



MONOGRAFIE KOMITETU INŻYNIERII ŚRODOWISKA
P O L S K A A K A D E M I A N A U K

vol. 125



OCENA ZRÓWNOWAŻONOŚCI SYSTEMÓW SOLARNYCH OPARTA NA ANALIZIE CYKLU ŻYCIA

Agnieszka Żelazna

LUBLIN 2016

**POLSKA AKADEMIA NAUK
KOMITET INŻYNIERII ŚRODOWISKA**

MONOGRAFIE

Nr 125

**OCENA ZRÓWNOWAŻONOŚCI
SYSTEMÓW SOLARNYCH
OPARTA NA ANALIZIE CYKLU ŻYCIA**

Agnieszka Żelazna

Lublin 2016

Monografia powstała na bazie pracy doktorskiej

Promotor:

Dr hab. Artur Pawłowski, prof. PL

Promotor pomocniczy:

Dr hab. Agata Zdyb, prof. PL

Recenzja:

Prof. dr hab. inż. Jarosław Mikielewicz

Prof. dr hab. inż. Tomasz Winnicki

Komitet Redakcyjny:

prof. dr hab. Lucjan Pawłowski – Redaktor naczelny

prof. Anna Anielak

prof. Kazimierz Banasik

prof. January Bień

prof. Ryszard Błażejowski

prof. Michał Bodzek

dr hab. inż. Marcin Chodak

prof. Wojciech Dąbrowski

prof. Marzenna Dudzińska

dr hab. inż. Katarzyna Ignatowicz

prof. Janusz Jeżowiecki

dr hab. inż. Katarzyna Juda-Rezler

dr hab. inż. Małgorzata Kabsch–
Korbutowicz,

dr hab. inż. Piotr Koszelnik

prof. Mirosław Krzemieniewski

dr hab. inż. Izabela Majchrzak–Kucęba

prof. Marian Mazur

prof. Korneliusz Miksch

dr hab. inż. Maciej Mrowiec

prof. Hanna Obarska–Pempkowiak

dr hab. Artur Pawłowski

prof. Tadeusz Piecuch

dr hab. inż. Bernard Quant

prof. Czesława Rosik–Dulewska

prof. Zofia Sadecka

prof. Marek Sozański

prof. Joanna Surmacz–Górska

prof. Kazimierz Szymański

prof. Józefa Wiater

prof. Tomasz Winnicki

prof. Mirosław Żukowski

SPIS TREŚCI

Wstęp	4
1. Cel i zakres pracy	6
2. Część literaturowa	9
2.1. Rola energetyki w realizacji zasady zrównoważonego rozwoju	9
2.1.1. Podstawy zrównoważonej energetyki	9
2.1.2. Zrównoważona energetyka w świetle przepisów prawa	12
2.1.3. Wskaźniki zrównoważoności dla sektora energetycznego w Polsce	15
2.2. Metody oceny jakości ekologicznej systemów energetycznych w budynkach	17
2.2.1. Techniki certyfikacji obiektów budowlanych	17
2.2.2. Metody oceny ekologicznej	19
2.2.3. Podstawy metodyczne Oceny Cyklu Życia	21
2.3. Systemy solarne w budownictwie mieszkaniowym	25
2.3.1. Słońce jako źródło energii	25
2.3.2. Systemy fototermiczne	29
2.3.3. Systemy fotowoltaiczne	39
2.4. Oceny cyklu życia instalacji słonecznych	50
3. Część badawcza	53
3.1. Metodyka badań	53
3.1.1. Metoda Ecoindicator'99 (Ekowskażnik'99)	53
3.1.2. Metoda Global Warming Potential	55
3.1.3. Metoda Life Cycle Costing	56
3.2. Ocena środowiskowa systemów termicznych	57
3.2.1. Definicja celu i zakresu LCA	57
3.2.2. Analiza zbioru danych	59
3.2.3. Ocena wpływu cyklu życia	69
3.2.4. Interpretacja wyników	81
3.2.5. Wybrane symulacje	93
3.3. Ocena środowiskowa systemów fotowoltaicznych	102
3.3.1. Definicja celu i zakresu LCA	102
3.3.2. Analiza zbioru danych	104
3.3.3. Ocena wpływu cyklu życia	115
3.3.4. Interpretacja wyników	124
3.3.5. Wybrane symulacje	136
3.4. Ocena aspektów społecznych i ekonomicznych analizowanych systemów	144
3.4.1. Aspekt społeczny	144
3.4.2. Aspekt ekonomiczny	146
3.5. Aplikacja do środowiskowej oceny instalacji słonecznych	149
4. Podsumowanie i wnioski	151
5. Bibliografia	156
Spis oznaczeń	163
Spis rysunków	165
Spis tabel	169
Załącznik 1.	173
Załącznik 2.	176

Wstęp

Od czasu raportu Brundtland (1987) coraz większa uwaga przykładana jest do kwestii konieczności zapewnienia zrównoważonego, trwałego rozwoju społeczeństw. Powinno się to odbywać poprzez takie kreowanie elementów składowych rozwoju cywilizacyjnego, aby przyszłe pokolenia mogły korzystać z tych samych zasobów środowiskowych, do których mają dostęp pokolenia obecne. Realizacja tej koncepcji zakłada więc takie sposoby racjonalnego korzystania z walorów środowiska, które nie zaburzają równowagi w relacjach środowisko – człowiek – gospodarka.

Koncepcja rozwoju zrównoważonego wskazuje na trzy filary rozwoju społeczeństw: ekologiczny, ekonomiczny i społeczny, pomiędzy którymi powinna panować względna równowaga. W dobie rozwoju społeczeństwa konsumpcyjnego osiągnięcie i utrzymanie takiej równowagi nie jest kwestią jednoznacznie prostą. Dlatego niezbędne jest stosowanie środków i narzędzi prawnych, stymulujących pożądane kierunki rozwoju społeczeństwa oraz gospodarki. Już teraz koncepcja rozwoju zrównoważonego uznawana jest za naczelny priorytet w większości aktów prawnych przyjmowanych tak na poziomie Organizacji Narodów Zjednoczonych, Unii Europejskiej, jak i poszczególnych krajów.

Energia jest obecnie kluczowym elementem niezbędnym dla rozwoju ekonomicznego i społecznego, jak również dla podwyższania standardów życiowych ludzi. W działalności gospodarczej, w tym również w odniesieniu do podmiotów wytwarzających energię ciepłą i elektryczną, zrównoważony rozwój oznacza przestrzeganie dozwolonych norm oraz poszanowanie uwarunkowań ekologicznych i specyfiki lokalnych warunków przy wyznaczaniu kierunków rozwoju. Branża energetyczna ma w tym przypadku kluczowe znaczenie z uwagi na fakt, że od 1960 do 2000 r. zapotrzebowanie na energię pierwotną wzrosło o ponad 320% w perspektywie światowej przy dwukrotnym wzroście liczby ludności. Według kolejnych prognoz, zapotrzebowanie to będzie nadal rosło, co skutkować będzie szeregiem negatywnych efektów, jak wyczerpywanie zasobów kopalin, dalszy wzrost stężenia dwutlenku węgla w atmosferze czy zanieczyszczenie środowiska naturalnego przez przemysł wydobywczy.

Proponowane rozwiązania problemu przyszłości energetyki skłaniają ku inwestycji w nowe, proekologiczne technologie, w tym odnawialne źródła energii. W Polsce ciągle dominują źródła nieodnawialne z przewagą węgla kamiennego

i brunatnego. Jako kraj członkowski Unii Europejskiej, Polska zobowiązała się do promocji odnawialnych źródeł energii przez uczestnictwo w Organizacji Współpracy Gospodarczej i Rozwoju, podpisanie Ramowej konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu, Protokołu z Kioto oraz przegłosowanie unijnych dyrektyw w sprawie zmian klimatycznych.

Jednym z popularnych rozwiązań technologicznych służących pozyskiwaniu energii ze źródeł odnawialnych są instalacje kolektorów słonecznych oraz paneli fotowoltaicznych. Termiczna konwersja energii słonecznej w postaci rozproszonych, indywidualnych instalacji, od kilku już lat podlega dotacjom budżetowym, co przyczyniło się do istotnego wzrostu ilości tego rodzaju systemów w kraju. W odniesieniu do elektryczności produkowanej w procesie fotowoltaicznej konwersji energii słonecznej, jej rozwój wkroczył w fazę szybkiego wzrostu nieco później, niemniej jednak popyt na instalacje indywidualne pojawił się również wśród inwestorów prywatnych. Z uwagi jednak na to, że procesy produkcyjne urządzeń do konwersji energii słonecznej, jak również konieczność ich serwisowania i zagospodarowania końcowego wiążą się nieodłącznie ze zużyciem surowców, w tym pierwiastków rzadkich, oraz emisją zanieczyszczeń, technologie słoneczne bywają określane jako nieefektywne środowiskowo i ekonomicznie.

