. W pierwszej fazie prac eksperymentalnych wykorzystano optymalizator spalania, a w kolejnych – algorytm opracowany w trakcie badań.

Rys. 44. Widok wnętrza paleniska akumulacyjnego z zaznaczonymi otworami wlotowymi powietrza – układ A

Fig. 44. The interior of the accumulative furnace with marked air inlets – configuration A



Rys. 45. Idea algorytmu kontrolno-pomiarowego opartego na wskazaniach stężenia CO i O_2 oraz temperatury spalin

Fig. 45. The idea of a control and measurement algorithm based on the CO and O_2 concentrations and flue gas temperature

Idea proponowanego algorytmu kontrolno-pomiarowego została pokazana na rysunku 45. W odróżnieniu od klasycznych optymalizatorów spalania, w tym przypadku – poza pomiarem temperatury – uwzględniono pomiar stężenia tlenku węgla i tlenu w spalinach. Ponadto przewidziano wykorzystanie trzech przepustnic powietrznych, których działanie skorelowano z poszczególnymi wskazaniami wartości mierzonych. Zaproponowana struktura układu pomiarowo-sterującego może być wykorzystana do szybkiego prototypowania kolejnych wersji algorytmów sterujących pracą kominków akumulacyjnych. W przypadku wykorzystania metody szybkiego prototypowania, regulatory uruchamiane są na komputerze, a dane pomiarowe i sygnały sterujące przesyłane są przez interfejs Ethernet. W takim przypadku komputer jest używany tylko do akwizycji i przechowywania danych pomiarowych oraz do dostrajania parametrów regulatora. Ostateczna, zweryfikowana eksperymentalnie wersja regulatora może zostać implementowana w docelowym regulatorze opartym na zastosowaniu mikrokontrolera.

W drugiej części prac wykorzystano odrębne stanowisko kontrolno-pomiarowe (układ B). W skład stanowiska wszedł kominek akumulacyjny (złożony z paleniska akumulacyjnego,

wymiennika akumulacyjnego umiejscowionego na palenisku oraz obudowy), a także system kontrolno-pomiarowy. Testowane urządzenie zostało wytworzone w 2022 r., w związku z czym można je określić mianem kominka akumulacyjnego „nowego typu"). W tym przypadku wykorzystano zmodyfikowaną wersję paleniska przeznaczonego do spalania drewna, a także innowacyjny palnik z generatorem gazu drzewnego. Modyfikacje wprowadzone w konstrukcji paleniska były efektem prowadzonych prac badawczych, obejmujących zarówno aspekty modelowania matematycznego, jak i prace eksperymentalne. W skład systemu kontrolno-pomiarowego weszły w szczególności następujące elementy:

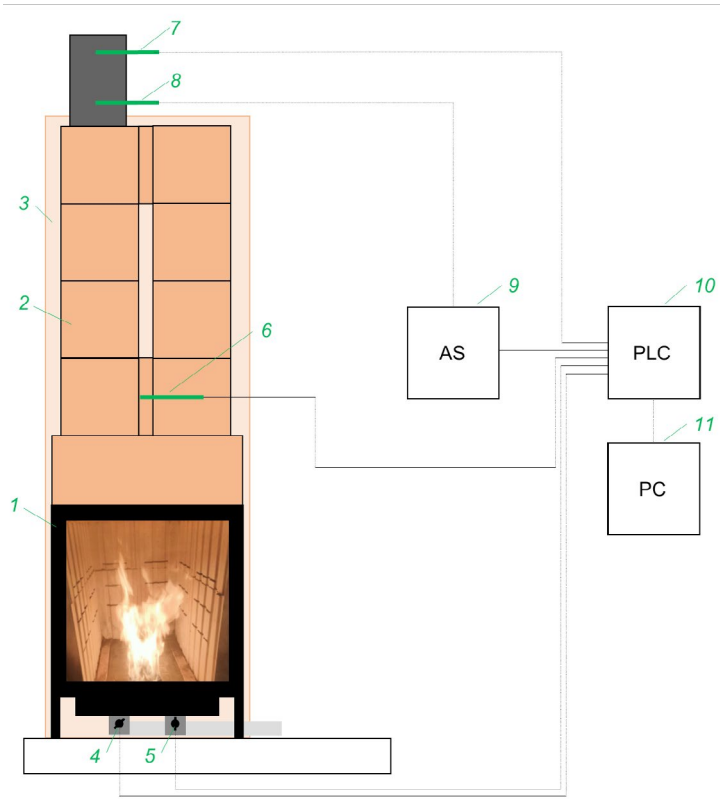
- programowalny sterownik logiczny PLC WAGO PFC200 z zestawem modułów rozszerzeń (obejmującym moduły wejść i wyjść cyfrowych, moduły wejść i wyjść analogowych oraz moduł komunikacyjny Modbus),
- termoparowe czujniki temperatury typu K (NiCr-NiAl) charakteryzujące się zakresem pomiarowym od –40 do 1200°C i dokładnością na poziomie ±2,0°C lub ±0,0075 × [t]), gdzie *t* – temperatura mierzona,
- rezystancyjne czujniki temperatury Pt100 o zakresie pomiarowym od –50 do 400°C oraz dokładności na poziomie ±0,3 + 0,005 × [t], gdzie *t* – temperatura mierzona
- termoanemometr o zakresie pomiarowym 0–2 m/s i dokładności ±0,5 m/s + 3%,
- przetwornik ciśnienia różnicowego (miernik ciągu),
- przepustnice powietrzne z serwomechanizmami,
- przekaźniki elektromagnetyczne,
- analizator spalin Testo 350 z możliwością pomiaru stężenia tlenu (zakres pomiarowy: 0–25% obj., dokładność: ±0,8%), tlenku węgla (zakres pomiarowy: 0–10 000 ppm, dokładność: od ±5% do ±10%), tlenku azotu (zakres pomiarowy: 0–4000 ppm, dokładność: od ±5% do ±10%) oraz tlenków azotu (zakres pomiarowy: 0–500 ppm, dokładność: ±5%),
- elementy zabezpieczające (wyłącznik różnicowo-prądowy, wyłączniki nadprądowe).

Obsługa systemu kontrolno-pomiarowego (analogicznie, jak w poprzedniej konfiguracji) odbywała się z wykorzystaniem oprogramowania CoDeSys 2.9. Ogólny schemat stanowiska oraz widok stacji kontrolno-pomiarowej został pokazany na rysunku 46.

Na rysunku 46c widoczne jest wnętrze paleniska, w którym zaimplementowano palnik z generatorem gazu drzewnego. W tym przypadku zastosowane zostało palenisko hybrydowe, umożliwiające spalanie gazu drzewnego oraz drewna kawałkowego. W trakcie spalania drewna kawałkowego analizowano stężenie tlenku węgla i tlenków azotu (emisje były przeliczane na 13% stężenie tlenu w spalinach), a także sprawność procesu spalania. Następnie, parametry analizowane podczas spalania drewna kawałkowego porównano z danymi uzyskanymi przy spalaniu gazu drzewnego w tym samym palenisku.

2.2.4. Procedura badawcza

Prace eksperymentalne zostały podzielone na trzy zasadnicze części. W pierwszej części dokonano analizy parametrów pracy badanego kominka akumulacyjnego starego typu



Rys. 46. Ogólny schemat stanowiska badawczego (a),widok badanego kominka akumulacyjnego zainstalowanego na stanowisku badawczym (b) oraz widok palnika z generatorem gazu drzewnego (c) – układ B
(1 – palenisko akumulacyjne, 2 – wymiennik akumulacyjny, 3 – obudowa, 4,5 – przepustnice powietrzne, 6,7 – czujniki temperatury spalin, 8 – sonda analizatora spalin, 9 – analizator spalin, 10 – szafa sterownicza, 11 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 46. Scheme of the experimental rig (a), the view of the tested stove with accumulation (b) and the view of the burner with the wood gas generator (c) – configuration B
(1 – accumulative furnace, 2 – accumulative exchanger, 3 – casing, 4, 5 – air throttles, 6,7 – flue gas temperature sensors, 8 – analyzer probe, 9 – flue gas analyzer, 10 – control cabinet, 11 – computer with CoDeSys software)

w przypadku zastosowania klasycznego optymalizatora spalania sprzężonego z przepustnicą powietrzną. Przepustnica ta sterowała ilością powietrza nawiewanego z górnej szczeliny powietrznej (serie pomiarowe S_1A–S_1B). W drugiej części wdrożono i przetestowano dedykowaną konstrukcję sterownika, która sterowała pracą trzech przepustnic powietrznych z wykorzystaniem wskazań czujników temperatury spalin i stężenia tlenku węgla i tlenu (serie pomiarowe S_2A–S_2B). Finalnie, badaniu został poddany kominek akumulacyjny nowego typu wyposażony w zmodyfikowane palenisko przeznaczone do spalania drewna kawałko-

wego (serie pomiarowe S_3A–S_3B) oraz w palnik z generatorem gazu drzewnego (serie pomiarowe S_4A–S_4B). W tym przypadku, poza analizą emisji tlenku węgla, zweryfikowano również poziom stężenia tlenków węgla oraz sprawność procesu spalania (tj. dwa inne elementy uwzględnione w wymogach Ekoprojektu). Dwie pierwsze serie pomiarowe zostały przeprowadzone na stanowisku badawczym w układzie A, a kolejne dwie – na stanowisku badawczym w układzie B.

W trakcie pomiarów spalane było suche drewno liściaste (jesionowe), brykiet drzewny oraz różne rodzaje pelletu, w tym pellet stanowiący mieszankę drewna liściastego (buk i dąb) z domieszką drewna iglastego, a także pellet z drewna iglastego (świerk). Pomiary były prowadzone przy jednolitej temperaturze otoczenia (16–18°C) oraz wilgotności powietrza (55–60%). Podstawowe parametry paliwa spalanego podczas testów zostały zestawione w tabeli 14.

Tabela 14

Podstawowe parametry drewna spalanego w czasie testów

Table 14

Basic parameters of wood burned during tests

Parametr	Drewno suche		Brykiet	Pellet	
	cienkie	grube		liściasty	iglasty
Średnica kawałków paliwa [mm]	< 100	100–300	8	6	6
Wilgotność paliwa [%]	10–11	10–11	< 10	< 10	< 10
Szacunkowa wartość opałowa [MJ/kg]	15,5	15,5	17,0	> 18,0	> 17,5

W tabeli 15 przedstawiono najważniejsze informacje dotyczące opisanych w dalszej części pracy serii pomiarowych. Należy tutaj nadmienić, że jednym z wyzwań w kontekście analizy parametrów pracy kominków akumulacyjnych jest nieregularność, z jaką przebiega proces spalania biomasy. W pozycji (Sornek i in. 2017) wykazano jednak, że przy spełnieniu określonych warunków (m.in. w zakresie parametrów paliwa oraz otaczającego powietrza) możliwe jest uzyskanie wysokiego stopnia powtarzalności procesu spalania drewna.

Tabela 15

Opis serii pomiarowych S_1–S_4

Table 15

Description of measurement series S_1–S_4

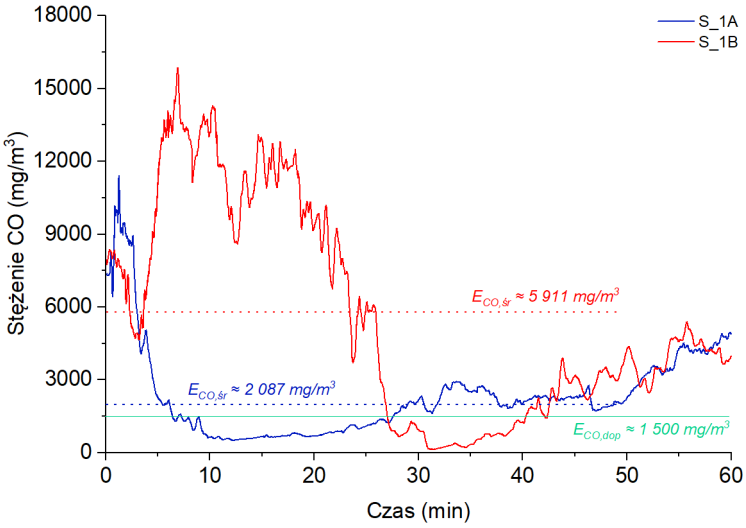
Seria pomiarowa	Konfiguracja stanowiska pomiarowego	Rodzaj paliwa	Wielkość załadunku paliwa [kg]	Sposób sterowania pracą kominka akumulacyjnego
S_1A	A	drewno liściaste	11,9	optymalizator spalania
S_1B		drewno liściaste	12,1	
S_2A		drewno liściaste	11,8	dedykowany układ kontrolno-pomiarowy
S_2B		brykiet drzewny	10,4	
S_3A	B	drewno liściaste	15,2	
S_3B		drewno liściaste	14,8	
S_4A		pellet liściasty	12,0	
S_4B		pellet iglasty	12,1	

2.2.5. Wyniki i dyskusja

2.2.5.1. Określenie emisji tlenku węgla przy spalaniu drewna w kominku akumulacyjnym starego typu przy zastosowaniu klasycznego optymalizatora spalania

Proces spalania biomasy może zostać podzielony na trzy główne etapy: fazę początkową (następującą po zapłonie paliwa), fazę spalania (zasadniczą fazę procesu, podczas której jest wydzielane ciepło) oraz fazę dopalania (fazę żaru). Emisje tlenku węgla w każdym z tych etapów osiągają różne poziomy, odpowiadające procesom zachodzącym podczas termicznej dekompozycji biomasy. Pod kątem oceny efektywności środowiskowej testowanych kominków akumulacyjnych szczególnie istotne są dwie pierwsze fazy. Porównując ze sobą przykładowe procesy spalania drewna o różnej frakcji, można zauważyć znaczącą różnicę w stężeniu tlenku węgla emitowanego do atmosfery. W przypadku spalania drewna kawałkowego grubego (seria pomiarowa S_1A), w fazie rozpalania emisja tlenku węgla osiągnęła najwyższą wartość na poziomie 11 556 mg/m^3, po czym gwałtownie spadła. W fazie spalania emisja tlenku węgla utrzymywała się na średnim poziomie 1590 mg/m^3. Biorąc pod uwagę fazę rozpalania i fazę spalania, średnia emisja tlenku węgla była równa 2087 mg/m^3. Dużo gorsza sytuacja wystąpiła podczas spalania drewna kawałkowego cienkiego (seria pomiarowa S_1B). W tym przypadku maksymalne chwilowe stężenie tlenku węgla w spalinach osiągnęło poziom 15 433 mg/m^3, wartość średnia w fazie spalania wy-

niosła 4851 mg/m^3, a wartość średnia w dwóch pierwszych fazach była równa 5911 mg/m^3. Ostatnie dziesięć minut procesu spalania stanowiło w obu przypadkach początek fazy dopalania. W tej części emisja tlenku węgla ponownie wzrosła i wyniosła ok. 3806–3985 mg/m^3. Przebieg zmian emisji tlenku węgla w analizowanych seriach pomiarowych został pokazany na rysunku 47.



Rys. 47. Emisja tlenku węgla przy spalaniu drewna kawałkowego w palenisku akumulacyjnym starego typu z wykorzystaniem klasycznego optymalizatora spalania (emisja odpowiadająca 13% zawartości tlenu w spalinach)

Fig. 47. Carbon monoxide emissions during burning lump wood in an old-generation accumulative furnace using a typical combustion optimizer (emissions corresponding to 13% of the oxygen content in the flue gas)

Biorąc pod uwagę powyższe dane, można stwierdzić, że frakcja drewna ma znaczący wpływ na przebieg procesu spalania. Znacznie lepsze rezultaty osiąga się w przypadku spalania drewna grubego. Wynika to z lepszego dostępu powietrza do paliwa w pustych przestrzeniach złoża drewna, a tym samym – z lepszego spalania tlenku węgla. Średnie wartości emisji tlenku węgla w poszczególnych fazach omawianych procesów spalania przedstawiono w tabeli 16. Jednocześnie stwierdzono, że w przypadku zastosowania typowego optymalizatora spalania, emisje osiągane przy spalaniu drewna w kominku akumulacyjnym starego typu, były wyraźnie wyższe niż wartości dopuszczalne przez Ekoprojekt (tj. 1500 mg/m^3 w przypadku tlenku węgla). W celu obniżenia emisji tlenku węgla wprowadzono modyfikacje geometrii badanego paleniska (w tym zmieniono geometrię deflektora oraz wykonano dodatkowe wloty powietrza w tylnych narożnikach paleniska), a także opracowano dedykowany algorytm kontrolno-pomiarowy.

Tabela 16

Średnie wartości emisji tlenku węgla podczas serii pomiarowych S_1A i S_1B
(odpowiadające 13% zawartości tlenu w spalinach)

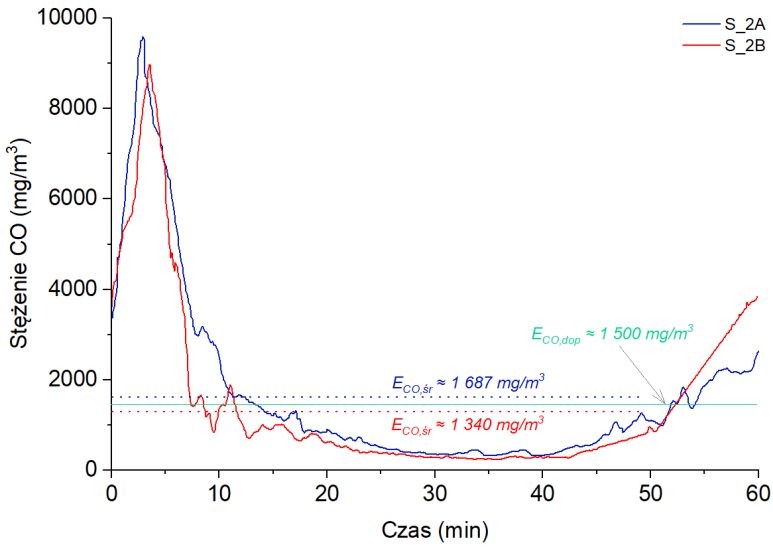
Table 16

Average values of carbon monoxide emissions during measurement series S_1A and S_1B
(corresponding to 13% oxygen content in the flue gas)

Parametr	Seria S_1A drewno grube	Seria S_1B drewno cienkie
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania [mg/m^3]	4 079	10 171
Średnia emisja tlenku węgla w fazie spalania [mg/m^3]	1 590	4 851
Średnia emisja tlenku węgla w fazie dopalania [mg/m^3]	3 805	3 985
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania i spalania [mg/m^3]	2 087	5 911

2.2.5.2. Określenie emisji tlenku węgla przy spalaniu drewna w zmodyfikowanym kominku akumulacyjnym starego typu przy zastosowaniu dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego

Jak zostało wykazane, zastosowanie klasycznego regulatora sterującego nawiewem powietrza z górnej szczeliny na podstawie pomiaru temperatury spalin nie jest wystarczające. Jednym z rozwiązań jest wdrożenie dodatkowych strumieni powietrza, które wpłyną na poprawę stopnia dopalania tlenku węgla. W testowanym kominku akumulacyjnym dodatkowe wloty powietrza zostały usytuowane pod drzwiczkami (podłużna szczelina skierowana w stronę złoża paliwa) oraz z tyłu paleniska (otwory skierowane w stronę centralnej części paleniska). W toku prowadzonych prac badawczych została określona liczba i wielkość otworów, a także ich dokładne usytuowanie. Ilość powietrza nawiewanego przez poszczególne wloty została skorelowana ze wskazaniami czujników temperatury spalin (sterowanie powietrzem nawiewanym znad drzwiczek), tlenu (sterowanie powietrzem nawiewanym spod drzwiczek) oraz tlenku węgla (sterowanie powietrzem nawiewanym z tylnej ściany). Wpływ wykorzystania dodatkowych strumieni powietrza na emisję tlenku węgla w czasie spalania drewna kawałkowego oraz brykietu został przedstawiony na rysunku 48. Widoczne jest, że zastosowanie dodatkowych dopływów powietrza było szczególnie skuteczne w fazie spalania, gdzie średnia wartość emisji w czasie spalania drewna spadła z uprzednio obserwowanego poziomu na 1590 mg/m^3 (seria pomiarowa S_1A) do poziomu 808 mg/m^3 (seria pomiarowa S_2A). Biorąc pod uwagę fazę rozpalania i spalania, średnia wartość emisji tlenku węgla w czasie serii S_2A wynosiła 1687 mg/m^3, a więc była niższa o 19,2% od emisji zmierzonej w serii S_1A (wymogi Ekoprojektu nie zostały w tym przypadku spełnione). W przypadku spalania



Rys. 48. Emisja tlenku węgla przy spalaniu drewna kawałkowego i brykietu drzewnego w palenisku akumulacyjnym starego typu z wykorzystaniem dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego (emisja odpowiadająca 13% zawartości tlenu w spalinach)

Fig. 48. Carbon monoxide emissions during burning lump wood and wood briquettes in an old-generation accumulative furnace using a dedicated control and measurement system (emissions corresponding to 13% of the oxygen content in the flue gas)

brykietu drzewnego przy zastosowaniu wdrożonego sposobu sterowania (seria pomiarowa S_2B) wartości emisji tlenku węgla były odpowiednio niższe. W fazie rozpalania średnia emisja wynosiła 5165 mg/m^3, w fazie spalania była równa 581 mg/m^3, a w fazie dopalania została zmierzona na poziomie 2348 mg/m^3. Biorąc pod uwagę pierwsze dwie fazy procesu spalania, uśredniona wartość emisji tlenku węgla była równa 1340 mg/m^3. Średnie wartości emisji tlenku węgla w poszczególnych fazach omawianych procesów spalania przedstawiono w tabeli 17.

Porównując parametry pracy kominka akumulacyjnego starego typu z jedną przepustnicą powietrza oraz zmodyfikowanego kominka z trzema przepustnicami powietrza, widoczna jest znaczącą różnica w emisji tlenku węgla do atmosfery. Niemniej, w przypadku spalania drewna kawałkowego obserwowane wartości emisji tlenku węgla wciąż przekraczają limity wskazane w Ekoprojekcie. Rozwiązaniem może być spalanie brykietu drzewnego, w przypadku którego możliwe jest obniżenie emisji tlenku węgla do poziomu niższego niż 1500 mg/m^3. Z drugiej strony, istnieje możliwość zastąpienia paleniska starego typu przez palenisko nowej generacji, w przypadku którego opracowano szereg rozwiązań zmniejszających wartości emisji tlenku węgla oraz innych zanieczyszczeń.

Tabela 17

Średnie wartości emisji tlenku węgla podczas serii pomiarowych S_2A i S_2B
(odpowiadające 13% zawartości tlenu w spalinach)

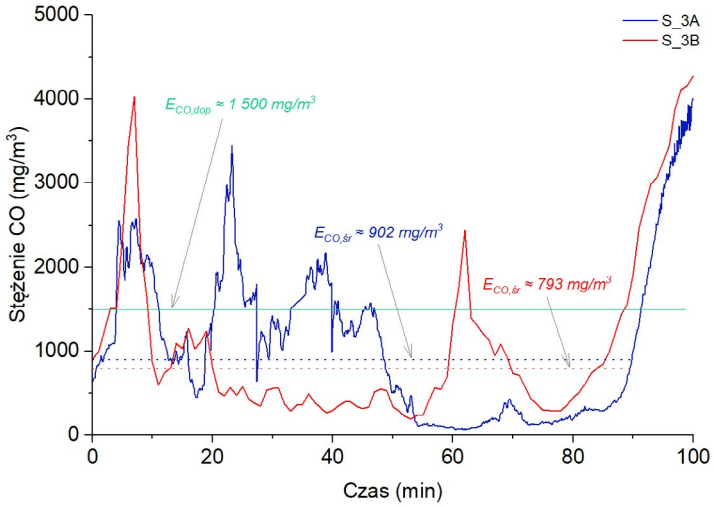
Table 17

Average values of carbon monoxide emissions during measurement series S_2A and S_2B
(corresponding to 13% oxygen content in the flue gas)

Parametr	Seria S_2A drewno grube	Seria S_2B brykiet drzewny
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania [mg/m^3]	5 987	5 165
Średnia emisja tlenku węgla w fazie spalania [mg/m^3]	808	581
Średnia emisja tlenku węgla w fazie dopalania [mg/m^3]	2 289	2 348
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania i spalania [mg/m^3]	1 687	1 340

2.2.5.3. Określenie emisji tlenku węgla przy spalaniu drewna w kominku akumulacyjnym nowego typu przy zastosowaniu dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego

Na podstawie wieloletnich prac badawczych obejmujących zarówno modelowanie matematyczne, jak i prace eksperymentalne, wprowadzono szereg zmian w konstrukcji kominków akumulacyjnych. Wśród najważniejszych modyfikacji wymienić można znacząco ulepszoną geometrię paleniska i deflektora, zoptymalizowany układ wlotów powietrznych, a także specjalnie opracowany system kontrolno-pomiarowy, dopasowany do parametrów pracy danych urządzeń. W efekcie zmian wdrożonych w konstrukcji kominków akumulacyjnych proces spalania biomasy w nowoczesnych miejscowych ogrzewaczach pomieszczeń charakteryzuje się dużo niższymi emisjami zanieczyszczeń w porównaniu do urządzeń starego typu. Jako potwierdzenie poniżej przytoczone zostały wyniki badań przeprowadzonych z wykorzystaniem przykładowego kominka akumulacyjnego nowego typu, tj. obejmującego wymienione wyżej usprawnienia (kominek ten stanowił element stanowiska badawczego w konfiguracji B). Jak można zaobserwować na rysunku 49 oraz w tabeli 18, emisje tlenku węgla w czasie spalania drewna kawałkowego zostały znacząco zredukowane w porównaniu do wartości otrzymanych w poprzednich seriach pomiarowych. W przypadku serii pomiarowej S_3A, gdy palenisko nie posiadało dodatkowej obudowy zewnętrznej (widocznej na rys. 46), średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania i spalania wyniosła 902 mg/m^3. W tym przypadku widoczne są duże fluktuacje w wielkości stężenia tlenku węgla, które mogą wynikać z nieszczelności obudowy paleniska. Dużo mniejsze wahania emisji tlenku węgla występowały w serii pomiarowej S_2B, w czasie której kominek akumulacyjny wyposażony został w obudowę zewnętrzną. Również średnia wartość emisji tlenku węgla w analizowanym okresie wyniosła 793 mg/m^3.



Rys. 49. Emisja tlenku węgla przy spalaniu drewna kawałkowego w palenisku akumulacyjnym nowego typu z wykorzystaniem dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego (emisja odpowiadająca 13% zawartości tlenu w spalinach)

Fig. 49. Carbon monoxide emissions during burning lump wood in the new-generation accumulative furnace using a dedicated control and measurement system (emissions corresponding to 13% of the oxygen content in the flue gas)

Tabela 18

Średnie wartości emisji tlenku węgla podczas serii pomiarowych S_3A i S_3B (odpowiadające 13% zawartości tlenu w spalinach)

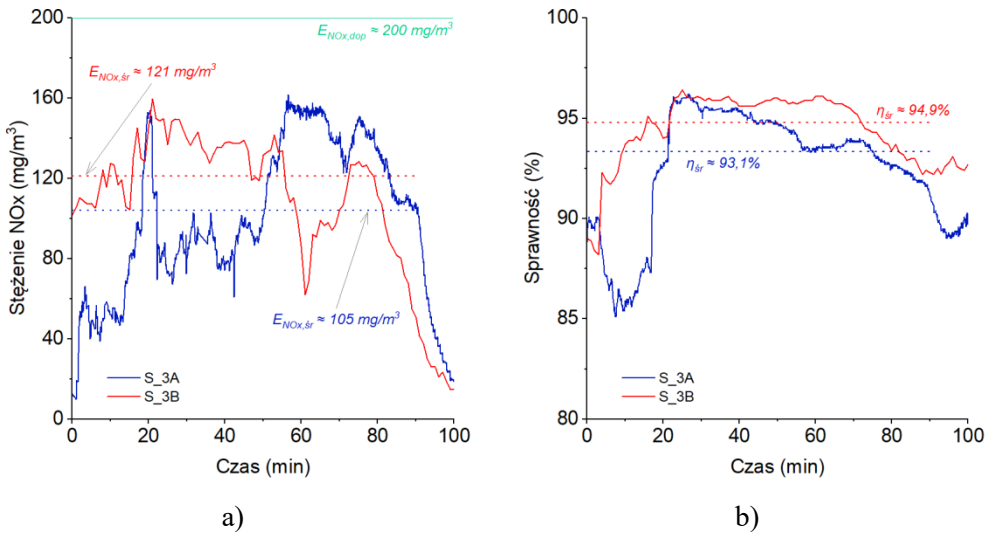
Table 18

Average values of carbon monoxide emissions during measurement series S_3A and S_3B (corresponding to 13% oxygen content in the flue gas)

Parametr	Seria S_3A kominek akumulacyjny bez obudowy zewnętrznej	Seria S_3B kominek akumulacyjny z obudową zewnętrzną
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania [mg/m^3]	1 518	1 889
Średnia emisja tlenku węgla w fazie spalania [mg/m^3]	772	633
Średnia emisja tlenku węgla w fazie dopalania [mg/m^3]	2 695	2 859
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania i spalania [mg/m^3]	902	793

Poza emisją tlenku węgla zweryfikowano dwa inne z parametrów, których wartości emisji są limitowane przez Ekoprojekt. Na rysunku 50 przedstawiono zmiany w emisji tlenków azotu (w tym tlenku i dwutlenku azotu) oraz zmiany sprawności procesu spalania. Widoczne jest, że maksymalne wartości stężenia tlenków azotu podczas omawianych serii nie przekro-

czyły poziomu 160 mg/m^3. Średnia emisja tlenków azotu w fazie rozpalania i spalania była równa odpowiednio 105 mg/m^3 w przypadku serii pomiarowej S_3A oraz 121 mg/m^3 w przypadku serii pomiarowej S_3B (wartości te odpowiadały 52,5–60,5% dopuszczalnego poziomu 200 mg/m^3). Sprawność procesu spalania zmieniała się w trakcie pomiarów od 84,5 do 96,4%, przy czym wartości średnie były równe 93,1% (seria pomiarowa S_3A) oraz 94,9% (seria pomiarowa S_3B). Również w tym przypadku wymagana przez Ekoprojekt wartość została spełniona.



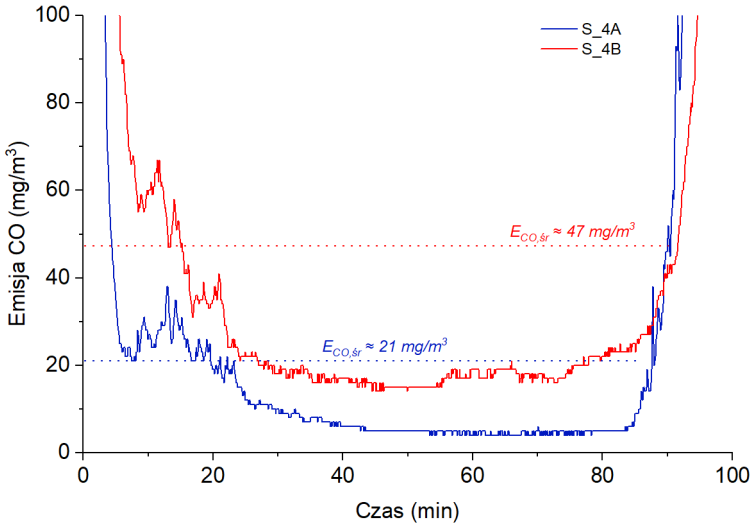
Rys. 50. Emisja tlenków azotu (a) oraz sprawność procesu spalania (b) przy spalaniu drewna kawałkowego w palenisku akumulacyjnym nowego typu z wykorzystaniem dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego

Fig. 50. Emission of nitrogen oxides (a) and efficiency of the combustion process (b) during burning lump wood in a new type of accumulative furnace using a dedicated control and measurement system

2.2.5.4. Określenie emisji tlenku węgla przy spalaniu gazu drzewnego w kominku akumulacyjnym nowego typu przy zastosowaniu palnika z generatorem gazu drzewnego oraz dedykowanego układu kontrolno-pomiarowego

Dalsze ograniczenie emisji tlenku węgla w czasie spalania biomasy w miejscowych ogrzewaczach pomieszczeń może być osiągnięte przez zastąpienie procesu spalania drewna spalaniem gazu drzewnego wytwarzanego w procesie zgazowania pellet. W tej części badań przeanalizowano przykładowe procesy spalania gazu drzewnego, które zostały przeprowadzone z wykorzystaniem kominka akumulacyjnego wyposażonego w generator gazu drzewnego oraz dedykowany układ kontrolno-pomiarowy. Proces spalania gazu drzewnego charakteryzuje się wysoką stabilnością, przez co nie wymaga stosowania zaawansowanych algorytmów sterowania. Wydzielanie ciepła odbywa się przede wszystkim w pierwszej fazie procesu, gdy obser-

wowany jest wysoki, żółty płomień. W drugiej części procesu ilość ciepła jest mniejsza, a płomień jest niski i ma kolor niebieski (po spaleniu gazu drzewnego następuje dopalanie węgla drzewnego). Obserwowana w trakcie prowadzonych prac eksperymentalnych emisja tlenku węgla jest niska – w zasadniczej fazie spalania nie przekracza najczęściej poziomu kilkudziesięciu mg/m^3. Na rysunku 51 przedstawiono przykładowe procesy spalania pelletu iglastego (seria pomiarowa S_4A) oraz pelletu liściastego (seria pomiarowa S_4B). Skala pionowa została dobrana w taki sposób, aby zobrazować zmienność emisji w fazie spalania (w fazie rozpalania i dopalania wielkości emisji osiągały wartości chwilowe nie wyższe niż 1 051 mg/m^3). Widoczne jest, że w przypadku spalania gazu drzewnego faza rozpalania jest dłuższa niż w przypadku drewna – można założyć, że kończy się ok. 15. minuty. W tej fazie średnia emisja tlenku węgla wynosiła 84 mg/m^3 (w trakcie serii pomiarowej S_4A) oraz 183 mg/m^3 (w czasie serii pomiarowej S_4B). W przypadku pelletu liściastego (charakteryzującego się wyższą gęstością w porównaniu do pelletu iglastego) zaobserwowano fluktuacje w emisji tlenku węgla między 10. a 15. minutą fazy rozpalania, przy czym emisja w tym okresie nie przekroczyła wartości 70 mg/m^3 (wcześniej osiągnęła maksymalny poziom 1051 mg/m^3). W fazie spalania (między 15. a 85. minutą) średnie stężenie tlenku węgla w spalinach zostało zmierzone na poziomie 11 mg/m^3 (seria S_4A) oraz 20 mg/m^3 (seria S_4B). W efekcie średnie wartości określone w czasie fazy rozpalania i spalania wyniosły odpowiednio 21 oraz 47 mg/m^3. Wartości te są znacząco mniejsze zarówno od emisji uzyskiwanych przy spalaniu drewna (redukcja względem serii pomiarowych S_3 osiągnęła poziom 92,8–97,7%) oraz wyraźnie niższe od wartości maksymalnej dopuszczalnej przez Ekoprojekt (tj. 300 mg/m^3).



Rys. 51. Emisja tlenku węgla w fazie spalania przy spalaniu gazu drzewnego w palenisku akumulacyjnym nowego typu (emisja odpowiadająca 13% zawartości tlenu w spalinach)

Fig. 51. Carbon monoxide emissions during burning wood gas in the new-generation accumulative furnace (emissions corresponding to 13% of the oxygen content in the flue gas)

W ostatnim etapie opisywanego procesu, tj. w fazie dopalania, emisja tlenku węgla ponownie wzrosła do poziomu przekraczającego 1000 mg/m^3. W tabeli 19 zestawiono średnie wartości emisji tlenku węgla podczas serii pomiarowych S_4A i S_4B odpowiadające 13% zawartości tlenu w spalinach.

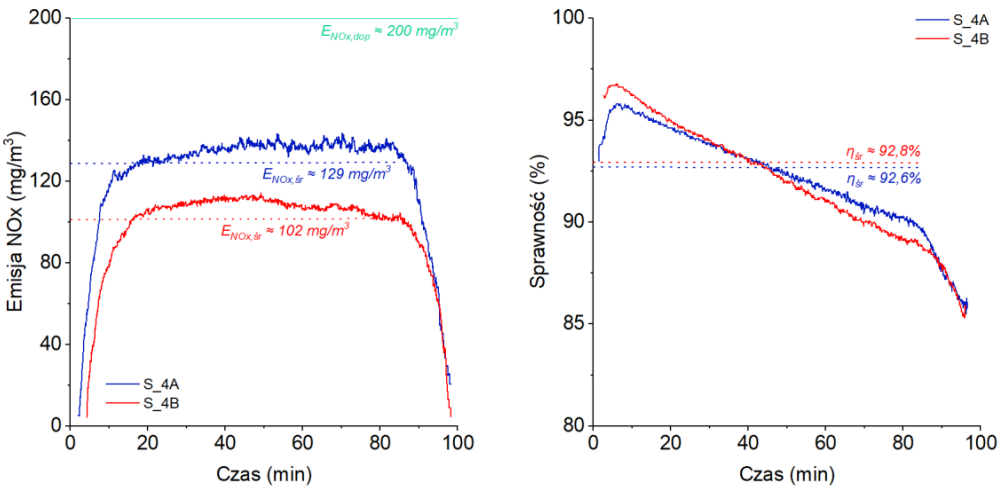
Tabela 19

Średnie wartości emisji tlenku węgla podczas serii pomiarowych S_4A i S_4B (odpowiadające 13% zawartości tlenu w spalinach)

Table 19

Average values of carbon monoxide emissions during measurement series S_4A and S_4B (corresponding to 13% oxygen content in the flue gas)

Parametr	Seria S_4A pellet iglasty	Seria S_4B pellet liściasty
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania [mg/m^3]	84	183
Średnia emisja tlenku węgla w fazie spalania [mg/m^3]	11	20
Średnia emisja tlenku węgla w fazie dopalania [mg/m^3]	885	388
Średnia emisja tlenku węgla w fazie rozpalania i spalania [mg/m^3]	**21**	**47**



Rys. 52. Emisja tlenków azotu (a) oraz sprawność procesu spalania (b) przy spalaniu gazu drzewnego w palenisku akumulacyjnym nowego typu

Fig. 52. Emission of nitrogen oxides (a) and efficiency of the combustion process (b) during burning wood gas in a new type of accumulative furnace

Podobnie jak wcześniej, w przypadku spalania gazu drzewnego powstałego w wyniku zgazowania pelletu, również przeanalizowano poziomy emisji tlenków azotu oraz sprawność procesu spalania. Średnia emisja tlenków azotu w fazie rozpalania i spalania wynosiła 129 mg/m^3 w czasie serii pomiarowej S_4A oraz 102 mg/m^3 w czasie serii pomiarowej S_4B. Wartości te były wyższe niż w przypadku spalania drewna w serii S_3. Średnia sprawność procesu spalania została zmierzona na poziomie 92,6–92,8%, przy czym widoczny jest spadek sprawności w fazie dopalania. Pod sam koniec analizowanego procesu spalania (ok. 15 minuty fazy dopalania, w momencie wygasania płomienia) sprawność spalania osiągnęła poziom 85,8–86,0%. Widoczne jest, że zarówno średni poziom emisji tlenków węgla, jak i sprawności procesu spalania, mieści się w limitach narzuconych przez Ekoprojekt.

Dodatkowo, w odrębnych badaniach wykazano, że kominki akumulacyjne nowego typu, wyposażone w palniki z generatorem gazu drzewnego, spełniają warunki dotyczące emisji cząstek stałych i lotnych związków organicznych. Z uwagi na proces certyfikacji urządzeń, który został zaplanowany na okres wydania niniejszej monografii, szczegółowe wyniki zostaną opublikowane w czasopismach naukowych w późniejszym czasie.