Inicjatywa wprowadzania na rynek czystych technologii energetycznych wymaga zatem przedsięwzięcia badań i analiz, pozwalających na podejmowanie uzasadnionych decyzji o wyborze rodzaju odnawialnych źródeł energii i efektywnych sposobów ich wykorzystania. Starając się postępować zgodnie z zasadą zrównoważonego rozwoju należy przygotować narzędzia pozwalające na ocenę celowości i zakresu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych, tak, aby pozyskiwana w ten sposób energia razem z energią otrzymywaną ze źródeł nieodnawialnych pozwoliła na zabezpieczenie potrzeb energetycznych przy spełnieniu warunków wymaganej efektywności ekonomicznej i stopnia ograniczenia niekorzystnych skutków środowiskowych, związanych z realizacją procesów generacji i wykorzystania energii. W odniesieniu do technologii bazujących na energii słonecznej, narzędziem właściwym do przeprowadzenia tego rodzaju analiz jest środowiskowa Ocena Cyklu Życia produktu. Przedmiotem niniejszej dysertacji jest ocena skutków środowiskowych wykorzystywania rozproszonej energetyki słonecznej dla zapewnienia pokrycia potrzeb ciepłej wody użytkowej i energii elektrycznej w warunkach klimatycznych Lubelszczyzny, ze wskazaniem rozwiązań technologicznych korzystnych z punktu widzenia ekonomii i ekologii.

1. Cel i zakres pracy

Celem badawczym pracy jest określenie wpływu na środowisko poszczególnych etapów cyklu życia systemów solarnych, opartych na termicznej i fotowoltaicznej konwersji energii promieniowania słonecznego, pracujących w warunkach klimatycznych Lubelszczyzny. Część badawcza pracy obejmuje wykonanie oceny cyklu życia systemów energetycznych stosowanych w indywidualnym budownictwie mieszkaniowym. Zawarto w niej wykonanie i opis matematyczny koncepcji systemów energetycznych wykorzystujących energię słoneczną, a także poddanie wyżej wymienionych wariantów analizie środowiskowej za pomocą metody Oceny Cyklu Życia. W analizie uwzględniona została specyfika lokalnych warunków klimatycznych województwa lubelskiego, jak również dane uzyskane z badań własnych, dane eksploatacyjne instalacji oraz informacje od producentów i dystrybutorów dostępnych na lokalnym rynku urządzeń.

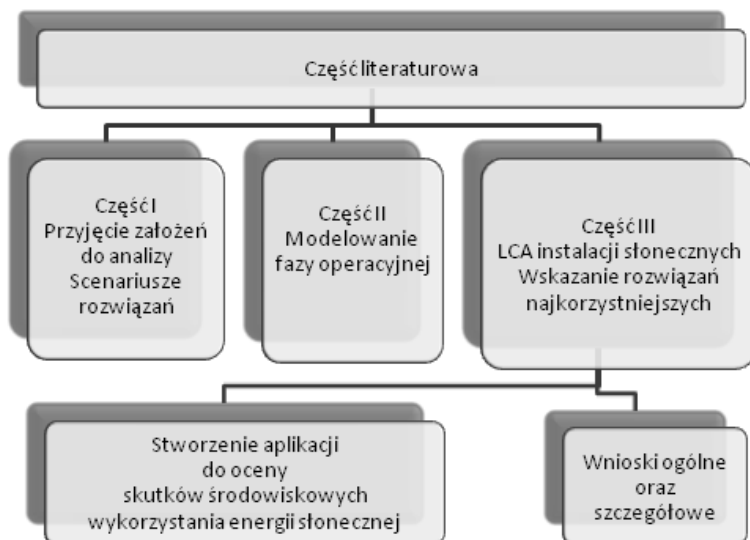
Celem użytkowym pracy jest opracowanie aplikacji komputerowej do oceny skutków środowiskowych wykorzystania energii słonecznej w budownictwie mieszkaniowym poprzez porównanie wskaźników opisujących oddziaływanie na środowisko wybranej konfiguracji instalacji słonecznej oraz tradycyjnych źródeł energii.

Zakres analiz przeprowadzonych w pracy obejmuje badania dotyczące charakterystyk ekologicznych układów technologicznych pracujących na potrzeby zaopatrzenia w energię ciepłą i elektryczną obiektów budownictwa jednorodzinne. Umożliwia to opracowanie zbioru wskaźników do opisu efektów środowiskowych wykorzystania tego rodzaju alternatywnej energii w warunkach lokalnych.

Schemat działań podanych w celu realizacji tak sformułowanego zakresu przedstawiony został na rysunku 1.1.

Jako efekt przeprowadzenia wymienionych wyżej analiz w pracy zaprezentowano wyniki oceny środowiskowej i ekonomicznej wybranych układów technologicznych oraz szczegółowe charakterystyki procesów jednostkowych w cyklu życia instalacji słonecznych, umożliwiające ocenę ich potencjalnego oddziaływania na środowisko. Informacje te umożliwiają określenie niewrażliwych kategorii wpływu systemu energetycznego na środowisko naturalne w zależności od zastosowanego układu technologicznego, pozwalają na oszacowanie rzeczywistych korzyści wynikających ze stosowania instalacji słonecz-

nych poprzez wykorzystanie danych z eksploatacji istniejących instalacji do oceny „studium przypadku” oraz stanowią podstawę opisu matematycznego kategorii wpływu na środowisko w zależności od technologii systemów energetycznych stosowanych w budownictwie mieszkaniowym.



Rysunek 2.1.1. Schemat blokowy działań badawczych

Przy tak skonstruowanym celu pracy sformułowano następujące, szczegółowe tezy:

1. Systemy energetyczne oparte na kolektorach słonecznych i panelach fotowoltaicznych mogą zostać przedstawione w postaci modelu analitycznego, umożliwiającego opisanie całości cyklu życia instalacji z uwzględnieniem nakładów na produkcję, uzysków energetycznych i sposobów końcowego zagospodarowania przy wykorzystaniu dostępnych baz danych, informacji literaturowych i producenckich, danych eksploatacyjnych oraz symulacji i pomiarów.
2. Zastosowanie Oceny Cyklu Życia jako metody badań środowiskowych pozwala na wskazanie rozwiązań technologicznych korzystnych z punktu widzenia ochrony środowiska naturalnego, jak również pozwala odrzucić koncepcje systemów generujących zwiększone obciążenia środowiskowe.

3. Wykorzystanie metody oceny wpływu cyklu życia Ecoindicator'99 umożliwia matematyczne opisanie aspektów ekologicznych i społecznych, co przy zastosowaniu kryterium ekonomicznego w postaci metody Life Cycle Costing pozwala na zakwalifikowanie wybranego rozwiązania jako spełniającego kryteria zrównoważonego rozwoju.

Sformułowane w pracy zadanie naukowe polega na opracowaniu zestawu wskaźników opisujących wpływ wybranych instalacji na środowisko oraz efekty ekonomiczne ich stosowania. Wskaźniki te stanowią mierzalne kryterium zrównoważonego rozwoju oraz podstawę do stworzenia narzędzia w postaci aplikacji komputerowej do wspomagania decyzji przy wyborze korzystnego rozwiązania układu technologicznego instalacji słonecznej w perspektywie ekologicznej. Działanie aplikacji bazuje na sformułowaniu modelu matematycznego służącego rozstrzygnięciu, czy celowym jest w danym przypadku wykorzystanie energii słonecznej oraz w jakim układzie technologicznym powinno być ono realizowane.

Pośród rozważanych kryteriów oceny zastosowane będą:

- kryteria ekologiczne związane z jednostkową emisją ditlenku węgla, służące ocenie stopnia oddziaływania ocenianego rozwiązania na globalne zmiany klimatu – efekt cieplarniany,
- kryteria uciążliwości ekologicznej – wpływ na poszczególne elementy środowiska naturalnego oraz zdrowie ludzkie, uwzględniające całkowite oddziaływanie na środowisko, obliczone według zasad Oceny Cyklu Życia.

W pracy zostaną również poddane analizie aspekty ekonomiczne i środowiskowe związane z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i paneli fotowoltaicznych jako odnawialnych źródeł energii.

2. Część literaturowa

2.1. Rola energetyki w realizacji zasady zrównoważonego rozwoju

2.1.1. Podstawy zrównoważonej energetyki

Pojęcie rozwoju zrównoważonego wprowadzono po raz pierwszy w raporcie Światowej Komisji do spraw Środowiska i Rozwoju z 1987 roku „Nasza Wspólna Przyszłość” („Our Common Future”). W raporcie tym rozwój zrównoważony zdefiniowano jako prawo do zaspokojenia aspiracji rozwojowych obecnej generacji bez ograniczania możliwości kolejnych pokoleń do zaspokojenia ich potrzeb rozwojowych (WECD, 1987). Definicja ta reprezentuje pogląd, że rozwój gospodarczy i cywilizacyjny obecnej generacji powinien zapewnić przyszłym pokoleniom dostęp do takich samych dóbr, np. zasobów nieodnawialnych, środowiska przyrodniczego, dóbr kultury, do których dostęp mają pokolenia współczesne (Pawłowski, 2009).

Rozwój zrównoważony jest definiowany między innymi jako proces rozwoju (państw, społeczeństw, gospodarki), który bezwarunkowo łączy potrzeby teraźniejszego pokolenia ze zdolnością do zaspokajania potrzeb przyszłych pokoleń (Sztumski, 2006). Inna definicja określa rozwój zrównoważony jako „ciąg zmian, w którym korzystanie z zasobów, struktura inwestycji, ukierunkowanie postępu technicznego oraz struktury instytucjonalne mają być dokonywane w taki sposób, żeby nie było sprzeczności między przyszłymi a teraźniejszymi potrzebami” (WCED, 1987). Istotną kwestią jest zatem pojęcie „międzypokoleniowej sprawiedliwości ekologicznej”, które stoi u podstaw międzynarodowych umów zawieranych w tematyce ochrony środowiska.