2.2.6. Wnioski

Parce badawczo-rozwojowe opisane w niniejszym rozdziale zawierały poprawę efektywności środowiskowej miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń zasilanych biomasą. Pierwszy etap prac obejmował kominki akumulacyjne starego typu, tj. urządzenia, których konstrukcja nie została przystosowana do spełnienia aktualnie obowiązujących wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dn. 21 października 2009 roku. W związku z tym, w toku prac eksperymentalnych wykazano, że średnia emisja tlenku węgla z tego typu urządzeń, w standardowych warunkach pracy, może wynosić ok. 2000 mg/m^3 przy zastosowaniu drewna suchego grubego (w trakcie opisanych pomiarów otrzymano wartość równą 2087 mg/m^3) oraz ok. 6000 mg/m^3 przy wykorzystaniu drewna suchego drobnego (w trakcie opisanych pomiarów otrzymano wartość równą 5911 mg/m^3). W celu obniżenia poziomu stężenia tlenku węgla w spalinach opracowano i wdrożono zmiany konstrukcyjne oraz dedykowany system kontrolno-pomiarowy. Zmiany konstrukcyjne obejmowały w szczególności modyfikację geometrii deflektora oraz wprowadzenie dodatkowych otworów powietrznych. Testowane palenisko było wyposażone bazowo w nawiew powietrza za pomocą szczeliny zlokalizowanej nad drzwiczkami, natomiast w toku prac badawczych dodano szczelinę umiejscowioną pod drzwiczkami oraz otwory powietrzne usytuowane na tylnej ścianie paleniska. Ilość powietrza nawiewanego za pomocą otworów powietrznych, a także czas zadziałania, był nadzorowany przez dedykowany układ kontrolno-pomiarowy z zaimplementowanym algorytmem sterowania. Do sterowania pracą kominka akumulacyjnego wybrano sygnały pozyskiwane z czujnika temperatury spalin, czujnika stężenia tlenu oraz czujnika stężenia tlenku węgla. Zastosowanie wyżej wymienionych zmian umożliwiło redukcję emisji tlenku węgla w czasie spalania drewna kawałkowego o 19,2%, tj. do poziomu 1687 mg/m^3 (wymogi Ekoprojektu nie zostały spełnione). Z drugiej strony wykazano, że spalanie brykietu drzewnego w zmodyfikowanej wersji ko-

minka akumulacyjnego odbywa się przy zachowaniu limitów emisji tlenku węgla do atmosfery (zanotowano emisję na poziomie 1340 mg/m^3 w porównaniu do granicznej emisji 1500 mg/m^3). Doświadczenia uzyskane w toku tych prac, uzupełnione o szereg prac symulacyjnych oraz eksperymentalnych, umożliwił rozwój konstrukcji kominków akumulacyjnych. Wśród najważniejszych modyfikacji wymienić można znacząco ulepszoną geometrię paleniska i deflektora, zoptymalizowany układ wlotów powietrznych, a także specjalnie opracowany system kontrolno-pomiarowy, dopasowany do parametrów pracy danych urządzeń. W efekcie emisje zanieczyszczeń gazowych uzyskane przy spalaniu drewna kawałkowego w kominkach akumulacyjnych nowego typu były znacznie niższe w porównaniu do testowanych pierwotnie urządzeń. W ramach opisanych badań zaobserwowano emisje tlenku węgla na poziomie ok. 800–900 mg/m^3 oraz emisje tlenków azotu równe 100–120 mg/m^3. Średnia sprawność procesu spalania przekroczyła poziom 93%. Jeszcze korzystniejsze wyniki otrzymano w przypadku, gdy spalanie drewna zostało zastąpione spalaniem gazu drzewnego. W tej konfiguracji w palenisku kominka akumulacyjnego został zainstalowany palnik z generatorem gazu drzewnego, który umożliwiał zgazowanie pelletu. Przetestowano dwa typy pelletu: pellet liściasty oraz iglasty. Otrzymane w czasie testów emisje tlenku węgla były niższe niż 50 mg/m^3, emisje tlenków azotu nie przekraczały 130 mg/m^3, a średnia sprawność procesu spalania była na poziomie powyżej 92%. Dodatkowo, w odrębnych badaniach wykazano, że kominki akumulacyjne nowego typu, wyposażone w palniki z generatorem gazu drzewnego, spełniają warunki dotyczące emisji cząstek stałych i lotnych związków organicznych.

Badania opisane w niniejszym rozdziale monografii dały obiecujące wyniki. Zmodyfikowana konstrukcja kominka akumulacyjnego pozwoliła na uzyskanie emisji tlenku węgla, emisji tlenku azotu oraz sprawności procesu spalania na poziomie spełniającym restrykcyjne wymogi Ekoprojektu (zarówno w przypadku spalania drewna kawałkowego, jak i gazu drzewnego pochodzącego ze zgazowania pelletu). Dalsze badania będą obejmowały m.in. analizę możliwości wykorzystania ciepła wytwarzanego w kominku akumulacyjnym do wstępnego podgrzewania powietrza wentylacyjnego (z wykorzystaniem akumulacyjnej przegrody słonecznej) oraz do podgrzania wody użytkowej (poprzez zastosowanie wymiennika ciepła typu spaliny/woda), badanie potencjału implementacji generatora termoelektrycznego do wytwarzania energii elektrycznej z wykorzystaniem ciepła spalin, a także opracowanie układu automatycznego podawania paliwa pod kątem uzyskania ciągłości procesu spalania (w przypadku stosowania palników z generatorem gazu drzewnego z pelletu). W ten sposób możliwy będzie dalszy rozwój technologii miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń, które dzięki swoim parametrom mogą być stosowane nie tylko jako dodatkowe źródło ciepła w budynkach mieszkalnych wyposażonych w instalację centralnego ogrzewania, ale także w obiektach, w których funkcjonowanie klasycznych źródeł ciepła (kocioł grzewczy, pompa ciepła) jest utrudnione z uwagi na brak dostępu do sieci gazowniczej i/lub elektroenergetycznej (np. obiekty typu off-grid). Warto zwrócić uwagę, że zastosowanie miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń pozwala poprawić charakterystykę energetyczną budynków, co jest istotne w kontekście aktualnych i przyszłych wymagań związanych z energooszczędnością budynków.

3. Badanie wybranych możliwości zwiększenia wydajności pracy ogniw fotowoltaicznych

3.1. Opracowanie bezpośredniego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego pod kątem zwiększenia wydajności modułów fotowoltaicznych

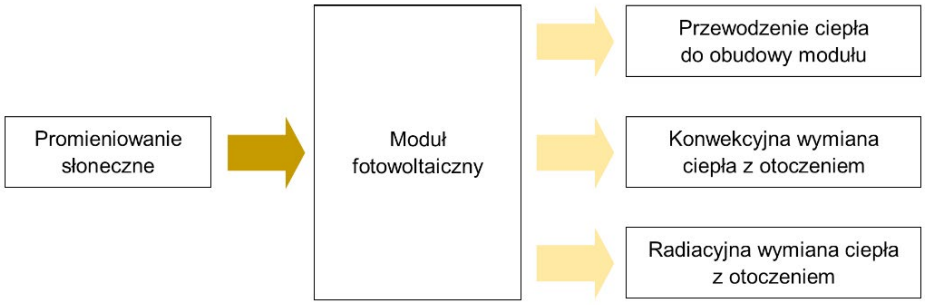
Jak wynika z danych statystycznych Agencji Rynku Energii (ARE), w grudniu 2022 r. łączna skumulowana moc instalacji fotowoltaicznych w Polsce wyniosła 12,189 GW (tym samym zaobserwowano wzrost o 158,7% w porównaniu do analogicznego okresu w 2021 r.) (Biernaciak 2023). Jednocześnie, w 2022 r. nastąpiła zmiana sposobu rozliczania prosumentów z systemu opustów (*net-metering*) na *net-billing*. Zgodnie z założeniami net-billingu rozliczenie produkcji energii następuje wartościowo (tzn. wartość sprzedaży nadwyżek energii jest przeliczana według ogłaszanej co miesiąc stawki rynkowej), a ponadto użytkownicy ponoszą wszystkie opłaty taryfowe przy pobieraniu energii z sieci. Z drugiej strony, obecnym prosumentom umożliwiono zachowanie prawa do rozliczeń na obecnych zasadach przez 15 lat od momentu rozpoczęcia przekazywania energii do sieci. Zmiana zasad rozliczania spowodowała spowolnienie inwestycji w nowe instalacje fotowoltaiczne w II kwartale 2022 r., po czym dynamika wzrostu inwestycji ponownie przyspieszyła. Finalnie, udział mocy instalacji fotowoltaicznych w całkowitej mocy układów OZE wzrósł o ok. 10% w porównaniu do 2021 r. (na 22,67 GW mocy zainstalowanej OZE, 53,8% stanowiła energetyka słoneczna (Biernaciak 2023).

Na rynku dostępne są różne generacje ogniw fotowoltaicznych (w tym ogniwa I, II i III generacji), przy czym w klasycznych aplikacjach (obejmujących m.in. montaż na dachu budynków, budowę farm fotowoltaicznych itp.) zastosowanie znajdują przede wszystkim ogniwa pierwszej generacji, w tym ogniwa monokrystaliczne. Standardowe moduły monokrystaliczne charakteryzują się sprawnością na poziomie ok. 17–22% oraz mocą jednostkową na poziomie ok. 200 Wp/m^2. Najwyższa sprawność modułów stosowanych w rozwiązaniach domowych wynosi obecnie 22,8% (moduły SunPower oraz Canadian Solar) (CNET 2023).

Sprawność modułów fotowoltaicznych to jeden z podstawowych parametrów, od którego zależy wielkość produkcji energii elektrycznej w instalacji fotowoltaicznej. Wydajność modułów fotowoltaicznych uzależniona jest od szeregu czynników, przy czym najistotniejszą rolę odgrywa nasłonecznienie. Ilość energii promieniowania słonecznego docierającej do powierzchni modułów fotowoltaicznych jest uzależniona przede wszystkim od lokalizacji, ale

także od orientacji modułów względem stron świata i kąta nachylenia do płaszczyzny poziomej. Wielkość produkcji energii elektrycznej jest zmienna w czasie, co wynika z aktualnych uwarunkowań atmosferycznych (zmienność nasłonecznienia w roku, zachmurzenie, opady itp.). Innymi aspektami, które w dużej mierze wpływają na wydajność modułów fotowoltaicznych, są: temperatura pracy modułów (zależna od nasłonecznienia i temperatury otoczenia), zanieczyszczenie powierzchni modułów oraz możliwość wystąpienia zacienienia. O ile ostatni z tych czynników jest możliwy do wyeliminowania na etapie wykonywania projektu instalacji fotowoltaicznej, tak pierwsze dwa czynniki są naturalnymi aspektami związanymi z eksploatacją urządzeń. Nagrzewanie się powierzchni modułów fotowoltaicznych wynika głównie z bilansu cieplnego, obejmującego:

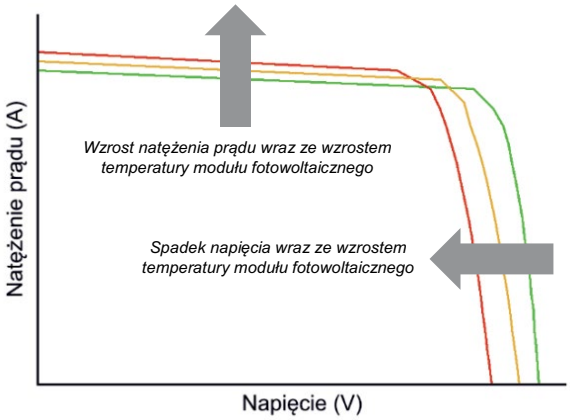
— energię promieniowania słonecznego padającą na ogniwa fotowoltaiczne,
— przewodzenie ciepła do obudowy modułu fotowoltaicznego, a następnie przepływ ciepła na drodze konwekcji i radiacji do otoczenia (rys. 53).



Rys. 53. Uproszczony bilans cieplny modułu fotowoltaicznego

Fig. 53. Thermal balance of a photovoltaic panel

Im wyższa temperatura powierzchni modułu, tym wyższa wartość prądu zwarciowego oraz niższa wartość napięcia obwodu otwartego. Zależność ta znajduje odzwierciedlenie w wartościach współczynników temperaturowych podawanych przez producentów modułów fotowoltaicznych, które określają, jak szybko spada napięcie (%/°C) oraz jak szybko wzrasta natężenie prądu (%/°C) wraz ze wzrostem temperatury powierzchni urządzeń. Zmiany natężenia prądu i napięcia w funkcji temperatury powodują w konsekwencji spadek mocy generowanej przez modułu fotowoltaiczny (%/°C). Zazwyczaj, wzrost temperatury modułów fotowoltaicznych powoduje spadek ich wydajności o ok. 0,3–0,5% na każdy stopień Celsjusza powyżej 25°C. W słoneczne dni, gdy temperatura powietrza mierzona w warunkach pełnego nasłonecznienia może osiągać wartości na poziomie 40°C, temperatura powierzchni modułów fotowoltaicznych sięga ok. 60-70°C. Daje to spadek wydajności ok. 15% rzeczywistej mocy. Wpływ temperatury na charakterystykę pracy modułów fotowoltaicznych został zilustrowany na rysunku 54.



Rys. 54. Wpływ temperatury na charakterystykę pracy modułów fotowoltaicznych

Fig. 54. The impact of temperature on the operating characteristic of a photovoltaic panels

W celu ograniczenia negatywnego wpływu temperatury na wydajność pracy modułów fotowoltaicznych stosowane są różne rozwiązania. Już na etapie planowania instalacji należy przewidzieć montaż modułów fotowoltaicznych w sposób zapewniający swobodny przepływ powietrza pod nimi. Ponadto, istnieją specjalne materiały odbijające promienie słoneczne, które stosuje się w celu ograniczenia nagrzewania się powierzchni urządzeń. Innym rozwiązaniem jest zastosowanie systemów chłodzenia wodnego lub powietrznego. Chłodzenie wodne jest najczęściej oparte na zastosowaniu rurek, które mocowane są do tylnej części obudowy modułów fotowoltaicznych. Z kolei chłodzenie powietrzne wymaga zastosowania wentylatorów, które powodują przepływ powietrza wzdłuż powierzchni modułów. Oba te sposoby charakteryzują się ograniczoną wydajnością, co sprawia, że w praktyce użytkowej są rzadko stosowane. Bardziej popularnym rozwiązaniem są kolektory hybrydowe, które stanowią połączenie modułów fotowoltaicznych oraz kolektorów słonecznych (w ich przypadku czynnikiem jest roztwór wodny glikolu, który służy do ogrzewania wody użytkowej). Wpływ temperatury na moduły fotowoltaiczne może być ponadto zminimalizowany przez użycie materiałów o niskim współczynniku temperaturowym (np. perowskitów).

Również zanieczyszczenie powierzchni modułów fotowoltaicznych (spowodowane np. obecnością pyłu, kurzu, piasku, ptasich odchodów itp.) blokuje dopływ energii promieniowania słonecznego, a w konsekwencji wpływa na ograniczenie mocy wytwarzanej w modułach fotowoltaicznych. Ryzyko gromadzenia się zanieczyszczeń jest związane m.in. z lokalizacją (obecność zakładów przemysłowych, terenów budowy oraz innych źródeł zanieczyszczenia), a także takimi czynnikami środowiskowymi, jak wiatr, wilgotność powietrza, występowanie opadów (Essalaimeh i in. 2013; Gostein i in. 2014). W przypadku lokalizacji charakteryzujących się niskim zanieczyszczeniem powietrza oraz okresowym występowaniem opadów atmosferycznych, zwykle nie stosuje się dodatkowych systemów czyszczenia powierzchni modułów fotowoltaicznych. Tam, gdzie czyszczenie jest wyma-

gane, stosuje się najczęściej metody mechaniczne – tj. wykorzystuje się szczotki do mechanicznego czyszczenia urządzeń (czyszczenie prowadzone jest w sposób w pełni ręczny lub z wykorzystaniem ciągników). Metody te charakteryzują się ograniczoną skutecznością, związaną m.in. z harmonogramem czyszczenia, a także wymagają dodatkowych nakładów finansowych związanych z robocizną. Ponadto, czyszczenie mechaniczne niesie za sobą ryzyko uszkodzenia powierzchni modułów (w tym jej zmatowienia lub zarysowania), a także ryzyko korozji materiałów konstrukcyjnych (z uwagi na wykorzystanie detergentów).

Ograniczenia związane z funkcjonalnością aktualnie wykorzystywanych sposobów chłodzenia i czyszczenia modułów fotowoltaicznych sprawiają, że na świecie prowadzone są badania zmierzające do opracowania i wdrożenia alternatywnych, skuteczniejszych rozwiązań w tym zakresie. Zapewnienie maksymalnej możliwej wydajności modułów fotowoltaicznych w warunkach rzeczywistej pracy może w niektórych przypadkach znacząco poprawić osiągi eksploatacyjne i ekonomiczne instalacji fotowoltaicznych.

3.1.1. Aktualny stan wiedzy

Moduły fotowoltaiczne najczęściej nie są wyposażone w dodatkowe systemy chłodzenia – zakłada się, że przepływ powietrza przy ich powierzchni jest wystarczający do zapewnienia ich prawidłowego działania nawet w okresach letnich, gdy występuje wysokie natężenie promieniowania słonecznego. Niemniej, rozwijane są różne rozwiązania aktywnych i pasywnych systemów chłodzenia modułów fotowoltaicznych, które bazują na wykorzystaniu medium roboczego w postaci wody lub powietrza (Dwivedi i in. 2020). Jak wskazują wcześniejsze badania przeprowadzone przez autora niniejszego opracowania, zastosowanie chłodzenia pozwala na uzyskanie realnego wzrostu wydajności modułów fotowoltaicznych. W przypadku testowanego w warunkach laboratoryjnych modułu monokrystalicznego o mocy 50 Wp chłodzenie powietrzne spowodowało wzrost jego wydajności o co najmniej 6%, a chłodzenie wodne – wzrost o co najmniej 9% w odniesieniu do urządzenia niechłodzonego (Sornek i in 2022). Biorąc pod uwagę wybrane przykłady ze światowej literatury, Ramkiran i in. (2021) dokonali oceny możliwości zwiększenia wydajności modułu polikrystalicznego o mocy 50 Wp poprzez zastosowanie różnych rozwiązań chłodzenia pasywnego (w tym chłodzenia z wykorzystaniem roślinności otaczającej moduł, chłodzenie z wykorzystaniem osłony materiałowej, chłodzenie z wykorzystaniem rdzenia z włókna kokosowego oraz chłodzenie z wykorzystaniem materiału zmiennofazowego). Największy wzrost mocy, na poziomie 11,34%, został zaobserwowany w przypadku zastosowania systemu chłodzenia z rdzeniem z włókna kokosowego. Także Elbreki i in. (2021) testowali możliwość wykorzystania systemów pasywnych do obniżenia temperatury modułów fotowoltaicznych. Analizy eksperymentalne pasywnych radiatorów lamelowych wykazały spadek temperatury powierzchni modułu fotowoltaicznego o 24,6 K w porównaniu z urządzeniem referencyjnym. Hussien i in. (2023) zbadali możliwość wykorzystania powietrza jako medium chłodzącego moduły fotowoltaiczne. Jak zostało wykazane w pracy, możliwe było zwiększenie wydajności testowanych modułów o 2,1% w przypadku zastosowania małych wentylatorów usytuowanych z tyłu modułu oraz o 1,34% w przy-

padku chłodzenia za pomocą dmuchawy powietrznej. Kabeel i in. (2019) przeanalizowali w swojej pracy trzy różne techniki chłodzenia modułów fotowoltaicznych, tj. techniki oparte na chłodzeniu powietrznym, chłodzeniu wodnym oraz powietrzno-wodnym. W egipskich warunkach klimatycznych najlepszym rozwiązaniem okazało się zastosowanie chłodzenia wodnego, które charakteryzowało się wydajnością wyższą odpowiednio o 7, 18 i 29% w porównaniu do systemu chłodzenia powietrzno-wodnego, systemu chłodzenia powietrznego oraz modułu fotowoltaicznego bez chłodzenia. Zhang i in. (2023a) dokonali analizy wybranych aspektów systemu chłodzenia natryskowego przeznaczonego do montażu na tylnej powierzchni modułu fotowoltaicznego. Uwzględniono m.in. wysokość dyszy, kąt instalacji dyszy, ciśnienie rozpylanej wody oraz warunki otoczenia. W toku prac możliwe było obniżenie temperatury modułów z 68,8 do 51,9°C, co przełożyło się na wzrost sprawności z 16,06 do 17,58%. Z drugiej strony, Elnozahy i in. (2015) wykorzystali system zraszania wodnego przedniej powierzchni modułu fotowoltaicznego. Zastosowanie takiego rozwiązania pozwoliło na obniżenie temperatury modułu z 44 do 24°C, a w konsekwencji na poprawę wydajności urządzenia o 30%. Zbliżone rozwiązanie w postaci bezciśnieniowego systemu chłodzenia opartego na sekwencyjnym natryskiwaniu wody na powierzchnię modułów fotowoltaicznych zostało opracowane przez Moharrama i in. (2013). Celem opisanych badań było zapewnienie chłodzenia modułów przy użyciu jak najmniejszej ilości wody i energii. W analizowanych warunkach pracy instalacji, średnia szybkość chłodzenia ogniw wyniosła 2 K/min, co oznacza, że w celu obniżenia temperatury modułu o 10 K konieczne jest działanie systemu chłodzenia przez 5 minut. Stwierdzono również, że dla uzyskania najbardziej korzystnego efektu energetycznego, chłodzenie modułu powinno rozpoczynać się w momencie, gdy jego temperatura osiągnie maksymalną dopuszczalną wartość na poziomie 45°C. Inne rozwiązanie systemu chłodzenia zostało zaproponowane przez Balocha i in. (2015). W tym przypadku wykorzystano konwergentny kanałowy system chłodzenia w celu osiągnięcia niskiej i jednolitej temperatury powierzchni modułu fotowoltaicznego. Testowane rozwiązanie umożliwiło schłodzenie powierzchni modułu średnio z 71,2 do 45,1°C (w czerwcu) oraz z 48,3 do 36,4°C (w grudniu). W porównaniu do niechłodzonego modułu fotowoltaicznego został zanotowany wzrost wydajności o 35,5%, a jednocześnie średni koszt netto energii (LCOE, z ang. *levelized cost of electricity*) spadł z 1,95 EUR/kWh do 1,57 EUR/kWh. Oprócz systemów chłodzenia opartych na wykorzystaniu wody, istnieje możliwość wykorzystania innych rodzajów cieczy, w tym nanopłynów. Xu i Kleinstreuer (2014) wykazali, że zastosowanie nanopłynów pozwala zwiększyć wydajność modułu fotowoltaicznego o 24,1% w porównaniu do sytuacji, gdy moduł pracuje bez żadnego chłodzenia. Jednocześnie, uzyskana produkcja energii elektrycznej była wyższa odpowiednio o 57 i 25,6% w odniesieniu do modułu nie wyposażonego w system chłodzenia oraz moduł wyposażony w układ chodzenia wodnego. Jeszcze inną metodę chłodzenia modułów zaproponowali Choi i in. (2022). W tym przypadku zastosowana została aktywna metoda chłodzenia w formie wzbudzenia akustycznego. Wykazano, że możliwe jest uzyskanie zadowalających spadków temperatury modułu fotowoltaicznego dla temperatury otoczenia poniżej 50°C przez zastosowanie odpowiedniej częstotliwości wzbudzenia akustycznego w kanale wewnętrznym o pojedynczej szczelinie.

Obniżenie temperatury powierzchni modułów fotowoltaicznych może zostać osiągnięte również przez połączenie funkcjonalności prądotwórczej modułów z ogrzewaniem czynnika roboczego przepływającego przez układ rurek połączonych z dolną częścią ogniw PV. Odbiór ciepła z powierzchni ogniw przez czynnik roboczy powoduje równoczesne obniżenie ich temperatury. Rozwiązania tego typu określane są mianem kolektorów hybrydowych (lub w skrócie kolektorami PV/T) (Ghadiri i in. 2015). Yildirim i in. (2022) zbadali możliwość obniżenia temperatury modułu fotowoltaicznego w zależności od przepływu masowego czynnika roboczego w kolektorze hybrydowym. Wykazano, że przy przepływie równym 0,014 kg/s i temperaturze wody wlotowej 15°C, obniżenie temperatury ogniw fotowoltaicznych może wynieść 24,11 K. Z kolei w pozycji (Ma i in. 2022) rozważane były konfiguracje bifacjalnego kolektora hybrydowego obejmujące różne metody chłodzenia: chłodzenie górnej lub dolnej powierzchni, równoczesne chłodzenie górnej i dolnej powierzchni, chłodzenie wahadłowe. Na podstawie średnich wyników sezonowych stwierdzono, że konfiguracja z chłodzeniem wahadłowym działała lepiej niż inne konfiguracje pod względem wydajności cieplnej testowanego kolektora, podczas gdy konfiguracja z chłodzeniem dolnej powierzchni była preferowana pod względem wydajności elektrycznej.

Innym wyzwaniem związanym z funkcjonowaniem modułów fotowoltaicznych jest zapewnienie czystości ich powierzchni. Światowa literatura zawiera opisy różnych metod czyszczenia powierzchni modułów. W pracy przedstawionej przez Zorrilla-Casanovaę i in. (Zorrilla-Casanova i in. 2011) można znaleźć stwierdzenie, że najskuteczniejszą techniką czyszczenia modułów fotowoltaicznych jest użycie wody. Wykazano, że w okresach opadów woda deszczowa czyściła zabrudzone ogniwa, przywracając ich standardową wydajność. Stwierdzono przy tym, że w długich okresach bez deszczu (np. w lato), ilość nagromadzonego pyłu może powodować dzienne straty przekraczające 20%. Ponadto, w kolejnych pracach wykazano, że niewielka ilość opadów może powodować zanieczyszczenie powierzchni paneli fotowoltaicznych, których usunięcie wymaga zastosowania mechanicznych procesów czyszczenia (Tripanagnostopoulos 2007; Aste i in. 2016). Dopiero opady deszczu większe niż 20 mm powodują pełne oczyszczenie powierzchni modułów fotowoltaicznych (Shyam i in. 2015).

Tradycyjną metodą czyszczenia powierzchni modułów jest metoda ręczna, która polega na mechanicznym czyszczeniu modułów z wykorzystaniem mokrych szmatek lub miękkich szczotek. Jednakże Jamil i in. (2017) wykazali, że metoda ta może być skuteczna tylko wtedy, jeśli jest realizowana według odpowiednim harmonogramem. Ponadto generuje ona znaczne koszty (robocizna, koszty wody, detergentów czy ewentualnego zakupu dodatkowych narzędzi). Również Moharram i in. (2013) dokonali analizy możliwości wykorzystania wody i środków powierzchniowo czynnych do usuwania zapylenia z powierzchni modułów fotowoltaicznych. W tym przypadku moduły były czyszczone wodą przez 10 minut każdego dnia kolejno przez 45 dni. Badania wykazały, że metoda ta jest niewystarczająca na obszarach pustynnych i około pustynnych, ponieważ wydajność systemu spadła o 50% pod koniec badań. Kandil i Elsherif (2011) przedstawili kilka propozycji rozwiązań systemów czyszczenia wodnego. Systemy te obejmowały czyszczenie za pomocą stałych dysz, przesuwnego zestawu dysz, przesuwnej szczotki oraz obrotowej szczotki. W systemie ze stałymi dyszami

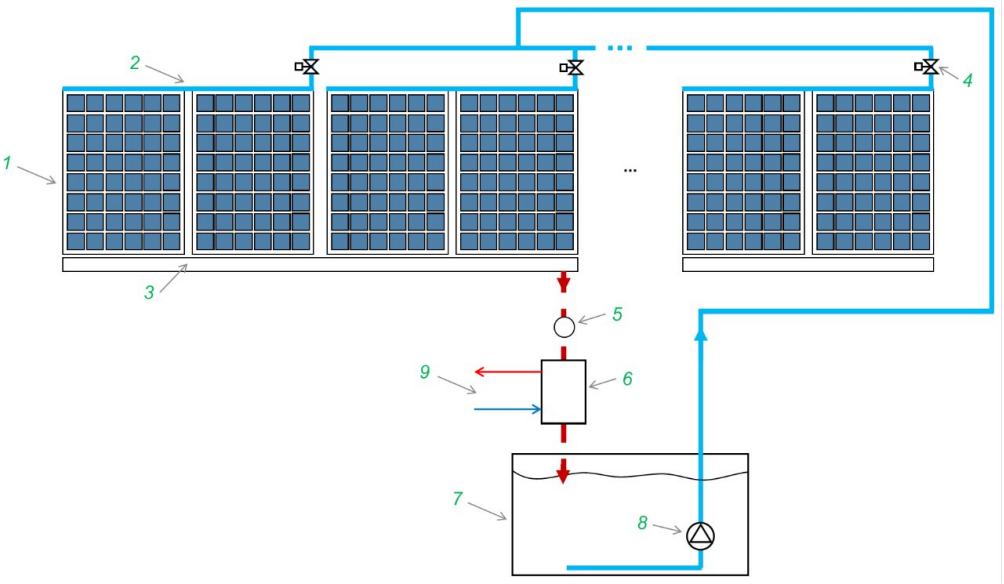
woda wypływała z dużą prędkością z kilku dysz na kolektorze zamocowanym w górnej części modułu. Woda wypływająca z dysz uderzała w powierzchnię modułu, usuwając piasek i kurz z jego powierzchni. Idąc dalej, Anderson i in. (2010) zaprojektowali zrobotyzowane urządzenie do czyszczenia modułów fotowoltaicznych z wykorzystaniem strumienia wody. W trakcie przeprowadzonych prac wykazano, że woda rozpylana przez robota nie tylko czyści powierzchnie modułów, ale również powoduje efekt chłodzenia, co może dodatkowo zwiększyć wydajność pracy modułów nawet o 15%. Biris i in. (2004) przeanalizowali efekt usuwania zanieczyszczeń pyłowych za pomocą ekranu elektrodynamicznego. Stwierdzono, że im wyższe generowane w ekranie napięcie, tym skuteczniejsze usuwanie pyłu. Z drugiej strony, Shehri i in. (2016) zbadali wpływ ręcznego czyszczenia szczotką na przepuszczalność szyby hartowanej. Przepuszczalność szyby testowano na pięciu typach próbek: szkło czyste, szkło zakurzone, szkło umyte i wytarte, szkło tylko szczotkowane oraz szkło szczotkowane, umyte i wytarte. Przepuszczalność została określona na poziomie odpowiednio 91,74%, 90,10–90,84% i 91,82–92,18% dla szkła czystego, szkła tylko szczotkowanego oraz szkła umytego i wytartego. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, ręczne czyszczenie szczotką ma znikomy wpływ na zmniejszenie przepuszczalności szklanej osłony.

Analiza literatury potwierdza zasadność prowadzenia dalszych prac w zakresie opracowywania systemów służących do chłodzenia i czyszczenia modułów fotowoltaicznych. Biorąc pod uwagę postępujące zmiany klimatu (coraz wyższe wartości temperatury powietrza zewnętrznego obserwowane w Polsce w okresach przejściowych i letnich), można stwierdzić, że bez wdrożenia dedykowanych rozwiązań problem z uzyskaniem pełnej wydajności instalacji fotowoltaicznych będzie się pogłębiał. Tymczasem, zapewnienie wysokiej wydajności pracy modułów fotowoltaicznych ma znaczący wpływ na aspekty energetyczne i ekonomiczne, a także na redukcję śladu węglowego, emisji pyłów, tlenków azotu i dwutlenku siarki w warunkach polskiego miksu energetycznego (Olczak i in. 2022).

3.1.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych

Celem tej części pracy było opracowanie systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego dedykowanego modułów fotowoltaicznych, który będzie charakteryzował się niskimi kosztami inwestycyjnymi, prostą budową i bezpieczną dla modułów eksploatacją. Opisane poniżej rozwiązanie obejmuje system bezpośredniego chłodzenia i czyszczenia wodnego z częściowo zamkniętym obiegiem wody chłodzącej. Woda jest natryskiwana sekwencyjnie na powierzchnię czołową modułów fotowoltaicznych za pomocą kolektora zasilającego, a następnie, po odebraniu ciepła i usunięciu zanieczyszczeń z powierzchni modułów, jest wychwytywana za pomocą układu rynien i płynąc przez filtr, trafia do zbiornika wodnego. Ze zbiornika wodnego woda jest pompowana z powrotem do kolektora zasilającego i cały proces się powtarza. Dla zapewnienia wysokiej efektywności pracy całej instalacji, system chłodzenia i czyszczenia podzielony jest na kilka części i poszczególne moduły w instalacji fotowoltaicznej chłodzone są sekwencyjnie. Ponadto, wydajność pracy pompy oraz czas pracy w ciągu dnia mogą być regulowane pod kątem dopasowania do konkretnej konfiguracji instalacji oraz aktualnych

warunków operacyjnych. W przypadku wykrycia anomalii w pracy pewnej części instalacji (np. wskutek zanieczyszczenia) istnieje możliwość automatycznego dopasowania pracy systemu chłodzenia i czyszczenia w taki sposób, aby nastąpiło usunięcie wykrytego zakłócenia. Dla zapewnienia niskiej temperatury wody chłodzącej, zbiornik wodny jest wyposażony w wymiennik ciepła, za pomocą którego następuje odbiór ciepła od wody chłodzącej (ciepło to może być przekazane np. do zasobnika ciepłej wody użytkowej lub usunięte do otoczenia poprzez chłodnicę). Jako czynnik chłodzący może zostać wykorzystana woda deszczowa, przy założeniu zapewnienia odpowiedniej filtracji i pH wody (przykładowo, obszarowo uśredniona suma opadów atmosferycznych w Polsce wyniosła w 2022 r. 534,4 mm, co stanowiło 87,4% normy określonej na podstawie pomiarów w latach 1991–2020 (Miętus 2023)). Schemat ideowy opracowanego systemu został pokazany na rysunku 55.



Rys. 55. Schemat ideowy układu chłodzenia i czyszczenia modułów fotowoltaicznych (1 – moduły fotowoltaiczne, 2 – kolektory zasilające, 3 – rynny zbiorcze, 4 – elektrozawory, 5 – filtry, 6 – wymiennik ciepła, 7 – zbiornik wody chłodzącej, 8 – pompa wodna, 9 – przyłącza obiegu odbioru ciepła)

Fig. 55. Scheme of the cooling and cleaning system for photovoltaic panels (1 – PV panels, 2 – header, 3 – water collector, 4 – solenoid valves, 5 – filters, 6 – heat exchanger, 7 – cooling water tank, 8 – water pump, 9 – heat collection system connections)

Wstępne wyniki badań możliwości zwiększenia wydajności modułów fotowoltaicznych przez zastosowanie systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego przedstawiono w pozycji (Sornek i in. 2022). W czasie opisanych w pozycji (Sornek i in. 2022) badań pozytywnie zweryfikowano zasadność wprowadzenia systemu chłodzenia wodnego. Uzyskane wyniki pozwoliły ponadto na opracowanie odpowiedniej procedury pomiarowej. Niniejsza praca

stanowi rozwinięcie badań, ukazując wybrane aspekty wdrażania i badania prototypowych konfiguracji opracowanego systemu.

3.1.3. Stanowisko badawcze

Możliwość zwiększenia wydajności modułów fotowoltaicznych poprzez zastosowanie dedykowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodą została przetestowana przy użyciu dwóch stanowisk pomiarowych. Stanowisko nr 1 zostało zaprojektowane i stworzone na potrzeby badań laboratoryjnych, natomiast stanowisko nr 2 zostało wykonane na zewnątrz budynku (stanowisko zewnętrzne zostało zlokalizowane na terenie kampusu Akademii Górniczo -Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie).

3.1.3.1. Konfiguracja stanowiska pomiarowego nr 1

Stanowisko pomiarowe nr 1 zostało wyposażone w następujące elementy:

— programowalny sterownik logiczny PLC WAGO PFC200 z zestawem modułów rozszerzeń (obejmującym moduły wejść i wyjść cyfrowych oraz moduły wejść i wyjść analogowych),
— sztuczne źródło światła – zestaw 39 żarówek o łącznej mocy elektrycznej 5850 W,
— moduł fotowoltaiczny 4SUN 70W Maxx, którego parametry zostały podane w tabeli 20,
— pyranometr PYR20 o zakresie pomiarowym od 0 do 2000 W/m^2 , rozdzielczości 1 W/m^2 i dokładności ±5%,
— rezystancyjne czujniki temperatury Pt100 charakteryzujące się zakresem pomiarowym od –50°C do 400°C i dokładności ±0,3 + 0,005 × [t], gdzie t – temperatura mierzona (przeznaczone do pomiaru temperatury wody),
— termoparowe czujniki temperatury typu K (NiCr-NiAl) charakteryzujące się zakresem pomiarowym od –40°C do 1200°C i dokładnością na poziomie ±2,0°C lub ±0,0075 × [t], gdzie t – temperatura mierzona (przeznaczone do pomiaru temperatury powierzchni modułu i otoczenia),
— pompa zanurzeniowa sterowana przekaźnikiem elektromagnetycznym,
— przepływomierz wody z nadajnikiem impulsów (1 impuls na 1 litr) o dokładności ±5%,
— obciążenie elektroniczne Array 3721A posiadające zakres pomiarowy mocy od 0 do 400 W (dokładność ±0,1% + 600mW), natężenia prądu 0–40 A (dokładność ±0,05% + 8mA) oraz napięcia 0–80 V (dokładność ±0,1% + 8mV),
— kamera termowizyjna NEC ThermoTracer H2640 posiadająca niechłodzoną matrycę mikrobolometryczną o wymiarach 640 x 480 pikseli oraz charakteryzująca się zakresem pomiarowym od –40 do 120°C, rozdzielczością 0,06 K, zakresem spektralnym od 8 do 13 μm i dokładnością ±2% (odczytu) lub ±2 K.

Schemat oraz rzeczywisty widok stanowiska pomiarowego nr 1 zostały przedstawione na rysunku 56.

Tabela 20

Podstawowe parametry modułu fotowoltaicznego 4SUN 70W Maxx (4sun 2023)

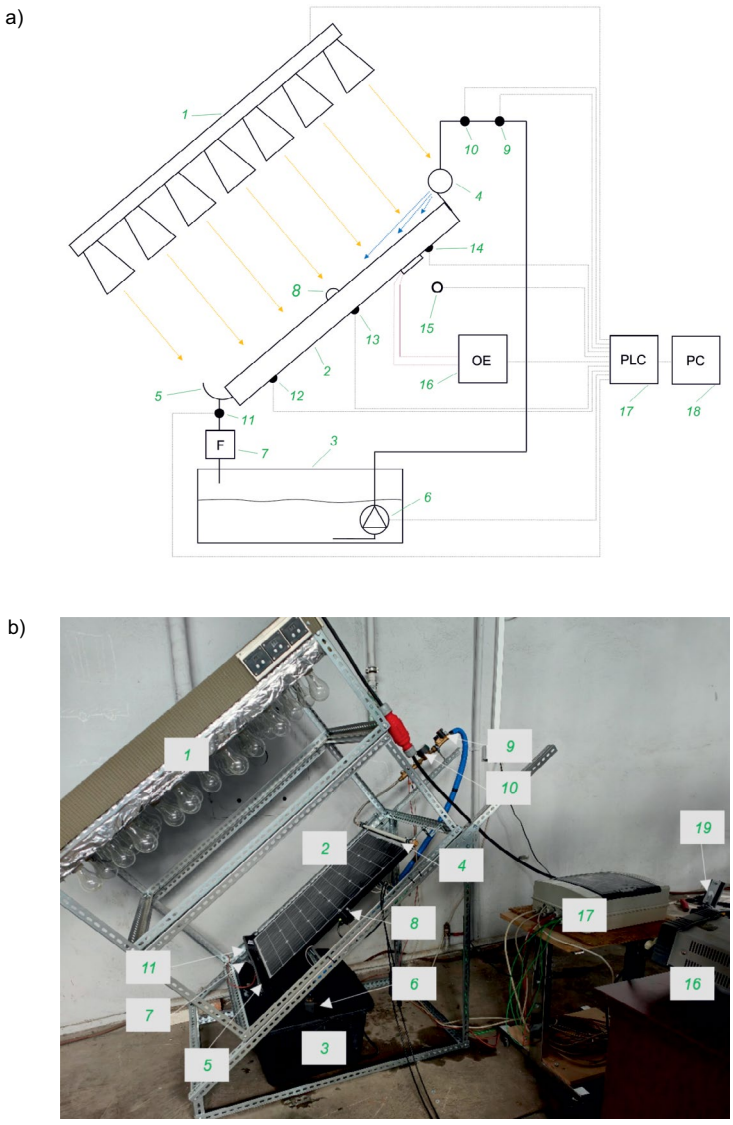
Table 20

Basic parameters of the 4SUN 70W Maxx photovoltaic panel

Parametr	4SUN 70W Maxx
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	21,6
Natężenie prąd zwarcia I_{SC} [A]	4,19
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	18,0
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	3,88
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	70,0
Wymiary modułu [mm]	510 x 810 x 30

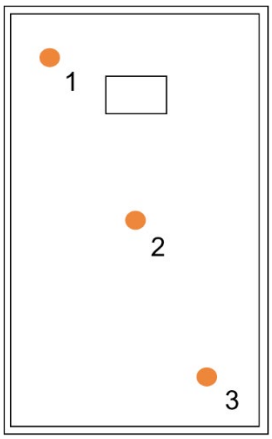
W czasie trwania pomiarów odległość między źródłem światła a testowanym modułem fotowoltaicznym została ustawiona w taki sposób, aby temperatura powierzchni modułu wynosiła ok. 55–60°C. Temperaturę tę przyjęto jako wartość odpowiadającą średniej temperaturze roboczej modułów fotowoltaicznych w rzeczywistych warunkach operacyjnych (przy czym latem temperatura modułów może osiągnąć temperaturę na poziomie 60–70°C). W efekcie średnie natężenie oświetlenia w warunkach laboratoryjnych, mierzone na powierzchni testowanego modułu, wynosiło ok. 550 ±27 W/m^2. W tym przypadku, światło uzyskiwane z żarówek wolframowych było zbliżone do światła naturalnego – cechowało się ciągłym widmem, współczynnikiem oddawania barw równym 100 oraz temperaturą barwową na poziomie ok. 2700 K. Należy zwrócić uwagę, że żarówki wolframowe emitują poza promieniowaniem widzialnym dużą ilość promieniowania podczerwonego (cieplnego). Kąt nachylenia modułu został przyjęty na poziomie 38°, co odpowiada zalecanemu kątowi nachylenia modułów fotowoltaicznych w Polsce. Pomiar temperatury powierzchni modułu był realizowany za pomocą trzech czujników temperatury, których rozmieszczenie zostało pokazane na rysunku 57. Wskazania mierzone w tych punktach były uśredniane przez algorytm kontrolno-pomiarowy. Równoległy pomiar był dokonywany za pomocą kamery termowizyjnej, dzięki czemu możliwe było określenie równomierności nagrzania się powierzchni modułu (informacja ta była przydatna z punktu widzenia oceny skuteczności systemu chłodzenia i czyszczenia). Dodatkowy czujnik temperatury był zamontowany w pobliżu modułu fotowoltaicznego i służył do pomiaru temperatury otoczenia. Kolejne dwa czujniki temperatury zostały zastosowane w obiegu wody chłodzącej dla określenia temperatury wody dopływającej do kolektora zasilającego oraz temperatury wody w rynnie zbiorczej. Ponadto, w obiegu wodnym został zastosowany wodomierz. Wskazania wodomierza i czujników temperatury pozwoliły oszacować ilość ciepła odbieranego przez wodę chłodzącą z powierzchni modułów.

Przepływ wody był wymuszany za pomocą pompy zanurzeniowej o maksymalnej wydajności 4500 l/h i maksymalnej wysokości podnoszenia 4,0 m. Pobór mocy przez pompę w trakcie pracy ciągłej wynosił 30 W (tego typu pompa w praktyce byłaby wystarczająca



Rys. 56. Schemat stanowiska pomiarowego (a) oraz widok rzeczywistego stanowiska (b) – stanowisko nr 1 (1 – źródło światła, 2 – moduł fotowoltaiczny, 3 – zbiornik wody, 4 – kolektor zasilający, 5 – rynna zbiorcza, 6 – pompa, 7 – filtr siatkowy, 8 – pyranometr, 9 – wodomierz, 10, 11 – czujniki temperatury do pomiaru temperatury wody, 12, 13, 14 – czujniki temperatury do pomiaru temperatury powierzchni modułu PV, 15 – czujnik temperatury otoczenia, 16 – obciążenie elektroniczne, 17 – szafa sterownicza, 18 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys, 19 – kamera termowizyjna)

Fig. 56. Scheme of the experimental rig (a) and the view of the experimental rig (b) - configuration 1 (1 – light source, 2 – PV panel, 3 – cooling water tank, 4 – header, 5 – water collector, 6 – water pump, 7 – filter, 8 – pyranometer, 9 – water flowmeter, 10, 11 – temperature sensors for measuring water temperature, 12, 13, 14 – temperature sensors for measuring the surface temperature of the PV module, 15 - ambient temperature sensor, 16 – electronic load, 17 – control cabinet, 18 - computer with CoDeSys software, 19 – infrared camera)



Rys. 57. Rozmieszczenie czujników temperatury na powierzchni badanego modułu

Fig. 57. Arrangement of temperature sensors on the surface of the tested PV panel

do chłodzenia kilku modułów fotowoltaicznych). Załączenie pompy następowało poprzez przekaźnik współpracujący z systemem kontrolno-pomiarowym. Sterowanie wielkością przepływu było na tym etapie realizowane poprzez zmianę nastawy zaworu, docelowo zakłada się wykorzystanie regulacji prędkości obrotowej wirnika pompy. Śledzenie i zapis wartości mierzonych były realizowane z wykorzystaniem algorytmu kontrolno-pomiarowego i wizualizacji stworzonej w oprogramowaniu CoDeSys.

3.1.3.2. Konfiguracja stanowiska pomiarowego nr 2

Stanowisko pomiarowe nr 2 zostało skonfigurowane w sposób zbliżony do stanowiska nr 1, przy czym niektóre elementy (moduł fotowoltaiczny, długość kolektora zasilającego, długość rynny zbiorczej itp.) zostały przeskalowane do warunków rzeczywistych. Szczegółowe rozwiązania konstrukcyjne i funkcjonalne przyjęto na podstawie wyników badań laboratoryjnych. W skład stanowiska nr 2 weszły następujące elementy:

- programowalny sterownik logiczny PLC WAGO PFC200 z zestawem modułów rozszerzeń (obejmującym moduły wejść i wyjść cyfrowych oraz moduły wejść i wyjść analogowych),
- moduły fotowoltaiczne EGE-310M-60, których parametry zostały podane w tabeli 21,
- moduły fotowoltaiczne 3P 160 W, których parametry zostały podane w tabeli 21,
- kontroler ładowania MPPT-20 o znamionowym napięciu systemowym 12/24 VDC, znamionowym prądzie ładowania 20 A i autokonsumpcji poniżej 130 mA,
- zestaw akumulatorów AGM VRLA 12 V 20 Ah,
- pompa zanurzeniowa sterowana przekaźnikiem elektromagnetycznym,
- pyranometr PYR20 o zakresie pomiarowym od 0 do 2000 W/m^2, rozdzielczości 1 W/m^2 i dokładności ±5%,

— przepływomierz wody z nadajnikiem impulsów (1 impuls na 1 litr) o dokładności ±5%,
— kamera termowizyjna NEC ThermoTracer H2640 posiadająca niechłodzoną matrycę mikrobolometryczną o wymiarach 640 x 480 pikseli oraz charakteryzująca się zakresem pomiarowym od –40 do 120°C, rozdzielczością 0,06 K, zakresem spektralnym od 8 do 13 μm i dokładnością ±2% (odczytu) lub ±2 K.

Podstawowe składowe stanowiska pomiarowego nr 2 zostały pokazane na rysunku 58.

Tabela 21

Podstawowe parametry modułów fotowoltaicznych EGE-310M-60 oraz 3P 160W (4sun 2023)

Table 21

Basic parameters of EGE-310M-60 and 3P 160W photovoltaic panels

Parametr	EGE-310M-60	3P 160W
Typ ogniw fotowoltaicznych	monokrystaliczne	polikrystaliczne
Napięcie obwodu otwartego UOC [V]	39,99	23,30
Natężenie prąd zwarcia ISC [A]	9,70	9,05
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej UMPP [V]	33,30	18,90
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej IMPP [A]	9,31	8,47 A
Moc maksymalna PMPP [W]	310,0	160,0
Wymiary modułu [mm]	990 x 1 640 x 40	680 x 1 485 x 35

Pierwsza część pomiarów na stanowisku nr 2 została przeprowadzona z wykorzystaniem modułów fotowoltaicznych EGE-310M-60, a druga – z wykorzystaniem modułów 3P 160W. W pierwszej konfiguracji tylko jeden moduł został wyposażony w układ chłodzenia i czyszczenia wodnego (drugie urządzenie było wykorzystywane jako moduł referencyjny). W drugiej konfiguracji układ ten został zintegrowany z wszystkimi trzema modułami. Śledzenie i zapis wartości mierzonych były realizowane z wykorzystaniem algorytmu kontrolno-pomiarowego i wizualizacji stworzonej w oprogramowaniu CoDeSys.

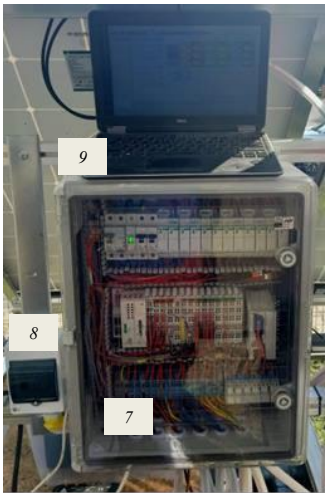
3.1.4. Procedura eksperymentalna

Prace eksperymentalne opisane w niniejszym opracowaniu zostały podzielone na pięć serii pomiarowych, które zostały przeprowadzone w warunkach laboratoryjnych. W pierwszej części pomiarów analizie poddany został wpływ nagrzewania się powierzchni modułu fotowoltaicznego na jego wydajność (serie pomiarowe S_1A–S_1E). Obserwacja procesu nagrzewania się modułu trwała 20 minut, podczas których były wyznaczane charakterystyki pracy badanego modułu (z wykorzystaniem obciążenia elektronicznego) oraz była prowadzona obserwacja zmian temperatury na jego powierzchni (z wykorzystaniem powierzchniowych czujników temperatury oraz kamery termowizyjnej). W drugiej części badań określano wpływ zanieczyszczenia na wydajność pracy modułu (serie pomiarowe S_2A–S_2D). Zanieczysz-

a)

b)

c)



czenie było symulowane przez piasek kwarcowy o uziarnieniu 0,1–0,4 mm. Rozpatrzono następujące warianty:

— wariant A: losowe pokrycie powierzchni modułu piaskiem (ok. 15 g),
— wariant B: losowe pokrycie powierzchni modułu piaskiem (ok. 30 g),
— wariant C: losowe pokrycie powierzchni modułu piaskiem (ok. 50 g),
— wariant D: pokrycie dolnej linii ogniw badanego modułu piaskiem (ok. 50 g piasku rozprowadzane na dolnej linii ogniw fotowoltaicznych).

Przykładowy sposób pokrycia powierzchni modułu fotowoltaicznego piaskiem (przed uruchomieniem przepływu wody) zostało pokazane na rysunku 59.

W kolejnej części badań laboratoryjnych przetestowano wydajność systemu chłodzenia w funkcji przepływu wody i wymiaru otworów wlotowych wody znajdujących się w kolektorze zasilającym (serie S_3A–S_3C, S_4A–S_4C oraz S_5A–S_5C). W trakcie prac eksperymentalnych rozważono różne konfiguracje kolektora zasilającego, przy czym w dalszej części opisano wyniki uzyskane z wykorzystaniem następujących opcji:

— konfiguracja A: kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 16 mm posiadającej otwory o średnicy 3,0 mm rozmieszczone co 10 mm (rys. 60b),
— konfiguracja B: kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 16 mm posiadającej otwory o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20 mm (rys. 60a),
— konfiguracja C: kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 20 mm posiadającej otwory o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20 mm (rys. 60c),

Dla wyżej wymienionych konfiguracji przetestowano kilka wartości przepływu wody chłodzącej, w tym 2,0, 3,0 oraz 4,0 l/min. Ponadto, z uwagi na ograniczenie energii pobieranej przez pompę wody chłodzącej, analizie poddano scenariusze uwzględniającą pracę sekwencyjną. Zestawienie serii pomiarowych S_1–S_5 zostało pokazane w tabeli 22.

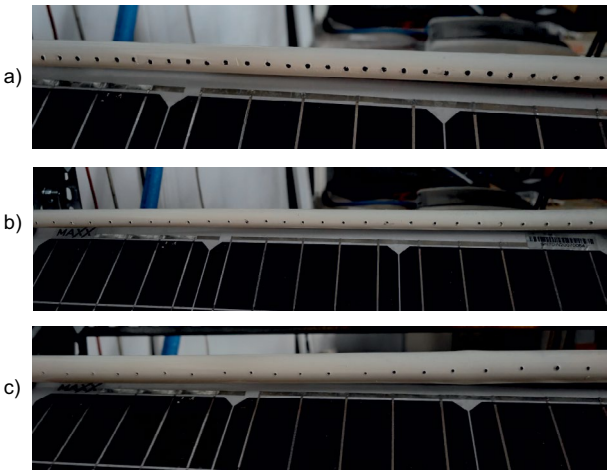
W uzupełnieniu do pomiarów przeprowadzonych na stanowisku laboratoryjnym część badań została wykonana na stanowisku zewnętrznym. W tej części oceniono wpływ zastosowania opracowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego na pracę dwóch typów badanych modułów fotowoltaicznych. W toku prac eksperymentalnych przeprowadzono m.in. pomiary termowizyjne oraz wyznaczono podstawowe parametry elektryczne związane z działaniem modułów. Ponadto, dla przykładowo wybranych tygodni (odpowiadających różnym porom roku) przedstawiono dobowe uzyski z pojedynczego modułu fotowoltaicznego pracującego bez i z zainstalowanym systemem chłodzenia.

Rys. 58. Widok podstawowych elementów stanowiska pomiarowego nr 2 (1 – moduły fotowoltaiczne EGE-310M-60, 2 – moduły fotowoltaiczne 3P 160W, 3 – kolektor zasilający, 4 – rynna zbiorcza, 5 – zbiornik wody z umieszczoną wewnątrz pompą zanurzeniową, 6 – czujnik temperatury wody chłodzącej, 7 – szafa sterownicza, 8 – przekaźniki do sterowania pracą pompy wodnej, 9 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 58. The view of the main elements of the experimental rig – configuration 2 (1 – EGE-310M-60 photovoltaic panels, 2 – 3P 160W photovoltaic panels, 3 – header, 4 – water collector, 5 – cooling water tank with a pump located inside, 6 – water temperature sensor, 7 – control cabinet, 8 – relays for controlling the operation of the water pump, 9 – computer with CoDeSys software)

Rys. 59. Widok modułu fotowoltaicznego pokrytego piaskiem kwarcowym i usytuowanego na stanowisku badawczym

Fig. 59. PV panel covered with quartz sand and located on the experimental rig



Rys. 60. Przykładowe konfiguracje kolektora zasilającego rozpatrywane w trakcie opisanych prac eksperymentalnych

Fig. 60. Examples of header configurations considered during the experimental work

Tabela 22

Opis serii pomiarów pomiarowych S_1–S_5 przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych

Table 22

Description of the measurement series S_1–S_5 carried out in laboratory conditions

Konfiguracja	Seria pomiarowa	Opis serii	Przepływ wody [l/min]
Moduł niechłodzony	S_1A	Moduł chłodny (średnia temperatura powierzchni równa ok. 26,5°C)	n/d
	S_1B	Moduł ogrzany (średnia temperatura powierzchni równa ok. 48,4°C)	
	S_1C	Moduł ogrzany (średnia temperatura powierzchni równa ok. 56,7°C)	
	S_1D	Moduł ogrzany (średnia temperatura powierzchni równa ok. 59,8°C)	
	S_1E	Moduł ogrzany (średnia temperatura powierzchni równa ok. 62,5°C)	
Moduł zanieczyszczony	S_2A	Powierzchnia modułu częściowo pokryta piaskiem (ok. 15 g rozprowadzone losowo)	n/d
	S_2B	Powierzchnia modułu częściowo pokryta piaskiem (ok. 30 g rozprowadzone losowo)	
	S_2C	Powierzchnia modułu częściowo pokryta piaskiem (ok. 50 g rozprowadzone losowo)	
	S_2D	Powierzchnia modułu częściowo pokryta piaskiem (ok. 50 g rozprowadzane na dolnej linii ogniw fotowoltaicznych)	
Moduł chłodzony (czyszczony)	S_3A	Kolektor zasilający w formie rurki o średnicy 16 mm, wyposażonej we wloty wody o średnicy 3,0 mm rozmieszczone co 10 mm	2,0
	S_3B		3,0
	S_3C		4,0
	S_4A	Kolektor zasilający w formie rurki o średnicy 16 mm, wyposażonej we wloty wody o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20 mm	2,0
	S_4B		3,0
	S_4C		4,0
	S_5A	Kolektor zasilający w formie rurki o średnicy 20 mm, wyposażonej we wloty wody o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20 mm	2,0
	S_5B		3,0
	S_5C		4,0

3.1.4.1. Analiza ekonomiczna

Analiza ekonomiczna została przeprowadzona z uwzględnieniem szacunkowych kosztów inwestycyjnych związanych z wdrożeniem opracowanego systemu chłodzenia i czyszczenia modułów fotowoltaicznych, a także z uwzględnieniem szacowanego wzrostu wydajności wytwarzania energii elektrycznej (pominięto aspekty związane z potencjalną możliwością wykorzystania ciepła odbieranego z powierzchni chłodzonych modułów). Założono, że energia

wymagana przez pompę wody chłodzącej, sterownik, siłowniki zaworów oraz inne komponenty systemu chłodzenia i czyszczenia zostanie pokryta przez energię elektryczną wytworzoną w modułach fotowoltaicznych. Parametry pompy wodnej (w tym wymagana wydajność oraz wysokość podnoszenia) zostały oszacowane przy założeniu sekwencyjnego trybu pracy. Koszt wody został pominięty, gdyż możliwe jest wykorzystanie wody deszczowej, a potencjalne ubytki wody mogą być uzupełniane z wykorzystaniem zmagazynowanej wody deszczowej. Prosty okres zwrotu inwestycji *SPBT* (z ang. *Simply Payback Time*) został obliczony z wykorzystaniem równania (9) (Szafranko 2022).

$$\mathrm{SPBT} = \frac{I_0}{Z_i} \quad [\text{lata}] \tag{9}$$

gdzie:

- I_0 – koszty początkowe [PLN],
- Z_i – roczne oszczędności kosztów [PLN/rok].

Wartość bieżąca netto *NPV* (z ang. *Net Present Value*) została oszacowana przy założeniu stopy dyskontowej na poziomie 8% oraz przy uwzględnieniu okresu 15 lat (odpowiadającego okresowi, na jaki aktualnie można uzyskać gwarancję na moduły fotowoltaiczne w zakresie m.in. uszkodzeń mechanicznych oraz na inwertery i konstrukcje montażowe (EcoEnergy 2022; IBC Solar 2023; Gramwzielone.pl 2022). Wartość bieżącą netto obliczono z wykorzystaniem równania (10) (Szafranko 2022).

$$\mathrm{NPV} = \sum_{i=1}^{n} \frac{NCF_i}{(1+r)^i} - I_0 \quad [\text{PLN}] \tag{10}$$

gdzie:

- I_0 – koszty początkowe [PLN],
- NCF_i – przepływy pieniężne netto (roczne oszczędności kosztów) w danym okresie i [PLN/rok],
- r – stopa dyskontowa [–],
- i – kolejny numer roku [lata],
- n – liczba okresów [lata].

Finalnie, z wykorzystaniem równania (11) obliczony został wskaźnik rentowności *PI* (z ang. *Profitability Index*) (Szafranko 2022). Podobnie jak uprzednio założono stopę dyskonta na poziomie 8% oraz okres obliczeniowy równy 15 lat.

$$\mathrm{PI} = \frac{\sum_{i=1}^{n} \frac{NCF_i}{(1+r)^i}}{I_0} \quad [-] \tag{11}$$

gdzie:

I_0 – koszty początkowe [PLN],
NCF_i – przepływy pieniężne netto (roczne oszczędności kosztów) w danym okresie i [PLN/rok],
r – stopa dyskontowa [–],
i – kolejny numer roku [lata],
n – liczba okresów [lata].

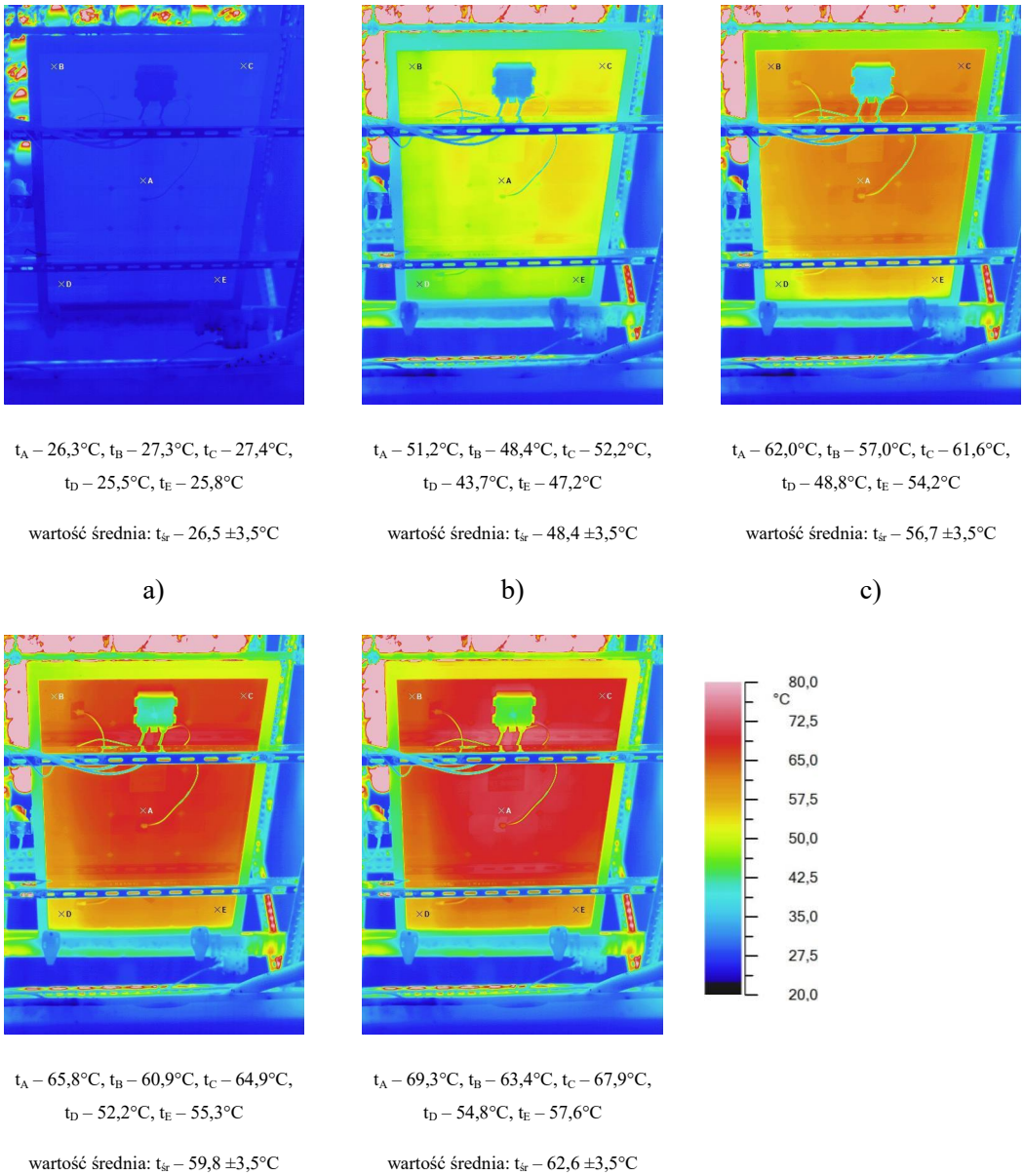
3.1.5. Wyniki i dyskusja

3.1.5.1. Wpływ temperatury powierzchni na parametry pracy modułu fotowoltaicznego

W celu określenia referencyjnych parametrów pracy testowanego modułu fotowoltaicznego pierwszy pomiar (seria pomiarowa S_1A) został przeprowadzony dla modułu nienagrzanego (tj. bezpośrednio po włączeniu źródła światła, gdy średnia temperatura powierzchni modułu wynosiła ok. 26,5 ±3,5°C). Kolejne pomiary zostały przeprowadzone odpowiednio po 5, 10, 15 i 20 minutach po włączeniu źródła światła (serie S_1A – S_1E). Średnie wartości temperatury powierzchni modułu w poszczególnych seriach pomiarowych były równe: 48,4 ±3,5°C w serii S_1B, 56,7 ±3,5°C w serii S_1C, 59,8 ±3,5°C w serii S_1D oraz 62,6 ±3,5°C w serii S_1E. Rozkład temperatury na powierzchni badanego modułu, wyznaczony z wykorzystaniem kamery termowizyjnej, został przedstawiony na rysunku 61. Na rysunku 62 przedstawiono z kolei wykres ilustrujący tempo nagrzewania się modułu w poszczególnych fazach procesu. Na początku pomiarów (od włączenia źródła światła do 5. minuty) dynamika przyrostu temperatury powierzchni modułu wynosi ok. 4,4 K/min., podczas gdy w ostatniej części (między 15. a 20. minutą) była wyraźnie niższa – 0,6 K/min. Średnia dynamika przyrostu temperatury dla całego procesu wynosiła 1,8 K/min. Wartości te wskazują, że szybki przyrost temperatury pracy modułu następuje szczególnie w pierwszej fazie ogrzewania modułu. Informacja ta jest istotna z punktu widzenia wdrożenia opracowanego systemu chłodzenia modułów fotowoltaicznych.

Konsekwencją zmian temperatury powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego przy jednakowym natężeniu oświetlenia są zmiany jego parametrów operacyjnych. Rysunek 63 przedstawia charakterystyki pracy modułu podczas serii S_1A–S_1E. Na przedstawionych wykresów widoczne jest, że napięcie otwartego obwodu spadło z 22,62 ±0,03 V w serii S_1A (moduł chłodny) do 20,16 ±0,03 V w serii S_1E (moduł nagrzany), podczas gdy natężenie prądu wzrosło odpowiednio z 1,60 ±0,01 A do 1,68 ±0,01 A. W konsekwencji moc maksymalna spadła z poziomu 28,99 ±0,63 W do poziomu 25,84 ±0,63 W (spadek o 10,87%). Na podstawie uzyskanych wyników wyznaczono współczynniki temperaturowe mocy (P_{MPP}), napięcia (V_{OC}) i prądu (I_{SC}). W analizowanym przypadku wynoszą one odpowiednio –0,29%/°C, –0,30%/°C i 0,13%/°C.

Podstawowe parametry operacyjne testowanego modułu fotowoltaicznego zmierzone w ramach serii pomiarowych S_1A–S_1E zostały zestawione w tabeli 23. Można zauważyć, że w testach laboratoryjnych osiągnięto moc na poziomie ok. 41% mocy maksymalnej dekla-



t_A – 26,3°C, t_B – 27,3°C, t_C – 27,4°C, t_D – 25,5°C, t_E – 25,8°C

wartość średnia: $t_{śr}$ – 26,5 ±3,5°C

a)

t_A – 51,2°C, t_B – 48,4°C, t_C – 52,2°C, t_D – 43,7°C, t_E – 47,2°C

wartość średnia: $t_{śr}$ – 48,4 ±3,5°C

b)

t_A – 62,0°C, t_B – 57,0°C, t_C – 61,6°C, t_D – 48,8°C, t_E – 54,2°C

wartość średnia: $t_{śr}$ – 56,7 ±3,5°C

c)

t_A – 65,8°C, t_B – 60,9°C, t_C – 64,9°C, t_D – 52,2°C, t_E – 55,3°C

wartość średnia: $t_{śr}$ – 59,8 ±3,5°C

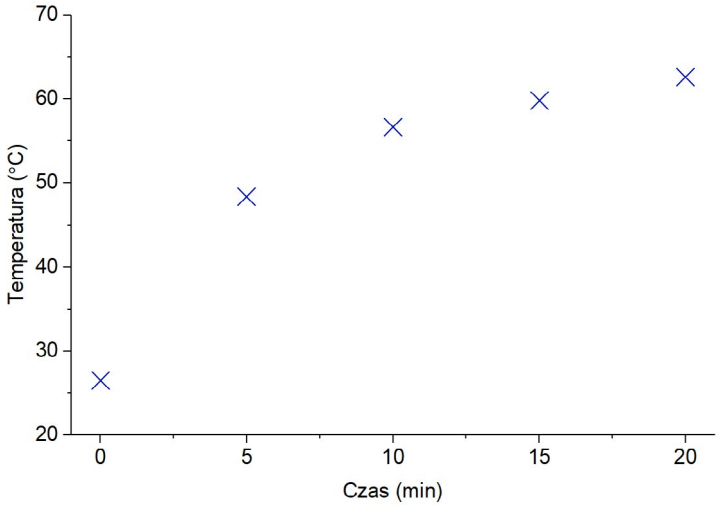
t_A – 69,3°C, t_B – 63,4°C, t_C – 67,9°C, t_D – 54,8°C, t_E – 57,6°C

wartość średnia: $t_{śr}$ – 62,6 ±3,5°C

Rys. 61. Rozkład temperatury na powierzchni modułu fotowoltaicznego w czasie nagrzewania podczas serii S_1A–S_1E

Fig. 61. Temperature distribution on the surface of the PV panel during the S_1A–S_1E series

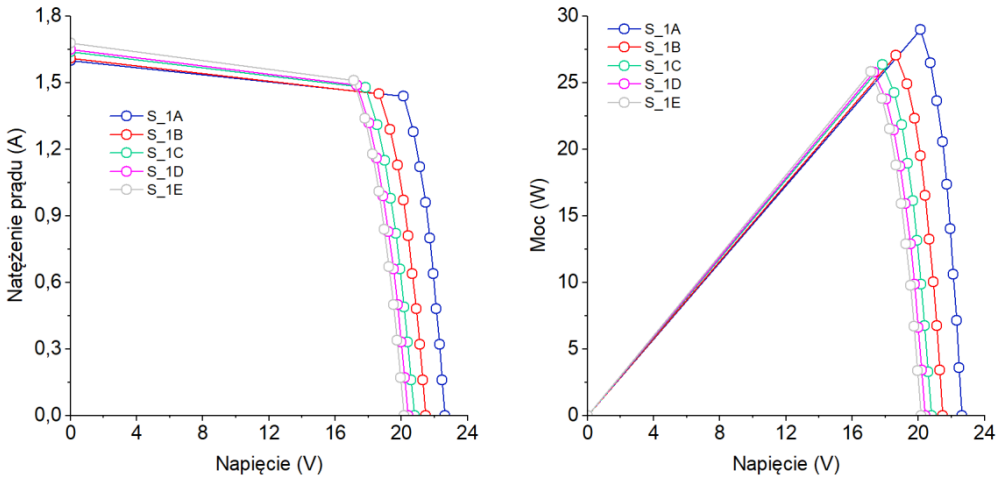
rowanej przez producenta (28,99 ±0,63 W w porównaniu do 70 W). Było to spowodowane konfiguracją stanowiska pomiarowego, które zostało opracowane tak, aby przede wszystkim uzyskać odpowiednią temperaturę pracy kosztem mniejszego natężenia oświetlenia. Pomimo



Rys. 62. Zmiana średniej temperatury powierzchni badanego modułu w czasie pomiarów

Fig. 62. Variations in the average surface temperature of the tested PV panel during measurements

różnicy w uzyskiwanych wartościach bezwzględnych, wartości względne (w tym przypadku np. procentowe zmiany mocy związane z przyrostem temperatury itp.) mogą zostać odniesione do rzeczywistych warunków pracy modułów fotowoltaicznych.



Rys. 63. Wpływ temperatury na pracę badanego modułu fotowoltaicznego: charakterystyki I-U (a) oraz charakterystyki P-U (b)

Fig. 63. The influence of temperature on the operation of the tested PV panel: I-U characteristics (a) and P-U characteristics (b)

Tabela 23

Podstawowe parametry testowanego modułu fotowoltaicznego wyznaczone podczas serii pomiarowych S_1A – S_1E

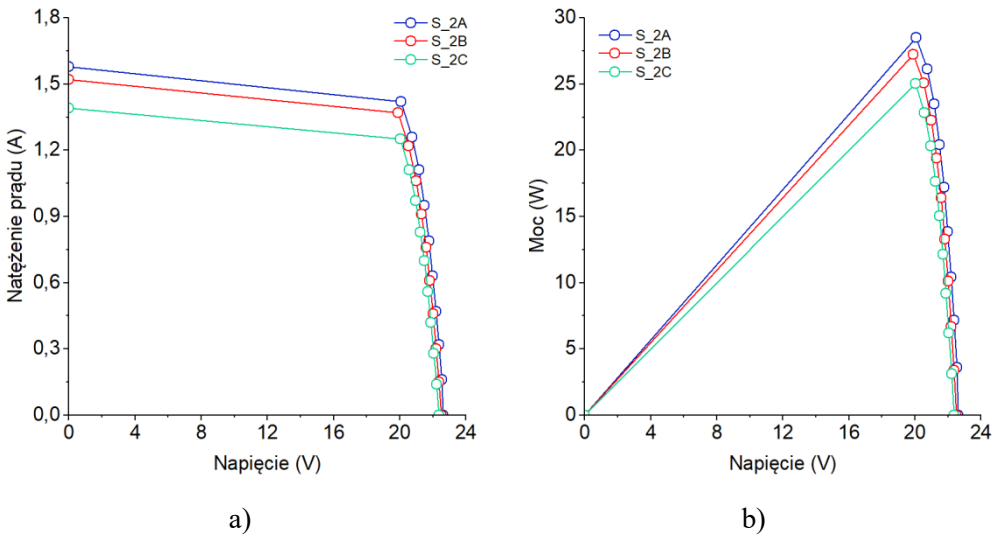
Table 23

Basic parameters of the tested PV panel determined during the S_1A – S_1E series

Parametr	S_1A	S_1B	S_1C	S_1D	S_1E
Średnia temperatura powierzchni modułu fotowoltaicznego t_{PV} [°C]	26,5	48,4	56,7	59,8	62,6
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	22,62	21,46	20,78	20,42	20,16
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	1,60	1,63	1,65	1,67	1,68
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	20,13	18,55	17,77	17,36	17,11
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	1,44	1,46	1,48	1,49	1,51
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	28,99	27,08	26,30	25,87	25,84

3.1.5.2. Wpływ zanieczyszczenia na parametry pracy modułu fotowoltaicznego

Wpływ zanieczyszczenia na wydajność modułu fotowoltaicznego został określony z wykorzystaniem piasku kwarcowego, który rozprowadzono po powierzchni badanego modułu w sposób losowy (serie pomiarowe S_2A–S_2C) lub zorganizowany (seria pomiarowa S_2D). Na potrzeby symulacji różnych stopni zanieczyszczenia wykorzystano 15–50 g piasku. Na rysunku 64 zostały przedstawione charakterystyki pracy modułu wyznaczone podczas serii pomiarowych S_2A–S_2D oraz – jako punkt odniesienia – w czasie serii S_1A (wszystkie serie zostały przeprowadzone na module, który posiadał temperaturę zbliżoną do temperatury powietrza w laboratorium, tj. 26–27°C). Widoczne jest, że obecność niewielkiego zanieczyszczenia na powierzchni badanego modułu nie powoduje znaczących zakłóceń w jego pracy – przy 15 g piasku zaobserwowano spadek mocy jedynie o 0,66 W (2,28%). Zanieczyszczenie na takim poziomie może być spowodowane przez pył lub ptasie odchody. W przypadku większego zanieczyszczenia, którego źródłem są np. liście lub większe ilości pyłu, spadek mocy może być wyraźny i osiągnąć wartość kilkunastu procent. W serii S_2C, gdy moduł był przykryty warstwą 50 g piasku, zaobserwowany spadek mocy wyniósł 4,13 W (14,25%). Z drugiej strony, istotne znaczenie ma również sposób rozmieszczenia zanieczyszczeń na powierzchni modułu. W przypadku kumulacji zanieczyszczeń na dolnej linii ogniw fotowoltaicznych (seria S_2D) spadek mocy był najbardziej wyraźny i wyniósł 5,21 W (17,96%). W takim przypadku duże znaczenie odgrywa konfiguracja diod bocznikujących, gdyż w niesprzyjających warunkach całkowite odcięcie linii ogniw fotowoltaicznych może spowodować wyłączenie z pracy całego modułu. Podstawowe parametry pracy testowanego modułu fotowoltaicznego zmierzone w seriach pomiarowych S_2A–S_2D zostały zestawione w tabeli 24.



Rys. 64. Wpływ zanieczyszczenia na pracę badanego modułu fotowoltaicznego: charakterystyki I-U (a) oraz charakterystyki P-U (b)

Fig. 64. The impact of pollution on the operational parameters of the tested PV panel: I-U characteristics (a) and P-U characteristics (b)

Tabela 24

Podstawowe parametry badanego modułu fotowoltaicznego wyznaczone podczas serii pomiarowych S_2A – S_2D

Table 24

Basic parameters of the tested PV panel determined during the S_2A – S_2D series

Parametr	S_1A	S_2A	S_2B	S_2C	S_2D
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	22,62	22,60	22,52	22,37	22,34
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	1,60	1,58	1,52	1,39	1,32
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	20,13	20,09	20,01	19,89	19,82
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	1,44	1,41	1,37	1,25	1,20
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	28,99	28,33	27,41	24,86	23,78
Spadek mocy spowodowany obecnością zanieczyszczeń ΔP_{MPP} [%]	–	2,28	5,55	14,25	17,96

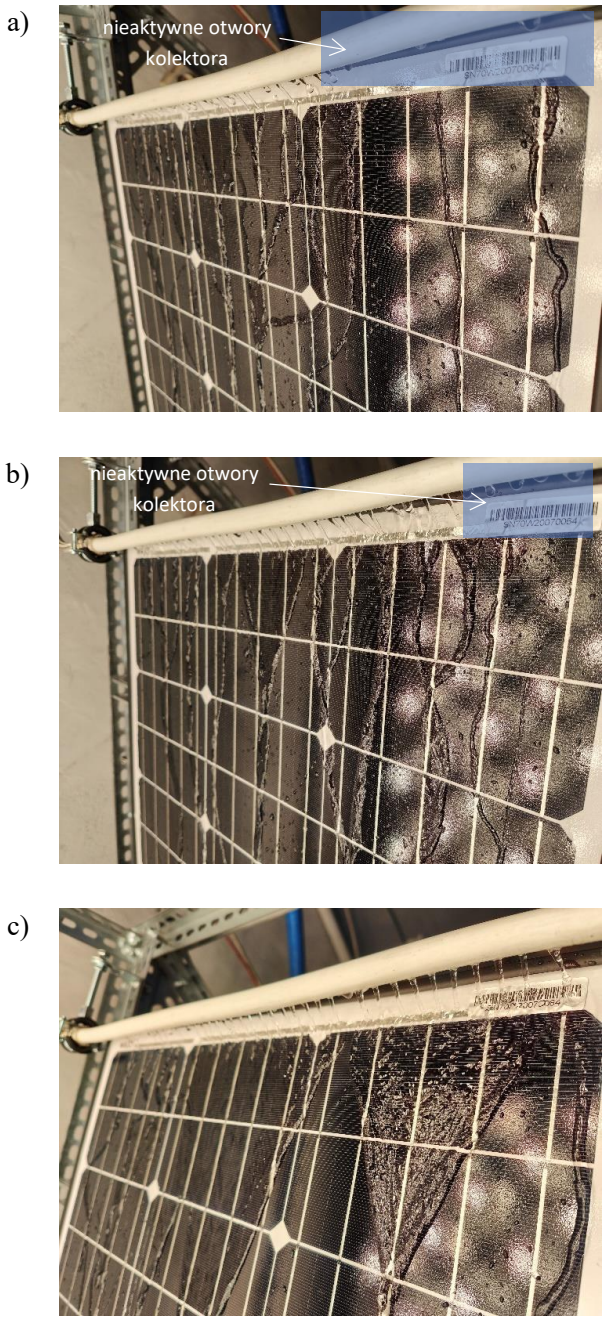
3.1.5.3. Wpływ zastosowania chłodzenia wodnego na parametry pracy modułu fotowoltaicznego

Uwzględniając fakt, że zarówno wzrost temperatury, jak i obecność zanieczyszczeń ograniczających dopływ promieniowania słonecznego powoduje zmniejszenie wydajności pracy modułów fotowoltaicznych, opracowano i wdrożono do testów system bezpośredniego chłodzenia i czyszczenia wodnego. System ten pozwala na obniżenie temperatury modułów oraz usuwaniu zanieczyszczeń z ich powierzchni. Aby zapewnić wysoką skuteczność systemu, przetestowano różne konfiguracje kolektora zasilającego oraz różne wartości przepływu wody (poniżej przedstawiono wyniki uzyskane podczas testów wybranych konfiguracji). Oprócz obserwacji zmian parametrów elektrycznych (tj. napięcia i natężenie prądu oraz mocy), w tej części badań obserwowano również równomierność wypływu wody chłodzącej z kolektora zasilającego oraz rozkład temperatury na powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego.

Testowanie konfiguracji A opracowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Podczas serii pomiarowych S_3A–S_3C system chłodzenia i czyszczenia wyposażony był w kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 16 mm z otworami o średnicy 3 mm rozmieszczonymi w odstępach 10 mm. Przeanalizowano trzy poziomy przepływu wody: 2,0 l/min (seria S_3A), 3,0 l/min (seria S_3B) oraz 4,0 l/min (seria S_3C). Na rysunku 65 pokazany został wypływ wody z kolektora zasilającego podczas analizowanych serii pomiarowych. Widoczne jest, że w przypadku przepływu na poziomie 2,0 l/min i 3,0 l/min woda wypływa jedynie przez część otworów kolektora, co powoduje nierównomierne chłodzenie powierzchni modułu fotowoltaicznego. Przy przepływie 3,0 l/min ok. 15% otworów jest nieaktywnych, natomiast przy przepływie 2,0 l/min – ok. 23%. Jedynie przy przepływie na poziomie 4,0 l/min rozpływ wody chłodzącej następował przez wszystkie otwory kolektora, przy czym widoczna była różnica w ciśnieniu wody na wypływie z poszczególnych otworów (im dalej od przyłącza wody, tym ciśnienie było niższe).