Rozwój zrównoważony został w 1997 roku wprowadzony również do polskiej Ustawy Zasadniczej. Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej w Artykule 5 określa, że: „Rzeczpospolita Polska strzeże niepodległości i nienaruszalności swego terytorium, zapewnia wolności i prawa człowieka i obywatela oraz bezpieczeństwo obywateli, strzeże dziedzictwa narodowego oraz zapewnia ochronę środowiska, kierując się zasadą zrównoważonego rozwoju” (Dz.U. nr 78, poz. 483).

W ustawodawstwie polskim obowiązuje ponadto definicja zrównoważonego rozwoju zapisana w Ustawie Prawo Ochrony Środowiska, która określa rozwój zrównoważony jako: „taki rozwój społeczno-gospodarczy, w którym następuje

proces integrowania działań politycznych, gospodarczych i społecznych, z zachowaniem równowagi przyrodniczej oraz trwałości podstawowych procesów przyrodniczych, w celu zagwarantowania możliwości zaspokajania podstawowych potrzeb poszczególnych społeczności lub obywateli zarówno współczesnego pokolenia, jak i przyszłych pokoleń” (Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627.)

Na podstawie powyższych zapisów można stwierdzić, że spełnianie wymagań zrównoważonego rozwoju oraz wynikające z nich zapewnienie poszanowania dziedzictwa kulturowego i przyrodniczego stoi w Polsce na równi z innymi obowiązkami i podstawowym interesem narodowym. W świetle powyższego, planowane w poszczególnych branżach działania noszą znamiona zrównoważoności, a działaniom docelowym nadaje się przydomek „zrównoważony”, który funkcjonuje również w odniesieniu do energetyki.

Termin zrównoważona energetyka (sustainable energy) należy rozumieć jako taki sposób gospodarowania energią, który zarówno zapewni dostęp do wystarczającej ilości energii nie tylko nam, lecz także przyszłym pokoleniom, jak też nie będzie oddziaływał negatywnie na środowisko naturalne w skali lokalnej oraz globalnej (Pawłowski, 2011).

Zgodnie z zasadniczą doktryną, u podstaw zrównoważonego rozwoju energetycznego leżą filary: społeczny, ekonomiczny i środowiskowy. Wybrane aspekty środowiskowe, społeczne i ekonomiczne związane z energetyką przedstawiono na diagramie 2.1.1.



Rysunek 2.1.1. Schemat powiązań branży energetycznej z zasadą zrównoważonego rozwoju

W kwestii społecznego wymiaru zrównoważonej energetyki należy zauważyć, że obecnie, w szczególności w krajach o wysokim stopniu rozwoju cywilizacyjnego, zaspokajanie podstawowych potrzeb nieodłącznie wiąże się ze zużyciem energii. Podstawowe czynności dnia codziennego, jak gotowanie, sprzątanie czy nawet wypoczynek związane są najczęściej ze zużyciem energii w formie ciepła lub elektryczności. Mnogość urządzeń elektrycznych proponowanych dla usprawnienia pracy lub w postaci służącej rozrywce przyczynia się do znaczącego wzrostu zużycia tej formy energii. Jednocześnie nie bez znaczenia jest fakt, że wraz z zaspokajaniem kolejnych potrzeb, wymagania odnośnie podstawowego komfortu rosną, czego przykładem może być coraz częstsze stosowanie urządzeń klimatyzacyjnych, również w mieszkaniach i domach prywatnych. Kolejną istotną kwestią jest zapewnienie społeczeństwu szeroko rozumianego poczucia bezpieczeństwa. Energia wydaje się być w tym względzie podstawowym narzędziem, począwszy od oświetlenia ulic w godzinach nocnych, na działaniu aparatur medycznych ratujących życie kończąc. Ciągłość dostaw energii ma zatem fundamentalne znaczenie (Łucki, Misiak, 2011).

Do społecznych aspektów działania branży energetycznej należą konsekwencje zdrowotne jej funkcjonowania. W przypadku energetyki węglowej istotne są zanieczyszczenia powietrza, które przyczyniają się do licznych chorób układu oddechowego i krążenia. Należy zaznaczyć, że poza kwestią stanu zdrowia społeczeństwa narażonego na tego rodzaju czynniki, istotne są również koszty ponoszone zarówno przez jednostki, jak i tracące przez pobyt na zwolnieniach lekarskich i zmniejszoną produktywność przedsiębiorstwa i budżety państw. Według autorów najnowszych opracowań, całkowite koszty zewnętrzne generowane przez krajowy sektor energetyczny wynoszą 7,1 mld Euro/rok, w tym koszty zdrowotne to około 3,6 mld Euro/rok, bez uwzględnienia ewentualnych kosztów związanych z globalnym ociepleniem (Kudelko, 2013).

Kwestią społeczną jest również niewątpliwie problem zatrudnienia w branży energetycznej. Jest to problem złożony, ponieważ w przypadku polskiego rynku energii wypieranie jej tradycyjnych form poprzez źródła odnawialne może przyczyniać się nie tylko do wzrostu zatrudnienia w sektorze OZE, ale również do konieczności przekwalifikowania części pracowników związanych dotychczas z energetyką konwencjonalną.

Aspekty ekonomiczne związane z funkcjonowaniem branży energetycznej należy rozpatrywać w płaszczyźnie konkurencyjności i zgodności ze strategiami rozwoju poszczególnych państw. Należy nadmienić, że państwa Unii Europej-

skiej przodują w promowaniu rozwiązań proekologicznych, a co za tym idzie wprowadzają regulacje pro środowiskowe i bariery rynkowe, jakimi są np. uprawnienia i handel pozwoleniami na emisję CO₂. W efekcie promowane są źródła niekonwencjonalne, a cena paliw kopalnych wzrasta, również z uwagi na rosnące koszty wydobycia (Czopek, Trzaskuś -Żak, 2009). Niemniej jednak długoletnia tradycja wykorzystywania wysokoenergetycznych paliw kopalnych, z którą łączy się zarówno rozbudowana infrastruktura, jak też wiele istniejących miejsc pracy, warunkują ich konkurencyjną pozycję na rynku.

Kwestie ekologiczne związane z branżą energetyczną obejmują między innymi zużycie surowców naturalnych (odnawialnych i nieodnawialnych), przekształcenie środowiska naturalnego wskutek procesów wydobywczych i wznoszenia konstrukcji służących pozyskaniu bądź produkcji energii, emisję zanieczyszczeń w każdym etapie procesu produkcji oraz zagospodarowanie powstałych odpadów (Ciechanowicz, 1997).

2.1.2. Zrównoważona energetyka w świetle przepisów prawa

Pojęcie zrównoważonej polityki energetycznej pojawiło się w wielu dokumentach Unii Europejskiej. Zrównoważona polityka energetyczna definiowana jest jako polepszenie dobrobytu społeczeństwa w aspekcie długotrwałym poprzez dążenie do utrzymania równowagi pomiędzy:

- bezpieczeństwem energetycznym,
- zaspokojeniem potrzeb społecznych,
- konkurencyjnością gospodarki,
- ochroną środowiska (COM 2000).

Polityka zrównoważonego rozwoju energetycznego realizowana jest głównie poprzez wzrost efektywności energetycznej gospodarki, wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych w bilansie energetycznym kraju i zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego. Wyrazem nacisku na kwestie zrównoważonej energetyki w Unii Europejskiej jest jej obszerna legislacja, wsparta pakietem programów socjoekonomicznych i naukowo-badawczych finansowanych z publicznych funduszy.

Jako przykład można przywołać gamę dyrektyw unijnych dotyczących branży energetycznej lub pokrewnych:

- Dyrektywa w sprawie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, Dyrektywa 2009/29/WE,
- Dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii, Dyrektywa 2009/28/WE,
- Dyrektywa w sprawie składowania dwutlenku węgla, Dyrektywa 2009/31/WE,
- Dyrektywa w sprawie końcowego wykorzystania energii i usług elektrycznych, Dyrektywa 2006/32/WE,
- Dyrektywa w sprawie ekoprojektu dla produktów związanych z energią, Dyrektywa 2009/125/WE,
- Dyrektywa w sprawie informacji o zużyciu energii przez produkty, Dyrektywa 2010/30/UE,
- Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, Dyrektywa 2010/31/UE,
- Dyrektywa w sprawie czystości paliw, Dyrektywa 2009/30/WE,
- Dyrektywa w sprawie czystszej powietrza dla Europy, Dyrektywa 2008/50/WE,
- Dyrektywa w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych 2014/94/UE,
- Dyrektywa w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania 2015/2193 (europa.eu.int, 2015).