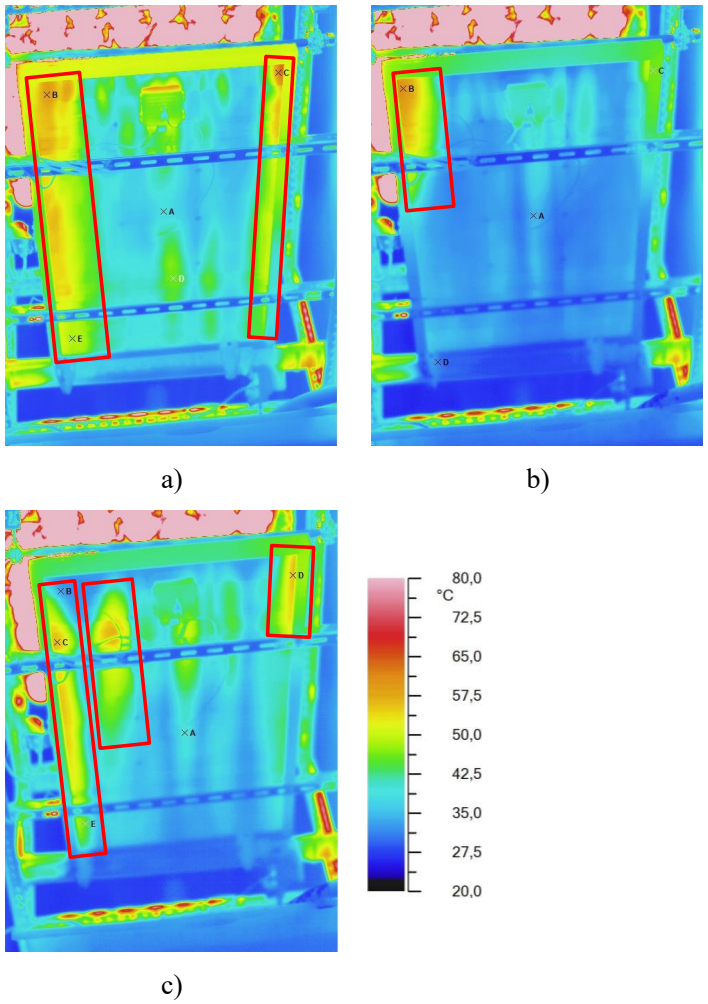
Nierównomierny wypływ wody zaobserwowany w seriach S_3A i S_3B spowodował niejednolity rozkład temperatury powierzchni badanego modułu fotowoltaicznego. Biorąc pod uwagę serię S_3A, ok. 20% powierzchni modułu posiadało temperaturę na poziomie wyższym niż 50°C (rys. 66a). W przypadku serii S_3B sytuacja była wyraźnie lepsza, gdyż w tym przypadku woda chłodząca nie odbierała ciepła jedynie z obszaru górnych narożników modułu, w szczególności przegrzewaniu ulegał narożnik po stronie zakończenia kolektora zasilającego (rys. 66b). Pomimo równomiernego wypływu wody chłodzącej z kolektora zasilającego w serii S_3C rozkład temperatury badanego modułu nie był jednolity – widoczne były obszary o wyraźnie wyższej temperaturze (rys. 66c). Analizując termogramy, warto zwrócić uwagę na konieczność precyzyjnego dobierania rozpiętości otworów wylotowych wody – wyższa temperatura w narożniku po stronie wlotu wody do kolektora zasilającego wynika z faktu, że pierwszy otwór znajduje się zbyt daleko od krawędzi testowanego modułu.

Pomimo zaobserwowanych niedoskonałości pierwszej z analizowanych konfiguracji systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego, efektem jego zastosowania była poprawa wydajno-



Rys. 65. Wypływ wody z kolektora zasilającego w konfiguracji A podczas serii S_3A (a), serii S_3B (b) oraz serii S_3C (c)

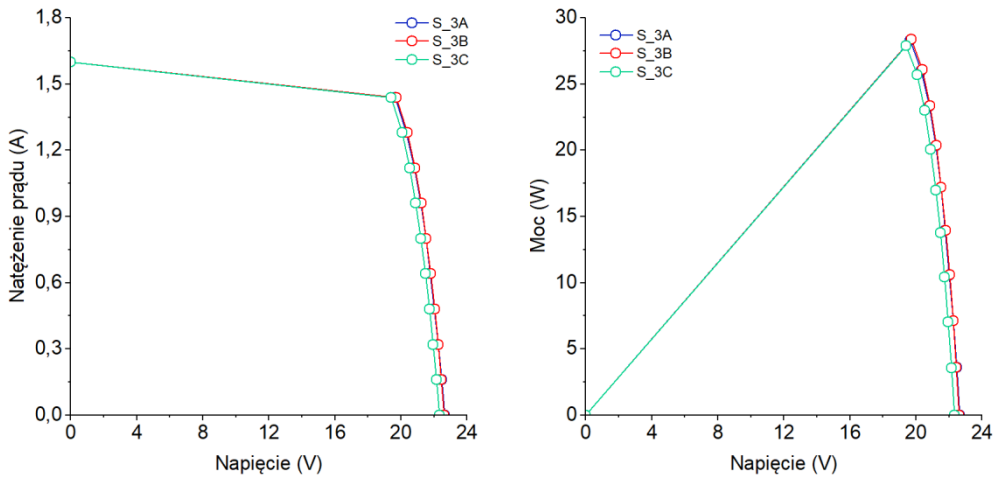
Fig. 65. Water flow from the header in configuration A during the S_3A series (a), S_3B series (b) and S_3C series (c)



Rys. 66. Rozkład temperatury na powierzchni modułu fotowoltaicznego podczas serii S_3A (a), serii S_3B (b) oraz serii S_3C (c) – za pomocą czerwonych ramek zaznaczono obszary o podwyższonej temperaturze

Fig. 66. Temperature distribution on the PV panel surface during the S_3A series (a), S_3B series (b) and S_3C series (c) – areas with increased temperature are marked with red frames

ści modułu fotowoltaicznego w porównaniu do urządzenia niechłodzonego. Na rysunku 67 zostały przedstawione charakterystyki pracy modułu wyznaczone podczas serii pomiarowych S_3A–S_3C, a w tabeli 25 – podstawowe parametry operacyjne modułu. Maksymalna moc wytwarzana w chłodzonym module fotowoltaicznym wynosiła odpowiednio 28,30 ±0,63 W, 28,40 ±0,63 W oraz 27,92 ±0,63 W, a więc była wyższa o 7,92–9,78% od mocy modułu niechłodzonego (25,87 ±0,63 W w serii pomiarowej S_1D). Seria S_1D została wybrano jako odniesienie, gdyż wyznaczona w jej trakcie średnia wartość temperatury powierzchni badanego modułu wynosiła 59,8 ±3,5°C. Warto zwrócić uwagę, że najwyższa wartość mocy



Rys. 67. Wpływ bezpośredniego chłodzenia wodą na parametry pracy testowanego modułu fotowoltaicznego: charakterystyki I-U (a) oraz charakterystyki P-U (b)

Fig. 67. The influence of direct water cooling on the operating parameters of the tested PV panel: I-U characteristics (a) and P-U characteristics (b)

Tabela 25

Podstawowe parametry badanego modułu fotowoltaicznego wyznaczone podczas serii pomiarowych S_1D oraz S_3A–S_3C

Table 25

Basic parameters of the tested PV panel determined during the S_1D and S_3A–S_3C series

Parametr	S_1D	S_3A	S_3B	S_3C
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	20,42	22,65	22,63	22,32
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	1,67	1,60	1,60	1,60
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	17,36	19,65	19,72	19,39
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	1,49	1,44	1,44	1,44
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	25,87	28,30	28,40	27,92
Poprawa wydajności modułu ΔP_{MPP} [%]	–	9,39	9,78	7,92

została uzyskana w przypadku serii S_3B pomimo tego, że ok. 15% otworów w kolektorze zbiorczym było nieaktywne.

Przeanalizowana konfiguracja kolektora zasilającego (konfiguracja A), pomimo poprawy wydajności testowanego modułu fotowoltaicznego, nie gwarantuje prawidłowego działania

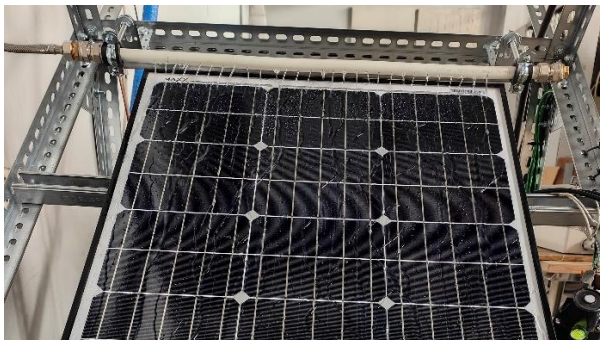
chłodzenia i czyszczenia wodnego. Niejednorodny wypływ wody z kolektora zasilającego skutkuje nierównomiernością wychładzania powierzchni urządzenia, w związku z czym nie może zostać zastosowany w rzeczywistych rozwiązaniach. Dlatego też w kolejnych krokach przetestowano inne konfiguracje kolektora zasilającego.

Testowanie konfiguracji B opracowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Podczas serii pomiarowych S_4A–S_4C system chłodzenia i czyszczenia wyposażony był w kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 16 mm z otworami o średnicy 1,5 mm rozmieszczonymi w odstępach 20 mm. Widoczne jest, że w tym przypadku zmniejszono powierzchnię otworów oraz zwiększono rozstaw pomiędzy nimi. Analogicznie, jak w seriach S_3A––S_3C, także w tym przypadku przeanalizowano trzy poziomy przepływu wody: 2,0 l/min (seria S_4A), 3,0 l/min (seria S_4B) oraz 4,0 l/min (seria S_4C). Zmodyfikowana konfiguracja kolektora zasilającego umożliwiła uzyskanie równomiernego wypływu wody niezależnie od zastosowanego natężenia przepływu wody chłodzącej (rys. 68). Konfiguracja ta zapewniła ponadto równomierne omywanie powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego – w przeciwieństwie do wcześniejszego wariantu, w tym przypadku wyraźnie mniej widoczny był efekt łączenia się sąsiednich strug wody i omywania jedynie części powierzchni modułu (rys. 69).

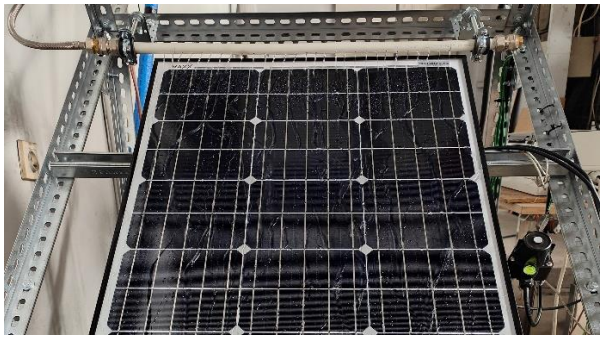
W efekcie równomiernego rozpływu wody, cała powierzchnia testowanego modułu była chłodzona w sposób równomierny (widoczne jest to wyraźnie na termogramach, które zostały przedstawione na rysunku 70). Równomierne chłodzenie powierzchni modułu przełożyło się na parametry pracy testowanego urządzenia. W każdej z analizowanych serii pomiarowych S_4A–S_4C uzyskane zostały niemal identyczne moce maksymalne (28,36 ±0,63 W–28,78 ±0,63 W). Co więcej moce te odpowiadały mocy modułu nienagrzanego, która w serii S_1A została określona na poziomie 28,99 ±0,63 W. Potwierdza to wysoką skuteczność proponowanego systemu chłodzenia. Jednocześnie, porównując moce maksymalne otrzymane podczas serii S_4A–S_4C do maksymalnej mocy otrzymanej w serii S_1D (gdy średnia temperatura powierzchni modułu była równa 59,8 ±3,5°C) widoczny jest wzrost wydajności modułu o 9,63–11,25%. Charakterystyki operacyjne testowanego modułu fotowoltaicznego w trakcie serii S_4A–S_4C zostały pokazane na rysunku 71, natomiast podstawowe parametry pracy zostały przedstawione w tabeli 26.

Testowanie konfiguracji C opracowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Kolejne serie pomiarowe (S_5A–S_5C) przeprowadzone zostały z systemem chłodzenia i czyszczenia wyposażonym w kolektor zasilający w postaci rury o średnicy 20 mm z otworami o średnicy 1,5 mm rozmieszczonymi w odstępach 20 mm. Zwiększenie średnicy kolektora zasilającego wynikało z dążenia do zapewnienia skutecznego działania układu w przypadku większych długości kolektora (ograniczenie spadków ciśnienia związanych z przepływem wody przez kolektor). Wielkość i rozstaw otworów pozostały identyczne, jak w konfiguracji B, gdyż takie rozwiązanie sprawdziło się w trakcie badań. W trakcie serii pomiarowych S_5A–S_5C po raz kolejny zaobserwowano, że każda z badanych wartości przepływu wody (2,0, 3,0 oraz 4,0 l/min) była wystarczająca do skutecznego chłodzenia powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego (przykładowy

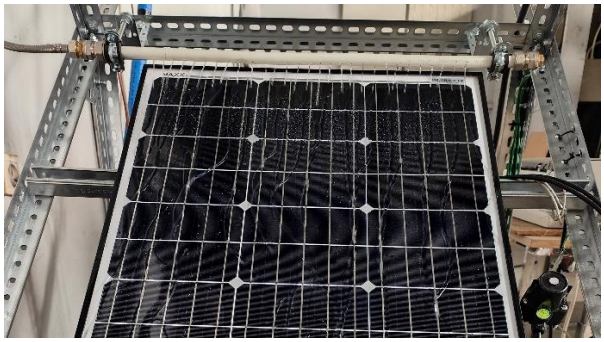
a)



b)



c)



Rys. 68. Wypływ wody z kolektora zasilającego w konfiguracji B podczas serii S_4A (a), serii S_4B (b) oraz serii S_4C (c)

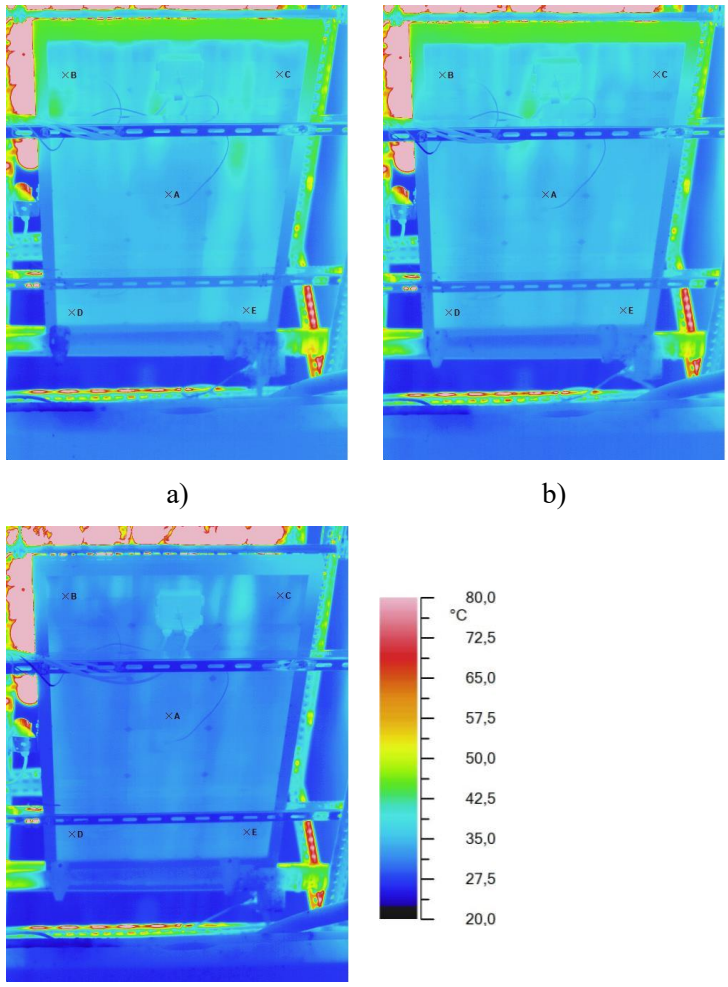
Fig. 68. Water flow from the header in configuration B during the S_4A series (a), S_4B series (b) and S_4C series (c)

wypływ wody z kolektora w konfiguracji C został pokazany na rysunku 72). Na rysunku 73 pokazano termogramy wykonane podczas każdej z opisywanych serii. Analizując termogramy, można zauważyć, że zaproponowana konfiguracja kolektora zasilającego, podobnie jak w przypadku konfiguracji B, zapewnia efektywne chłodzenie powierzchni badanego modułu fotowoltaicznego.

Rys. 69. Równomierne omywanie powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego przy zastosowaniu konfiguracji B kolektora zasilającego

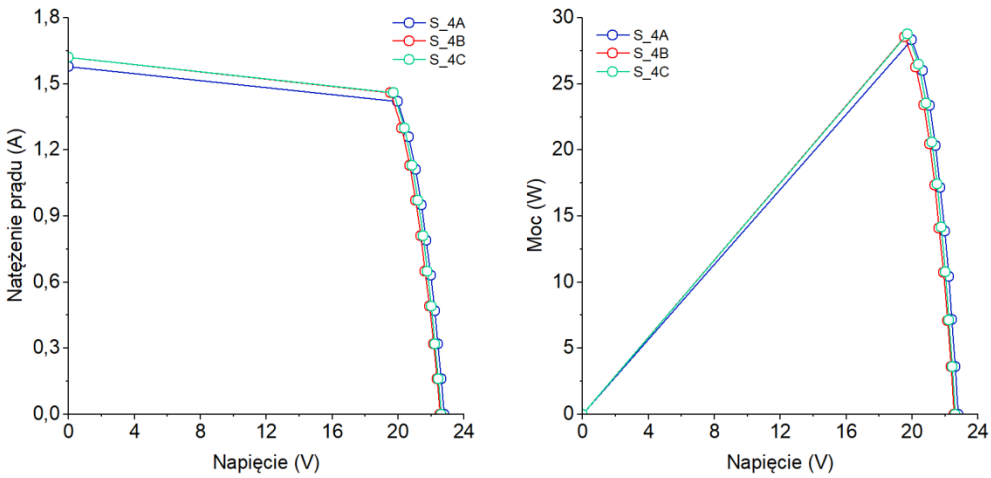
Fig. 69. Uniform washing of the surface of the tested PV panel using configuration B of the header

Maksymalne moce, jakie zostały osiągnięte w poszczególnych seriach w tej części badań wahały się od 28,09 ±0,63 W do 28,52 ±0,6 W, a więc była zbliżone do wartości uzyskanych w serii S_4. Również w tym przypadku jest widoczny wzrost wydajności modułu na poziomie 8,58–10,24% względem serii S_1D (przy czym największy wzrost wydajności nastąpił w serii S_5C, gdy przepływ wody chłodzącej wynosił 4,0 l/min). Charakterystyki operacyjne testowanego modułu fotowoltaicznego w trakcie serii S_5A–S_5C zostały pokazane na rysunku 74, natomiast podstawowe parametry pracy zostały przedstawione w tabeli 27.



Rys. 70. Rozkład temperatury na powierzchni modułu fotowoltaicznego podczas serii S_4A (a), serii S_4B (b) oraz serii S_4C (c)

Fig. 70. Temperature distribution on the PV panel surface during the S_4A series (a), S_4B series (b) and S_4C series (c)



Rys. 71. Wpływ bezpośredniego chłodzenia wodą na parametry pracy testowanego modułu fotowoltaicznego: charakterystyki I-U (a) oraz charakterystyki P-U (b)

Fig. 71. The influence of direct water cooling on the operating parameters of the tested PV panel: I-U characteristics (a) and P-U characteristics (b)

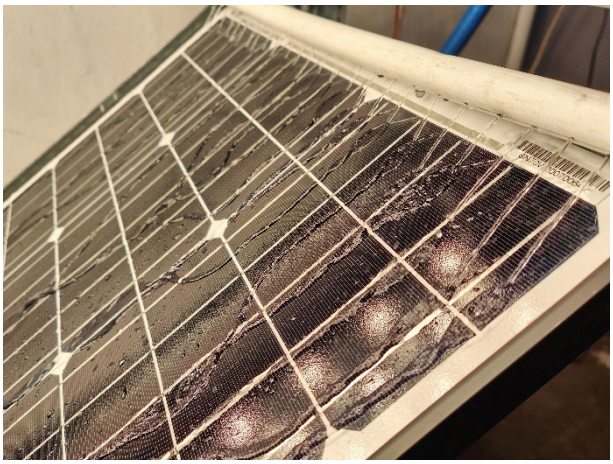
Tabela 26

Podstawowe parametry badanego modułu fotowoltaicznego wyznaczone podczas serii pomiarowych S_1D oraz S_4A–S_4C

Table 26

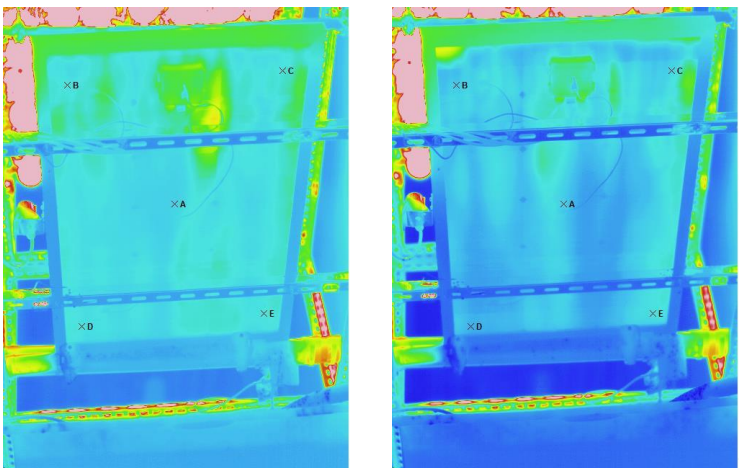
Basic parameters of the tested PV panel determined during the S_1D and S_4A–S_4C series

Parametr	S_1D	S_4A	S_4B	S_4C
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	20,42	22,80	22,54	22,61
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	1,67	1,58	1,62	1,62
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	17,36	19,97	19,56	19,71
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	1,49	1,42	1,46	1,46
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	25,87	28,36	28,56	28,78
Poprawa wydajności modułu ΔP_{MPP} [%]	–	9,63	10,40	11,25



Rys. 72. Wypływ wody z kolektora zasilającego w konfiguracji C

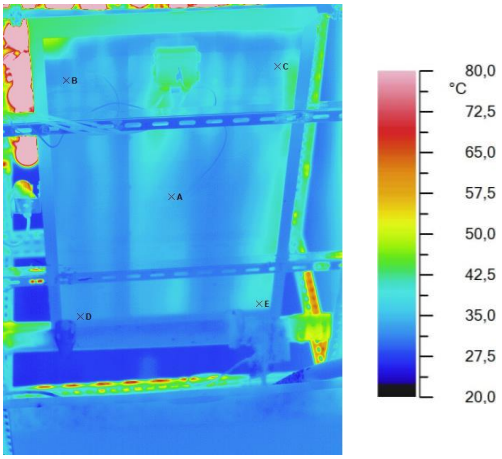
Fig. 72. Water flow from the header in configuration C



a) b)

Rys. 73. Rozkład temperatury na powierzchni modułu fotowoltaicznego podczas serii S_5A (a), serii S_5B (b)

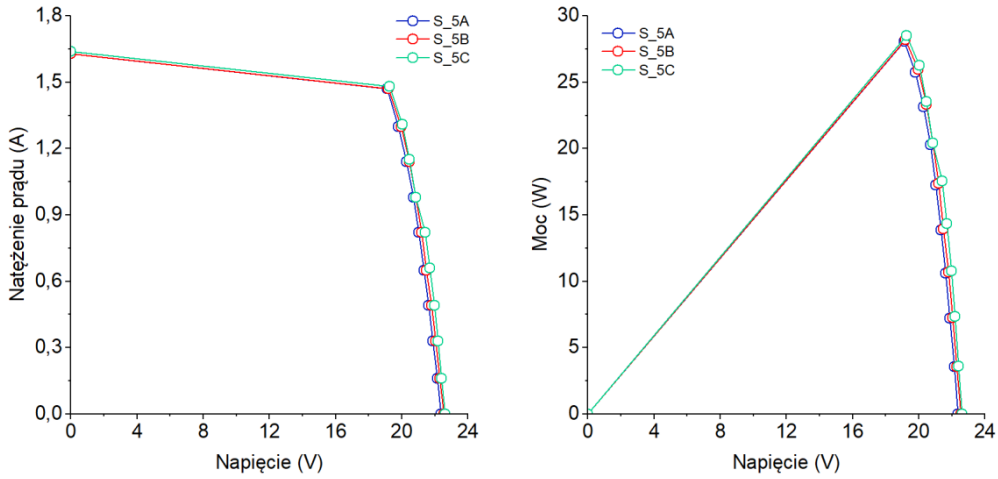
Fig. 73. Temperature distribution on the PV panel surface during the S_5A series (a), S_5B series (b)



c)

Rys. 73 cd. Rozkład temperatury na powierzchni modułu fotowoltaicznego podczas serii S_5C (c)

Fig. 73 cont. Temperature distribution on the PV panel surface during the S_5C series (c)



(a) (b)

Rys. 74. Wpływ bezpośredniego chłodzenia wodą na parametry pracy testowanego modułu fotowoltaicznego: charakterystyki I-U (a) oraz charakterystyki P-U (b)

Fig. 74. The influence of direct water cooling on the operating parameters of the tested PV panel: I-U characteristics (a) and P-U characteristics (b)

Tabela 27

Podstawowe parametry badanego modułu fotowoltaicznego wyznaczone podczas serii pomiarowych S_1D oraz S_5A–S_5C

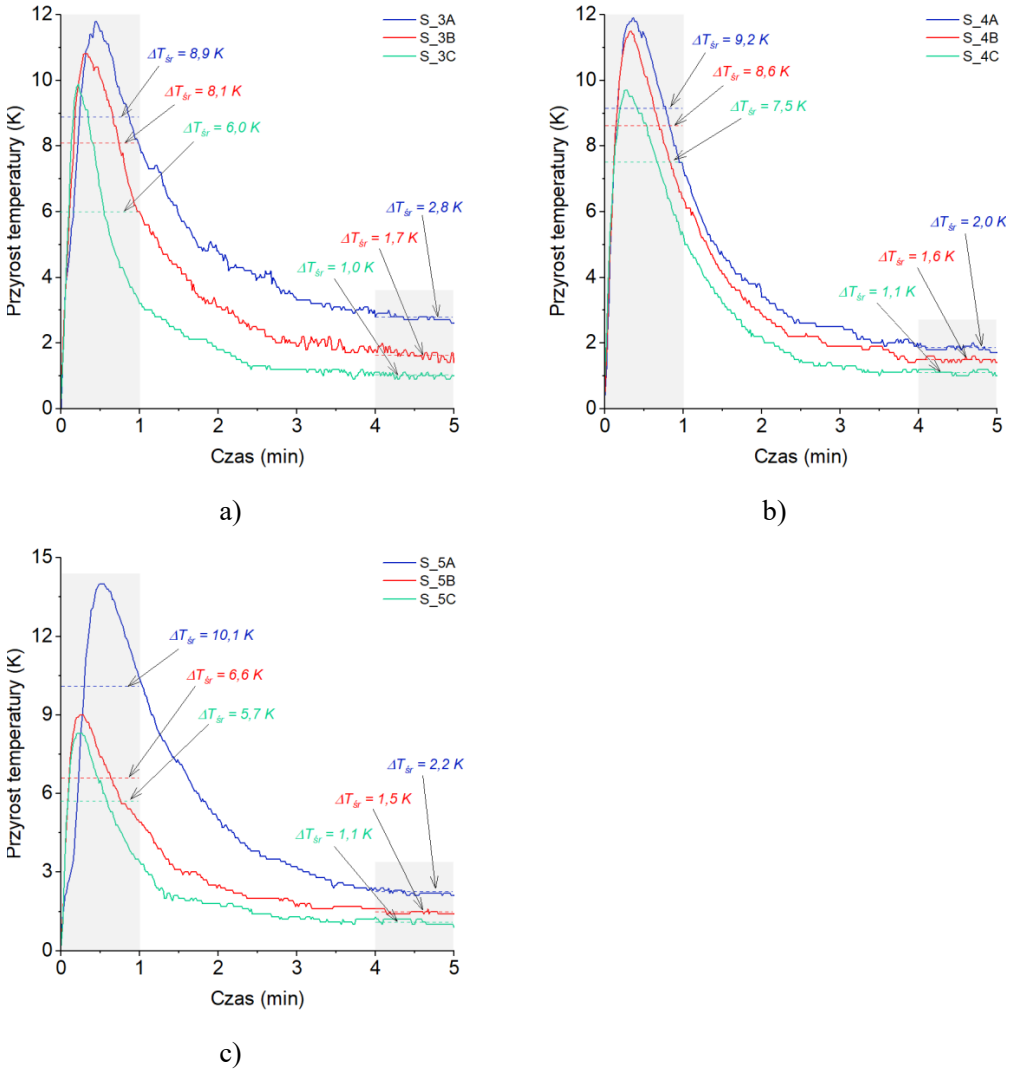
Table 27

Basic parameters of the tested PV panel determined during the S_1D and S_5A–S_5C series

Parametr	S_1D	S_5A	S_5B	S_5C
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	20,42	22,37	22,53	22,60
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	1,67	1,63	1,63	1,64
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	17,36	19,11	19,20	19,27
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	1,49	1,47	1,47	1,48
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	25,87	28,09	28,22	28,52
Poprawa wydajności modułu P_{MPP} [%]	–	8,58	9,08	10,24

3.1.5.4. Odbiór ciepła od powierzchni chłodzonego modułu fotowoltaicznego

Zastosowanie proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego pozwala nie tylko zwiększyć wydajność elektryczną modułów fotowoltaicznych, ale także wykorzystać ciepło odebrane z powierzchni chłodzonych urządzeń do wstępnego podgrzewania wody użytkowej (lub do innego celu). Zmiany chwilowych wartości przyrostu temperatury wody chłodzącej w pierwszych pięciu minutach procesu chłodzenia zostały pokazane na rysunku 75. Widoczne jest, że w pierwszej fazie odbiór ciepła jest największy, stąd przyrost temperatury wody chłodzącej osiąga poziom ok. 15 K. Niemniej, po upływie czterech minut od włączenia pompy wody chłodzącej następuje stabilizacja parametrów temperaturowych na powierzchni modułu na wyraźnie niższym poziomie (poniżej 3 K). Z uwagi na to, że w praktycznych zastosowaniach pompa wodna może pracować w trybie ciągłym (chłodząc jednocześnie wszystkie moduły) lub sekwencyjnym (chłodząc naprzemiennie różne moduły), przedstawione analizy uwzględniają oba powyższe przypadki. Jak zaobserwowano w czasie serii pomiarowych (S_3––S_5), średni przyrost temperatury wody chłodzącej przepływającej przez powierzchnię rozgrzanego modułu w 1. minucie procesu chłodzenia mieścił się w granicach od 7,5 ±0,3 K do 8,4 ±0,3 K, natomiast w 5. minucie procesu chłodzenia wahał się od 1,6 ±0,3 K do 1,8 ±0,3 K (tab. 28). Średnie wartości mocy cieplnej odbieranej przez wodę chłodzącą od powierzchni modułu wahały się w efekcie od od 1461,8 ±149,9 W do 1727,2 ±178,1 W (1. minuta) oraz od 307,3 ±30,8 W do 342,2 ±34,3 W (w 5. minucie). W praktycznym ujęciu, w przypadku zastosowania sekwencyjnego systemu chłodzenia modułów fotowoltaicznych, moc cieplna odbierana od powierzchni urządzeń będzie zbliżona do wielkości obserwowanych w 1. minucie pracy pompy. Z kolei w przypadku zastosowania ciągłego trybu chłodzenia modułów fotowoltaicznych, moc cieplna będzie bliska wartościom zmierzonym w 5. minucie procesu (przy czym przepływ wody chłodzącej będzie w takiej sytuacji odpowiednio większy).



Rys. 75. Przyrost temperatury wody chłodzącej w pierwszych 5. minutach procesu chłodzenia podczas serii S_3A–S_3C (a), S_4A–S_4C (b) oraz S_5A–S_5C (c)

Fig. 75. Increase in the cooling water temperature in the first five minutes of the cooling process during series S_3A–S_3C (a), S_4A–S_4C (b) and S_5A–S_5C (c)

Uwzględniając dane zawarte w tabeli 28 i odnosząc je do jednostkowej powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego, moc cieplną odbieraną przez wodę chłodzącą można określić na poziomie 676,1–946,7 W/m^2 (w 5. minucie chłodzenia) oraz na poziomie 3564,5–4380,0 W/m^2 (w 1. minucie chłodzenia). Wartości te odnoszą się do okresu letniego, kiedy powierzchnia modułu fotowoltaicznego może nagrzać się do ok. 60°C. W pozostałym czasie pracy modułu moc cieplna odbierana przez wodę chłodzącą będzie niższa. Niemniej,

Tabela 28

Przyrost temperatury wody chłodzącej oraz moc cieplna odbierana przez wodę chłodzącą od powierzchni modułu fotowoltaicznego

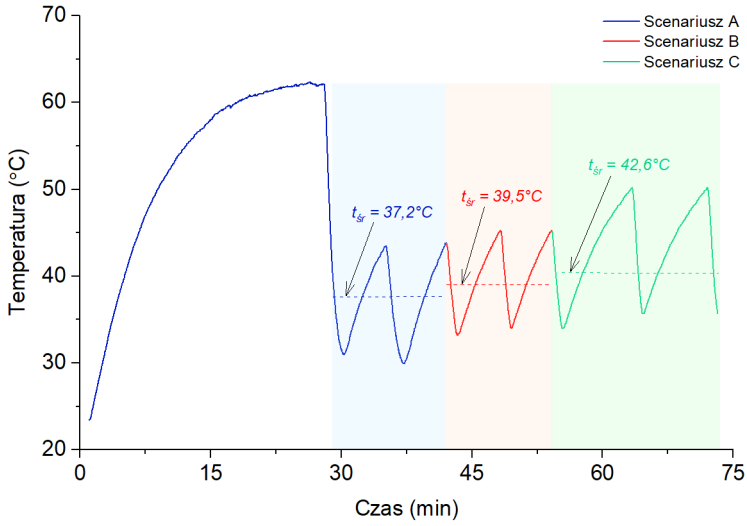
Table 28

Increase in the cooling water temperature and the thermal power received by the cooling water from the PV panel surface

Parametr	S_3A	S_3B	S_3C	Średnia
Średni przyrost temperatury wody w 1. minucie [K]	8,9	8,1	6,0	7,7
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 1. minucie [W]	1 243,0	1 697,0	1 676,0	1 538,7
Średni przyrost temperatury wody w 5. minucie [K]	2,8	1,7	1,0	1,8
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 5. minucie [W]	391,1	356,2	279,3	342,2
	S_4A	S_4B	S_4C	Średnia
Średni przyrost temperatury wody w 1. minucie [K]	9,2	8,6	7,5	8,4
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 1. minucie [W]	1 284,9	1 801,7	2 095,0	1 727,2
Średni przyrost temperatury wody w 5. minucie [K]	2,0	1,6	1,1	1,6
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 5. minucie [W]	279,3	335,2	307,3	307,3
	S_5A	S_5B	S_5C	Średnia
Średni przyrost temperatury wody w 1. minucie [K]	10,1	6,6	5,7	7,5
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 1. minucie [W]	1 410,6	1 382,7	1 592,2	1 461,8
Średni przyrost temperatury wody w 5. minucie [K]	2,2	1,5	1,1	1,6
Średnia moc cieplna odbierana z powierzchni modułu fotowoltaicznego w 5. minucie [W]	307,3	314,3	307,3	309,6

przeprowadzone prace eksperymentalne wskazują na wysoki potencjał poprawy wydajności elektrycznej modułów fotowoltaicznych poprzez zastosowanie proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego, jak i na możliwość wykorzystania ciepła pochodzącego od chłodzenia ich powierzchni do wstępnego podgrzania wody użytkowej (lub innych celów).

W kontekście poprawy efektywności pracy modułów fotowoltaicznych należy wziąć pod uwagę również zużycie energii związane z funkcjonowaniem proponowanego systemu. Jedną z możliwości ograniczenia kosztów energii elektrycznej jest zastosowanie interwałowego trybu pracy pompy wodnej. W zależności od aktualnych potrzeb pompa może być załączana na określony czas (np. 60 sekund) z przerwami liczącymi kilka minut (np. 4–5 minut). Szczegółowe czasy działania i przerw w działaniu powinny być dopasowane do aktualnych warunków meteorologicznych (nasłonecznienie, temperatura powietrza zewnętrznego itp.). Na rysunku 76 przedstawiono zmiany temperatury modułu fotowoltaicznego w przypadku zastosowania różnych interwałów pracy pompy. Widoczne jest, że przerywana praca pompy



Rys. 76. Wpływ interwałowego trybu pracy pompy wody chłodzącej na temperaturę powierzchni badanego modułu fotowoltaicznego

Fig. 76. The influence of the interval mode operation of the water pump on the PV panel surface temperature

umożliwia skuteczne obniżenie temperatury powierzchni modułu. Przykładowo, przy zastosowaniu rozwiązania polegającego na dwuminutowym chłodzeniu z przerwami liczącymi 5 minut (scenariusz A), minimalna uzyskana temperatura modułu wynosiła 29,9 ±3,5°C, wartość maksymalna była równa 43,5 ±3,5°C, a wartość średnia – 37,2 ±3,5°C (wartość wyznaczona pomiędzy kolejnymi cyklami pracy systemu chłodzenia, nieuwzględniająca temperatury początkowej rozgrzanego modułu). W sytuacji, gdy czas działania systemu chłodzenia został skrócony do 60 sekund (scenariusz B), minimalna wartość temperatury modułu została odczytana na poziomie 33,2 ±3,5°C, wartość maksymalna na poziomie 45,1 ±3,5°C, a wartość średnia jako 39,5 ±3,5°C. Z kolei przy wydłużeniu przerw między zadziałaniem systemu chłodzenia do dziewięciu minut (scenariusz C), mierzone wartości temperatury osiągnęły odpowiednio następujące wartości: 35,5 ±3,5°C (minimum), 50,1 ±3,5°C (maksimum) oraz 42,6 ±3,5°C (średnio). Widoczne jest, że dla osiągnięcia pożądanego stopnia redukcji temperatury modułu fotowoltaicznego konieczne jest zastosowanie właściwych reżimów czasowych pracy systemu chłodzenia. W analizowanym przypadku zastosowanie rozwiązania pośredniego (a więc scenariusza B obejmującego jedną minutę chłodzenia oraz pięć minut przerwy) daje zadowalające rezultaty – średnia temperatura powierzchni modułu nie przekracza 40°C. W praktyce możliwy jest więc podział pól instalacji fotowoltaicznej na kilka części i sekwencyjne chłodzenie każdej z nich (w ten sposób zapewniony zostanie odpowiedni balans między pożądanymi parametrami pracy modułów fotowoltaicznych a konsumpcją energii elektrycznej przez pompę wodną).

3.1.5.5. Podsumowanie wyników uzyskanych w toku pomiarów laboratoryjnych

Podsumowanie wyników uzyskanych w toku opisanych wyżej pomiarów laboratoryjnych zostało podzielone na dwie części. W pierwszej części dokonano zestawienia i analizy wyników dotyczących bezpośrednio zagadnienia chłodzenia modułów fotowoltaicznych, natomiast w drugiej części podsumowano kwestie związane z wpływem zanieczyszczenia na pracę modułów. Tabela 29 przedstawia zestawienie wyników dla serii pomiarowych S_1A––S_1E, S_3A–S_3C, S_4A–S_4C oraz S_5A–S_5C. Jako parametry referencyjne zostały przyjęte parametry pracy uzyskane podczas serii S_1D, w trakcie której średnia temperatura powierzchni badanego modułu wynosiła ok. 60°C. Przyjęcie serii S_1D, jako serii referencyjnej oznacza, że wartości poszczególnych analizowanych parametrów zostały przyjęte na poziomie 1,0, a wyniki pozostałych serii zostały przedstawione w odniesieniu do serii S_1D. Z danych zawartych w tabeli 29 wynika, że każda z rozpatrywanych konfiguracja pozwala na poprawę wydajności modułu fotowoltaicznego o ok. 9–11% w porównaniu do wydajności

Tabela 29

Porównanie parametrów pracy testowanego modułu fotowoltaicznego w zależności od konfiguracji systemu chłodzenia wodnego

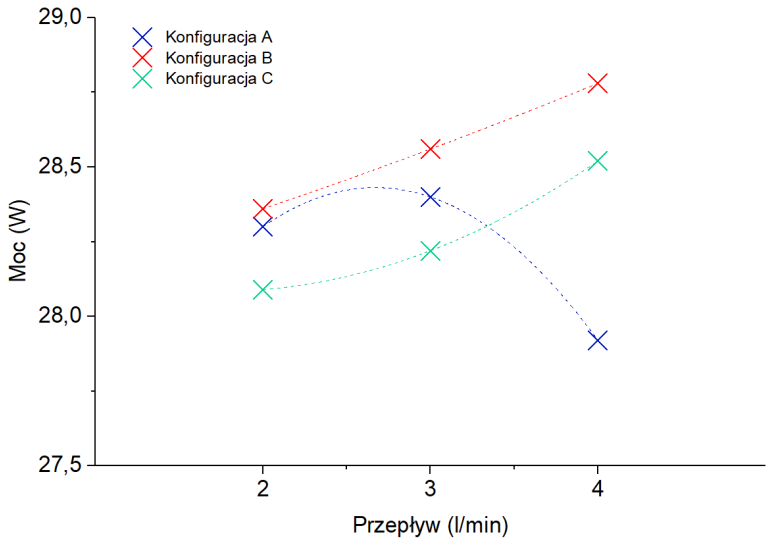
Table 29

Comparison of the operating parameters of the tested PV panel resulting from the water cooling system configuration

Seria	Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [–]	Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [–]	Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [–]	Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [–]	Moc maksymalna P_{MPP} [–]
S_1A	1,11	0,96	1,16	0,97	1,12
S_1B	1,05	0,98	1,07	0,98	1,05
S_1C	1,02	0,99	1,02	0,99	1,02
S_1D	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**	**1,00**
S_1E	0,99	1,01	0,99	1,01	1,00
S_3A	1,11	0,96	1,13	0,97	1,09
S_3B	1,11	0,96	1,14	0,97	1,10
S_3C	1,09	0,96	1,12	0,97	1,08
S_4A	1,12	0,95	1,15	0,95	1,10
S_4B	1,10	0,97	1,13	0,98	1,10
S_4C	1,11	0,97	1,14	0,98	1,11
S_5A	1,10	0,98	1,10	0,99	1,09
S_5B	1,11	0,98	1,11	0,99	1,10
S_5C	1,10	0,98	1,11	0,99	1,09

modułu nagrzanego. Najbardziej korzystne wyniki uzyskano podczas testowania konfiguracji B kolektora zasilającego (serie S_3A–S_3C), tzn. w przypadku, gdy kolektor zasilający wykonany był w postaci rurki o średnicy 16 mm posiadającej otwory o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20 mm. W przypadku tej konfiguracji, przy przepływie wody chłodzącej na poziomie 4,0 l/min, zaobserwowany wzrost wydajności wyniósł 11,3%. Biorąc pod uwagę uzyskane wyniki, konfiguracja B została wybrana do wdrożenia w stanowisku pomiarowym nr 2 (stanowisku zewnętrznym).

Wpływ wielkości strumienia wody chłodzącej na wydajność elektryczną testowanego modułu fotowoltaicznego został zilustrowany odrębnie dla każdej konfiguracji kolektora zasilającego na rysunku 77. Widoczne jest, że zmiany mocy elektrycznej miały zbliżony przebieg w seriach S_4 i S_5 (gdy testowane były konfiguracje B i C kolektora zasilającego), różniły się jedynie nieznacznie wartościami. Natomiast w przypadku serii S_3 (tj. podczas testów konfiguracji A kolektora) zmiany mocy nie były proporcjonalne do zmian przepływu wody, co spowodowane było opisanymi wcześniej problemami z prawidłowym działaniem kolektora zasilającego (konkretny przebieg tych zmian może być różny, jednak konfiguracja ta charakteryzowała się w trakcie badań odstępstwami od ogólnego trendu wykazywanego przez pozostałe warianty). W efekcie nieregularny charakter rozpływu wody po powierzchni badanego modułu spowodował fluktuacje w wielkości produkcji energii elektrycznej. Z drugiej strony widoczne jest, że przy właściwie zaprojektowanej konfiguracji kolektora, wydajność modułu wzrasta wraz z ilością wody chłodzącej, przy czym wzrost ten nie jest znaczący (ok. 0,46–1,06% na każdy l/min).



Rys. 77. Wpływ strumienia wody chłodzącej na wydajność elektryczną modułu fotowoltaicznego w zależności od konfiguracji kolektora zasilającego

Fig. 77. The influence of the cooling water flow on the electrical efficiency of the PV panel resulting from the header configuration

Tak niewielki wzrost generowanej mocy elektrycznej w funkcji strumienia wody chłodzącej powoduje, że przepływ już na poziomie 2,0 l/min (w przypadku konfiguracji B i C kolektora) jest wystarczający do chłodzenia powierzchni badanego modułu. Biorąc pod uwagę dotychczasowe wyniki badań (w tym wyniki opisane w tym opracowaniu) można przyjąć, że przepływ na poziomie ok. 4,0 l/min przypadający na 1 m długości kolektora zasilającego (wymiar pionowy modułu nie jest kluczowy) pozwoli na skuteczne chłodzenie modułów fotowoltaicznych.

Podsumowanie części testów poświęconych określeniu wpływu zanieczyszczenia na wydajność modułu fotowoltaicznego zostało przedstawione w tabeli 30. Jako serię referencyjną przyjęto w tym przypadku serię pomiarową S_1A, w której moduł fotowoltaiczny pracował bez zanieczyszczeń i nie był nagrzany (średnia temperatura powierzchni wynosiła ok. 26,5 ±3,5°C). Analizując dane zawarte w tabeli, można zauważyć, że obecność zanieczyszczeń może znacząco wpływać na wydajność modułu fotowoltaicznego. W przypadku obecności niewielkiej ilości zanieczyszczenia (pyłu, odchodów ptasich itp.) spadek mocy może być niewielki, rzędu kilku procent. Natomiast wraz z kumulacją zanieczyszczenia może dojść do sytuacji, w której redukcja wydajności modułu osiągnie wartość na poziomie kilkunastu procent. Istotny jest również sposób, w jaki zanieczyszczenie gromadzi się na powierzchni modułu. Przykładowo, zasłonięcie dolnej linii ogniw fotowoltaicznych w rozważanym przypadku spowodowało zmniejszenie produkcji energii w module o niespełna 18% (tego typu sytuacja może zostać spowodowana np. przez liście). Ogólnie rzecz ujmując, zanieczyszczenie stanowi istotny czynnik, który – poza temperaturą – może wpływać negatywnie na wydajność instalacji fotowoltaicznej. Tak więc wdrożenie systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego jest w kontekście uzyskanych wyników w pełni uzasadnione.

Tabela 30

Porównanie parametrów pracy testowanego modułu fotowoltaicznego w zależności od stopnia zanieczyszczenia powierzchni

Table 30

Comparison of operating parameters of the tested PV panel resulting from the degree of surface contamination

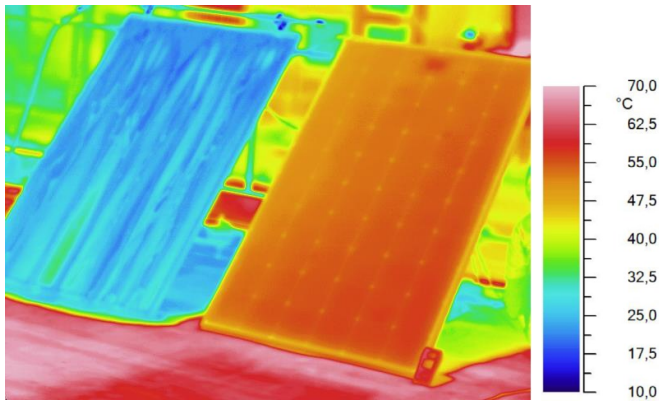
Seria	Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [–]	Nateżęnie prądu zwarcia I_{SC} [–]	Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [–]	Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [–]	Moc maksymalna P_{MPP} [–]
S_1A	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
S_2A	1,00	0,99	1,00	0,98	0,98
S_2B	1,00	0,95	0,99	0,95	0,95
S_2C	0,99	0,87	0,99	0,87	0,86
S_2D	0,99	0,83	0,98	0,83	0,82

3.1.5.6. Implementacja wyników uzyskanych w warunkach laboratoryjnych w modułach fotowoltaicznych pracujących w warunkach rzeczywistych

Konfiguracja systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego testowana w serii S_4 (a więc bazująca na konfiguracji B kolektora zasilającego), została zaimplementowana do modułów fotowoltaicznych na stanowisku pomiarowym nr 2. Stanowisko to zostało następnie wykorzystane do przeprowadzenia serii pomiarów w warunkach polowych. Długość kolektora zasilającego (a co za tym idzie również liczba otworów wylotowych) została zmodyfikowana i dostosowana do wymiarów jednego modułu fotowoltaicznego EGE-310M-60 (w pierwszym podejściu), a następnie do trzech modułów 3P 160W (zgodnie z rys. 58). W pierwszym przypadku z powodzeniem zastosowano przepływ wody chłodzącej na poziomie 4,0 l/min (zgodnie z założeniami wynikającymi z przeprowadzonych badań laboratoryjnych), natomiast w drugim przypadku przepływ zwiększono do 8,0 l/min. Przepływ wody na tak przyjętych poziomach, przy zastosowaniu opracowanej konfiguracji systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego, był wystarczający do zapewnienia równomiernego rozpływu wody chłodzącej na powierzchni testowanych modułów fotowoltaicznych.

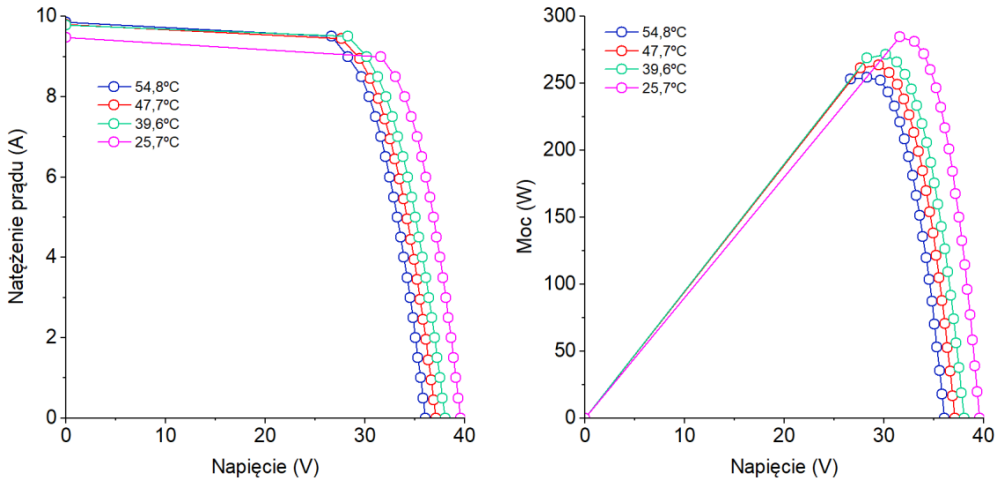
Testy przeprowadzone w okresie letnim, gdy natężenie promieniowania słonecznego wynosiło ok. 850 ±43 W/m^2, potwierdziły wyniki prac laboratoryjnych. W tych warunkach średnia temperatura powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego EGE-310M-60 osiągnęła poziom 54,8 ±3,5°C (przy braku chłodzenia), a moc maksymalna wytwarzana przez moduł była równa 254,6 ±0,9 W. Z kolei w sytuacji, kiedy zastosowano system chłodzenia i czyszczenia wodnego, średnia temperatura modułu fotowoltaicznego została obniżona o niespełna 30 K – tj. do poziomu 25,7 ±3,5°C. Moc generowana przez moduł w tych warunkach wynosiła 284,6 ±0,9 W, a więc była o 11,8% wyższa niż moc wytwarzana przez moduł niechłodzony. W przypadku, gdy temperatura niechłodzonego modułu była niższa, maksymalna generowana moc była równo odpowiednio 271,7 ±0,9 W (39,6 ±3,5°C) oraz 263,8 ±0,9 W (47,7 ±3,5°C). Zakładając sekwencyjną pracę systemu chłodzenia i średnią temperaturę powierzchni modułu na poziomie niespełna 40°C (wartość przyjęta na podstawie wyników badań laboratoryjnych), w opisanych warunkach uzysk produkcji wyniósłby co najmniej 6,7%. Termogram ilustrujący różnicę w temperaturze powierzchni modułu niechłodzonego i chłodzonego został pokazany na rysunku 78, a charakterystyki operacyjne badanych modułów – na rysunku 79.

Podobnie sytuacja wyglądała w przypadku, gdy testowane były trzy moduły fotowoltaiczne 3P 160W. Na rysunku 80 widoczne jest, że niechłodzone moduły osiągały temperaturę na poziomie ok. 55–60°C (przy natężeniu promieniowania słonecznego równym ok. 880 ±44 W/m^2). Temperatura modułów chłodzonych była zdecydowanie niższa (25–30°C). Warto zauważyć, że niewystarczający strumień wody – w tym przypadku 6,0 l/min – skutkował nierównomiernym wypływem wody chłodzącej i nierównomiernym chłodzeniem powierzchni modułów fotowoltaicznych (rys. 80b). Z kolei w przypadku zastosowania wypływu wody na odpowiednim poziomie – tj. 8,0 l/min – zapewnione zostało równomierne chłodzenie powierzchni wszystkich trzech modułów (rys. 80c).



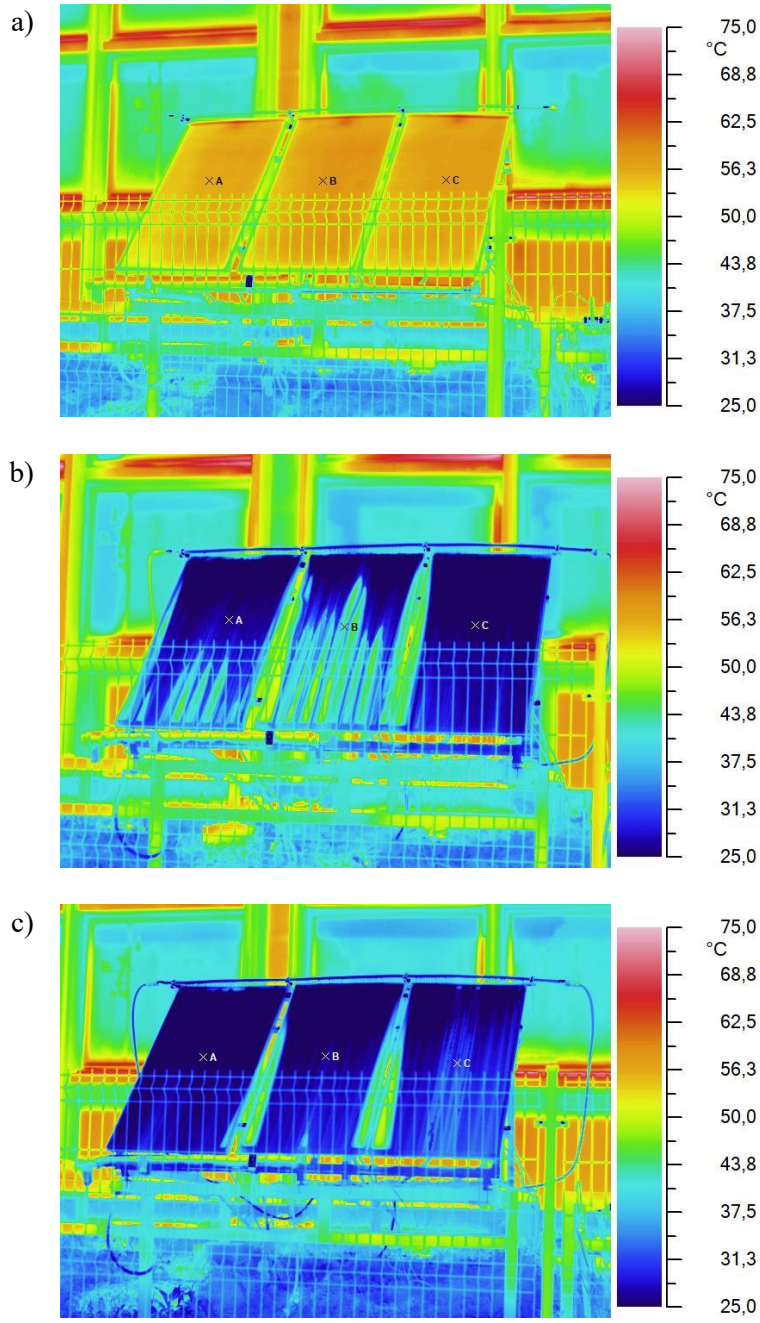
Rys. 78. Termogram ilustrujący różnicę w temperaturze powierzchni modułu niechłodzonego (po prawej stronie) oraz chłodzonego (po lewej stronie)

Fig. 78. Thermal image illustrating the difference in the surface temperature of the uncooled PV panel (on the right) and the cooled PV panel (on the left)



Rys. 79. Charakterystyki pracy testowanego modułu fotowoltaicznego w przypadku zastosowania oraz braku systemu chłodzenia wodnego

Fig. 79. Operating characteristics of the tested PV panel in the case of using a water cooling system and without a water cooling system



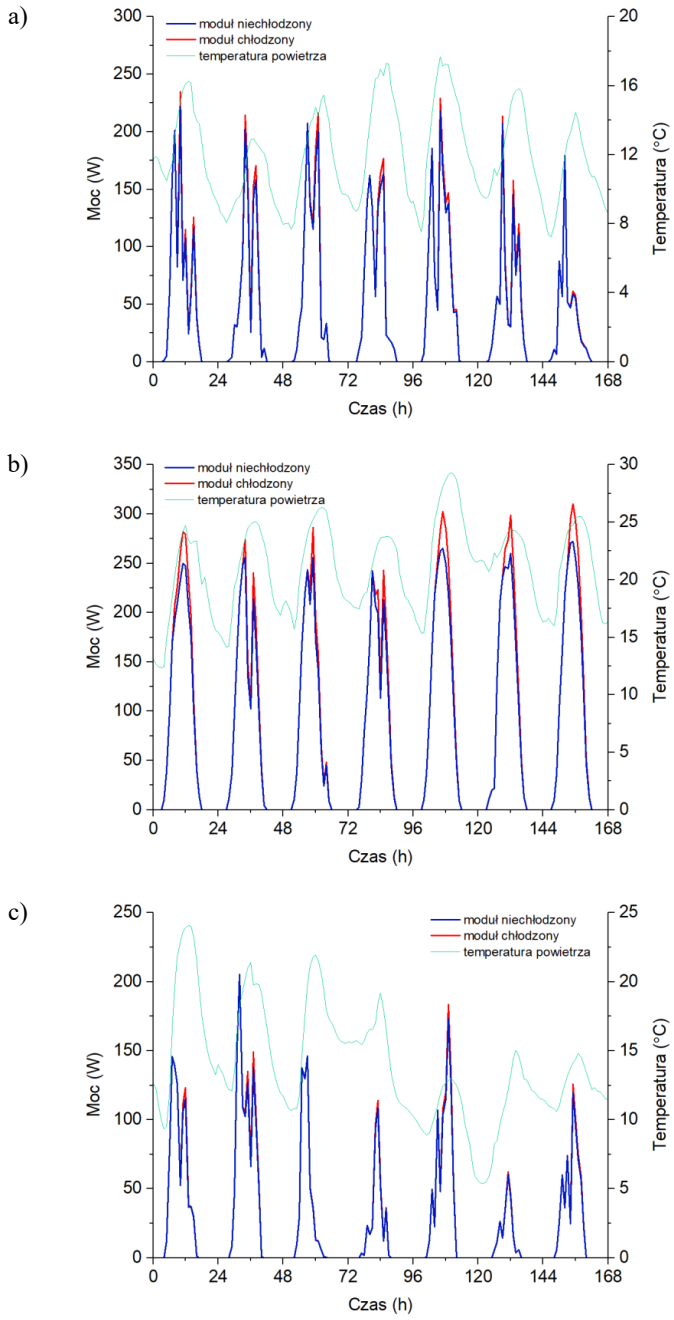
Rys. 80. Termogramy ilustrujące różnicę w temperaturze powierzchni modułu niechłodzonego (a) i chłodzonego (b – zbyt mały przepływ wody chłodzącej, c – prawidłowy przepływ wody chłodzącej)

Fig. 80. Thermal images illustrating the difference in the surface temperature of the uncooled PV panels (a) and cooled PV panels (b – insufficient cooling water flow, c – sufficient cooling water flow)

Poza przykładowymi pomiarami przeprowadzonymi w wybranych momentach w okresie letnim, proponowany system został testowany również w interwałach tygodniowych. Do tego typu badań wykorzystano stanowisko nr 2 wyposażone w dwa moduły fotowoltaiczne EGE -310M-60 (jeden wyposażony w system chłodzenia wodnego, drugi pracujący bez niego). Na rysunku 81 przedstawiono przebieg zmian mocy wytwarzanej w testowanych modułach w wybranych tygodniach roku, w tym w ostatnim tygodniu maja (2023 r.), w ostatnim tygodniu lipca (2022 r.) oraz w ostatnim tygodniu września (2022 r.). Widoczne jest, że największe różnice w wydajności obu testowanych modułów widoczne były przy największych wartościach nasłonecznienia, gdy działanie systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego powodowało znaczące obniżenie temperatury modułu chłodzonego. Sumy tygodniowe wyprodukowanej energii elektrycznej oraz różnica w produkcji energii w module chłodzonym i niechłodzonym zostały zestawione w tabeli 31. Biorąc pod uwagę dane tygodniowe widoczne jest, że średni przyrost mocy modułu chłodzonego wynosi 2,51% w ostatnim tygodniu września, 3,63% w ostatnim tygodniu maja oraz 7,48% w ostatnim tygodniu lipca. Dane te związane są z konkretnym tygodniem pomiarów i są silnie zależne od warunków atmosferycznych, jakie panowały w momencie ich zbierania (pewien obraz warunków może zostać wyciągnięty na podstawie analizy przebiegu zmienności temperatury powietrza zewnętrznego). Warto zwrócić uwagę, że chwilowe (godzinne) przyrosty mocy generowanej przez moduł chłodzony wynosiły nawet kilkanaście procent w momentach największego nasłonecznienia. Maksymalny przyrost mocy został zaobserwowany w lipcu i wyniósł 15,3%.

Podsumowując wyniki badań, należy wspomnieć, że w warunkach rzeczywistych, przy dużej liczbie lokalnie zainstalowanych instalacji fotowoltaicznych, wartość napięcia sieciowego w słoneczne dni może przekroczyć wartość graniczną, która – zgodnie z normą (PN -EN 60038:2012) – wynosi 253 V. Po przekroczeniu poziomu granicznego napięcia następuje odłączenie inwertera od sieci elektroenergetycznej, co z kolei powoduje brak odbioru energii produkowanej przez moduły fotowoltaiczne. Uniknięcie takiej sytuacji jest możliwe w przypadku, gdy w danej lokalizacji nie występuje nadprodukcja energii elektrycznej w modułach PV, instalacja fotowoltaiczna charakteryzuje się wysokim poziomem autokonsumpcji, a także w sytuacji, gdy w instalacji stosowane są inwertery hybrydowe z magazynami energii o odpowiedniej pojemności. Brak przerw w działaniu instalacji fotowoltaicznej jest istotnym czynnikiem wpływającym na ocenę zasadności wdrożenia proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego modułów fotowoltaicznych.

Innym istotnym aspektem, na który należy zwrócić uwagę w kontekście bezpośredniego chłodzenia i czyszczenia modułów fotowoltaicznych, są parametry wody chłodzącej. Najlepsze rezultaty można osiągnąć stosując wodę zdemineralizowaną, charakteryzującą się lekko kwasowym pH oraz pozbawioną zanieczyszczeń gazowych, płynnych i stałych. W zakładanej konfiguracji powoduje to konieczność wdrożenia odpowiedniego systemu uzdatniania (filtracji), gdyż przewidziana do wykorzystania woda deszczowa odznacza się wysoką zawartością O_2, N i CO_2, a ponadto może zawierać sadzę, pyłki roślinne, pył przemysłowy, mikroorganizmy oraz sole mineralne. Parametry wody chłodzącej mogą odgrywać także ważną rolę w kontekście potencjalnej korozji stelaży montażowych. Właściwości korozyjne



Rys. 81. Przebieg zmian mocy generowanej w niechłodzonym i chłodzonym module fotowoltaicznym oraz temperatury powietrza zewnętrznego w wybranym tygodniu maja (a), lipca (b) oraz września (c)

Fig. 81. Variations in the power generated in the uncooled PV panel and cooled PV panel as well as variations in the outdoor air temperature in a selected weeks of May (a), July (b) and September (c)

Tabela 31

Porównanie energi wytwarzanej w niechłodzonym i chłodzonym module fotowoltaicznym w wybranych tygodniach roku

Table 31

Comparison of energy generated in an uncooled PV panel and cooled PV panel in selected weeks of the year

Tydzień	Wytworzona energia [Wh]		Różnica w produkcji energii [%]
	moduł niechłodzony	moduł chłodzony	
Ostatni tydzień maja	7 169,6	7 430,3	3,63
Ostatni tydzień lipca	13 370,6	14 370,0	7,48
Ostatni tydzień września	4 553,3	4 667,9	2,51

wody zależą m.in. od stężenia tlenu rozpuszczonego i innych utleniaczy, stopnia mineralizacji (głównie stężenia chlorków i siarczanów), wartości pH, zasadowości wody oraz zawartości jonów Ca^{2+} i Mg^{2+} (implikujących twardość wody). Generalnie agresywnością wobec metali charakteryzują się wody miękkie i kwaśne, zawierające tlen rozpuszczony oraz wysokie stężenie substancji rozpuszczonych. Kwestie te powinny zostać więc poddane szczegółowej analizie przed wdrożeniem opracowanego rozwiązania do zastosowań komercyjnych.

3.1.5.7. Analiza ekonomiczna możliwości wdrożenia systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego

Oprócz aspektów energetycznych, w ocenie potencjału wdrożeniowego proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego, należy uwzględnić również kwestie ekonomiczne. Ponieważ testowano prototypową wersję systemu, do analizy ekonomicznej przyjęte zostały następujące założenia:

- założono analizę dwóch wariantów instalacji fotowoltaicznej:
  - wariat A – instalacja o mocy 5 kWp (wyposażona w 10 modułów o mocy 500 Wp),
  - wariant B – 10 kWp (wyposażona w 20 modułów o mocy 500 Wp);
- koszt inwestycyjny wdrożenia systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego przyjęto na poziomie 6000 PLN (dla instalacji o mocy 5 kWp) oraz 9000 PLN (dla instalacji o mocy 10 kWp);
- założono zastosowanie chłodzenia sekwencyjnego – instalacje podzielone zostały na sekcje obejmujące po dwa moduły fotowoltaiczne. Przyjęto, że każda sekcja będzie chłodzona przez 60 sekund w odstępie co 5 minut, w związku z czym założono zastosowanie jednej pompy wodnej w wariancie A oraz dwóch pomp wodnych w wariancie B;
- cenę energii elektrycznej przyjęto na poziomie 0,2525 EUR/kWh (w oparciu o średnią cenę na obszarze UE-27 w pierwszej połowie 2022 r.). Na potrzeby przeliczenia kwoty z EUR na PLN przyjęto kurs 1 EUR = 4,5 PLN;
- założono roczny wzrost uzysku produkcji energii elektrycznej na poziomie 7 oraz 10%.

Do obliczenia wskaźników *SPBT*, *NPV* i *PI* wykorzystano odpowiednio równania (9), (10) i (11). Wyniki przeprowadzonej analizy przedstawiono w tabeli 32.

Tabela 32

Analiza ekonomiczna wdrożenia systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego do instalacji fotowoltaicznej o mocy 5 i 10 kWp

Table 32

Economic analysis of the implementation of a water cooling and cleaning system for a 5 and 10 kWp photovoltaic installation

Parametr	Wariant A Instalacja o mocy 5 kWp		Wariant B Instalacja o mocy 10 kWp	
Szacowane koszty inwestycyjne [PLN]	6 000,0		9 000,0	
Szacunkowa roczna produkcja energii elektrycznej (bez systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego) [kWh/rok]	5 373,2		10 746,3	
Zakładany wzrost uzysku produkcji energii [%]	7,0	10,0	7,0	10,0
Szacunkowa roczna produkcja energii elektrycznej (z systemem chłodzenia i czyszczenia wodnego) [kWh/rok]	5 749,3	5 910,5	11 498,5	11 820,9
Szacowany wzrost wytworzonej energii elektrycznej [kWh/rok]	376,1	537,3	752,2	1 074,6
Szacowane korzyści ekonomiczne [PLN/rok]	427,3	610,5	854,7	1 221,0
SPBT [lata]	14,0	9,8	11,7	7,4
NPV (15 lat, r = 8%) [PLN]	–2 342,2	301,4	–1 684,4	2 527,0
PI (15 lat, r = 8%) [–]	0,610	1,050	0,813	1,281

Parametry ekonomiczne obliczone dla przyjętych kryteriów są korzystne dla opcji, która obejmuje wzrost wydajności instalacji fotowoltaicznej o 10%. W takim przypadku, zarówno w wariancie obejmującym instalację o mocy 5 i 10 kWp, inwestycja jest opłacalna (świadczą o tym dodatnie wartości wskaźnika NPV oraz większe od 1 wartości wskaźnika *PI*). Niestety, w przypadku mniejszego wzrostu wydajności instalacji fotowoltaicznej, inwestycja – przy założonych parametrach – nie jest rentowna. Niemniej należy wziąć pod uwagę stale rosnące koszty energii elektrycznej, które powodują, że w przyszłości oszczędności kosztów eksploatacyjnych, wynikające z zainstalowania systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego, mogą być wyższe niż przedstawiono w analizie.

3.1.6. Wnioski

W ramach prac opisanych w niniejszym rozdziale stworzono system chłodzenia i czyszczenia wodnego modułów fotowoltaicznych, a także przeprowadzono cykl prac eksperymentalnych w warunkach laboratoryjnych i rzeczywistych. Na podstawie analizy źródeł literaturowych oraz wcześniejszych doświadczeń zaproponowano rozwiązanie obejmujące bezpośrednie natryskiwanie wody na powierzchnię modułów z wykorzystaniem kolektora zbiorczego usytuowanego nad modułami. System został zaprojektowany w postaci układu zamkniętego, zasilanego w dużym stopniu wodą odpadową. Ponadto założono możliwość odzysku ciepła odebranego od powierzchni modułów i wykorzystania go np. do wstępnego podgrzewu wody użytkowej. W ramach pierwszej części prac eksperymentalnych (badania w warunkach laboratoryjnych) przetestowano różne konfiguracje oraz tryby pracy systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Na potrzeby badań wykorzystano moduł fotowoltaiczny o mocy 70 Wp oraz dedykowany układ kontrolno-pomiarowy. W tej części prac zostały w szczególności określone docelowe parametry kolektora zasilającego, wymagane wartości przepływu wody chłodzącej oraz zalecany tryb pracy (praca sekwencyjna). Na podstawie wyników uzyskanych w ramach prac laboratoryjnych zostało stworzone stanowisko zewnętrzne z modułami fotowoltaicznymi o mocy 160 i 310 Wp, na którym przetestowano działanie opracowanego systemu w warunkach rzeczywistych. Prace eksperymentalne zostały przeprowadzone w trzech przykładowych tygodniach obejmujących okres wiosenny, letni i jesienny. W ramach prac porównano wydajność modułów niechłodzonych oraz modułów wyposażonych w dedykowany system chłodzenia i czyszczenia wodnego. Wyniki uzyskane w toku przeprowadzonych badań posłużyły do przygotowania analizy ekonomicznej, która wykazała zasadność wdrożenia opracowanego systemu przy założeniu określonych warunków operacyjnych.

Podsumowując przeprowadzone prace eksperymentalne, w ogólności można wyciągnąć następujące wnioski:

— wzrost średniej temperatury powierzchni modułu fotowoltaicznego z 26,5 do 56,7°C spowodował obniżenie jego wydajności o 8,7%, podczas gdy wzrost temperatury modułu do 62,5°C skutkował spadkiem wydajności o 10,9% (pierwsza z tych wartości może być notowana w warunkach rzeczywistych, podczas pracy modułów w słoneczne, letnie dni);

— obecność zanieczyszczeń na powierzchni modułu fotowoltaicznego powoduje ograniczenie jego wydajności. W zależności od stopnia zanieczyszczenia (symulowanego przez piasek kwarcowy), w trakcie pomiarów zaobserwowano spadek generowanej mocy na poziomie od 2,28 do 17,96%. Poza ilością zanieczyszczeń istotny był również ich rozkład na powierzchni modułu. Największy spadek wydajności nastąpił w czasie symulacji zanieczyszczenia dolnego rzędu ogniw fotowoltaicznych. Wynika stąd, że na obszarach o dużym zanieczyszczeniu powietrza, wdrożenie dedykowanego systemu czyszczącego może znacząco poprawić wydajność pracy instalacji fotowoltaicznej;

— ograniczenia wydajności modułów fotowoltaicznych spowodowane wysoką temperaturą i/lub obecnością zanieczyszczeń można rozwiązać wprowadzając dedykowany system bezpośredniego chłodzenia i czyszczenia wodnego. W trakcie badań zaobserwowano, że właściwa konfiguracja kolektora zasilającego i odpowiedni dobór przepływu wody są kluczowe dla zapewnienia wysokiej wydajności procesu chłodzenia i czyszczenia. W zależności od konfiguracji układu, uzyskany w warunkach laboratoryjnych wzrost mocy generowanej w testowanym module fotowoltaicznym wynosił od 8 do 11%. Największy przyrost mocy uzyskano przy zastosowaniu kolektora zbiorczego o średnicy 16 mm posiadającego otwory o średnicy 1,5 mm rozmieszczone co 20źmm (zastosowany przepływ wody wynosił 4,0 l/min);
— średni przyrost temperatury wody chłodzącej w czasie prac laboratoryjnych wahał się od 1,6 do 8,4 K, a moc cieplna odbierana przez wodę od powierzchni testowanego modułu zmieniała się od 1727,2 W (wartość obserwowana w 1. minucie po włączeniu przepływu wody) do 309,6 W (wartość obserwowana w 5. minucie po włączeniu przepływu wody);
— dla ograniczenia ilości energii elektrycznej pobieranej przez pompę wody chłodzącej, działanie systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego może być realizowane w trybie sekwencyjnym. Chłodzenie przez okres jednej minuty z przerwami liczącymi 4–5 minut umożliwiło osiągnięcie średniej temperatury testowanego modułu na poziomie niższym niż 40°C. W praktyce możliwe jest więc dokonanie podziału pól instalacji fotowoltaicznej na kilka części i interwałowe chłodzenie każdej z nich;
— wyniki prac eksperymentalnych przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych zostały potwierdzone w toku badań realizowanych w warunkach polowych. Badania modułu fotowoltaicznego wyposażonego w system chłodzenia i czyszczenia wodnego, przeprowadzone w słoneczny letni dzień, wykazały wzrost jego wydajności o 11,8% w stosunku do analogicznego modułu niechłodzonego. Ponadto, pomiary przeprowadzone w wybranych tygodniach wiosennych, letnich i jesiennych wykazały średni wzrost wydajności modułu chłodzonego odpowiednio o 2,51, 7,48 oraz 3,63% (wartości te wynikały z warunków pogodowych występujących w czasie badań, w tym natężenia promieniowania słonecznego, stopnia zachmurzenia i temperatury powietrza);
— szacowany prosty okres zwrotu inwestycji (SPBT) waha się od 7,4 do 14,0 lat, w zależności od zakładanej mocy instalacji fotowoltaicznej oraz potencjalnego wzrostu wydajności modułów. Obliczona dla okresu 15 lat wartość bieżąca netto (NPV) wyniosła maksymalnie 2527 PLN, a odpowiadający jej wskaźnik rentowności (PI) był równy 1,281;
— dalsze prace badawczo-rozwojowe obejmować będą w szczególności badania sezonowej wydajności modułów fotowoltaicznych w rzeczywistych warunkach pracy. W badaniach uwzględnione zostaną ponadto kwestie związane z parametrami wody chłodzącej, w tym wody sieciowej i wody opadowej (monitorowany będzie m.in. stopień jej mineralizacji, pH oraz zawartość zanieczyszczeń gazowych i stałych). Pod uwagę wzięte zostanie także potencjalne oddziaływanie korozyjne wody na elementy kon-

strukcyjne instalacji oraz przeciwdziałanie potencjalnemu rozwojowi glonów i innych organizmów. Na podstawie wyników prac przygotowane zostaną modele matematyczne opisujące parametry pracy modułów fotowoltaicznych wyposażonych w system chłodzenia i czyszczenia wodnego pod kątem zastosowania ich m.in. w narzędziach przeznaczonych do prowadzenia symulacji dynamicznych.

3.2. Badanie możliwości wykorzystania skoncentrowanego promieniowania słonecznego do poprawy wydajności ogniw fotowoltaicznych

Jednym z aktualnych trendów badawczych w kontekście fototermicznej i fotowoltaicznej konwersji energii promieniowania słonecznego jest rozwój i wykorzystanie koncentratorów promieniowania słonecznego (*CSP*, z ang. *Concentrated Solar Power*), które zwiększają wielkość energii możliwej do wykorzystania poprzez koncentrację dużej ilości promieniowania słonecznego na małym obszarze. Moduły fotowoltaiczne wykorzystujące efekt koncentracji energii określa się mianem systemów *CPV* (z ang. *Concentrated Photovoltaic*). Biorąc pod uwagę stopień skupiania promieniowania słonecznego *CR* (określający, w jakim stopniu strumień promieniowania słonecznego padający na ogniwo jest zwiększany (Marszałek i in. 2022), można wyróżnić następujące rodzaje systemów *CPV*:

- nisko skupiające koncentratory promieniowania słonecznego *LCPV* (z ang. *Low Concentrator Photovoltaic*) – złożone koncentratory paraboliczne (*CPC*), koncentratory dielektryczne całkowitego wewnętrznego odbicia (*DTIRC*), koncentratory z segmentami zwierciadeł ułożonych na kształt ściętego stożka (*V-trough*);
- średnio skupiające koncentratory promieniowania słonecznego *MCPV* (z ang. *Medium Concentrator Photovoltaic*) – liniowo skupiające koncentratory Fresnela, koncentratory słoneczne z kropkami kwantowymi (*QDC*);
- wysoko skupiające koncentratory promieniowania słonecznego *HCPV* (z ang. *High Concentrator Photovoltaic*) – punktowo skupiające koncentratory Fresnela, talerzowe koncentratory paraboliczne.

Klasyfikacja koncentrycznych systemów fotowoltaicznych z uwagi na stopień skupienia promieniowania słonecznego została przedstawiona w tabeli 33.

W rozwiązaniach układów skoncentrowanego promieniowania słonecznego powszechnie wykorzystuje się wielozłączowe ogniwa fotowoltaiczne, które ponad dwukrotnie zwiększają wydajność przetwarzania energii promieniowania słonecznego na energie elektryczną w porównaniu do klasycznych ogniw jednozłączowych. Ogniwa te zbudowane są z kilku warstw różnych półprzewodników, dzięki czemu wykorzystują znacznie szerszy zakres promieniowania słonecznego niż ogniwa jednowarstwowe. Przekłada się to na uzyskanie wydajności dochodzącej do 47,6% (Choubey i in. 2012; Green 2023). Ogniwa wielowarstwowe są jednak znacznie droższe od ogniw jednozłączowych o takiej samej powierzchni, dlatego też wykorzystanie skoncentrowanego promieniowania słonecznego jest w ich przypadku uzasadnione (koszt układu skupiającego promieniowanie słoneczne w formie zwierciadła lub soczewki

Tabela 33

Podstawowe rodzaje instalacji CPV (Ju i in. 2017a; Gonzalo i in. 2019)

Table 33

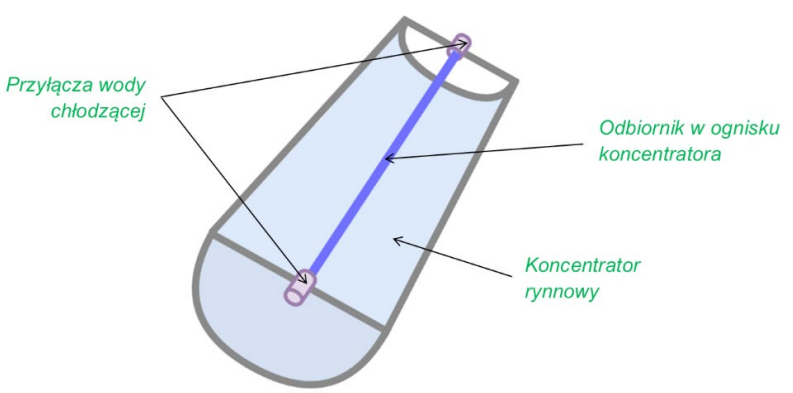
Basic types of CPV installations

	Stopień skupiania	Rodzaj konwertera	System nadążny
Koncentratory niskoskupiające (*LCPV*)	1,5–10,0 słońc	ogniwa krystaliczne	jednoosiowy lub brak
Koncentratory średnioskupiające (*MCPV*)	10–300 słońc	ogniwa krystaliczne lub cienkowarstwowe	jedno- lub dwuosiowy
Koncentratory wysokoskupiające (*HCPV*)	300–2000 słońc	ogniwa wielozłączowe	dwuosiowy

jest niższy niż koszt wytworzenia ogniwa wielozłączowego o dużej powierzchni). W efekcie, wykorzystanie ogniw wielozłączowych w systemach CPV o wysokiej koncentracji może umożliwić uzyskanie niższych kosztów produkcji energii elektrycznej w przeliczeniu na kWh niż w klasycznych ogniwach jednozłączowych (Paap i in. 2014). Z drugiej strony, z uwagi na wysokie koszty ogniw wielozłączowych, w systemach fotowoltaicznych o niskiej koncentracji na ogół wykorzystuje się klasyczne ogniwa krzemowe (Fieducik 2016).