Ponadto, Polska jest stroną kilkunastu umów międzynarodowych lub konwencji, które dotyczą ochrony środowiska bądź też energetyki. Obejmują one między innymi (Bańkowski, 2004):

- Deklarację Krajów Europejskiej Komisji Gospodarczej ONZ w sprawie racjonalnego gospodarowania odpadami i wprowadzania technologii mało- i bezodpadowych,
- Konwencję w sprawie transgranicznego przenoszenia zanieczyszczeń powietrza na dalekie odległości wraz z późniejszymi protokołami,
- Ramową Konwencję Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu,
- Europejską Kartę Energetyczną,
- Układ Europejski o stowarzyszeniu Polski ze Wspólnotami Europejskimi i ich państwami członkowskimi,
- Traktat Europejskiej Karty Energetycznej z dokumentami towarzyszącymi.

W polskim prawodawstwie zagadnienia dotyczące ochrony środowiska w odniesieniu do działalności branży energetycznej są szeroko opisywane i normowane między innymi przez następujące akty prawne (isap.sejm.gov.pl, 2015):

- Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska, wraz z późniejszymi zmianami, ustalająca m. in. warunki wprowadzania substancji lub energii do środowiska,
- Ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane, wraz z późniejszymi zmianami, regulująca kwestie efektywności energetycznej budynków i ich składowych oraz zalecenia odnośnie stosowania odnawialnych źródeł energii,
- Ustawa z dnia 18 lipca 2004 r. Prawo wodne, wraz z późniejszymi zmianami (zakres regulacji obejmuje m.in. kwestie odwodnienia zakładów górniczych),
- Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze, wraz z późniejszymi zmianami (zasięg regulacji obejmuje poszukiwania surowców energetycznych, szkody górnicze, odpady z działalności górniczej),
- Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, wraz z późniejszymi zmianami, regulująca m.in. zasady i warunki zaopatrzenia i użytkowania energii,
- Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, regulująca zasady i warunki wykonywania działalności w zakresie wytwarzania energii oraz mechanizmy wsparcia dla inwestorów.

Obecnie Polska jest w trakcie realizacji postanowień zawartego w 2008 r. pakietu klimatycznego „3x20”, który obliguje państwa Unii Europejskiej do osiągnięcia zamierzonego celu w postaci redukcji emisji gazów cieplarnianych o co najmniej 20 % w stosunku do roku bazowego 1990. Dodatkowo państwa członkowskie zobligowane są do poprawy efektywności energetycznej o 20% i zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii do 20% w odniesieniu do 25 państw bazowych. Pułapy procentowe były negocjowane indywidualnie i różnią się wśród poszczególnych krajów, dla Polski udział OZE ma wzrosnąć do 15% (COM 2008). Kolejnym krokiem w polityce unijnej było przyjęcie za cel ograniczenia emisji o 40% do roku 2030, zatem rozwój technologii niskoemisyjnych i optymalizacja ich działania staje się kluczową kwestią w realizacji wspólnotowej polityki energetycznej.

2.1.3. Wskaźniki zrównoważoności dla sektora energetycznego w Polsce

Wskaźniki zrównoważoności to podstawowe narzędzia monitoringu opisujące w sposób wymierny istotę koncepcji zrównoważonego rozwoju. W odniesieniu do skali ogólnokrajowej czy globalnej stosowane są różnorodne wskaźniki opisujące poszczególne dziedziny życia, jak np. Produkt Krajowy Brutto przypadający na obywatela danego kraju. W opracowaniach Głównego Urzędu Statystycznego zostały one sklasyfikowane w kilku podstawowych obszarach tematycznych. Z punktu widzenia tematyki niniejszej pracy istotne jest przytoczenie informacji na temat wskaźników odnoszących się do zmian klimatu oraz energii.

Obszar Zmiany klimatu obejmuje zestaw trzech wskaźników (www.stat.gov.pl, 2014):

- emisja gazów cieplarnianych (obejmująca emisje ditlenku węgla (CO_2), metanu (CH_4), podtlenku azotu (N_2O) oraz wodorofluorowęglowodorów (HFC), perfluorowęglowodorów (PFC) i heksafluorku siarki (SF_6), wyrażona w ekwiwalencie CO_2 w stosunku do roku bazowego protokołu z Kioto. Wskaźnik ten wyraża całkowitą roczną emisję gazów cieplarnianych w porównaniu do roku bazowego (dla Polski 1988 = 100). Wskaźnik nie obejmuje emisji z lotnictwa międzynarodowego i międzynarodowego transportu morskiego oraz zależnej od użytkowania gruntów i leśnictwa,
- emisja gazów cieplarnianych według sektorów jest wskaźnikiem ilościowym, przypisującym dane o emisji poszczególnym gałęziom gospodarki, w tym sektorowi energetycznemu,
- emisja gazów cieplarnianych na jednostkę zużytej energii jest to wskaźnik definiowany jako stosunek emisji gazów cieplarnianych (ditlenek węgla, metan i podtlenek azotu) i krajowego zużycia energii brutto, w odniesieniu do roku bazowego 2000.

Z kolei obszar Energia obejmuje następujące wskaźniki (www.stat.gov.pl, 2014):

- energia ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto to wskaźnik definiowany jako udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii brutto,
- wskaźnik samowystarczalności energetycznej obliczany jest jako udział krajowej produkcji nośników energii pierwotnej (ogółem) pozyskiwanej w kraju, w ich zużyciu,

- nakłady na środki trwałe w zakresie niekonwencjonalnych źródeł energii to wskaźnik opisujący udział nakładów na środki trwałe służące ochronie środowiska w zakresie niekonwencjonalnych źródeł energii w nakładach na środki trwałe służące ochronie środowiska ogółem, wyrażony w procentach.

Nakłady na rozwój niekonwencjonalnych źródeł energii w Polsce w 2010 r. wyniosły 427,1 mln zł, co stanowi prawie 4% ogólnych nakładów na środki trwałe w zakresie ochrony środowiska. Przedstawione powyżej grupy wskaźników odnoszą się do energetyki krajowej.

Wybrane wskaźniki w obszarach tematycznych Zmiany klimatu oraz Energia w latach 2004–2012 przedstawiono w tabeli 2.1.1.

Tabela 2.1.1. Wskaźniki zrównoważonego rozwoju Polski w wybranych obszarach tematycznych (opracowanie własne na podstawie www.stat.gov.pl, 2015; eec.europa.eu/eurostat, 2015)

Wskaźnik	Jedn	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Emisja gazów cieplarnianych CO _{2eq} do roku bazowego 1988	-	71	73,5	74	72	69	72	72	71
Emisja gazów cieplarnianych ogółem	mln. tCO _{2eq}	388	402,3	400,7	395,7	376,7	-	-	-
Emisja gazów cieplarnianych na jednostkę zużytej energii	-	95,7	93,8	92,3	90,2	-	-	-	-
Energia ze źródeł odnawialnych w końcowym zużyciu energii brutto	%	6,9	6,9	6,9	7,7	8,9	9,2	10,3	10,9
Samowystarczalność energetyczna	%	82,8	80,4	76,5	71,7	70,7	68,7	66,5	69,3
Nakłady na środki trwałe w zakresie niekonwencjonalnych źródeł energii	%	0,89	2,97	1,12	2,11	2,02	3,91	-	-

W odniesieniu do skali lokalnej instalacji do produkcji energii lista wskaźników zrównoważoności przedstawiać się może nieco inaczej.

W pracy Afgana i da Graca Carvalho (2000) wyróżniono cztery grupy wskaźników obejmujących aspekty:

- zużycie zasobów: np. zużycie paliw, stali, miedzi, aluminium, wyrażony w kg/kWh,
- aspekt ekologiczny: np. ditlenek węgla, tlenki azotu, tlenki siarki, odpady, w kg/kWh,
- aspekt społeczny: np. wskaźnik nowych miejsc pracy, wyrażony w płatnych godzinach pracy godz./kWh i wskaźnik kapitałowy, wyrażony w Eur/kWh,
- aspekt ekonomiczny: np. wskaźnik inwestycji kapitału, wyrażony w Euro/kWh.

Z kolei Evans i in. (2009) wymieniają następujące grupy wskaźników, służących następnie szeregowaniu w rankingu ocen od zera do czterech:

- cena wyprodukowanej energii, Eur/kWh,
- emisja gazów cieplarnianych, $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$,
- dostępność źródła (potencjał), wyrażony w kWh/rok,
- efektywność energetyczna źródła, %,
- zajęcie terenu, km^2/TWh ,
- zużycie wody, kg/kWh,
- aspekty społeczne.

W literaturze odnaleźć można liczne propozycje stosowania wskaźników zrównoważoności dla lokalnych systemów energetycznych, głównie w postaci emisji gazów cieplarnianych. W dalszej części pracy zostaną przedstawione propozycje wykorzystania wyników badań nad bilansem ekologicznym instalacji słonecznych do wyznaczenia wskaźników zrównoważoności w szerszym aspekcie, uwzględniającym kwestie ekonomiczne i ekologiczne oraz społeczne.

2.2. Metody oceny jakości ekologicznej systemów energetycznych w budynkach

2.2.1. Techniki certyfikacji obiektów budowlanych

Ocena produktu, usługi lub instalacji służąca wyznaczeniu wskaźników wpływu na środowisko lub konsumpcji określonych zasobów prowadzona jest zazwyczaj według ściśle określonych zasad. Traktowane jako integralna część budynku, systemy energetyczne mogą podlegać ocenom w procesie certyfikacyjnym prowadzonym dla wybranej nieruchomości. Na rynku polskim funkcjonują audyt i świadectwo charakterystyki energetycznej budynku, uzyskiwane odpowiednio dla budynków modernizowanych i nowo wznoszonych. Ponadto właściciele nieruchomości mogą starać się o uzyskanie certyfikatów rozpozna-

wanych na rynku międzynarodowym, jak na przykład LEED, BREEAM, GBP czy DNGB. Poniżej zamieszczono krótkie charakterystyki wymienionych technik certyfikacji w kontekście oceny systemów energetycznych.

Audyt energetyczny budynku wykonywany jest na potrzeby jego termomodernizacji i jest dokumentem niezbędnym do uzyskania wsparcia finansowego w postaci premii i kredytu. Idea udzielania wyżej wymienionych rodzajów wsparcia wywodzi się z potrzeby promocji zachowań proekologicznych i zmniejszających zużycie energii w budynkach. Jednym z istotnych ocenianych aspektów jest zamiana źródła ciepła na bardziej efektywne energetycznie oraz kwestia modernizacji samej instalacji. Jakkolwiek modernizacja źródła ciepła wchodzi w zakres audytu, ocena jej efektów ma charakter raczej szacunkowy, oparty na z góry ustalonych wskaźnikach i nie rozpatrywany indywidualnie (Jedut i in., 2007).

Świadectwo charakterystyki energetycznej budynku, potocznie nazywane certyfikatem, to dokument niezbędny do odbioru i wprowadzenia do użytku obiektów nowo wznoszonych. Określa on klasę energetyczną budynku w skali od A (niskoenergetyczny) do G. Charakterystyka energetyczna budynku określana jest na podstawie jednostkowej ilości nieodnawialnej energii pierwotnej (EP, kWh/m²rok), zatem jakość źródła energii ma w tym przypadku kluczowe znaczenie. Podobnie jednak jak dla audytu, z uwagi na użytkowy charakter dokumentu, ocena przedstawiana jest w postaci wskaźnikowej, bez dalszego rozpatrywania skutków dla środowiska (Żelazna, Pawłowski, 2011).

LEED (Leadership in Energy and Environmental Design) to certyfikat uznany na arenie międzynarodowej, nadawany przez United States Green Building Council. W ocenie uwzględniane są parametry, które mają największe znaczenie w kontekście użytkowym i proekologicznym, a zatem oszczędność energii, racjonalne zużycie wody, zmniejszenie emisji CO₂, poprawa jakości środowiska wewnątrz pomieszczeń, zarządzanie zasobami, lokalizacja, innowacyjne rozwiązania (Hamedani, 2012; Zbiciński i in, 2006).

BREEAM (Building Research Establishment Environmental Assessment Methodology) to wielokryterialny system oceny jakości budynków. W systemie tym pod uwagę brane jest wiele cech budynku, w tym: jakość środowiska wewnętrznego, efektywność energetyczna, dostępność transportowa, materiały i konstrukcja, zarządzanie eksploatacją i realizacją, gospodarka wodą i odpadami. Oceny przyznawane są w skali od 1 (pass) do 4 (excellent) w zależności od procentowego wyniku końcowego (www.breeam.org, 2014).

GBP (Green Building Programme) jest to funkcjonujący do 2014 roku unijski program certyfikacji dostępny dla budynków niemieszkalnych, spełniających następujące warunki:

- budynki nowe – całkowite zużycie energii powinno być o 25% niższe niż normy krajowe,
- budynki remontowane – powinno nastąpić zmniejszenie zużycia energii o 25% w stosunku do stanu pierwotnego.

Kwestie zużycia energii rozpatrywano z uwzględnieniem energii ze źródeł konwencjonalnych (www.jrc.ec.europa.eu, 2015; Hamedani, 2012).

DGNB (German Sustainable Building Council) jest to program certyfikacji dostępny dla budynków o dobrej jakości powietrza wewnętrznego oraz przystosowanych dla osób niepełnosprawnych, ocenianych dodatkowo w kategoriach:

- aspekt ekologiczny,
- aspekt ekonomiczny,
- aspekt społeczno-kulturowy,
- aspekt technologiczny,
- aspekt jakości procesu,
- aspekt lokalizacji.

W kategorii oceny jakości ekologicznej brane są pod uwagę między innymi emisyjność źródła ciepła i zużycie energii, natomiast w kontekście technologicznym i jakości procesu uwzględnia się także rodzaj wykorzystanych materiałów. W zależności od wyniku procesu certyfikacji, przyznawane są certyfikaty złoty, srebrny i brązowy (Hamedani, 2012).

Wymienione w niniejszym paragrafie techniki certyfikacji mają użytkowy charakter i szeroki zakres oceny, w związku z czym ich przydatność do analizy środowiskowej systemów energetycznych jest ograniczona.

2.2.2. Metody oceny ekologicznej

Ocena wpływu, jaki wywiera badany system na środowisko, może być prowadzona za pomocą różnorodnych metod badawczych. W zależności od skali przedsięwzięcia można wyróżnić metody jakościowe i ilościowe. Typowym przykładem jest Ocena Oddziaływania na Środowisko (Environmental Impact Assessment, EIA), prowadzona dla nowopowstających inwestycji, obejmująca obydwa wymienione typy szacunków. Do metod obliczeniowych można zaliczyć Rachunek Przepływów Materiałowych (Material Flow Accounting, MFA).

Ocena oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko to postępowanie oceniające wpływ planowanego przedsięwzięcia na środowisko naturalne (łącznie z wpływem na zdrowie ludzi). Obejmuje ona następujące kroki:

- weryfikacja raportu oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (dostarczonego przez inwestora przedsięwzięcia),
- uzyskanie wymaganych prawnie opinii i uzgodnień – w postępowaniu OOŚ musi być zapewniona możliwość udziału społeczeństwa.

Ocena oddziaływania na środowisko jest wymagana w przypadku planowanych przedsięwzięć uznanych za mogące oddziaływać na środowisko, co określa Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 213, poz. 1397), zatem w przypadku rozproszonych instalacji odnawialnych źródeł energii w skali mikro nie jest ona stosowana.

Analiza śladów energii (Energy Footprint) to analiza nakładów energetycznych w procesie produkcji bądź użytkowania danego dobra. Jest miarą energochłonności produktów i może być stosowana w odniesieniu do systemów energetycznych w budynkach, jakkolwiek przedstawia wyłącznie aspekt konsumpcji energii (Stöglehner, 2003).

Jedną z metod oceny wpływu na środowisko jest Ślad Ekologiczny (Ecological Footprint), wyrażony jako szacowana powierzchnia lądu i morza potrzebna do regeneracji zasobów zużytych poprzez ludzką konsumpcję i emisję odpadów. Jest to analiza zapotrzebowania człowieka na zasoby naturalne biosfery, w której porównywana jest ludzka konsumpcja zasobów naturalnych ze zdolnością planety do ich regeneracji. Z uwagi na skalę jednostki końcowej (globalny hektar, gha), najczęściej stosowany do oceny oddziaływania całych społeczeństw lub sektorów gospodarki (Xiu i in., 2003), funkcjonuje jednak również jako jedna z metod końcowej oceny wpływu na środowisko systemów ocenianych metodą Life Cycle Assessment.

Ocena cyklu życia (Life Cycle Assessment) jest to stosunkowo nowa technika zarządzania środowiskowego umożliwiająca oszacowanie wpływu danego produktu bądź usługi na środowisko. Jest traktowana jako analiza „od kołyski do grobu” (from cradle to grave), a więc uwzględnia pełny cykl życia produktu, materiały i energię włożoną w proces jego powstawania, wpływ użytkowania oraz utylizacji na stan środowiska (Zbiciński i in., 2006). Konieczność porównywania wyników analiz skutkowało powstaniem szeregu technik końcowej oceny wpływu cyklu życia, a odpowiedni dobór jednostki funkcjonalnej umoż-

liwia uzyskanie danych pozwalających na porównywanie różnych materiałowo produktów poprzez zastosowanie jednostek normalizujących, tzw. ekowskaźników, które umożliwiają wybór opcji bardziej przyjaznej środowisku spośród różnych materiałowo produktów. Z uwagi na fakt wykorzystania wyżej wymienionej metody w części badawczej pracy, jej szczegółowa charakterystyka znajduje się w kolejnym paragrafie.

2.2.3. Podstawy metodyczne Oceny Cyklu Życia

Początki metody Ocena Cyklu Życia związane są ze Światową Konferencją Energetyczną (World Energy Conference) w 1963 r., kiedy to Harold Smith przedstawił wyniki swoich badań dotyczących wytwarzania różnych rodzajów energii w wybranych procesach chemicznych. Prezentowany ówczesnie model analityczny odbiegał w znacznym stopniu od dzisiejszej formy metody, jednak prowadzone na przestrzeni kolejnych dziesięcioleci badania przyczyniły się do jego usprawnienia. Pełną nazwę Life Cycle Assessment wprowadzono w 1990 r. na konferencji w Vermont, ustalono także jej podstawy teoretyczne. Systematyzacja metodyki nastąpiła w 1993 r., kiedy Międzynarodowa Organizacja Normalizacyjna (International Standardization Organization) wydała grupę norm dotyczących LCA (ISO 14040–14049). W tym samym roku Towarzystwo Toksykologii i Chemii Środowiskowej opublikowało poradnik „Kod praktyka” poświęcony metodzie LCA. Od 1995 r. ukazuje się International Journal of LCA (Tsilingiridis i in., 2004).