Do najważniejszych parametrów systemów CPV należy współczynnik koncentracji (Yamaguchi i in. 2005), rodzaj zastosowanych ogniw fotowoltaicznych (Yongfeng i in. 2009) oraz zapewnienie skutecznej metody odprowadzania ciepła z ogniw słonecznych (Royne i in. 2005). Wybór metody chłodzenia jest zwykle oparty na typie koncentratora i współczynniku koncentracji. Ciepło odebrane od powierzchni ogniw jest traktowane jako ciepło odpadowe. Niemniej, istnieją systemy *CPVT* (z ang. *Concentrated Photovoltaic Thermal*), które – będąc połączeniem skoncentrowanych systemów fotowoltaicznych i kolektorów hybrydowych (*PV*/*T*) – wychwytują ciepło odpadowe do późniejszego zastosowania. Koncentracja promieniowania słonecznego w systemach *CPVT* prowadzi do wyższych strumieni energii przepływających na mniejszych obszarach, co jest korzystne z dwóch powodów. Po pierwsze, potrzeba mniejszych ogniw słonecznych. Po drugie, skoncentrowany strumień ciepła pozwala na uzyskanie wysokiej temperatury na wylocie układu (najczęściej jest to temperatura na poziomie wyższym niż 60°C). W ten sposób, dzięki aktywnemu chłodzeniu, ciepło to można odzyskać i wykorzystać do np. zastąpienia energii wytwarzanej przez paliwa kopalne w celu ogrzewania pomieszczeń lub wytwarzania ciepłej wody użytkowej (Sharaf i in. 2015; Ju i in. 2017b). Odbiornik ciepła może być wykonany z aluminium i posiadać kształt cylindryczny, półcylindryczny (Gakkhar i in. 2020), trójkątny (Mohsenzadeh i in. 2017) lub prostokątny (Chaabane i in. 2013). Jako czynnik roboczy stosowana jest powszechnie woda. Z drugiej strony, należy zwrócić uwagę na ryzyko związane z potencjalnymi przerwami w działaniu układu chłodzenia (spowodowane np. uszkodzeniem pompy czynnika chłodzącego lub chwilowymi przerwami w dostawie energii elektrycznej z sieci), które mogą skutkować uszkodzeniem ogniw fotowoltaicznych wskutek nadmiernego wzrostu ich temperatury. Dlatego też

w instalacjach wykorzystujących skoncentrowane promieniowanie słoneczne należy wdrożyć awaryjne systemy zabezpieczające w postaci układów zasilania awaryjnego (w tym UPS, generatory prądotwórcze) lub układów automatycznego odwracania powierzchni koncentrującej od kierunku padania promieni słonecznych (np. siłowniki ze sprężyną zwrotną). Przykładowy schemat koncentratora CPVT przedstawiono na rysunku 82.



Rys. 82. Przykładowy schemat koncentratora CPVT

Fig. 82. An example scheme of a CPVT unit

Koncentratory promieniowania słonecznego znajdują zastosowanie m.in. w instalacjach prądotwórczych (elektrownie słoneczne) (Praveen i Mouli 2022), w układach odsalania (Ziyaei i in. 2021), systemach chłodzenia słonecznego (Arabkoohsar i Sadi 2020), a także w procesach przemysłowych (Immonen i in. 2022) i chemicznych (Ouagued i in. 2018). Zastosowanie koncentratorów promieniowania słonecznego związane jest przede wszystkim z sektorem komercyjnym i przemysłowym, jednak podejmowane są próby wykorzystania tego typu układów w małych instalacjach przydomowych.

3.2.1. Aktualny stan wiedzy

Polska i światowa literatura zawiera szereg przykładów poświęconych systemom CPV i CPVT. Jednym z podstawowych aspektów poruszanych w badaniach jest zapewnienie właściwej konstrukcja koncentratorów. Do najbardziej pożądanych cech układu optycznego można zaliczyć dostosowanie do wysokich poziomów koncentracji, jednorodność promieniowania na odbiorniku, modułowość, miniaturyzację rozmiaru oraz opłacalność ekonomiczną (Feuermann i Gordon 2001). El-Samie i in. (2020) dokonali analizy trójwymiarowego modelu numerycznego hybrydowego koncentratora promieniowania słonecznego CPVT o niskim poziomie koncentracji. Symulacje bazowały na wykorzystaniu analiz optycznych, termicznych i elektrycznych, które posłużyły do wyboru medium przenoszącego ciepło i doboru kształtu radiatorów. Opracowany model został zweryfikowany doświadczalnie. W trak-

cie badań sprawność cieplna wyniosła ponad 48%, a sprawność elektryczna przekroczyła poziom 7%. Houcine i in. (2017) wykorzystali metodę *Ray Tracing* do analizy parametrów pracy parabolicznego kolektora słonecznego z układem śledzenia Słońca w warunkach klimatycznych Monastiru w Tunezji. Metoda *Ray Tracing* została wykorzystana do zbadania lokalnego rozkładu gęstości strumienia ciepła oraz symulacji dziennych zysków energetycznych. Przedstawiona metodologia, po walidacji, została wykorzystana do przygotowania ulepszeń instalacji. Zweryfikowany projekt systemu pozwolił na zwiększenie wydajności produkcji energii o ok. 33%. Wang i in. (2023) przeanalizowali system CPVT bazujący na wykorzystaniu filtra optycznego z nanocząsteczkami oraz kompaktowego koncentratora z wieloma lustrami. Uzyskane wyniki pokazały, że dla długości fali 250–2500 nm, średni współczynnik transmisji i średni współczynnik absorpcji wynosiły 69,1 i 30,9%. W konsekwencji wydajność optyczna systemu została określona na poziomie 0,949. Z kolei maksymalną moc wyjściową modułu fotowoltaicznego oszacowano jako 1769,9 W, przy sprawności elektrycznej 30,3% oraz sprawności cieplnej 19,4%). Renno i Petito (2019) przedstawili dynamiczny model liniowej instalacji CPVT opartej na wielozłączowym ogniwie słonecznym. Analizy zostały przeprowadzone w oprogramowaniu TRNSYS. Autorzy stwierdzili, że w przypadku współczynnika koncentracji 100x, przy użyciu 720 ogniw In-GaP/InGaAs/Ge o sprawności 39,6%, możliwe jest osiągnięcie dziewięcioletniego okresu zwrotu z inwestycji. Przedstawiona instalacja pozwoliła zaspokoić 53% rocznego zapotrzebowania na ciepło użytkownika mieszkalnego i 61% jego całkowitego zapotrzebowania na energię. Calise i Vanoli (2012) przedstawili procedurę projektowania i symulacji instalacji CPVT. W opisanym rozwiązaniu monokrystaliczne ogniwa krzemowe zostały umieszczone w dolnej części odbiornika, podczas gdy górna powierzchnia została pokryta warstwą absorbującą. Zaimplementowano szczegółowy model matematyczny do teoretycznego opisu temperatury osiąganej w głównych elementach instalacji oraz przepływów energii. Przeprowadzona analiza wykazała, że ogólna wydajność systemu była wyższa o ok. 25% w przypadku, gdy temperatura czynnika roboczego przekraczała 100°C. Podobne wyniki otrzymali Otanicar i in. (2015) dla ogniw krzemowych. Sarmah i Mallick (2015) przedstawili układ koncentratora CPV z niskim poziomem koncentracji oraz szerokością odbiornika równą 6 mm. W celu zapewnienia stacjonarnego trybu pracy, przewidzianego dla wyższych szerokościach geograficznych (>55°), parametry systemu zostały przystosowane do względnego ruchu Słońca po nieboskłonie. Prototypowy system CPV został zbudowany z 28 ogniw słonecznych, które zostały podzielone na dwa łańcuchy. Następnie przeprowadzono analizę wydajności opracowanego urządzenia i porównano ją z podobnym układem pracującym bez udziału skoncentrowanego promieniowania słonecznego. Pomiary zostały wykonane w ciągu trzech dni przy różnych warunkach pogodowych. Wyniki wykazały, że zaprojektowany koncentrator zapewnia większa wydajność pracy ogniw fotowoltaicznych. Maksymalna moc wyjściowa systemu CPV w trakcie słonecznego dnia wyniosła 5,88 W (przy natężeniu promieniowania słonecznego 943 W/m^2) i była 2,27 razy wyższa niż w przypadku typowego modułu. Z kolei w deszczowy dzień średnia moc uzyskana w systemie CPV wyniosła 0,13 W i była 2,17 razy wyższa od mocy modułu odniesienia.

Biorąc pod uwagę instalacje mikroskalowe, Filipowicz i in. (2012) omówili możliwości wykorzystania skoncentrowanego promieniowania słonecznego w warunkach polskich. Autorzy przedstawili ponadto wyniki badań przeprowadzonych z wykorzystaniem koncentratora promieniowania słonecznego, do budowy którego wykorzystano lustro paraboliczne o średnicy 1,2 m oraz folię odbijającą. Wykazano, że wysokotemperaturowe ciepło można łatwo przekonwertować na inne formy energii – np. pracę mechaniczną. Do demonstracji tego efektu wykorzystano specjalnie skonstruowany model silnika Stirlinga. Następnie, zaprezentowano możliwość transportu światła z układu koncentratora za pomocą kabla światłowodowego oraz możliwość zwiększenia wydajności ogniw fotowoltaicznych. W zależności od umieszczenia testowanego ogniwa względem ogniska uzyskano zwiększenie mocy na poziomie 1,4–6,8. Możliwość doświetlania wnętrz z wykorzystaniem skupionego promieniowania słonecznego została opisana również w pracy (Przenzak 2016). Autorka zaprezentowała wyniki symulacji komputerowych układu transportującego skupione światło za pomocą światłowodów. Dzięki temu możliwe było przedstawienie sposobu propagacji światła wewnątrz światłowodu, a także rozkładu natężenia promieniowania na istotnych powierzchniach systemu. W rezultacie wykazano, że skoncentrowane promieniowanie słoneczne może być z powodzeniem zastosowane do celów oświetleniowych. Przenzak i in. (2016) omówili w swojej pracy wyniki symulacji komputerowych poświęconych optymalizacji wysokotemperaturowego odbiornika ciepła dla skoncentrowanego promieniowania słonecznego w oparciu o metodę *Ray Tracing* oraz obliczeniową dynamikę płynów. Analizowany odbiornik stanowił część koncentratora promieniowania słonecznego, który charakteryzował się dwoma ogniskowymi. Pierwszym celem było określenie najlepszej lokalizacji absorbera w obrębie wyszczególnionych ognisk. W tym celu wygenerowano mapy i wykresy rozkładu intensywności promieniowania pochłanianego przez odbiornik. Uzyskane dane wykorzystano do obliczenia temperatury czynnika roboczego przepływającego przez odbiornik ciepła. Następnie przeanalizowano powierzchniowy i przestrzenny rozkład temperatury w odbiorniku ciepła oraz zmiany temperatury czynnika. Przeprowadzone badania pozwoliły na poprawę geometrii odbiornika oraz dobór odpowiedniego przepływu czynnika roboczego. Figaj i in. (2019) dokonali analizy łączącej metodę śledzenia promieni, obliczeniową dynamikę płynów oraz analizę systemu chłodzenia opartego na koncentratorze parabolicznym. Przedstawione badania pokazują, że możliwe jest osiągnięcie ponad 30% wydajności chłodzenia słonecznego przy użyciu koncentratora i chłodziarki absorpcyjnej oparte na mieszaninie bromku litu (LiBr) z wodą. Prosty zwrot kosztów instalacji wyniósł od 8 do 23 lat, w zależności od lokalizacji. Przykład wykorzystania soczewki Fresnela do zwiększenia wydajności modułu fotowoltaicznego został przedstawiony w pozycji (Sornek i in. 2018). Wyniki prac eksperymentalnych porównano z rezultatami symulacji dynamicznych, które zostały wykonane w oprogramowaniu TRNSYS. Wykazano, że zastosowanie soczewek Fresnela umożliwia poprawę wydajność modułów fotowoltaicznych o ok. 7%. Możliwość zwiększenia wydajności modułów fotowoltaicznych poprzez przekierowanie promieniowania słonecznego została przeanalizowana przez Żołądka i in. (2019). W pracy wykazano, że przekierowanie promieniowania słonecznego za pomocą luster umieszczonych na dachu budynku pozwoliło na zwiększenie rocznej produkcji energii elektrycznej w instala-

cji fotowoltaicznej o 20–45%. Idąc dalej, Karellas i Braimakis (2016)przeanalizowali możliwość wdrożenia na wyspie Milos systemu trigeneracyjnego opartego na wykorzystaniu energii promieniowania słonecznego i biomasy. Badana konfiguracja obejmowała układ ORC, kocioł na biomasę oraz koncentrator słoneczny. System posiadał moc elektryczną 1,4 kW, moc cieplną 53,5 kW oraz moc chłodniczą 5,0 kW. Stwierdzono, że sprawność netto wytwarzania energii elektrycznej wynosi w tak skonfigurowanym systemie 2,38%, a okres zwrotu inwestycji jest zbliżony do 7 lat. Bellos i in. (2018) przetestowali system poligeneracyjny do chłodzenia, produkcji energii elektrycznej, zbudowany z kotła na biomasę oraz koncentratora promieniowania słonecznego. Na podstawie uzyskanych wyników stwierdzono, że roczna efektywność energetyczna wyniosła 51,26%, a okres zwrotu inwestycji został oszacowany na pięć lat.

Ogólny wniosek z analizy źródeł literaturowych wskazuje, że systemy CPV i CPVT zyskują coraz większa popularność. Zastosowanie tego typu rozwiązań przynosi korzyści zarówno w instalacjach domowych, jak i przemysłowych, zapewniając wyższą produkcję ciepła i energii elektrycznej w porównaniu z klasycznymi modułami fotowoltaicznymi i kolektorami słonecznymi. Prawidłowo zaprojektowane systemy CPVT mogą osiągnąć ogólną sprawność na poziomie 70%, przy sprawności elektrycznej około 25% (Daneshazarian i in. 2018).

3.2.2. Problematyka przeprowadzonych prac eksperymentalnych

W ramach omówionych w tym rozdziale prac zaprojektowano i wykonano prototyp rynnowego koncentratora promieniowania słonecznego, który może zostać wykorzystany do zwiększenia wydajności ogniw fotowoltaicznych oraz do ogrzania wody użytkowej. Stworzony układ zalicza się do koncentratorów niskoskupiających, które z jednej strony charakteryzują się niższą wydajnością od koncentratorów wysokoskupiających, ale z drugiej odznaczają się niższymi kosztami inwestycyjnymi. W trakcie pracy promienie słoneczne są odbijane i skupiane na aluminiowym odbiorniku umieszczonym w ognisku koncentratora. Odbiornik został zaprojektowany w formie sześcianu o geometrii dostosowanej do parametrów koncentratora rynnowego. Trzy ściany odbiornika mogą pracować przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym, a kolejne trzy w tym samym czasie przy promieniowaniu bezpośrednim. Czynnik roboczy przepływający przez wnętrze odbiornika odbiera ciepło od ogniw fotowoltaicznych zainstalowanych na zewnętrznych ścianach odbiornika. W ten sposób możliwa jest z jednej strony poprawa wydajności ogniw, a z drugiej strony – wykorzystanie ciepła odpadowego na cele użytkowe. Skumulowany efekt zastosowania koncentracji promieniowania słonecznego, chłodzenia oraz śledzenia względnej pozycji Słońca pozwala uzyskać co najmniej kilkunastoprocentowy wzrost mocy wytwarzanej w ogniwach fotowoltaicznych względem klasycznych systemów.

Przedstawione w niniejszym rozdziale prace eksperymentalne stanowią rozwinięcie badań opisanych w pozycji (Sornek i in. 2023b). Uprzednio przeprowadzone prace eksperymentalne zostały rozwinięte m.in. o analizę dodatkowych scenariuszy pracy ogniw fotowoltaicznych

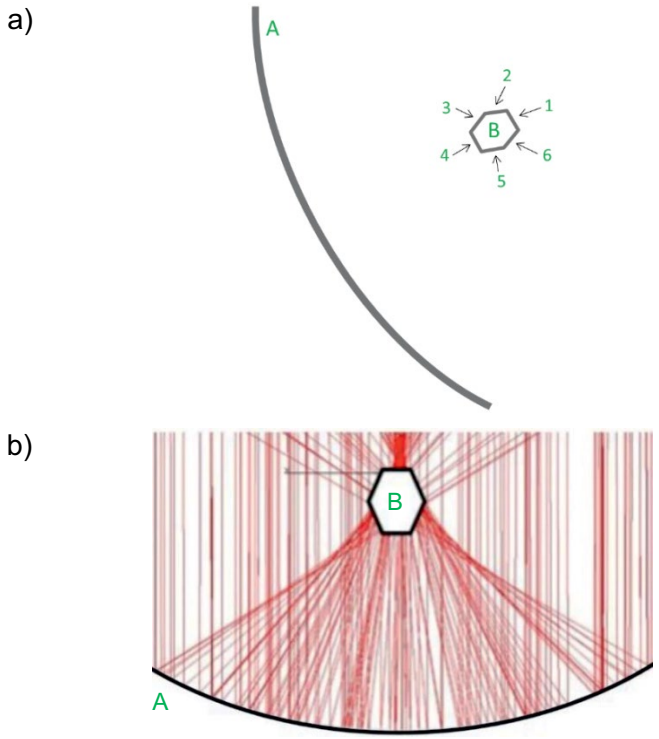
oraz o badania wstępnie ukończonej wersji prototypu. W efekcie zweryfikowane zostały pierwotne założenia i wyciągnięte zostały wnioski dotyczące możliwości dalszego rozwoju proponowanego systemu.

3.2.3. Stanowisko badawcze

Stanowisko badawcze zostało zlokalizowane na dachu jednego z budynków dydaktycznych Wydziału Energetyki i Paliw Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. Stanowisko zostało wyposażone w dedykowaną konstrukcję rynnowego koncentratora promieniowania słonecznego, odbiornik z zamontowanymi ogniwami fotowoltaicznymi, dwuosiowy układ nadążny oraz system kontrolno-pomiarowy. Koncentrator promieniowania słonecznego stanowi zakrzywiona konstrukcja z poliwęglanu o długości 2 m, na której zamocowane zostały elementy lustra (w postaci prostokątnych pasków). Koncentrator został wyprofilowany w oparciu o elipsę o osiach równych odpowiednio 60,3 i 40,3 cm (wymiary te określono w drodze symulacji przeprowadzonych w oprogramowaniu TracePRO z wykorzystaniem metody *Ray Tracing*). W efekcie ogniskowa koncentratora wynosi ok. 33,0 cm. Na rysunku 83b widoczne jest, że przy tak przyjętych parametrach geometrycznych koncentratora, wszystkie promienie słoneczne odbite od jego powierzchni są skupiane na trzech dolnych ściankach odbiornika.

Zlokalizowany w ognisku koncentratora odbiornik został wykonany z aluminium i zaprojektowany w taki sposób, aby możliwy był montaż ogniw fotowoltaicznych na każdej z jego sześciu ścianek. W efekcie, ogniwa fotowoltaiczne zlokalizowane na trzech dolnych ściankach (ścianki nr 3, 4 i 5, zgodnie z rys. 83a) mogą pracować z wykorzystaniem skoncentrowanego promieniowania słonecznego, a ogniwa umieszczone na trzech górnych ściankach (ścianki nr 1, 2 i 6, zgodnie z rys. 83a) – z wykorzystaniem promieniowania bezpośredniego. Wewnątrz odbiornika przepływa medium robocze (woda), które odbiera ciepło od ogniw, zapewniając z jednej strony ich chłodzenie, a z drugiej – możliwość wykorzystania ciepła odpadowego na cele użytkowe. Dla zwiększenia efektywności wymiany ciepła wewnątrz odbiornika zostały zastosowane dodatkowe radiatory (rys. 84b). Powierzchnia wymiany ciepła odbiornika wynosi 0,6 m^2 (0,1 m^2 na każdą z sześciu ścianek), a współczynnik koncentracji *CR* wynosi odpowiednio ok. 4,0. Ogólny schemat odbiornika został pokazany na rysunku 84.

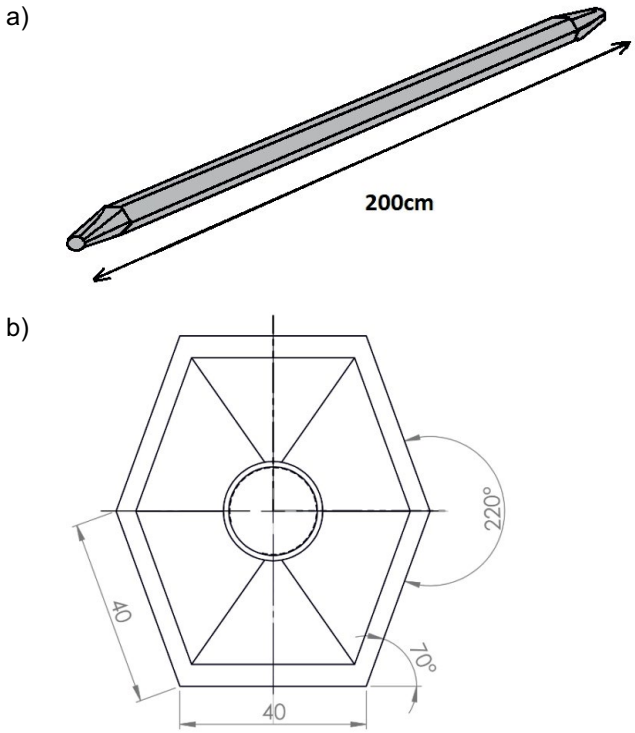
W celu zapewnienia efektywnej pracy koncentratora, został on wyposażony w układ śledzenia położenia Słońca. Na potrzeby badawcze wdrożony system nadążny był systemem dwuosiowym. Mechanizm systemu nadążnego został oparty na dwóch siłownikach liniowych, z których jeden odpowiadał za ruch w kierunku poziomym, a drugi – w kierunku pionowym. W systemie zastosowano czujnik natężenia promieniowania słonecznego, który w sposób ciągły przesyłał informację do sterownika. Na podstawie porównania wskazań fotodiod umieszczonych w czujniku, sterownik wysyłał sygnały sterujące do siłowników liniowych w celu skierowania powierzchni koncentratora w stronę większego natężenia promieniowania słonecznego. Przykład czujnika wyposażonego w układ ośmiu fotodiod (po cztery na każdą oś) został pokazany na rysunku 85.



Rys. 83. Ogólny schemat koncentratora (A) z odbiornikiem ciepła (B) przystosowanym do montażu ogniw słonecznych na sześciu ściankach (1–6) z uwzględnieniem wyników symulacji w oprogramowaniu TracePRO

Fig. 83. General scheme of the concentrator (A) with a heat receiver (B) adapted to install solar cells on six walls (1–6) considering the simulation results in the TracePRO software

W trakcie opisanych prac badawczych, na powierzchni odbiornika zostały umieszczone dwa typy ogniw fotowoltaicznych: ogniwa monokrystaliczne typu *front-contact* (ze zbiorczymi elektrodami umieszczonymi na ich powierzchni) oraz ogniwa monokrystaliczne typu *back-contact* (w których zbiorcze elektrody znajdują się z tyłu ogniw). Do montażu ogniw wykorzystano klej termoprzewodzący o współczynniku przewodzenia ciepła $\lambda = 1{,}0$ W/(mK). Podstawowe parametry elektryczne zastosowanych ogniw zestawiono w tabeli 34. Ogniwa fotowoltaiczne zostały połączone szeregowo i ułożone w łańcuchy, z których każdy zawierał sześć ogniw. W pierwszej części prac eksperymentalnych (serie pomiarowe S_1–S_2) testowano ogniwa monokrystaliczne typu *front-contact*, które zostały umieszczone na powierzchniach nr 1 i 4 (po dwa łańcuchy na każdej powierzchni, a więc łącznie 24 ogniwa). Dwa z łańcuchów działały przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym (12 ogniw zainstalowanych na powierzchni nr 4), podczas gdy kolejne dwa działały przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym (12 ogniw zainstalowanych na powierzchni nr 1). W kolejnej fazie badań dodane zostały dwa łańcuchy ogniw monokrystalicznych typu *back-contact* (se-



Rys. 84. Ogólny schemat odbiornika ciepła

Fig. 84. General scheme of the heat receiver

Rys. 85. Czujnik natężenia promieniowania słonecznego wykorzystywany do kontroli ustawienia koncentratora promieniowania słonecznego

Fig. 85. Solar radiation intensity sensor used to control the setting of the concentrator

ria pomiarowa S_3). W ostatniej części prac testowano finalną wersję prototypu odbiornika, który wyposażony został w sześć łańcuchów zawierających 72 ogniwa monokrystaliczne typu *back-contact* umieszczone na powierzchniach 1–6 (seria pomiarowa S_4).

Tabela 34

Podstawowe parametry ogniw fotowoltaicznych wykorzystanych w trakcie pomiarów

Table 34

Basic parameters of solarcells used during measurements

Parametr	Ogniwo A (monokrystaliczne typu *front-contact*)	Ogniwo B (monokrystaliczne typu *back-contact*)
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	1,45	1,70
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	0,53	0,57
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	2,74	2,98
Napięcie obwodu otwartego U_{OC} [V]	0,63	0,73
Natężenie prądu zwarcia I_{SC} [A]	3,04	3,16
Wymiary [m]	0,16 · 0,04	0,16 · 0,04

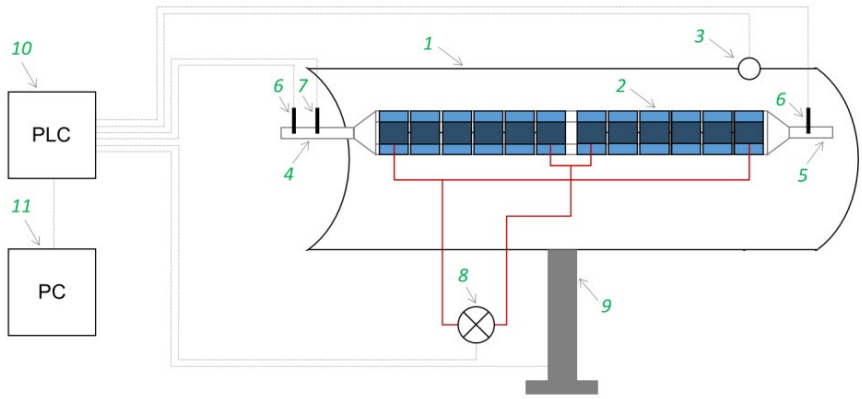
Działanie opracowanego koncentratora było kontrolowane z wykorzystaniem systemu kontrolno-pomiarowego bazującego na sterowniku PLC (wraz z modułami rozszerzeń) oraz odpowiednio dobranych czujnikach pomiarowych. Na etapie badań kontrolowane były następujące parametry: napięcie i natężenie prądu generowanego w ogniwach fotowoltaicznych, natężenie promieniowania słonecznego, temperatura wody na wlocie i wylocie z odbiornika oraz przepływ wody chłodzącej. Wszystkie mierzone parametry były przetwarzane za pomocą oprogramowania CoDeSys 2.9 przy użyciu specjalnie opracowanej wizualizacji. Ogólny schemat stanowiska badawczego oraz widok rzeczywisty został pokazany na rysunku 86.

3.2.4. Procedura badawcza

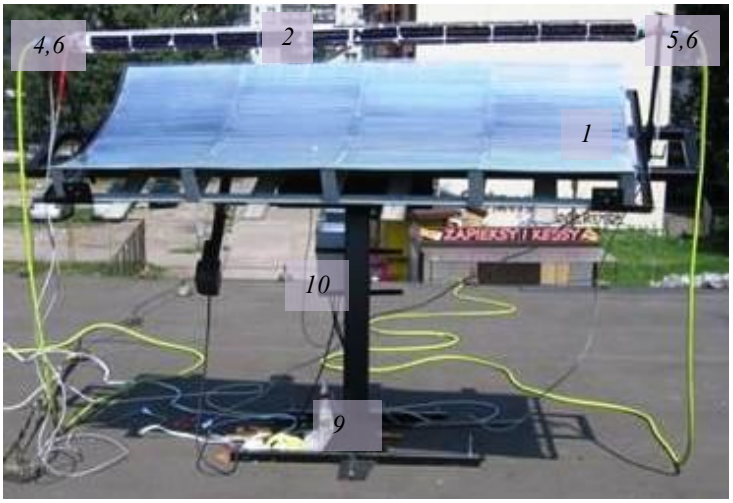
Prace eksperymentalne zostały podzielone na trzy zasadnicze części. W pierwszej części porównano parametry pracy monokrystalicznych ogniw fotowoltaicznych typu *front-contact* zainstalowanych na powierzchni odbiornika do oceny jednorodności wytwarzania energii elektrycznej (pod kątem oceny jakości samych ogniw oraz poprawności wykonania koncentratora promieniowania słonecznego). Druga część pomiarów obejmowała określenie wydajność pracy tych samych w trzech wybranych wariantach operacyjnych (tab. 35):

— wariant A: ogniwa fotowoltaiczne pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym z aktywnym systemem nadążnym, bez działającego systemu chłodzenia – seria pomiarowa S_2A;

a)



b)



Rys. 86. Ogólny schemat (a) i widok rzeczywisty (b) stanowiska badawczego (1 – rynnowy koncentrator promieniowania słonecznego, 2 – odbiornik, 3 –ogniwa PV, 4 – pyranometr, 5 – wlot zimnej wody, 6 – wylot ciepłej wody, 7 – czujnik temperatury, 8 – wodomierz, 9 – obciążenie elektroniczne, 10 – stelaż z systemem nadążnym, 11 – szafa sterownicza, 12 – komputer z oprogramowaniem CoDeSys)

Fig. 86. General scheme of the experimental rig (a) and the view of the experimental rig (b) (1 – solar concentrator, 2 – heat receiver, 3 – solar cells, 4 – pyranometer, 5 – cold water inlet, 6 – outlet hot water, 7 – temperature sensor, 8 – water flowmeter, 9 – electronic load, 10 – frame with a follow-up system, 11 – control cabinet, 12 – computer with CoDeSys software)

— wariant B: ogniwa fotowoltaiczne pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym z aktywnym systemem nadążnym oraz działającym systemem chłodzenia – seria pomiarowa S_2C;
— wariant C: ogniwa fotowoltaiczne pracujące przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym z aktywnym systemem nadążnym oraz działającym systemem chłodzenia – seria pomiarowa S_2C.

Tabela 35

Warianty działania opracowanego systemu analizowane w ramach serii pomiarowych S_2A–S_2C

Table 35

Operation scenarios of the developed system analyzed within the S_2A–S_2C series

Parametr	Wariant A (seria S_2A)	Wariant B (seria S_2B)	Wariant C (seria S_2C)
Aktywny system śledzenia	Tak	Tak	Tak
Aktywny układ chłodzenia	Nie	Tak	Tak
Koncentracja promieni słonecznych	Nie	Nie	Tak

W serii pomiarowej S_3 porównano parametry pracy testowanych dotychczas ogniw monokrystalicznych typu *front-contact* z ogniwami typu *back-contact*. Finalnie, w serii pomiarowej S_4 przeprowadzono analizę parametrów pracy stworzono kompletnej konstrukcji systemu, który został wyposażony w 72 ogniwa monokrystaliczne typu *back-contact*.

Podczas opisanych prac eksperymentalnych jako ciecz chłodzącą wykorzystano wodę o temperaturze 20–25°C. Wyniki przedstawione w dalszej części pracy zostały wybrane z kilku serii pomiarowych przeprowadzonych w ciągu następujących po sobie dni, w których warunki pogodowe były zbliżone. Średnie natężenie promieniowania słonecznego w czasie pomiarów mieściło się w zakresie od 730 ±37 W do 780 ±39 W/m^2. Poszczególne pomiary spełniały ponadto kryteria związane ze stabilnością natężenia promieniowania słonecznego, brakiem zachmurzenia oraz pomijalnym wpływem wiatru.

3.2.5. Wyniki i dyskusja

3.2.5.1. Porównanie parametrów pracy ogniw fotowoltaicznych zainstalowanych na powierzchni odbiornika

Na potrzeby porównania parametrów pracy poszczególnych ogniw fotowoltaicznych wykorzystano cztery łańcuchy ogniw umieszczonych na dwóch przeciwległych ścianach odbiornika (powierzchnie nr 1 i 4). Badania zostały przeprowadzone przy bezpośrednim i skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym (w trakcie pomiarów aktywny był układ chłodzenia). Dla każdego ogniwa wyznaczono moc maksymalną, która następnie została porównana z mocą innych ogniw. Jako punkt odniesienia w każdym łańcuchu wybrane zostało ogniwo, w którym wytwarzana moc osiągnęła najwyższą wartość (tzw. ogniwo referencyjne). Dane przedstawione w tabeli 36 wskazują na wysoką jednorodność wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych ogniwach fotowoltaicznych pracujących przy bezpośrednim

promieniowaniu słonecznym. W porównaniu do ogniwa referencyjnego maksymalne odchylenie mocy generowanej w poszczególnych ogniwach było równe 4% i zostało odnotowane w przypadku jednego skrajnego ogniwa. Ponad 30% ogniw generowało niemal identyczną moc jak ogniwo referencyjne (8 z 24 ogniw), a kolejne 25% pracowało z mocą niższą o 1% (6 ogniw). Pozostałe ogniwa wytwarzały moc niższą o 2–3% w porównaniu do ogniwa referencyjnego.

Tabela 36

Porównanie mocy generowanej przez poszczególne ogniwa fotowoltaiczne zainstalowane na powierzchni odbiornika przy promieniowaniu bezpośrednim

Table 36

Comparison of the power generated by individual solar cells installed on the receiver surface under direct solar radiation

Powierzchnia	Łańcuch	Ogniwo nr 1*	Ogniwo nr 2	Ogniwo nr 3	Ogniwo nr 4	Ogniwo nr 5	Ogniwo nr 6
1	1	100%	100%	100%	98%	98%	96%
1	2	100%	99%	99%	99%	98%	98%
4	3	100%	100%	98%	98%	98%	97%
4	4	100%	99%	100%	99%	99%	97%

* Ogniwo referencyjne.

W drugim kroku oceniona została równomierność koncentracji promieniowania słonecznego na powierzchni poszczególnych ogniw. Przebieg pomiarów był analogiczny, jak powyżej, przy czym badane ogniwa były skierowane w stronę powierzchni koncentratora i usytuowane równolegle do niej. W tym przypadku w wynikach widoczny jest efekt nałożenia się niejednorodności wytwarzania energii elektrycznej w poszczególnych ogniwach fotowoltaicznych z nierównomiernością koncentracji promieniowania słonecznego na powierzchni odbiornika. Analizując dane zawarte w tabeli 37, można zauważyć, że w ogniwa zamontowane skrajnych częściach odbiornika pracowały z mocą niższą o 7–9% w porównaniu do ogniw umieszczonych w centralnej części koncentratora. Średni spadek mocy w odniesieniu do ogniw referencyjnych wynosił 5%, co wskazuje na wysoką równomierność przekierowywania promieniowania słonecznego z powierzchni koncentratora do ogniw fotowoltaicznych.

Tabela 37

Porównanie mocy generowanej przez poszczególne ogniwa fotowoltaiczne zainstalowane na powierzchni odbiornika przy promieniowaniu skoncentrowanym

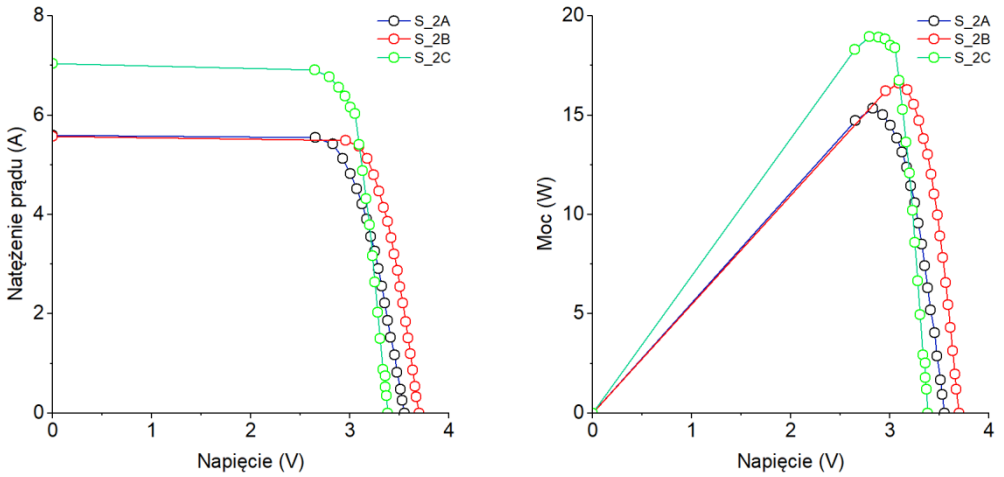
Comparison of the power generated by individual solar cells installed on the receiver surface under concentrated solar radiation

Powierzchnia	Łańcuch	Ogniwo nr 1*	Ogniwo nr 2	Ogniwo nr 3	Ogniwo nr 4	Ogniwo nr 5	Ogniwo nr 6
1	1	100%	97%	98%	94%	94%	91%
1	2	100%	97%	96%	95%	94%	93%
4	3	100%	97%	96%	94%	94%	92%
4	4	100%	97%	97%	95%	95%	92%

* Ogniwo referencyjne.

3.2.5.2. Porównanie różnych wariantów pracy ogniw fotowoltaicznych

Analizując wydajność ogniw słonecznych w zależności od wariantu działania (tab. 35), zaobserwowano widoczne różnice w mocy wytwarzanej w testowanych ogniwach. W trakcie omawianych testów natężenie promieniowania słonecznego mieściło się w zakresie od 760 ±38 W do 780 ±39 W/m^2. Ogniwa monokrystaliczne typu *front-contact*, pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym z aktywnym systemem nadążnym (seria pomiarowa S_2A), wytwarzały moc równą 15,37 ±0,62 W (co odpowiadało 88,2% mocy generowanej w standardowych warunkach testowania). W przypadku aktywowania chłodzenia wodnego (seria pomiarowa S_2B), moc wytwarzana w ogniwach wzrosła o 7,9% do poziomu 16,59 ±0,62 W. Z kolei w sytuacji, gdy ogniwa pracowały przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym oraz przy aktywnym systemie nadążnym i chłodzenia (seria pomiarowa S_2C), przyrost mocy względem wariantu bazowego wyniósł 23,0%. W tym przypadku ogniwa wytwarzały moc na poziomie 18,91 ±0,62 W. Otrzymane wyniki wskazują, że zarówno zastosowanie chłodzenia wodnego, jak i skoncentrowanego promieniowania słonecznego przyniosło pozytywny efekt w kontekście poprawy wydajności testowanych ogniw, przy czym ten drugi czynnik miał wyraźnie wyższy wpływ na wzrost generowanej mocy. Z drugiej strony, w przypadku stosowania koncentratora promieniowania słonecznego konieczne jest zapewnienie działania zarówno systemu nadążnego, jak i układu chłodzenia (w przeciwnym wypadku efekt koncentracji promieni słonecznych na powierzchni ogniw zostanie zniwelowany przez znaczący wzrost ich temperatury). Charakterystyki pracy ogniw fotowoltaicznych, w zależności od wariantu pracy, zostały przedstawione na rysunku 87. Najważniejsze parametry wyznaczone w trakcie przeprowadzonych badań uwzględniono w tabeli 38.



Rys. 87. Charakterystyki pracy łańcuchów ogniw fotowoltaicznych w zależności od wariantu pracy (serie pomiarowe S_2A–S_2C)

Fig. 87. Operating characteristics of solar cell strings depending on the operating scenario (series S_2A–S_2C)

Tabela 38

Najważniejsze parametry pracy ogniw fotowoltaicznych typu *front-contact* wyznaczone w seriach pomiarowych S_2A–S_2C

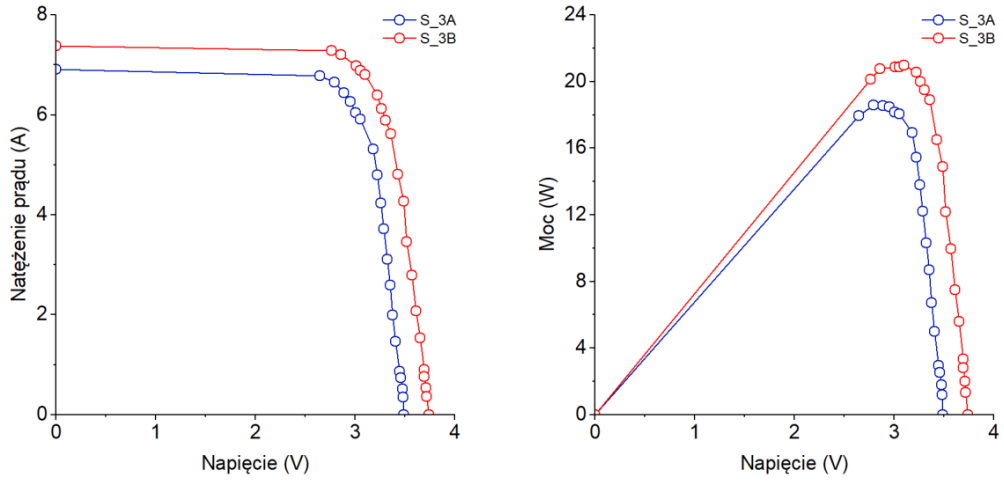
Tabela 38

Operating parameters of front-contact solar cells determined in the S_2A–S_2C series

Parametr	Wariant A (seria S_2A)	Wariant B (seria S_2B)	Wariant C (seria S_2C)
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	15,37	16,59	18,91
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	2,83	3,09	2,79
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	5,43	5,37	6,78
Napięcie obwodu otwartego U_{oc} [V]	3,62	3,73	3,49
Natężenie prądu zwarcia *Isc* [A]	5,60	5,57	7,04

3.2.5.3. Porównanie wydajności ogniw monokrystalicznych typu *front-contact* i *back-contact* oraz ogniw cienkowarstwowych z krzemu amorficznego

W kolejnej serii pomiarowej porównano parametry pracy ogniw monokrystalicznych typu *front-contact* (seria pomiarowa S_3A) oraz ogniw monokrystalicznych typu *back-contact* (seria pomiarowa S_3B). Dodatkowe łańcuchy ogniw zostały zamontowane na jednej z nieużywanych do tej pory powierzchni odbiornika. Liczba zainstalowanych ogniw wynosiła w obu przypadkach dwanaście sztuk (zastosowano po dwa łańcuchy). W trakcie badań ogniwa pracowały przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym (mierzone w tym czasie natężenie bezpośredniego promieniowania słonecznego wynosiło od 730 ±37 W do 740 ±37 W/m^2). Jak można zauważyć, maksymalna moc wytwarzana w ogniwach typu *back-contact* (20,56 ±0,62 W) była o 10,9% wyższa od mocy generowanej przez ogniwa typu *front-contact* 18,54 ±0,62 W). Porównanie charakterystyk pracy badanych ogniw zostało przedstawione na rysunku 88, a w tabeli 39 zestawiono najważniejsze parametry wyznaczone w trakcie przeprowadzonych badań. Wykorzystując dane uzyskane w trakcie serii pomiarowych S_3A i S_3B została opracowana kompletna wersja koncentratora promieniowania słonecznego z 72 ogniwami monokrystalicznymi typu *back-contact*.



Rys. 88. Charakterystyki pracy ogniw typu *front-contact* i *back-contact* wyznaczone w seriach pomiarowych S_3A i S_3B

Fig. 88. Operating characteristics of front-contact solar cells and back-contact solar cells determined in the S_3A and S_3B series

Tabela 39

Najważniejsze parametry pracy ogniw fotowoltaicznych typu *front-contact* oraz *back-contact* wyznaczone w seriach pomiarowych S_3A i S_3B

Table 39

Operating parameters of front-contact solar cells and back-contact solar cells determined in the S_3A and S_3B series

Parametr	Wariant A (ogniwa typu *front-contact*)	Wariant B (ogniwa typu *back-contact*)
Moc maksymalna P_{MPP} [W]	18,54	20,56
Napięcie w punkcie mocy maksymalnej U_{MPP} [V]	2,78	2,86
Natężenie prądu w punkcie mocy maksymalnej I_{MPP} [A]	6,67	7,19
Napięcie obwodu otwartego U_{oc} [V]	3,48	3,74
Natężenie prądu zwarcia *Isc* [A]	6,92	7,38

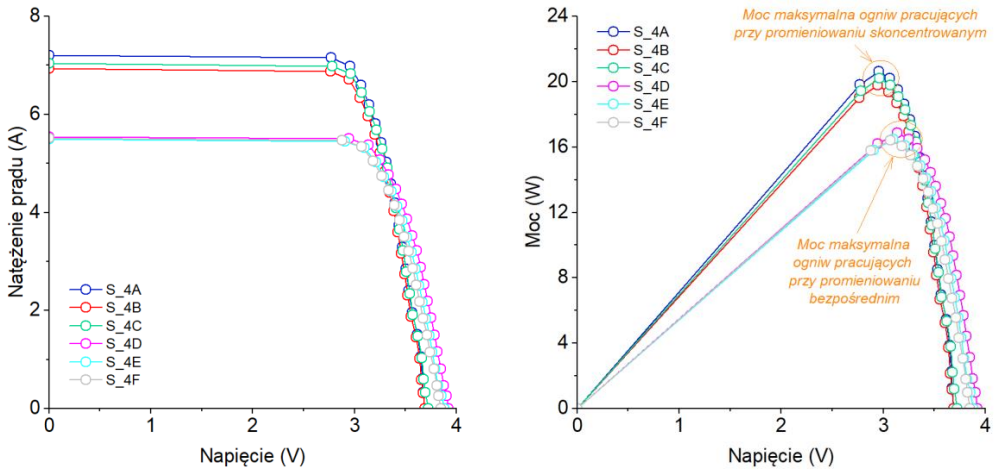
3.2.5.4. Badanie wydajności prototypowej wersji koncentratora promieniowania słonecznego

W finalnej wersji prototypu wszystkie powierzchnie odbiornika zostały pokryte przez ogniwa fotowoltaiczne typu *back-contact* (łącznie zastosowano 72 ogniwa podzielone na 12 łańcuchów). Moc szczytowa w przypadku takiej konfiguracji wyniosła 122,4 Wp. Trzy łańcuchy ogniw, umieszczone na powierzchniach nr 3, 4 i 5 pracowały przy wykorzystaniu skoncentrowanego promieniowania słonecznego, natomiast kolejne trzy łańcuchy, umieszczone na pozostałych powierzchniach odbiornika, pracowały przy wykorzystaniu bezpośredniego promieniowania słonecznego. Z uwagi na różne warunki pracy, oddzielnie wyznaczano charakterystyki pracy ogniw pracujących na poszczególnych ścianach odbiornika:

- seria pomiarowa S_4A: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 4 i pracujące przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym,
- seria pomiarowa S_4B: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 5 i pracujące przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym,
- seria pomiarowa S_4C: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 6 i pracujące przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym,
- seria pomiarowa S_4D: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 2 i pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym,
- seria pomiarowa S_4E: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 3 i pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym,
- seria pomiarowa S_4F: dwa łańcuchy ogniw umieszczone na powierzchni 1 i pracujące przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym.

Charakterystyki operacyjne poszczególnych części instalacji zostały przedstawione na rysunku 89. Moc generowana w łańcuchach ogniw pracujących przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym wynosiła 60,63 ±0,66 W i była wyższa o 21,9% w porównaniu do mocy

wytwarzanej w ogniwach pracujących przy promieniowaniu bezpośrednim (49,73 ±0,65 W). Łączna moc uzyskana w trakcie pomiarów wyniosła 110,36 ±0,71 W (na co wpłynęły rzeczywiste warunki, w których były prowadzane pomiary – natężenie bezpośredniego promieniowania słonecznego w czasie pomiarów wahało się od 750 ±38 W do 760 ±38 W/m^2). Różnica pomiędzy mocą generowaną przez poszczególne pary łańcuchów w seriach S_4A––S_4C wynosiła niespełna 5%, a w przypadku serii S_4D–S_4F – niespełna 3%. Widoczne jest więc, że dla zapewnienia skutecznej pracy tak skonfigurowanego układu konieczne jest zapewnienie dwóch oddzielnych układów śledzenia mocy maksymalnej: jednego dla części instalacji pracującej przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym i drugiego dla części instalacji pracującej przy bezpośrednim promieniowaniu słonecznym.



Rys. 89. Charakterystyki pracy ogniw fotowoltaicznych pracujących przy bezpośrednim i skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym (serie pomiarowe S_4A–S_4F)

Fig. 89. Operating characteristics of solar cells operating under direct and concentrated solar radiation (series S_4A–S_4F)

Równolegle do badania wydajności ogniw fotowoltaicznych, w ramach serii pomiarowej S_4 dokonywany był pomiar parametrów cieplnych układu. W trakcie testów trwających 60 minut zaobserwowano średni przyrost temperatury wody chłodzącej na poziomie 3,3 K, co przy uwzględnieniu natężenia przepływu równego 4,5 l/min pozwoliło na oszacowanie ilości odebranego ciepła na poziomie ok. 1037 Wh.

3.2.6. Wnioski

W niniejszym rozdziale omówiono wyniki prac eksperymentalnych przeprowadzonych na oryginalnej konstrukcji systemu CPVT. Opracowany system został oparty na zastosowaniu rynnowego koncentratora niskoskupiającego o współczynniku koncentracji na poziomie ok. 4,0. Kształt

koncentratora został określony z wykorzystaniem metody *Ray Tracing*. Na potrzeby badań wdrożono układ umożliwiający śledzenie względnego położenia Słońca w dwóch osiach. Umieszczony w ognisku koncentratora odbiornik został wyposażony w łańcuchy ogniw monokrystalicznych typu *front-contact* oraz *back-contact*. W pierwszej części prac eksperymentalnych przeanalizowano równomierność produkcji energii elektrycznej w czterech łańcuchach ogniw typu *front-contact* pracujących przy bezpośrednim i skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym. Następnie, porównano ze sobą wybrane tryby pracy ogniw fotowoltaicznych typu *front-contact*. Pod uwagę wzięto pracę ogniw przy zastosowaniu tylko systemu nadążnego, pracę ogniw przy zastosowaniu systemu nadążnego i układu chłodzenia, a także pracę ogniw przy zastosowaniu koncentracji promieniowania słonecznego, systemu nadążnego oraz układu chłodzenia. Uzyskane wyniki pokazały, że zastosowanie ostatniej z wymienionych konfiguracji umożliwiło zwiększenie wydajności testowanych ogniw o 23,0% w porównaniu do wariantu bazowego. Wytwarzana w tym przypadku moc osiągnęła poziom 18,91 ±0,62 W (moc wytwarzana przez 12 ogniw umieszczonych na jednej ścianie odbiornika). Zastosowanie wyłącznie systemu chłodzenia pozwoliło uzyskać moc ogniw wyższą o 7,9% w porównaniu do ogniw niechłodzonych (tj. 16,59 ±0,62 W w porównaniu do 15,37 ±0,62 W). W dalszej części badań porównano wydajność ognie fotowoltaicznych typu *front-contact* i *back-contact*. W warunkach skoncentrowanego promieniowania słonecznego ogniwa typu *back-contact* generowały o 10,9% więcej energii w porównaniu do ogniw typu *front-contact*. W związku z tym do finalnej wersji prototypu wdrożono 72 ogniwa typu *back-contact*. Moc szczytowa takiej konfiguracji była równa 122,4 Wp. Sześć łańcuchów ogniw, umieszczonych na powierzchniach odbiornika nr 3, 4 i 5 pracowały przy wykorzystaniu skoncentrowanego promieniowania słonecznego, natomiast kolejne sześć łańcuchów, umieszczonych na pozostałych powierzchniach odbiornika, pracowało przy wykorzystaniu bezpośredniego promieniowania słonecznego. W tak skonfigurowanym układzie uzyskano w trakcie pomiarów moc na poziomie 110,36 ±0,71 W (przy natężeniu bezpośredniego promieniowania słonecznego mieszczącym się w granicach od 750 ±38 W do 760 ±38 W/m^2). Jak zaobserwowano, moc generowana w łańcuchach ogniw pracujących przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym wynosiła 60,63 ±0,66 W i była wyższa o 21,9% w porównaniu do mocy wytwarzanej w ogniwach pracujących przy promieniowaniu bezpośrednim (49,73 ±0,65 W). Oznacza to, że docelowy system powinien zostać wyposażony w regulator posiadający dwa układy śledzenia mocy maksymalnej. Poza pomiarem parametrów elektrycznych, w toku badań określona została wydajność odbioru ciepła przez wodę chłodzącą. W przykładowym eksperymencie trwającym ok. 60 minut temperatura wody wzrosła o ok. 3,3 K, a ilość odebranego ciepła wyniosła ok. 1037 Wh.

Podsumowując przeprowadzone badania, można stwierdzić, że zastosowanie układów CPVT przynosi wyraźny wzrost wydajności ogniw fotowoltaicznych. Niemniej, aby opracowany system mógł zostać w praktyce zastosowany, konieczne są dalsze prace badawczo-rozwojowe. Szczególny nacisk powinien zostać położony na optymalizację konstrukcji pod kątem zwiększenia powierzchni zajmowanej przez ogniwa fotowoltaiczne. Druga część badań powinna koncentrować się na kwestii odbioru ciepła od powierzchni ogniw fotowoltaicznych oraz możliwości wykorzystania go do celów użytkowych.

Podsumowanie

W niniejszej monografii przedstawiono rezultaty prac eksperymentalnych, które zostały przeprowadzone pod kątem oceny możliwości zwiększenia udziału energii promieniowania słonecznego i biomasy w produkcji w budynkach mieszkalnych, a także pod kątem oceny możliwości poprawy wydajności pracy systemów fotowoltaicznych. Na potrzeby realizacji prac badawczych zostały zaprojektowane i stworzone dedykowane stanowiska pomiarowe. Ponadto opracowano dedykowane procedury pomiarowe, a następnie przeprowadzono cykl kampanii pomiarowych, których fragment został omówiony w poszczególnych rozdziałach pracy.

Pierwsze z omówionych rozwiązań obejmowało akumulacyjną przegrodę słoneczną, która została zaprojektowana pod kątem wstępnego ogrzewania powietrza wentylacyjnego. Przegroda ta została opracowana w formie akumulacyjnego komina słonecznego oraz akumulacyjnej ściany słonecznej. Jako materiał konstrukcyjny zastosowano beton wytwarzany na bazie kruszywa ceramicznego o podwyższonej zawartości tlenków żelaza i manganu), który charakteryzuje się wysoką pojemnością cieplną. W odróżnieniu od klasycznych konfiguracji ścian Trombe'a, w tym przypadku ogrzewane powietrze przepływało w kanałach powietrznych zlokalizowanych wewnątrz bloczków z materiału akumulacyjnego (a nie w warstwie między przeszkleniem a ścianą masywną). Jak pokazały wyniki badań przeprowadzonych na stanowisku badawczym, czas nagrzewania się ścian przegrody (o założonych parametrach geometrycznych) wynosi ok. 4 godzin (po tym czasie następuje stabilizacja parametrów pracy – tj. następuje przekazywanie ciepła do powietrza wentylacyjnego przy braku znaczących zmian temperatury przegrody. W zależności od kierunku przepływu powietrza, strumienia powietrza oraz liczby jednocześnie ogrzewanych ścian, temperatura powietrza wylotowego ulegała znaczącym zmianom. Maksymalny przyrost temperatury powietrza przepływającego przez testowaną przegrodę osiągnął poziom 5,8–10,5 K (w przypadku konfiguracji w formie komina słonecznego) oraz 3,3 K (w przypadku ogrzewania tyko jednej ściany przy symulacji pracy układu w formie ściany słonecznej). W konsekwencji, moc przekazywana do powietrza wentylacyjnego w stabilnych warunkach pracy (tj. po nagrzaniu ścian przegrody, gdy źródło ciepła pozostawało wciąż włączone) wahała się od 355,0 do 484,0 W. Ponadto, w ramach testów możliwości integracji akumulacyjnego komina słonecznego z kanałem spalinowym, zaobserwowano, że odbiór ciepła od gorących ścian kanału spalinowego następuje głównie wskutek zjawiska konwekcji. Maksymalny przyrost temperatury powietrza w takim przypadku wyniósł 25,9 K, a średnia moc przekazywana od spalin do powietrza osiągnęła poziom

1187,9 W. W oparciu o wyniki prac eksperymentalnych przeprowadzone zostały obliczenia numeryczne, które posłużyły do oceny możliwości poprawy charakterystyki energetycznej przykładowego budynku mieszkalnego. Rozważono trzy różne konfiguracje akumulacyjnej przegrody słonecznej, trzy lokalizacje, w jakich może znajdować się oceniany budynek (Gdańsk, Poznań, Warszawa, Kielce, Zakopane), a także założono zastosowanie trzech typów źródeł ciepła w instalacji centralnego ogrzewania (pompa ciepła typu powietrze-woda, kocioł na pellet, kocioł gazowy). W toku tej części analiz wykazano, że w niektórych przypadkach wdrożenie akumulacyjnej przegrody słonecznej pozwala wartość ograniczyć wskaźnika rocznego zapotrzebowania budynku na nieodnawialną energię pierwotną do poziomu wymaganego przez aktualnie obowiązujące prawo, tj. $EP \leq 70$ kWh/(m^{2}rok). Docelowo, wdrożenie proponowanego rozwiązania może stanowić jeden z istotnych elementów budynków umożliwiających osiągnięcie standardu zeroenergetycznego.

W kolejnym etapie badań przetestowano parametry pracy kominków akumulacyjnych, które są przykładem miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń. Urządzenia tego typu mogą stanowić efektywne źródło ciepła w budynkach mieszkalnych pod warunkiem spełnienia wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z dn. 21 października 2009 r. (a także przy założeniu, że ich zastosowania nie wykluczają lokalne uwarunkowania prawne). Wykazano, że emisja tlenku węgla pochodząca ze spalania drewna kawałkowego w urządzeniach „starego typu" przekracza graniczną wartość podaną w Ekoprojekcie, przy czym średni poziom emisji może zostać znacząco ograniczony przez zastosowanie modyfikacji konstrukcyjnych (w tym modyfikację geometrii deflektora oraz wdrożenie dodatkowych wlotów powietrza), a także zastosowanie zmodyfikowanego układu kontrolno-pomiarowego (z wykorzystaniem sygnałów pozyskiwanych z czujnika temperatury spalin, czujnika stężenia tlenu oraz czujnika stężenia tlenku węgla). Zastosowanie wyżej wymienionych zmian umożliwiło redukcję emisji tlenku węgla w czasie spalania drewna kawałkowego o 19,2%, tj. do poziomu 1687 mg/m^3. Z drugiej strony wykazano, że spalanie brykietu drzewnego w zmodyfikowanej wersji kominka akumulacyjnego, odbywa się przy zachowaniu limitów emisji tlenku węgla do atmosfery (zanotowano emisję na poziomie 1340 mg/m^3 w porównaniu do granicznej emisji 1500 mg/m^3). Doświadczenia uzyskane w toku tych prac, uzupełnione o szereg prac symulacyjnych oraz eksperymentalnych, umożliwił rozwój konstrukcji kominków akumulacyjnych. Wprowadzone modyfikacje umożliwiły obniżenie emisji tlenku węgla do poziomu ok. 800–900 mg/m^3. Jeszcze korzystniejsze wyniki otrzymano w przypadku, gdy spalanie drewna zostało zastąpione spalaniem gazu drzewnego. W tej konfiguracji w palenisku kominka akumulacyjnego został zainstalowany palnik z generatorem gazu drzewnego, który umożliwiał zgazowanie pelletu. Otrzymane w czasie testów emisje tlenku węgla były niższe niż 50 mg/m^3, emisje tlenków azotu nie przekraczały 130 mg/m^3, a średnia sprawność procesu spalania była na poziomie powyżej 92%. Biorąc pod uwagę fakt, że odrębne badania wykazały osiągnięcie emisji pyłów i lotnych związków organicznych na poziomie wymaganym przez Ekoprojekt można stwierdzić, że proponowane rozwiązanie posiada wysoki potencjał poprawy wydajności energetycznej budynków przy jednoczesnym spełnieniu restrykcyjnych wymogów środowiskowych.

Trzecia część prac eksperymentalnych poświęcona została analizie możliwości poprawy wydajności modułów fotowoltaicznych przez wdrożenie bezpośredniego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Rozwiązanie to jest istotne z punktu widzenia pracy instalacji fotowoltaicznej, gdyż w okresie letnim temperatura powierzchni modułów może znacząco przekraczać poziom 50°C. Z kolei przez cały rok na powierzchni modułów może gromadzić się zanieczyszczenie (pył, ptasie odchody, liście itp.). W trakcie badań przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych i polowych przetestowano różne konfiguracje oraz tryby pracy systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego. Wykazano, że w zależności od stopnia zanieczyszczenia powierzchni testowanego modułu fotowoltaicznego, spadek jego mocy wahał się od 2,28 do 17,96%. Biorąc pod uwagę przyrost temperatury powierzchni modułu PV zaobserwowano, że właściwa konfiguracja kolektora zasilającego i odpowiedni dobór przepływu wody są kluczowe dla zapewnienia wysokiej wydajności procesu chłodzenia. W zależności od konfiguracji układu chłodzącego, uzyskany w warunkach laboratoryjnych wzrost mocy generowanej w testowanym module fotowoltaicznym wynosił od 8 do 11%. Równocześnie, średni przyrost temperatury wody chłodzącej wahał się od 1,6 do 8,4 K. Jak pokazały wyniki, dla ograniczenia ilości energii elektrycznej pobieranej przez pompę wody chłodzącej, możliwe było wdrożenie działania systemu chłodzenia wodnego w trybie sekwencyjnym. Zastosowanie chłodzenia przez okres jednej minuty z przerwami liczącymi 4–5 minut umożliwiło osiągnięcie średniej temperatury testowanego modułu na poziomie niższym niż 40°C. Wyniki prac eksperymentalnych przeprowadzonych w warunkach laboratoryjnych zostały potwierdzone w toku badań realizowanych w warunkach polowych. Badania modułu fotowoltaicznego wyposażonego w system chłodzenia i czyszczenia wodnego, przeprowadzone w słoneczny letni dzień, wykazały wzrost jego wydajności o 11,8% w stosunku do analogicznego modułu niechłodzonego. Ponadto, pomiary przeprowadzone w wybranych tygodniach wiosennych, letnich i jesiennych wykazały średni wzrost wydajności modułu chłodzonego odpowiednio o 2,51, 7,48 oraz 3,63% (wartości te wynikały z warunków pogodowych występujących w czasie badań, w tym natężenia promieniowania słonecznego, stopnia zachmurzenia i temperatury powietrza). Uzyskane wyniki posłużyły do przygotowania analizy ekonomicznej, która wykazała zasadność wdrożenia opracowanego systemu przy założeniu określonych warunków operacyjnych (szacowany prosty okres zwrotu inwestycji wahał się od 7,4 do 14,0 lat).

W ostatnim etapie prac eksperymentalnych badano możliwość zwiększenia wydajności ogniw fotowoltaicznych przez zastosowanie skoncentrowanego promieniowania słonecznego. W tym celu opracowana została konstrukcja niskoskupiającego koncentratora rynnowego (CR = 4,0), w którego ognisku umieszczono odbiornik z zainstalowanymi ogniwami *PV* (aktualnie testowano monokrystaliczne ogniwa typu *front-contact* i *back-contact*). W toku przeprowadzonych pomiarów wykazano, że wydajność ogniw PV pracujących przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym oraz przy aktywnym układzie nadążnym i układzie chłodzenia wzrosła o 23,0% względem wariantu, w którym ogniwa PV pracowały przy promieniowaniu bezpośrednim oraz przy aktywnym układzie nadążnym. Wykazano ponadto, że ogniwa typu *back-contact* generowały o 10,9% więcej energii w porównaniu do ogniw

typu *front-contact*. Biorąc pod uwagę otrzymane wyniki, do finalnej wersji prototypu wdrożono 72 ogniwa typu *back-contact*. Moc szczytowa takiej konfiguracji była równa 122,4 Wp. Sześć łańcuchów ogniw, umieszczonych na powierzchniach odbiornika nr 3, 4 i 5 pracowały przy wykorzystaniu skoncentrowanego promieniowania słonecznego, natomiast kolejne sześć łańcuchów, umieszczonych na pozostałych powierzchniach odbiornika, pracowało przy wykorzystaniu bezpośredniego promieniowania słonecznego. W tak skonfigurowanym układzie uzyskano w trakcie pomiarów moc na poziomie 110,36 W (przy natężeniu bezpośredniego promieniowania słonecznego mieszczącym się w granicach 750–760 W/m^2). Jak zaobserwowano, moc generowana w łańcuchach ogniw pracujących przy skoncentrowanym promieniowaniu słonecznym wynosiła 60,63 W i była wyższa o 21,9% w porównaniu do mocy wytwarzanej w ogniwach pracujących przy promieniowaniu bezpośrednim (49,73 W). Dodatkowo, w toku badań określona została wydajność odbioru ciepła przez wodę chłodzącą. W przykładowym eksperymencie trwającym ok. 60 minut temperatura wody wzrosła o ok. 3,3 K, a ilość odebranego ciepła wyniosła ok. 1037 Wh. Na podstawie uzyskanych rezultatów stwierdzono, że zastosowanie proponowanego systemu skoncentrowanego promieniowania słonecznego przyniosło wyraźny wzrost wydajności ogniw fotowoltaicznych. Niemniej, aby opracowany system mógł zostać w praktyce zastosowany, konieczne są dalsze prace badawczo-rozwojowe.

Każde z omówionych w niniejszej monografii rozwiązań może zostać potencjalnie wdrożone do budynków mieszkalnych, zapewniając poprawę ich charakterystyki energetycznej oraz obniżając konsumpcję ciepła i energii elektrycznej pobieranej z sieci elektroenergetycznej. Rozwiązania te mogą zostać wdrożone niezależnie od siebie lub równolegle, a także mogą zostać uzupełnione o inne rozwiązania zwiększające efektywność energetyczną i środowiskową budynków. Akumulacyjna przegroda słoneczna (w postaci komina słonecznego lub ściany słonecznej) jest elementem, którego wdrożenie może ograniczyć roczne zapotrzebowanie na ciepło do ogrzewania i wentylacji. Ograniczone zapotrzebowanie na ciepło może z kolei zostać częściowo pokryte przez miejscowy ogrzewacz pomieszczeń zasilany biomasą (współpracujący z podstawowym źródłem ciepła w instalacji centralnego ogrzewania). Należy przy tym zwrócić uwagę na fakt, że spalanie paliw stałych – w tym biomasy drzewnej – jest w części miast w Polsce zakazane, w związku z czym interesującym rozwiązaniem może być zastosowanie urządzeń wyposażonych w palnik z generatorem gazu drzewnego. Z drugiej strony, energia elektryczna wymagana do funkcjonowania budynku i działania poszczególnych systemów może być wytwarzana w modułach fotowoltaicznych (dodatkowo wspomaganych przez inne OZE, np. turbiny wiatrowe). Dla zwiększenia wydajności modułów PV można zastosować system chłodzenia i czyszczenia wodnego. Należy mieć jednak na uwadze fakt, że w lokalizacjach, w których występuje duża liczba instalacji fotowoltaicznych, pojawia się problem z odbiorem energii przez sieć. Uniknięcie takiej sytuacji jest możliwe w przypadku, gdy w danej lokalizacji nie występuje nadprodukcja energii elektrycznej w modułach PV, instalacja fotowoltaiczna charakteryzuje się wysokim poziomem autokonsumpcji, a także w sytuacji, gdy w instalacji stosowane są inwertery hybrydowe z magazynami energii o odpowiedniej pojemności. Alternatywą (lub uzupełnieniem) klasycznej instalacji PV może

być także wdrożenie koncentratora promieniowania słonecznego, który umożliwia jednoczesne wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła.

Zaproponowane w niniejszej monografii kierunki rozwoju mikroskalowych technologii energetyki odnawialnej mogą stanowić jeden z istotnych elementów projektowania budynków o standardzie zeroenergetycznym (wymaganym przez dyrektywę 2018/844/UE). Ponadto, opracowane rozwiązania mogą w znaczącym stopniu poprawić charakterystykę energetyczną już istniejących obiektów oraz umożliwić spełnienie aktualnych i przyszłych wymogów w zakresie dopuszczalnej wartości wskaźnika rocznego zapotrzebowania na nieodnawialną energię pierwotną. Z drugiej strony, rozwiązania te mogą znaleźć zastosowanie w budynkach typu off-grid (np. w schroniskach górskich oraz obiektach zlokalizowanych na terenach niezurbanizowanych), w przypadku których pokrycie zapotrzebowania na ciepło i energię elektryczną stanowi duże wyzwanie.

Biorąc pod uwagę powyższe aspekty, można stwierdzić, że opisane rozwiązania charakteryzują się wysokim potencjałem wdrożeniowym. W związku z tym planowany jest dalszy rozwój dotychczas opracowanych prototypów, stworzenie modeli numerycznych (umożliwiających wykonanie wielowariantowych symulacji, w tym symulacji dynamicznych), a także przeprowadzenie cyklu badań polowych w warunkach odpowiadających warunkom eksploatacyjnym.

Literatura

4Sun 2023 – Sklep z panelami fotowoltaicznymi, zestawy solarne n.d. [Online] https://www.4sun.eu/ [Dostęp: 10.08.2023].

Al Shehri i in. 2016 – Al Shehri A., Parrott B., Carrasco P., Al Saiari H. i Taie I. 2016 – Impact of dust deposition and brush-based dry cleaning on glass transmittance for PV modules applications. Solar Energy 135,s. 317–324, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2016.06.005.

Anderson i in. 2009 – Anderson M., Grandy A., Hastie J., Sweezey A., Ranky R., Mavroidis C. i Markopoulos Y.P. 2009 – Robotic device for cleaning photovoltaic panel arrays. Mobile Robotics: Solutions and Challenges – Proceedings of the 12th International Conference on Climbing and Walking Robots and the Support Technologies for Mobile Machines, CLAWAR 2009 2010, s. 367–377, DOI: 10.1142/9789814291279_0047.

Arabkoohsar A. i Sadi M. 2020 – A solar PTC powered absorption chiller design for Co-supply of district heating and cooling systems in Denmark. Energy 193, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2019.116789.

Aste i in. 2016 – Aste N., Del Pero C., Leonforte F. i Manfren M. 2016 – Performance monitoring and modeling of an uncovered photovoltaic-thermal (PVT) water collector. Solar Energy 135, s. 551–568, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2016.06.029.

Baloch i in. 2015 – Baloch A.A.B., Bahaidarah H.M.S., Gandhidasan P. i Al-Sulaiman F.A. 2015 – Experimental and numerical performance analysis of a converging channel heat exchanger for PV cooling. Energy Conversion and Management 103, s. 14–27, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.06.018.

Baron J. i Pilawska M. 2006 – Environmentally-friendly use of waste biomass in protected areas. Environment Protection Engineering 32(1), s. 35–40.

Bellos i in. 2018 – Bellos E., Vellios L., Theodosiou I.C. i Tzivanidis C. 2018 – Investigation of a solar-biomass polygeneration system. Energy Conversion and Management 173, s. 283–295, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2018.07.093.

Biernaciak E. 2023 – Rynek fotowoltaiki w Polsce 2022. [Raport] | enerad.pl 2023. [Online] https://enerad.pl/aktualnosci/rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2022-raport/ [Dostęp: 22.08.2023].

Biris i in. 2004 – Biris A.S., Saini D., Srirama P.K., Mazumder M.K., Sims R.A., Calle C.I. i Buhler C.R. 2004 – Electrodynamic removal of contaminant particles and its applications. Conference Record – IAS Annual Meeting (IEEE Industry Applications Society) 2004 2, s. 1283–1286, DOI: 10.1109/IAS.2004.1348578.

Bojić i in. 2014 – Bojić M., Johannes K. i Kuznik F. 2014 – Optimizing energy and environmental performance of passive Trombe wall. Energy and Buildings 70, s. 279–286; DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2013.11.062.

Butschbach i in. 2009 – Butschbach P., Hammer F., Kohler H., Potreck A. i Trautmann T. 2009 – Extensive reduction of toxic gas emissions of firewood-fueled low power fireplaces by improved in situ gas sensorics and catalytic treatment of exhaust gas. Sensors and Actuators B: Chemical 137(1), s. 32–41, DOI: doi.org/10.1016/J.SNB.2008.12.007.

Błotny J. i Nemś M. 2019 – Analysis of the Impact of the Construction of a Trombe Wall on the Thermal Comfort in a Building Located in Wrocław, Poland. Atmosphere 10(12), DOI: 10.3390/ATMOS10120761.

Calise F. i Vanoli L. 2012 – Parabolic Trough Photovoltaic/Thermal Collectors: Design and Simulation Model. Energies 5(10), s. 4186–4208, DOI: 10.3390/en5104186.

Calvo i in. 2014 – Calvo A.I., Tarelho L.A.C., Alves C.A., Duarte M. i Nunes T. 2014 – Characterization of operating conditions of two residential wood combustion appliances. Fuel Processing Technology 126, s. 222–232, DOI: 10.1016/J.FUPROC.2014.05.001.

Cebud 2023 – Moduły akumulacyjne. Cebud n.d. [Online] https://cebud.eu/oferta/producent/moduly-akumulacyjne/ [Dostęp: 10.08.2023].

Chaabane i in. 2013 – Chaabane M., Charfi W., Mhiri H. i Bournot P. 2013 – Performance evaluation of concentrating solar photovoltaic and photovoltaic/thermal systems. Solar Energy 98, s. 315–321, DOI: 10.1016/j.solener.2013.09.029.

Cheng i in. 2018 – Cheng X., Shi L., Dai P., Zhang G., Yang H. i Li J. 2018 – Study on optimizing design of solar chimney for natural ventilation and smoke exhaustion. Energy and Buildings 170, s. 145–156, DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2018.04.016.

Chin i in. 2018 – Chin K.L., H'ng P.S., Maminski M., Go W.Z., Lee C.L., Raja-Nazrin R.A., Khoo P.S., Ashikin S.N. i Halimatunm I. 2018 – Additional additives to reduce ash related operation problems of solid biofuel from oil palm biomass upon combustion. Industrial Crops and Products 123, s. 285–295, DOI: 10.1016/J.INDCROP.2018.06.081.

Choi i in. 2022 – Choi S.M., Kwon H.G., Kim T., Moon H.K. i Cho H.H. 2022 – Active cooling of photovoltaic (PV) cell by acoustic excitation in single-dimpled internal channel. Applied Energy 309, DOI: 10.1016/J.APENERGY.2021.118466.

Choubey i in. 2012 – Choubey P.C., Oudhia A. i Dewangan R. 2012 – A review: Solar cell current scenario and future trends. Recent Research in Science and Technology 4, s. 99–101, DOI: 10.1002/pip.541.

Chwieduk D.A. 2016 – Some aspects of energy efficient building envelope in high latitude countries. Solar 133, s. 194–206, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2016.03.068.

CNET 2023 – The Most Efficient Solar Panels of August 2023. CNET 2023. [Online] https://www.cnet.com/home/energy-and-utilities/most-efficient-solar-panels/ [Dostęp: 22.08.2023].

Daneshazarian i in. 2018 – Daneshazarian R., Cuce E., Cuce P.M. i Sher F. 2018 – Concentrating photovoltaic thermal (CPVT) collectors and systems: Theory, performance assessment and applications. Renewable and Sustainable Energy Reviews 81, s. 473–492, DOI: 10.1016/j.rser.2017.08.013.

Dwivedi i in. 2020 – Dwivedi P., Sudhakar K., Soni A., Solomin E. i Kirpichnikova I. 2020 – Advanced cooling techniques of P.V. modules: A state of art. Case Studies in Thermal Engineering 21, DOI: 10.1016/J.CSITE.2020.100674.

EcoEnergy 2022 – Ile wynosi gwarancja na panele fotowoltaiczne? Eco Energy Rzeszów n.d. [Online] https://www.ecoenergyrzeszow.pl/ile-wynosi-gwarancja-na-panele-fotowoltaiczne/ [Dostęp: 22.08.2023].

El-Samie i in. 2020 – El-Samie M.M.A., Ju X., Zhang Z., Adam S.A., Pan X. i Xu C. 2020 – Three-dimensional numerical investigation of a hybrid low concentrated photovoltaic/thermal system. Energy 190, DOI: 10.1016/j.energy.2019.116436.

Elbreki i in. 2021 – Elbreki A.M., Muftah A.F., Sopian K., Jarimi H., Fazlizan A. i Ibrahim A. 2021 – Experimental and economic analysis of passive cooling PV module using fins and planar reflector. Case Studies in Thermal Engineering 23, DOI: 10.1016/J.CSITE.2020.100801.

Elnozahy i in. 2015 – Elnozahy A., Rahman A.K.A., Ali A.H.H., Abdel-Salam M. i Ookawara S. 2015 – Performance of a PV module integrated with standalone building in hot arid areas as enhanced by surface cooling and cleaning. Energy and Buildings 88, s. 100–109, DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2014.12.012.

Essalaimeh i in. 2013 – Essalaimeh S., Al-Salaymeh A. i Abdullat Y. 2013 – Electrical production for domestic and industrial applications using hybrid PV-wind system. Energy Conversion and Management 65, s. 736–743, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2012.01.044.

EUR-Lex 2010 – Document 32010L0031 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/31/UE z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (przekształcenie). [Online] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/ALL/?uri=celex%3A32010L0031 [Dostęp: 11.06.2023].

EUR-Lex 2018 – Document 32018L0844 – Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/844 z dnia 30 maja 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2010/31/UE w sprawie charakterystyki energetycznej budynków i dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (Tekst mający znaczenie dla EOG). [Online] https://eur-lex.europa.eu/legal-content/pl/TXT/?uri=CELEX%3A32018L0844 [Dostęp: 11.06.2023].

EUROSTAT Statistics Explained 2023a – Energy statistics – an overview 2023. Statistics Explained n.d. [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_statistics_-_an_overview#Final_energy_consumption [Dostęp: 10.08.2023].

EUROSTAT Statistics Explained 2023b – Energy consumption in households 2023. Statistics Explained n.d. [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Energy_consumption_in_households#Energy_consumption_in_households_by_type_of_end-use [Dostęp: 10.08.2023].

EUROSTAT Statistics Explained 2023c – Electricity price statistics 2023. Statistics Explained n.d. [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics [Dostęp: 9.02.2023].

EUROSTAT Statistics Explained 2023d – Natural gas price statistics 2023. Statistics Explained n.d. [Online] https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Natural_gas_price_statistics [Dostęp: 9.02.2023].

Fachinger i in. 2017 – Fachinger F., Drewnick F., Gieré R. i Borrmann S. 2017 – How the user can influence particulate emissions from residential wood and pellet stoves: Emission factors for different fuels and burning conditions. Atmospheric Environment 158, s. 216–226, DOI: 10.1016/J.ATMOSENV.2017.03.027.

Fanh i in. 2022 – Fang Z., Wang W., Chen Y. i Song J. 2022 – Structural and Heat Transfer Model Analysis of Wall-Mounted Solar Chimney Inlets and Outlets in Single-Story Buildings. Buildings 12(11), DOI: 10.3390/BUILDINGS12111790.

Fateh i in. 2018 – Fateh A., Borelli D., Devia F. i Weinläder H. 2018 – Summer thermal performances of PCM-integrated insulation layers for light-weight building walls: Effect of orientation and mel-

ting point temperature. Thermal Science and Engineering Progress 6, s. 361–369, DOI: 10.1016/J.TSEP.2017.12.012.

Feuermann D. i Gordon J.M. 2001 – High-concentration photovoltaic designs based on miniature parabolic dishes. Solar Energy 70, s. 423–430, DOI: 10.1016/S0038-092X(00)00155-9.

Fidaros i in. 2022 – Fidaros D., Baxevanou C., Markousi M. i Tsangrassoulis A. 2022 – Assessment of Various Trombe Wall Geometries with CFD Study. Sustainability 14(9), DOI: 10.3390/SU14094877.

Fieducik J. 2016 – Fotowoltaika skoncentrowana, osiągnięcia i perspektywy rozwoju. Journal of Civil Engineering, Environment and Architecture 2016, DOI: 10.7862/RB.2016.142.