Ocena cyklu życia ma na celu określenie potencjalnych zagrożeń środowiskowych poprzez identyfikację i kwantyfikację zużytych surowców i energii oraz wprowadzonych do środowiska emisji i odpadów. W związku z powyższym, metoda LCA może być stosowana jako element umożliwiający planowanie długoterminowe i związane z nim podejmowanie decyzji w różnych dziedzinach gospodarki. Co więcej, LCA może być przydatna w opiniowaniu możliwości minimalizacji negatywnego wpływu wyrobów na środowisko. Jako technika zarządzania środowiskowego, ocena cyklu życia znajduje zastosowanie w marketingu dotyczącym przykładowo deklaracji środowiskowych wyrobów oraz w wyborze istotnych wskaźników oceny wpływu danej kategorii produktu na środowisko (Zbiciński i in., 2006).

Polskie wydanie norm ISO opiera się na tłumaczeniu nazwy metody jako Ocena Cyklu Życia, i taka nazwa stosowana jest w niniejszej pracy. W literaturze krajowej funkcjonują również inne określenia, jak Analiza Cyklu Życia,

jednak to sformułowanie przez autorkę opracowania stosowane jest nie jako nazwa własna, lecz wyłącznie w odniesieniu do analiz porównawczych i zestawień wyników częściowych uzyskiwanych w ramach LCA.

W rozumieniu Międzynarodowej Organizacji Normalizacyjnej ISO, Ocena Cyklu Życia jest definiowana jako metoda analizy i wyznaczania wpływu na środowisko. Według normy ISO 14040, LCA jest metodą oceny aspektów i potencjalnych wpływów na środowisko poprzez opracowanie zbioru istotnych danych bilansowych dla systemu danego produktu, ocenę potencjalnych wpływów na środowisko związanych z tymi danymi oraz interpretację wyników w odniesieniu do założonego celu badań (Zbiciński i in., 2006).

W rozumieniu definicji Europejskiej Agencji Środowiskowej EEA, „LCA jest procesem oceny efektów, jaki dany wyrób wywiera na środowisko podczas całego życia, poprzez wzrost efektywnego zużycia zasobów i zmniejszenie obciążeń środowiska. Ocena wpływu na środowisko może być prowadzona zarówno dla wyrobu, jak i dla jego funkcji. LCA jest traktowana jako analiza „od kłyski do grobu”. Podstawowymi elementami LCA są:

- zidentyfikowanie i ocena ilościowa obciążeń wprowadzanych do środowiska, tj. zużytych materiałów i energii, oraz emisji i odpadów wprowadzanych do środowiska,
- ocena potencjalnych wpływów tych obciążeń,
- oszacowanie dostępnych opcji dla zmniejszenia obciążeń wprowadzanych do środowiska” (Kowalski i in., 2007; glossary.eea.europa.eu, 2010).

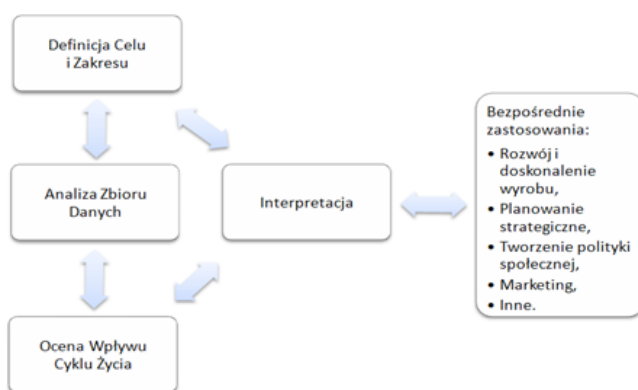
Schemat techniczny metodyki LCA ustanowiony został poprzez ISO jako złożony z czterech podlegających wzajemnym interakcjom faz:

1. Definicja Celu i Zakresu (Goal and Scope Definition).
2. Analiza Zbioru Danych (Inventory Analysis).
3. Ocena Wpływu (Impact Assessment).
4. Interpretacja (Interpretation).

Kolejne etapy cyklu istnienia produktu mogą oddziaływać na siebie wzajemnie. Ma to zastosowanie na przykład w przypadku określania stopnia szczególności analizy na bazie dostępnych danych wejściowych (Definicja Celu i Zakresu) oraz w procesie odcinania strumieni o procentowo niskim znaczenia (Analiza Zbioru Danych) na bazie wskaźników oddziaływania (Ocena Wpływ, Interpretacja). Zależność ta zilustrowana została na rysunku 2.2.1.

W metodzie LCA, produkty traktowane są jako całościowy system, co ma na celu ocenę przepływu materiałów i energii. Prowadzenie inwentaryzacji

dla wzajemnie powiązanych procesów jednostkowych w fazie Analiza Zbioru Danych wymaga określenia szczegółowych informacji dotyczących opisywanego wejścia. W praktyce stosowane są różnego rodzaju informacje pochodzące z zakładów przemysłowych, roczników statystycznych, literatury naukowej i technicznej oraz badań własnych w ocenie studium przypadku. Niektóre informacje podstawowe zostały skatalogowane w postaci baz danych (Ecoinvent, BUWAL i inne). Jakkolwiek, ponieważ tradycyjnym podłożem metody LCA jest przemysł, większość dostępnych narzędzi do prowadzenia oceny LCA jest przydatnych w przypadku produktów związanych z przemysłem, a mniej wskazanych dla budownictwa i związanego z nim zaopatrzenia w energię. Wynika to z faktu, iż budynki, a co za tym idzie ich składowe w postaci systemów energetycznych, nie są produktem seryjnym, lecz indywidualnym, co znacznie utrudnia możliwości porównywania wyników analizy LCA (Koskelo, 2005; Verbeeck i in., 2010).



Rysunek 2.2.1. Schemat zależności pomiędzy poszczególnymi fazami LCA (opracowanie własne na podstawie Kowalski i in., 2007)

Procedura obliczeniowa Oceny Wpływu Cyklu Życia, dla złożonych metod analizujących wpływ w różnych kategoriach, opiera się o następujące kroki:

1. Klasyfikacja – podział danych z tabel inwentarzowych pod kątem kategorii wpływu poprzez przydzielenie reprezentatywnych porcji wyników Analizy Zbioru Danych do kategorii wpływów, dla których są właściwe, kiedy efekty oddziaływań są zależne, lub przypisanie wszystkich wyników LCI do wszystkich kategorii wpływów, kiedy efekty oddziaływań są niezależne.

2. Charakteryzacja – przeliczenie emisji na równoważną ilość substancji odniesienia, np. potencjał tworzenia efektu cieplarnianego opisywany jednostką $\text{kg CO}_{2\text{eq}}$, potencjał zakwaszenia wyrażony w $\text{kg SO}_{2\text{eq}}$,
3. Normalizacja – porównywanie z ustalonym dla danej substancji poziomem odniesienia. Wskaźnik normalizowany nie jest miarą wpływu na środowisko, a jedynie udziału danego efektu w efekcie całkowitym (jednostki niemianowane).
4. Grupowanie – przypisywanie wartości wskaźników charakteryzujących kategorie wpływów do zbiorów kategorii szkód lub tworzenie ich rankingu względem ważności, grupowanie z uwagi na zasięg oddziaływania (lokalne – globalne) itp.
5. Ważenie – przeliczanie na pojedynczy wskaźnik z uwzględnieniem subiektywnej wagi danego rodzaju szkody. Proces ważenia wskaźnika dostępny jest w wybranych metodach (ISO 14044).

Ocena Wpływu Cyklu Życia może być prowadzona z wykorzystaniem szeregu rozwiniętych na przestrzeni ostatnich dekad metod, które różnią się zakresem, procedurami obliczeniowymi, zestawem kategorii wpływu cyklu życia. Są to między innymi:

- Cumulative Energy Demand,
- Ecoindicator 99,
- Ecological footprint,
- Ecological scarcity 1997,
- Ecosystem damage potential – EDP,
- EDIP'97 and 2003 - Environmental Design of Industrial Products,
- EPS 2000 - environmental priority strategies in product development,
- IMPACT 2002+,
- IPCC 2001 (Global Warming Potential),
- TRACI.

Wybór metody zależy od celu badań i charakteru analizowanych procesów jednostkowych. Z uwagi na cel pracy, w części badawczej zastosowano metodę EcoIndicator'99 jako miarę wpływu na środowisko w poszczególnych kategoriach obejmującą pełną procedurę Oceny Wpływu oraz Global Warming Potential jako metodę bilansowania emisji gazów cieplarnianych. Szczegółowy opis wybranych metod oceny wpływu na środowisko przedstawiono w paragrafie 3.1. części badawczej pracy.

2.3. Systemy solarne w budownictwie mieszkaniowym

2.3.1. Słońce jako źródło energii

Pierwotnym źródłem energii dla Ziemi jest Słońce. Energia słoneczna wykorzystywana w procesie fotosyntezy stoi u podstawy każdego łańcucha pokarmowego, jest także siłą napędową ruchów wód i wiatru wykorzystywanych do produkcji energii użytecznej, a przed milionami lat została uwięziona w zasobach węgla i ropy naftowej (Piemental, 2011).

Ilość energii docierającej do powierzchni Ziemi byłaby wystarczająca do pokrycia potrzeb energetycznych jej mieszkańców pod warunkiem równomiernego rozłożenia przestrzennego i przy zastosowaniu odpowiednich technologii jej przetwarzania. Energia słoneczna od dawna znajduje zastosowanie w wielu dziedzinach. Należy tu wskazać chociażby na powszechnie stosowane formy biernego ogrzewania pomieszczeń wykorzystujące zyski słoneczne poprzez szyby okienne oraz na oszczędność energii elektrycznej podczas godzin dziennych związaną z oświetleniem. Powszechną formą wykorzystania energii słonecznej są również tunele i szklarnie stosowane w rolnictwie oraz ogrodnictwie (Nowicki, 2012).

Słońce jest centralną gwiazdą Układu Słonecznego o średnicy szacowanej na 1393000 km i temperaturze wewnętrznej około 16000000 K. Temperatura powierzchni zewnętrznej Słońca szacowana jest na 5777 K na podstawie gęstości promieniowania słonecznego. Promieniowanie słoneczne charakteryzuje szerokie spektrum długości fal elektromagnetycznych od 0,1 nm (promienie Roentgena) do 100 m (fale radiowe) o zróżnicowanej gęstości energii. Zakres światła widzialnego obejmuje tylko część tego promieniowania (0,35-0,75 μm) i część jego energii (44%). Pozostałą energię niesie przede wszystkim promieniowanie nadfioletowe (9%) i podczerwień (47%) (Nowicki, 2012; Pluta, 2000).

Ilość energii docierająca do powierzchni Ziemi ze Słońca jest zależna od wzajemnego położenia tych dwóch ciał. Ruch Ziemi po orbicie słonecznej oraz jej ruch wirowy wokół własnej osi, jak również nachylenie osi Ziemi względem płaszczyzny orbity należą do istotnych zmiennych w opisie gęstości strumienia energii i mogą być przedstawione za pomocą następujących wielkości (Pluta, 2000; Wolańczyk, 2011):

- deklinacja słoneczna – kąt (w stopniach) opisujący położenie osi obrotowej Ziemi względem padającego promieniowania w płaszczyźnie obiegu wokół Słońca, wyrażona wzorem:

$$\delta = 23,45 \cdot \sin \left(360 \frac{284+n}{365} \right) \quad (2.1)$$

gdzie:

n – numer kolejnego dnia w roku,

- kąt godzinowy słoneczny:

$$\omega = 15 \cdot (t_{sl} - 12) \quad (2.2)$$

gdzie:

t_{sl} – czas słoneczny w godzinach,

- wysokość kątowna wzniesienia Słońca ψ :

$$\sin \psi = \sin \delta \cdot \sin \varphi + \cos \delta \cdot \cos \omega \cdot \cos \quad (2.3)$$

gdzie:

φ – szerokość geograficzna (północna dodatnia), $-90^\circ \leq \varphi \leq 90^\circ$,

δ – deklinacja Słońca (północna dodatnia) $-23,45^\circ \leq \delta \leq 23,45^\circ$,

ω – kąt godzinowy słoneczny (ujemny przed południem, zerowy o 12 czasu słonecznego, dodatni po południu),

- azymut Słońca A w rzucie rzekomej płaszczyzny poziomej względem kierunku południowego, w zależności od godziny:

$$\operatorname{tg}(180 + A) = \frac{\sin \omega}{\sin \varphi} \cdot \cos \omega - \cos \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta \quad (2.4)$$

$$\operatorname{tg}(180 - A) = \frac{\sin \omega}{\sin \varphi} \cdot \cos \omega - \cos \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta \quad (2.5)$$

Istotną wielkością w opisie oddziaływania promieniowania słonecznego na powierzchnię Ziemi jest także długość dnia, liczona od wschodu do zachodu Słońca, wyrażona wzorem (Pluta, 2000):

$$t_{zach} - t_{wsch} = \frac{2|\omega_{wsch}|}{15} \quad (2.6)$$

gdzie:

ω_{wsch} – kąt godzinowy wschodu Słońca na powierzchnię poziomą:

$$\omega_{wsch} = \arccos(-\operatorname{tg} \varphi \cdot \operatorname{tg} \delta) \quad (2.7)$$

Przytoczone powyżej równania stanowią podstawę obliczeń uwzględnianych przy projektowaniu instalacji słonecznych, w szczególności w przypadku, gdy może wystąpić ich czasowe zacienienie. Na wielkość strumienia energii docierającego do powierzchni Ziemi, poza geometrią wzajemnego położenia rozpatrywanego obiektu i źródła promieniowania, mają także wpływ dodatkowe czynniki.

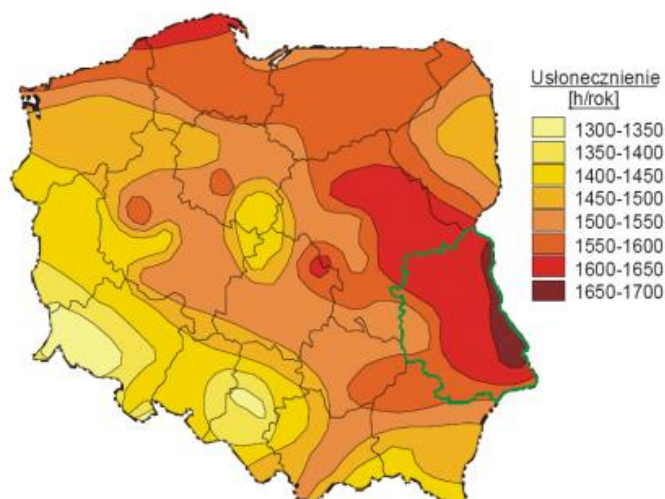
Strumień energii docierający do górnych warstw atmosfery waha się w granicach 1325–1420 W/m². Wartość ta wynika z temperatury Słońca i jego odległości od Ziemi, dla średniej odległości jest to 1367 W/m² w odniesieniu do jednostki powierzchni ustawionej prostopadle do padających promieni – jest to wartość stałej słonecznej G_{sc} .

Do powierzchni Ziemi dociera średnio 38 - 45% energii dostępnej w górnych warstwach atmosfery, w zależności od pory dnia i roku, wskutek jej odbicia, absorpcji i rozproszenia (Lewandowski, 2002; Wolańczyk, 2011). Absorpcja promieniowania wywołana jest przez obecność cząstek O₃, H₂O i CO₂, natomiast za rozpraszanie odpowiadają cząsteczki powietrza (O₂, N₂, H₂O) i aerozoli atmosferycznych. Warunki helioenergetyczne są zatem ściśle zależne nie tylko od położenia geograficznego i lokalnego klimatu, ale także od ukształtowania terenu (wpływ albedo różnorodnych obszarów) oraz grubości i czystości warstwy atmosfery. Są one charakteryzowane poprzez (Wacławek, Rodziewicz, 2011; Wolańczyk, 2011):

- natężenie całkowitego promieniowania słonecznego (wartość chwilowa) I , W/m², obejmująca promieniowanie bezpośrednie i rozproszone docierające do rozpatrywanej powierzchni,
- usłonecznienie, czyli liczba godzin słonecznych w ciągu roku przy przekroczonej wartości progowej 120 W/m². W Polsce usłonecznienie waha się od 1300 do 1700 h,
- nasłonecznienie H , inaczej suma napromieniowania, to energia promieniowania słonecznego w określonym czasie docierająca do jednostki powierzchni, wyrażona w J/m² lub kWh/m².

Warunki helioenergetyczne Lubelszczyzny są lepsze, niż w większości pozostałych województw Polski, zarówno pod względem rocznych sum usłonecznienia (Rysunek 2.3.1.), jak też sum napromieniowania. We wschodniej części regionu roczne całkowite nasłonecznienie sięga 3800 MJ/m². Opis matematyczny wielkości natężenia promieniowania słonecznego na potrzeby modelowania pracy urządzeń techniki słonecznej zawarto w części badawczej (Rozdział 3.) niniejszej dysertacji.

Systemy solarne, obejmujące słoneczne instalacje ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) oraz instalacje fotowoltaiczne (PV), pojawiły się w powszechnym zastosowaniu stosunkowo niedawno. W opracowaniach polskiego Głównego Urzędu Statystycznego fototermika pojawia się dopiero w 2002 r., a podstawowe dane o mocy zainstalowanej systemów fotowoltaicznych w 2007 r. Przewiduje się wzrost udziału odnawialnych źródeł energii na polskim rynku energetycznym, zgodnie z Dyrektywą 2009/28/WE oraz wymaganiami stawianymi Polsce na mocy pakietu klimatycznego „3x20”, przyjętego przez Parlament Europejski w 2008 r. (COM 2008).



Rysunek 2.3.1. Średnie roczne sumy usłonecznienia w Polsce (Banak i in., 2006)

Istotną barierą w rozwoju instalacji słonecznych jest ich stosunkowo wysoka cena, niemniej istniejące systemy wsparcia inwestorów wpływają w znacznym stopniu na wzrost zainteresowania technologiami konwersji fototermicznej i fotowoltaicznej. Stosowane systemy obejmują podgrzew ciepłej wody użytkowej oraz wspomaganie centralnego ogrzewania w miesiącach przejściowych, jesiennych i wiosennych (Kalotka, 2006). W przypadku fotowoltaiki, najpowszechniej stosowane są systemy połączone do sieci energetycznej i zintegrowane z budynkami (Klugmann – Radziemska, 2011).