Figaj i in. 2019 – Figaj R., Szubel M., Przenzak E. i Filipowicz M. 2019 – Feasibility of a small-scale hybrid dish/flat-plate solar collector system as a heat source for an absorption cooling unit. Applied Thermal Engineering 163, DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114399.

Filipowicz i in. 2012 – Filipowicz M., Wajss P., Szubel M., Sornek K., Tomski M., Gastoł M. i Bożek E. 2012 – Wykorzystanie skoncentrowanego promieniowania słonecznego w warunkach polskich. Rynek Instalacyjny 12. [Online] https://www.rynekinstalacyjny.pl/artykul/kolektory-sloneczne/16670,wykorzystanie-skoncentrowanego-promieniowania-slonecznego-w-warunkach-polskich [Dostęp: 28.07.2023].

Firląg S. i Chmielewski A. 2019 – „Czyste Powietrze" – wymiana kotła kontra kompleksowa termomodernizacja. Rynek Instalacyjny 4. [Online] https://www.rynekinstalacyjny.pl/artykul/czyste-powietrze/38849,czyste-powietrze-wymiana-kotla-kontra-kompleksowa-termomodernizacja [Dostęp: 16.08.2023].

Gakkhar i in. 2020 – Gakkhar N., Soni M.K. i Jakhar S. 2020 – Experimental and theoretical analysis of hybrid concentrated photovoltaic/thermal system using parabolic trough collector. Applied Thermal Engineering 171, DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2020.115069.

Garbala i in. 2020 – Garbala K., Tokajuk A., Kałłaur K. i Cybulko P. 2020 – Klasyfikacja i charakterystyka turbin wiatrowych (silników wiatrowych). Aparatura Badawcza i Dydaktyczna 2, s. 56–60.

Ghadiri i in. 2015 – Ghadiri M., Sardarabadi M., Pasandideh-Fard M. i Moghadam A.J. 2015 – Experimental investigation of a PVT system performance using nano ferrofluids. Energy Conversion and Management 103, s. 468–476, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.06.077.

Gilardoni i in. 2011 – Gilardoni S., Vignati E., Cavalli F., Putaud J.P., Larsen B.R., Karl M., Stenström K., Genberg J., Henne S. i Dentener F. 2011 – Better constraints on sources of carbonaceous aerosols using a combined 14C-macro tracer analysis in a European rural background site. Atmospheric Chemistry and Physics 11(12), s. 5685–5700, DOI: 10.5194/acp-11-5685-2011.

Gollmer i in. 2019 – Gollmer C., Höfer I., Harms D. i Kaltschmitt M. 2019 – Potential additives for small-scale wood chip combustion – Laboratory-scale estimation of the possible inorganic particulate matter reduction potential. Fuel 254, DOI: 10.1016/J.FUEL.2019.115695.

Gonzalo i in. 2019 – Gonzalo A.P., Marugán A.P. i Márquez F.P.G. 2019 – A review of the application performances of concentrated solar power systems. AApplied Energy 255, DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113893.

Gostein i in. 2014 – Gostein M., Caron J.R. i Littmann B. 2014 – Measuring soiling losses at utility-scale PV power plants. 2014 IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference (PVSC), s. 885–890, DOI: 10.1109/PVSC.2014.6925056.

Gramwzielone.pl 2022 – Corab: Gwarancja wydłużona do 15 lat - Gramwzielone.pl n.d. [Online] https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/108928/corab-gwarancja-wydluzona-do-15-lat [Dostęp: 22.08.2023].

Green i in. 2023 – Green M.A., Dunlop E.D., Siefer G., Yoshita M., Kopidakis N., Bothe K. i Hao X. 2023 – Solar cell efficiency tables (Version 61). Progress in Photovoltaics: Research and Applications 31, s. 3–16, DOI: 10.1002/PIP.3646.

Guerrero i in. 2019 – Guerrero F., Yáñez K., Vidal V. i Cereceda-Balic F. 2019 – Effects of wood moisture on emission factors for PM2.5, particle numbers and particulate-phase PAHs from Eucalyptus globulus combustion using a controlled combustion chamber for emissions. Science of The Total Environment 648, s. 737–744, DOI: 10.1016/J.SCITOTENV.2018.08.057.

Gölles i in. 2014 – Gölles M., Reiter S., Brunner T., Dourdoumas N. i Obernberger I. 2014 – Model based control of a small-scale biomass boiler. Control Engineering Practice 22, s. 94–102, DOI: 10.1016/J.CONENGPRAC.2013.09.012.

He G. i Lv D. 2022 – Distributed heat absorption in a solar chimney to enhance ventilation. Solar Energy 238, s. 315–326, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2022.04.047.

Herich i in. 2011 – Herich H., Hueglin C. i Buchmann B. 2011 – A 2.5 year's source apportionment study of black carbon from wood burning and fossil fuel combustion at urban and rural sites in Switzerland. Atmospheric Measurement Techniques 4(7), s. 1409–1420, DOI: 10.5194/amt-4-1409-2011.

Herich i in. 2014 – Herich H., Gianini M.F.D., Piot C., Močnik G., Jaffrezo J.L., Besombes J.L., Prévôt A.S.H. i Hueglin C. 2014 – Overview of the impact of wood burning emissions on carbonaceous aerosols and PM in large parts of the Alpine region. Atmospheric Environment 89, s. 64–75, DOI: 10.1016/j.atmosenv.2014.02.008.

Hosien M.A. i Selim S.M. 2017 – Effects of the geometrical and operational parameters and alternative outer cover materials on the performance of solar chimney used for natural ventilation. Energy Build 138, s. 355–367, DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2016.12.041.

Houcine i in. 2017 – Houcine A., Maatallah T., El Alimi S. i Nasrallah S.B. 2017 – Optical modeling and investigation of sun tracking parabolic trough solar collector basing on Ray Tracing 3Dimensions-4Rays. Sustainable Cities and Society 35, s. 786–798, DOI: 10.1016/j.scs.2017.08.031.

Hu i in. 2017a – Hu Z., He W., Ji J., Hu D., Lv S., Chen H. i Shen Z. 2017 – Comparative study on the annual performance of three types of building integrated photovoltaic (BIPV) Trombe wall system. Appl Energy194, s. 81–93, DOI: 10.1016/J.APENERGY.2017.02.018.

Hu i in. 2017b – Hu Z., He W., Hu D., Lv S., Wang L., Ji J, Chen H. i Ma J. 2017b – Design, construction and performance testing of a PV blind-integrated Trombe wall module. Applied Energy 203, s. 643–656, DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.06.078.

Hussien i in. 2023 – Hussien A., Eltayesh A. i El-Batsh H.M. 2023 – Experimental and numerical investigation for PV cooling by forced convection. Alexandria Engineering Journal 64, s. 427–440, DOI: 10.1016/J.AEJ.2022.09.006.

IBC Solar 2023 – 15-letnia Gwarancja Łączona n.d. [Online] https://www.ibc-solar.pl/produkty/gwarancja-laczona/ [Dostęp: 22.08.2023].

Immonen i in. 2022 – Immonen J., Mohammadi K. i Powell K.M. 2022 – Simulating a solar parabolic trough collector plant used for industrial process heat using an optimized operating scheme that utilizes flexible heat integration. Solar Energy 236, s. 756–771, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2022.03.044.

Ustawa 1994 – Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane. n.d. (Dz.U. 1994, nr 89, poz. 414). [Online] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19940890414 [Dostęp: 11.06.2023].

ISAP 2002 – Rozporządzenie Ministra Infrastruktury z dnia 12 kwietnia 2002 r. w sprawie warunków technicznych, jakim powinny odpowiadać budynki i ich usytuowanie. n.d. (Dz.U. 2002, nr 75, poz. 690). [Online] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20020750690 [Dostęp: 11.06.2023].

ISAP 2014 – Ustawa z dnia 29 sierpnia 2014 r. o charakterystyce energetycznej budynków n.d. (Dz.U. 2014, poz. 1200). [Online] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu20140001200 [Dostęp: 11.06.2023].

Jamil i in. 2017 – Jamil W.J., Abdul Rahman H., Shaari S. i Salam Z. 2017 – Performance degradation of photovoltaic power system: Review on mitigation methods. Renewable and Sustainable Energy Reviews 67, s. 876–891, DOI: 10.1016/J.RSER.2016.09.072.

Ju i in. 2017a – Ju X., Xu C., Hu Y., Han X., Wei G. i Du X. 2017a – A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (PV-CSP) hybrid systems. Solar Energy Materials and Solar Cells 161, s. 305–327, DOI: 10.1016/j.solmat.2016.12.004.

Ju i in. 2017b – Ju X., Xu C., Liao Z., Du X., Wei G., Wang Z. i Yang Y. 2017b – A review of concentrated photovoltaic-thermal (CPVT) hybrid solar systems with waste heat recovery (WHR). Science Bulletin (Beijing) 62, s. 1388–1426, DOI: 10.1016/J.SCIB.2017.10.002.

Kabeel i in. 2019 – Kabeel A.E., Abdelgaied M. i Sathyamurthy R. 2019 – A comprehensive investigation of the optimization cooling technique for improving the performance of PV module with reflectors under Egyptian conditions. Solar Energy 186, s. 257–263, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2019.05.019.

Kandil H.A. i Elsherif H. 2011 – Fully automated cleaning systems for photovoltaic panels and reflectors, presented at the workshop of the proposed joint cooperation research imitative on renewable energies and smart grid. German University in Cairo (GUC) 2011.

Karellas S. i Braimakis K. 2016 – Energy–exergy analysis and economic investigation of a cogeneration and trigeneration ORC–VCC hybrid system utilizing biomass fuel and solar power. Energy Conversion and Management 107, s. 103–113, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2015.06.080.

Knauf Therm 2022 – Czy trzeba kołkować styropian? [Online] https://www.styropianknauf.pl/blog/czy-kolkowanie-styropianu-jest-niezbedne/ [Dostęp: 22.07.2023].

Kostikov i in. 2020a – Kostikov S.A., Yiqiang J. i Grinkrug N.V. 2020a – Employment of a Trombe wall in Modern Heating Systems. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 753(1), DOI: 10.1088/1757-899X/753/2/022017.

Kostikov i in. 2020b – Kostikov S., Grinkrug M. i Yiqiang J. 2020b – Comparative technical and economic analysis of the Trombe wall use in the heat supply system at different climatic conditions. Journal of Physics: Conference Series 1614, DOI: 10.1088/1742-6596/1614/1/012064.

Kurnuç Seyhan A. i Kara YA. 2018 – Energy and Environmental Evaluation of a PCM Wall Covered with Novel Triple Glass. Omer Halisdemir University Journal of Engineering Sciences 7, s. 306––315, DOI: 10.28948/ngumuh.381084.

Laszczak K. 2018 – Drzwi i okna w domu pasywnym. O czym pamiętać przy montażu. e-Okna. [Online] https://e-okna.pl/drzwi-i-okna-w-domu-pasywnym-o-czym-pamietac-przy-montazu/ar/c9-16391715 [Dostęp: 22.07.2023].

Lichołai i in. 2021 – Lichołai L., Starakiewicz A., Krasoń J. i Miąsik P. 2021 – The Influence of Glazing on the Functioning of a Trombe Wall Containing a Phase Change Material. Energies 14(17), DOI: 10.3390/EN14175243.

Li i in. 2019 – Li S., Zhu N., Hu P., Lei F. i Deng R. 2019 – Numerical study on thermal performance of PCM Trombe Wall. Energy Procedia 158, s. 2441–2447, DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2019.01.317.

Li i in. 2022 – Li J., Zhang Y., Zhu Z., Zhu J., Luo J., Peng F. i Sun X. 2022 – Thermal comfort in a building with Trombe wall integrated with phase change materials in hot summer and cold winter region without air conditioning. Energy and Built Environment 5(1), s. 58–69, DOI: 10.1016/J.ENBENV.2022.07.007.

Lin i in. 2019 – Lin Y., Ji J., Zhou F., Ma Y., Luo K. i Lu X. 2019 – Experimental and numerical study on the performance of a built-middle PV Trombe wall system. Energy Build 200, s. 47–57, 10.1016/J.ENBUILD.2019.07.042.

Luo i in. 2018 – Luo Y., Zhang L., Liu Z., Wu J., Zhang Y., Wu Z. 2018 – Numerical evaluation on energy saving potential of a solar photovoltaic thermoelectric radiant wall system in cooling dominant climates. Energy142, s. 384–399, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2017.10.050.

Mabrouki i in. 2022 – Mabrouki A., Bennani Karim Y., Ouadghiri Hassani H., Jamali Y. i Khaldoun A. 2022 – A study of a passive heating design employing a Trombe wall with PCM: A numerical investigation of the semi-oceanic climate in Morocco. Materials Today: Proceedings 72(7), s. 3626–3631, DOI: 10.1016/J.MATPR.2022.08.410.

Ma i in. 2022 – Ma T., Kazemian A., Habibollahzade A., Salari A., Gu W. i Peng J. 2022 – A comparative study on bifacial photovoltaic/thermal modules with various cooling methods. Energy Conversion and Management 263, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2022.115555.

Maghrabie i in. 2022 – Maghrabie H.M., Abdelkareem M.A., Elsaid K., Sayed E.T., Radwan A., Rezk H. i in. 2022 – A review of solar chimney for natural ventilation of residential and non-residential buildings, Sustainable Energy Technologies and Assessments 52, DOI: 10.1016/J.SETA.2022.102082.

Marszałek i in. 2022 – Marszałek K., Dyndał K. i Lewińska G. 2022 – Fotowoltaika koncentratorowa. Open AGH e-podręczniki. [Online] https://pre-epodreczniki.open.agh.edu.pl [Dostęp: 11.06.2023].

Michalski M. n.d. – Energetyka słoneczna – fotowoltaika. Akademia Viessmann [Online] https://www.viessmann.ovh/ [Dostęp: 18.06.2023].

Ministerstwo RiT 2019 – Dane do obliczeń energetycznych budynków – Ministerstwo Inwestycji i Rozwoju. Portal Gov.pl n.d. [Online] https://www.gov.pl/web/archiwum-inwestycje-rozwoj/dane-do-obliczen-energetycznych-budynkow [Dostęp: 12.06.2023].

Ministerstwo RiT 2023 – Prekonsultacje zmian regulacji w zakresie wyznaczania charakterystyki energetycznej budynku lub części budynku oraz wzorów świadectw charakterystyki energetycznej – Ministerstwo Rozwoju i Technologii, Portal Gov.pl n.d. [Online] https://www.gov.pl/web/rozwoj-technologia/Prekonsultacje-zmian-regulacji-w-zakresie-wyznaczania-charakterystyki-energetycznej-budynku-lub-czesci-budynku-oraz-wzorow-swiadectw-charakterystyki-energetycznej [Dostęp: 11.06.2023].

Miąsik P. i Krasoń J. 2021 – Thermal Efficiency of Trombe Wall in the South Facade of a Frame Building. Energies 14(3), DOI: 10.3390/EN14030580.

Miętus M. 2023 – Charakterystyka wybranych elementów klimatu w Polsce w 2022 roku – podsumowanie | Instytut Meteorologii i Gospodarki Wodnej – Państwowy Instytut Badawczy n.d. [Online] https://imgw.pl/wydarzenia/charakterystyka-wybranych-elementow-klimatu-w-polsce-w-2022-roku-podsumowanie [Dostęp: 21.08.2023].

Moharram i in. 2013 – Moharram K.A., Abd-Elhady M.S., Kandil H.A. i El-Sherif H. 2013 – Enhancing the performance of photovoltaic panels by water cooling. Ain Shams Engineering Journal 4, s. 869–877, DOI: 10.1016/J.ASEJ.2013.03.005.

Moharram i in. 2013 – Moharram K.A., Abd-Elhady M.S., Kandil H.A. i El-Sherif H. 2013 – Influence of cleaning using water and surfactants on the performance of photovoltaic panels. Energy Conversion and Management 68, s. 266–272, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2013.01.022.

Mohsenzadeh i in. 2017 – Mohsenzadeh M., Shafii M.B. i Jafari mosleh H. 2017 – A novel concentrating photovoltaic/thermal solar system combined with thermoelectric module in an integrated design. Renewable Energy 113, s. 822–834, DOI: 10.1016/j.renene.2017.06.047.

Noonan i in. 2020 – Noonan C.W., Semmens E.O., Ware D., Smith P., Boyer B.B., Erdei E., Hopkins S.E., Lewis J. i Ward T.J. 2020 – Wood stove interventions and child respiratory infections in rural communities: KidsAir rationale and methods. Contemp Clin Trials 89, DOI: 10.1016/J.CCT.2019.105909.

Nussbaumer T. 2010 – Overview on Technologies for Biomass Combustion and Emission Levels of Particulate Matter 2010.

Obaidullah i in. 2014 – Obaidullah M., Dyakov I.V., Thomassin J.D., Duquesne T., Bram S., Contino F. i De Ruyck J. 2014 – CO Emission Measurements and Performance Analysis of 10 kW and 20 kW Wood Stoves. Energy Procedia 61, s. 2301–2306, DOI: 10.1016/J.EGYPRO.2014.12.443.

Olczak i in. 2022 – Olczak P., Żelazna A., Stecuła K., Matuszewska D. i Lelek Ł. 2022 – Environmental and economic analyses of different size photovoltaic installation in Poland. Energy for Sustainable Development 70, s. 160–169, DOI: 10.1016/J.ESD.2022.07.016.

Olsen i in. 2020 – Olsen Y., Nøjgaard J.K., Olesen H.R., Brandt J., Sigsgaard T., Pryor S.C., Ancelet T., Viana M.M., Querol X. i Hertel O. 2020 – Emissions and source allocation of carbonaceous air pollutants from wood stoves in developed countries: A review. Atmospheric Pollution Research 11(2), s. 234–251, DOI: 10.1016/J.APR.2019.10.007.

Otanicar i in. 2015 – Otanicar T.P., Theisen S., Norman T., Tyagi H. i Taylor R.A. 2015 – Envisioning advanced solar electricity generation: Parametric studies of CPV/T systems with spectral filtering and high temperature PV. Appl Energy 140, s. 224–233, DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.11.073.

Ouagued i in. 2018 – Ouagued M., Khellaf A. i Loukarfi L. 2018 – Performance analyses of Cu–Cl hydrogen production integrated solar parabolic trough collector system under Algerian climate. International Journal of Hydrogen Energy 43, s. 3451–3465, DOI: 10.1016/J.IJHYDENE.2017.11.040.

Owczarek M. 2021 – Thermal Fluxes and Solar Energy Storage in a Massive Brick Wall in Natural Conditions. Energies 14(23), DOI: 10.3390/EN14238093.

Ozgen i in. 2013 – Ozgen S., Cernuschi S. i Giugliano M. 2013 – Experimental evaluation of particle number emissions from wood combustion in a closed fireplace. Biomass Bioenergy 50, s. 65–74, DOI: 10.1016/J.BIOMBIOE.2013.01.015.

Paap i in. 2014 – Paap S., Gupta V., Tauke-Pedretti A., Resnick P., Sanchez C., Nielson G., et al. 2014 – Cost Analysis for Flat-Plate Concentrators Employing Microscale Photovoltaic Cells. 2014

IEEE 40th Photovoltaic Specialist Conference, PVSC 2014 2013, s. 2926–2929, DOI: 10.1109/PVSC.2014.6925544.

Passive Solar Design n.d. Sustainability [Online] https://sustainability.williams.edu/green-building-basics/passive-solar-design/ [Dostęp: 16.08.2023].

Passive Solar Homes n.d. Department of Energy [Online] https://www.energy.gov/energysaver/passive-solar-homes [Dostęp: 16.08.2023].

PKN 2006 – PN-EN 12831:2006 – wersja polska n.d. [Online] https://sklep.pkn.pl/pn-en-12831-2006p.html [Dostęp: 15.08.2023].

PN-EN 60038:2012 – wersja polska n.d. [Online] https://sklep.pkn.pl/pn-en-60038-2012p.html [Dostęp: 21.08.2023].

Praveen R.P. i Mouli K.V.V.C. 2022 – Performance enhancement of parabolic trough collector solar thermal power plants with thermal energy storage capability. Ain Shams Engineering Journal 13, DOI: 10.1016/J.ASEJ.2022.101716.

Przenzak E. 2016 – Research on transport of concentrated solar radiation for lighting purposes. Czasopismo Techniczne. Budownictwo 1-B, DOI: 10.4467/2353737XCT.16.065.5414.

Przenzak i in. 2016 – Przenzak E., Szubel M. i Filipowicz M. 2016 – The numerical model of the high temperature receiver for concentrated solar radiation. Energy Conversion and Management 125, s. 97–106, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2016.07.036.

Ramkiran i in. 2021 – Ramkiran B., Sundarabalan C.K. i Sudhakar K. 2021 – Sustainable passive cooling strategy for PV module: A comparative analysis. Case Studies in Thermal Engineering 27, DOI: 10.1016/J.CSITE.2021.101317.

Rehman i in. 2021 – Rehman A.U., Sheikh S.R., Kausar Z. i McCormack S.J. 2021 – Numerical Simulation of a Novel Dual Layered Phase Change Material Brick Wall for Human Comfort in Hot and Cold Climatic Conditions. Energies 14(3), DOI: 10.3390/EN14134032.

Renno C. i Petito F. 2019 – Modelling of a linear focus concentrating photovoltaic and thermal system for different load scenarios of a residential user. Energy Conversion and Management 188, s. 214–229, DOI: 10.1016/j.enconman.2019.03.024.

Royne i in. 2005 – Royne A., Dey C.J. i Mills D.R. 2005 – Cooling of photovoltaic cells under concentrated illumination: A critical review. Solar Energy Materials and Solar Cells 86, s. 451–483, DOI: 10.1016/j.solmat.2004.09.003.

Rozporządzenie MIiR 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 n.d. [Online] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20150000376 [Dostęp: 12.06.2023].

Sarmah N. i Mallick T.K. 2015 – Design, fabrication and outdoor performance analysis of a low concentrating photovoltaic system. Solar Energy 112, s. 361–372, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2014.12.019.

Schmidl i in. 2011 – Schmidl C., Luisser M., Padouvas E., Lasselsberger L., Rzaca M., Ramirez C., Handler M., Peng G., Bauer H. i Puxbaum H. 2011 – Particulate and gaseous emissions from manually and automatically fired small scale combustion systems. Atmospheric Environment 45(39), s. 7443–7454, DOI: doi.org/10.1016/j.atmosenv.2011.05.006.

SEAI 2023 – Home – Sustainable Energy Authority Of Ireland. [Online] https://www.seai.ie/ [Dostęp: 9.02.2023].

Shaari i in. 2020 – Shaari A.M., Abdullah K., Mohideen Batcha M.F., Salleh H. i Wae-Hayee M. 2020 – Effect of Converging Duct on Solar Chimney. CFD Letters 12(3), s. 89–97.

Sharaf O.Z. i Orhan M.F. 2015 – Concentrated photovoltaic thermal (CPVT) solar collector systems: Part I – Fundamentals, design considerations and current technologies. Renewable and Sustainable Energy Reviews 50, s. 1500–1565, DOI: 10.1016/J.RSER.2015.05.036.

Sharma i in. 2021 – Sharma S., Sharma M., Mudgal D. i Bhowmick H. 2021 – Adoption of strategies for clean combustion of biomass in boilers. Corrosion Reviews 39, s. 387–408, DOI: 10.1515/corrrev-2020-0095.

Shi i in. 2016 – Shi L., Zhang G., Cheng X., Guo Y., Wang J. and Chew M. 2016 – Developing an empirical model for roof solar chimney based on experimental data from various test rigs. Building and Environment 110, s. 115–128, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2018.10.037.

Shi i in. 2018 – Shi L., Zhang G., Yang W., Huang D., Cheng X. i Setunge S. 2018 – Determining the influencing factors on the performance of solar chimney in buildings. Renewable and Sustainable Energy Reviews 88, s. 223–238, DOI: 10.1016/J.RSER.2018.02.033.

Shi L. 2018 – Theoretical models for wall solar chimney under cooling and heating modes considering room configuration. Energy 165(B), s. 925–938, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2018.10.037.

Shyam i in. 2015 – Shyam, Tiwari G.N. i Al-Helal I.M. 2015 – Analytical expression of temperature dependent electrical efficiency of N-PVT water collectors connected in series. Solar Energy 114, s. 61–76, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2015.01.026.

SOLBET b.d. – Dom energooszczędny a piramida efektywności energetycznej. [Online] https://www.solbet.pl/dom-energooszczedny-a-piramida-efektywnosci-energetycznej/ [Dostęp: 2023-08-16].

Sornek i in. 2017 – Sornek K., Filipowicz M. i Rzepka K. 2017 – Study of clean combustion of wood in a stove-fireplace with accumulation. Journal of the Energy Institute 90(4), s. 613–623, DOI: 10.1016/j.joei.2016.05.001.

Sornek i in. 2018 – Sornek K., Filipowicz M. i Jasek J. 2018 – The Use of Fresnel Lenses to Improve the Efficiency of Photovoltaic Modules for Building-integrated Concentrating Photovoltaic Systems. Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems 6(3), s. 415–426, DOI: 10.13044/J.SDEWES.D6.0204.

Sornek i in. 2022 – Sornek K., Goryl W., Figaj R., Abrowska G.D. i Brezdé J. 2022 – Development and Tests of the Water Cooling System Dedicated to Photovoltaic Panels. Energies 15(16), DOI: 10.3390/EN15165884.

Sornek i in. 2023a – Sornek K., Papis-Frączek K., Calise F., Cappiello F.L. i Vicidomini M. 2023a – A Review of Experimental and Numerical Analyses of Solar Thermal Walls. Energies 16(7), DOI: 10.3390/EN16073102.

Sornek i in. 2023b – Sornek K., Żołądek M., Papis-Frączek K., Szram M. i Filipowicz M. 2023b – Experimental investigations of the microscale concentrated photovoltaic/thermal system based on a solar parabolic trough concentrator. Energy Reports 9, s. 86–97, DOI: 10.1016/J.EGYR.2023.03.089.

Sornek K. i Papis-Frączek K. 2022 – Development and Tests of the Solar Air Heater with Thermal Energy Storage. Energies 15(18), DOI: doi.org/10.3390/EN15186583.

Szafranko E. 2022 – Assessment of the economic efficiency of energy-saving projects, methodology based on simple and compound methods. Energy Science & Engineering 10, s. 423–438, DOI: 10.1002/ESE3.1032.

Szramowiat-Sala i in. 2019 – Szramowiat-Sala K., Korzeniewska A., Sornek K., Marczak M., Wierońska F., Berent K., Gołaś J. i Filipowicz M. 2019 – The properties of particulate matter generated during wood combustion in in-use stoves. Fuel 253, S. 792–801, DOI: 10.1016/j.fuel.2019.05.026.

Szubel i in. 2015a – Szubel M., Warszewska M., Basista G. i Podlasek S. 2015a – Impact of the geometry of the fuel bed in the fireplace on the quality of the combustion process. [W:] Banaś M, editor. Energetyka i ochrona środowiska, Kraków: Katedra Systemów Energetycznych i Urządzeń Ochrony Środowiska, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH; s. 127–39.

Szubel i in. 2015b – Szubel M., Goryl W., Basista G. i Filipowicz M. 2015b – Characterization of the wood combustion process, based on the TG analysis, numerical modeling and measurements performed on the experimental stand. 1st International Conference Wood – Science – Economy, Poznań.

Tenpierik i in. 2019 – Tenpierik M., Wattez Y., Turrin M., Cosmatu T. i Tsafou S. 2019 – Temperature Control in (Translucent) Phase Change Materials Applied in Facades: A Numerical Study. Energies 12(17), DOI: 10.3390/EN12173286.

Tripanagnostopoulos Y. 2007 – Aspects and improvements of hybrid photovoltaic/thermal solar energy systems. Solar Energy 81(9), s. 1117–1131, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2007.04.002.

Ustawa 2015 – Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. [Online] https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20150000478 [Dostęp: 10.06.2023].

Vargas-López i in. 2019 – Vargas-López R., Xamán J., Hernández-Pérez I., Arce J., Zavala-Guillén I., Jiménez M.J. i Heras M.R. 2019 – Mathematical models of solar chimneys with a phase change material for ventilation of buildings: A review using global energy balance. Energy 170, s. 683––708, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2018.12.148.

Vicente i in. 2015a – Vicente E.D., Duarte M.A., Calvo A.I., Nunes T.F., Tarelho L. i Alves C.A. 2015a – Emission of carbon monoxide, total hydrocarbons and particulate matter during wood combustion in a stove operating under distinct conditions. Fuel Processing Technology 131, s. 182–192, DOI: 10.1016/J.FUPROC.2014.11.021.

Vicente i in. 2015b – Vicente ED, Duarte MA, Tarelho LAC, Nunes TF, Amato F, Querol X., Colombi C., Gianelle V. i Alves C.A. 2015b – Particulate and gaseous emissions from the combustion of different biofuels in a pellet stove. Atmospheric Environment 120, s. 15–27, DOI: 10.1016/J.ATMOSENV.2015.08.067.

Villar-Ramos i in. 2020 – Villar-Ramos M.M., Macias-Melo EV., Aguilar-Castro K.M., Hernández-Pérez I., Arce J., Serrano-Arellano J., Díaz-Hernández H.P. i López-Manrique L.M. 2020 – Parametric analysis of the thermal behavior of a single-channel solar chimney. Solar Energy 209, s. 602–617, DOI: 10.1016/J.SOLENER.2020.08.072.

Wang i in. 2022 – Wang Q., Zhang G., Wu Q., Li W. i Shi L. 2022 – A combined wall and roof solar chimney in one building. Energy240, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2021.122480.

Wang i in. 2023 – Wang G., Zhang Z. i Chen Z. 2023 – Design and performance evaluation of a novel CPV-T system using nano-fluid spectrum filter and with high solar concentrating uniformity. Energy 267, DOI: 10.1016/J.ENERGY.2023.126616.

Wielgosiński i in. 2017 – Wielgosiński G., Łechtańska P. i Namiecińska O. 2017 – Emission of some pollutants from biomass combustion in comparison to hard coal combustion. Journal of the Energy Institute 90, s. 787–796, DOI: doi.org/10.1016/J.JOEI.2016.06.005.

Xiong i in. 2022 – Xiong Q., Alshehri H.M., Monfaredi R., Tayebi T., Majdoub F., Hajjar A., Delpisheh M. i Izadi M. 2022 – Application of phase change material in improving trombe wall efficiency: An up-to-date and comprehensive overview. Energy Build 258, DOI: 10.1016/J.ENBUILD.2021.111824.

Xu Z. i Kleinstreuer C. 2014 – Computational analysis of nanofluid cooling of high concentration photovoltaic cells. Journal of Thermal Science and Engineering Applications 6(3), DOI: 10.1115/1.4026355.

Yamaguchi i in. 2005 – Yamaguchi M., Takamoto T., Araki K. i Ekins-Daukes N. 2005 – Multi-junction III-V solar cells: Current status and future potential. Solar Energy 79, s. 78–85, DOI: 10.1016/j.solener.2004.09.018.

Yildirim i in. 2022 – Yildirim M.A., Cebula A. i Sułowicz M. 2022 – A cooling design for photovoltaic panels – Water-based PV/T system. Energy 256, DOI: doi.org/10.1016/J.ENERGY.2022.124654.

Yongfeng i in. 2009 – Yongfeng X., Ming L., Liuling W., Wenxian L., Ming X., Xinghua Z., Yunfeng W. i Shengxian W. 2009 – Performance analysis of solar cell arrays in concentrating light intensity. Journal of Semiconductors 30(8), DOI: 10.1088/1674-4926/30/8/084011.

Zeng i in. 2016 – Zeng T., Weller N., Pollex A. i Lenz V. 2016 – Blended biomass pellets as fuel for small scale combustion appliances: Influence on gaseous and total particulate matter emissions and applicability of fuel indices. Fuel 184, s. 689–700, DOI: doi.org/10.1016/J.FUEL.2016.07.047.

Zha i in. 2017 – Zha X., Zhang J. i Qin M. 2017 – Experimental and Numerical Studies of Solar Chimney for Ventilation in Low Energy Buildings. Procedia Engineering 205, s. 1612–1619, DOI: 10.1016/J.PROENG.2017.10.294.

Zhang i in. 2021 – Zhang H., Tao Y., Nguyen K., Han F., Li J. i Shi L. 2021 – A wall solar chimney to ventilate multi-zone buildings. Sustainable Energy Technologies and Assessments 47, DOI: 10.1016/J.SETA.2021.101381.

Zhang i in. 2023a – Zhang Q, He S, Song T, Wang M, Liu Z, Zhao J, et al. 2023a – Modeling of a PV system by a back-mounted spray cooling section for performance improvement. Applied Energy 332, DOI: 10.1016/J.APENERGY.2022.120532.

Zhang i in. 2023b – Zhang X., Ojha B., Bichlmaier H., Hartmann I. i Kohler H. 2023b – Extensive Gaseous Emissions Reduction of Firewood-Fueled Low Power Fireplaces by a Gas Sensor Based Advanced Combustion Airflow Control System and Catalytic Post-Oxidation. Sensors 23(10), DOI: doi.org/10.3390/S23104679.

Ziyaei i in. 2021 – Ziyaei M., Jalili M., Chitsaz A. i Alhuyi Nazari M. 2021 – Dynamic simulation and life cycle cost analysis of a MSF desalination system driven by solar parabolic trough collectors using TRNSYS software: A comparative study in different world regions. Energy Conversion and Management 243, DOI: 10.1016/J.ENCONMAN.2021.114412.

Zorrilla-Casanova i in. 2011 – Zorrilla-Casanova J, Piliougine M, Carretero J, Bernaola P, Carpena P, Mora-Lopez L, et al. Analysis of Dust Losses in Photovoltaic Modules. Proceedings of the World Renewable Energy Congress – Sweden, 8–13 May, 2011, Linköping, Sweden 2011, Linköping Electronic Conference Proceedings 57(39), s. 2985–2992, DOI: 10.3384/ECP110572985.

Żołądek i in. 2019 – Żołądek M., Filipowicz M., Sornek K. i Figaj R. 2019 – Energy performance of the photovoltaic system in urban area-case study. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science 214, DOI: 10.1088/1755-1315/214/1/012123.

Analiza możliwości zwiększenia efektywności energetycznej mikroskalowych systemów energetyki odnawialnej pod kątem poprawy charakterystyki energetycznej budynków

Streszczenie

Niniejsza praca wpisuje się w aktualne trendy badawcze dotyczące zagadnień czystych technologii energetycznych w budownictwie. Poprawa efektywności energetycznej oraz wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii są kluczowym elementem zapewnienia wysokiej energooszczędności budynków, a docelowo – osiągnięcia standardu zeroenergetycznego budynków. Biorąc pod uwagę powyższe kwestie, w oparciu o rozeznanie aktualnego stanu wiedzy, autor opracował i przetestował rozwiązania techniczne, które mogą zapewnić poprawę wydajności pracy instalacji odnawialnych źródeł energii stosowanych w budownictwie, a tym samym wpłynąć na poprawę charakterystyki energetycznej budynków.

Monografia została podzielona na dwie zasadnicze części. Pierwsza dotyczy możliwości zwiększenia udziału energii promieniowania słonecznego i biomasy w produkcji ciepła na cele użytkowe. W tym kontekście przedstawiona została koncepcja akumulacyjnej przegrody słonecznej, która może służyć do wstępnego podgrzania powietrza wentylacyjnego z wykorzystaniem energii promieniowania słonecznego. Zastosowanie tego typu rozwiązania wpływa na poprawę charakterystyki energetycznej budynków, przez co może stanowić istotny element budynków energooszczędnych, pasywnych i zeroenergetycznych. Ponadto, w tej części przedstawiono również możliwość poprawy efektywności środowiskowej miejscowych ogrzewaczy pomieszczeń zasilanych biomasą pod kątem spełnienia wymogów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/125/WE z 21 października 2009 r. Wykazano, że osiągnięcie odpowiednio niskich emisji tlenku węgla, cząstek stałych i innych związków jest możliwe m.in. dzięki wdrożeniu odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych, dedykowanego systemu kontrolno-pomiarowego, a także zastąpieniu spalania drewna kawałkowego przez spalanie gazu drzewnego powstającego w procesie zgazowania pelletu.

W drugiej części monografii omówione zostały możliwości poprawy wydajności pracy ogniw fotowoltaicznych poprzez wdrożenie bezpośredniego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego modułów PV oraz poprzez zastosowanie skoncentrowanego promieniowania słonecznego. Pierwsze z opisanych rozwiązań jest istotne z punktu widzenia pracy instalacji fotowoltaicznej, gdyż w okresie letnim temperatura powierzchni modułów może przekraczać

poziom 50°C. Z kolei przez cały rok na powierzchni modułów może gromadzić się zanieczyszczenie (pył, ptasie odchody, liście itp.). Dlatego też wdrożenie proponowanego systemu chłodzenia i czyszczenia wodnego umożliwi zwiększenie uzysku energetycznego oraz poprawi niezawodność działania instalacji fotowoltaicznej (mniejsze prawdopodobieństwo wystąpienia lokalnego przegrzania modułów itp.). Z kolei w przypadku zastosowania koncentratora promieniowania słonecznego ogniwa fotowoltaiczne zostały zainstalowane na odbiorniku umieszczonym w ognisku koncentratora rynnowego. Wewnątrz odbiornika przepływała woda chłodząca, która z jednej strony pozwalała na chłodzenie powierzchni ogniw, a z drugiej umożliwiała wykorzystanie ciepła odpadowego z procesu chłodzenia ogniw na cele użytkowe. Rozwiązanie to, po odpowiednim przeskalowaniu, może więc stanowić alternatywę dla klasycznych systemów fotowoltaicznych i fototermicznych.

Każda z opracowanych koncepcji została poddana badaniom na autorskim stanowisku pomiarowym przy wykorzystaniu specjalnie opracowanych procedur badawczych. Następnie, wybrane fragmenty zrealizowanych kampanii pomiarowych zostały opisane w niniejszej monografii. Efektem zrealizowanych badań jest opracowanie prototypów, które w kolejnym kroku mogą zostać poddane testom w rzeczywistych warunkach operacyjnych.

Zaproponowane w niniejszej monografii kierunki rozwoju mikroskalowych technologii energetyki odnawialnej stanowią istotny wkład w rozwój budynków charakteryzujących się wysoką efektywnością energetyczną i środowiskową.

The possibility of increasing the energy efficiency of microscale renewable energy systems for improving the energy performance of buildings

Abstract

This work fits into the current research trends on the issues of clean energy technologies in building sector. The increase in energy efficiency and the use of renewable energy sources is a key element in ensuring high energy efficiency of buildings, and – furthermore – in achieving a zero-energy standard for buildings. Considering these issues and taking into account the current state of the art, the author has developed and tested solutions that can improve the performance of renewable energy systems used in building sector, and thus improve the energy performance of buildings.

The work is divided into two main parts. The first part deals with the possibility of increasing the share of solar and biomass energy in the heat generation for domestic purposes. At the begging, the concept of a accumulative solar envelope was presented. This solution can be used to preheat ventilation air using solar radiation and, consequently, to improve the energy performance of buildings (so it can be an important component of energy-efficient, passive and zero-energy buildings). Moreover, this section also presents the possibility of improving the environmental performance of biomass-fired space heaters in terms of meeting the requirements of Directive 2009/125/EC of the European Parliament and of the Council of October 21, 2009. It was shown that achieving appropriately low emissions of carbon monoxide, particulate matter and other compounds is possible by implementing appropriate design of the stoves, a dedicated control and measurement system, as well as by replacing the combustion of lump wood with the combustion of wood gas produced in the pellet gasification process.

The second part of the work discusses the possibility of improving the performance of solar cells by implementing a direct water cooling and cleaning system for photovoltaic panels and by using solar concentrator. The first of the described solutions can be important from the point of view of a photovoltaic system operation, since during the summer the photovoltaic panels temperature can exceed the 50°C level. Furthermore, pollution (dust, bird droppings, leaves, etc.) can accumulate on the surface of the modules throughout the year. Therefore, the implementation of the proposed direct water cooling and cleaning system can increase energy yield and improve the reliability of photovoltaic system operation. On the other hand, in the

case of the solar concentrator, the solar cells were installed on a receiver placed in the focus of the concentrator. Cooling water flowed inside the receiver and cooled the bottom surface of the solar cells. On the other hand, the waste heat from the solar cell cooling process was used for utility purposes. Thus, this solution, when appropriately scaled up, could be an alternative to typical photovoltaic and thermal systems.

Each of the developed concepts was tested on the specially designed experimental rig using specially developed procedures. Then, selected excerpts from the realized measurements were described in this work. The realized research resulted in the development of prototypes, which can be tested in real operational conditions.

The proposed directions for the development of microscale renewable energy technologies are an important contribution to the development of buildings characterized by high energy and environmental efficiency.

ISBN 978-83-67606-20-2
eISBN 978-83-67606-19-6