2.3.2. Systemy fototermiczne

2.3.2.1. Podstawy fizyczne działania kolektorów słonecznych

Promieniowanie cieplne jest formą promieniowania emitowaną przez ciała, które spowodowane jest ich temperaturą. Wszystkie ciała stałe oraz płyny emitują, absorbują lub transmitują promieniowanie w różnym stopniu, jednak dla ciał stałych z uwagi na ich budowę zjawisko to ma charakter powierzchniowy. Promieniowanie sprowadza się do przenoszenia energii pomiędzy dwoma ciałami w próżni lub ośrodku gazowym. Wymiana ta przebiega za pomocą fal elektromagnetycznych i można ją podzielić na dwie fazy (Werszko, 2003):

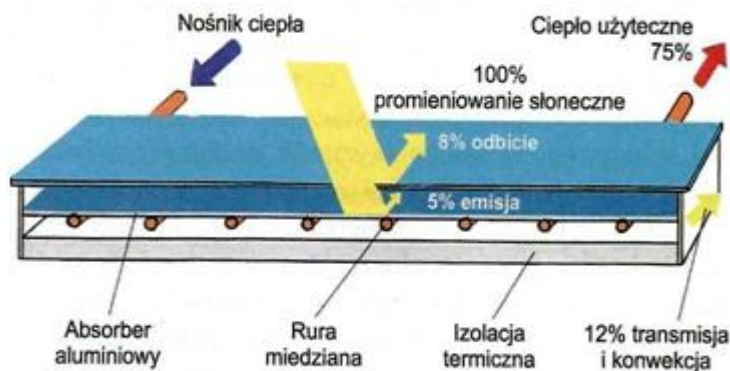
- zamiana energii cieplnej na elektromagnetyczną na powierzchni ciała promieniującego,
- zamiana energii elektromagnetycznej na ciepło na powierzchni ciała napromieniowywanego.

Zjawisko absorpcji promieniowania polega na zamianie energii fal na inne rodzaje energii w wyniku oddziaływania z ośrodkiem lub ciałami, w których fala się rozchodzi, lub które znajdują się na drodze rozchodzenia się fali. Absorpcja promieniowania słonecznego w kolektorach słonecznych dotyczy więc zamiany tej formy energii na energię termiczną.

Przy rozważaniach dotyczących konwersji fototermicznej analizie poddawane są zjawiska, które prowadzą do zamiany energii promieniowania słonecznego na ciepło. Rozważania te należy rozpocząć od charakterystyki funkcjonowania kolektorów słonecznych. Kolektor jest podstawowym elementem termicznej instalacji słonecznej. W płaskich kolektorach termicznych energia promieniowania słonecznego jest przekazywana do czynnika roboczego przepływającego przez kolektor za pośrednictwem absorbera i wymiennika (Rysunek 2.3.2).

Działanie kolektora polega na przenikaniu promieniowania słonecznego przez przezroczyste pokrycie i pochłanianiu go przez zaciernioną powierzchnię absorbera. W wyniku pochłonięcia promieniowania słonecznego w absorberze wzrasta jego temperatura, część pozyskanego ciepła jest oddawana do otoczenia w postaci promieniowania cieplnego, część przenika przez elementy układu przede wszystkim wskutek przewodzenia (Wolańczyk, 2011). Zamieniona na ciepło energia promieniowania słonecznego jest następnie przekazywana do czynnika roboczego przepływającego przez przytwierdzony do absorbera system rurek, zwiększając jego entalpię. Czynnik roboczy po podgrzaniu trafia do wymiennika ciepła, na przykład znajdującego się w zasobniku ciepłej wody

lub basenowego (Albers i in., 2007; Pluta, 2000). Czynnikiem roboczym w kolektorach słonecznych może być gaz lub ciecz (Nowak i in., 2008). W przypadku cieczy, najpopularniejszym rozwiązaniem jest niezamarzający roztwór glikolu propylenowego, którego przepływ w rurach wymiennika wymuszany jest przez pompę obiegową instalacji słonecznej.



Rysunek 2.3.2. Schemat wymiany ciepła pomiędzy elementami kolektora a otoczeniem (Oszczak, 2012)

Padające na kolektor płaski promieniowanie słoneczne (bezpośrednie i rozproszone) ulega częściowemu odbiciu i załamaniu na szybie. Ta jego część, która trafia na absorber, jest w większości pochłaniana i zamieniana na ciepło, które z kolei ulega częściowemu wypromieniowaniu i przekazaniu na drodze konwekcji i przewodzenia. Wielkościami charakterystycznymi dla absorberów są współczynniki absorpcji promieniowania elektromagnetycznego i emisji wtórnej pochłanianej energii (Wolańczyk, 2011).

Współczynnik absorpcji definiowany jest jako zdolność pochłaniania promieni padających na powierzchnię absorbera i wyrażony poprzez stosunek energii pochłanianej do padającej na tę powierzchnię. Jego wielkość w procentach dla wszystkich rodzajów pokryw kolektorów waha się w granicach $95 \pm 2\%$.

Współczynnik emisji wyraża wielkość wypromieniowania wtórnego energii pochłanianej przez absorber na skutek wzrostu jego temperatury do $100\text{ }^{\circ}\text{C}$. Wielkość ta, wyrażona w procentach, utrzymuje się na poziomie poniżej 10% (Albers i in., 2007).

Ta część promieniowania, która została zamieniona na ciepło i nie uległa wypromieniowaniu i przekazaniu do otoczenia na drodze konwekcji, jest następnie przenoszona poprzez wymiennik ciepła do czynnika roboczego instalacji. Wymiana ciepła zachodzi głównie na drodze przewodzenia i konwekcji. Wskutek ciągłego procesu dostarczania i oddawania energii ustala się stan równowagi temperaturowej absorbera, dla absorberów bez pokryć przezroczystych wyrażony zależnością (Wiśniewski i in., 2008):

$$T^4 = \frac{\alpha}{\varepsilon} \cdot \frac{I_b}{\sigma} \quad (2.8)$$

gdzie:

α – współczynnik absorpcji promieniowania dla materiału absorbera,

ε – współczynnik emisji promieniowania dla materiału absorbera,

I_b – natężenie bezpośredniego promieniowania słonecznego, W/m^2 ,

σ – stała Boltzmanna równa $(1/64,5)^4 W/m^2K^4$.

Zasada funkcjonowania kolektorów słonecznych o innych konstrukcjach, poza wyżej opisanym kolektorem płaskim cieczowym, jest analogiczna, a same rozwiązania konstrukcji zostaną przedstawione w kolejnym paragrafie niniejszej dysertacji.

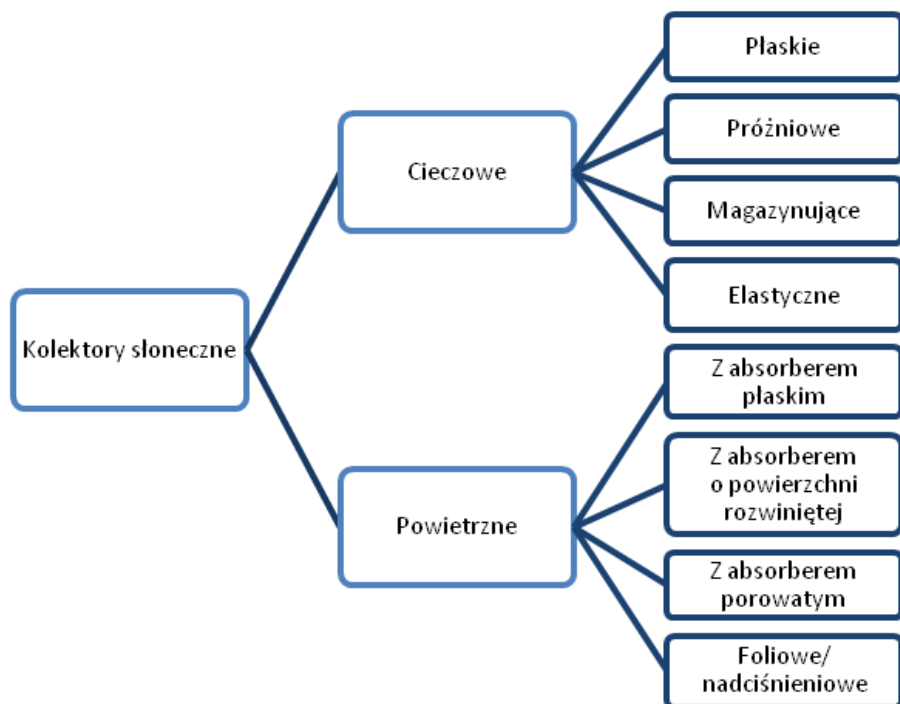
2.3.2.2. Rodzaje kolektorów słonecznych

Podstawowa klasyfikacja kolektorów słonecznych opiera się na rozróżnieniu zastosowanych rozwiązań konstrukcyjnych. Na rynku kolektorów słonecznych istnieje wiele rozwiązań różniących się od siebie czynnikiem roboczym, absorberem, zastosowaniem, rodzajem izolacji termicznej, czy też konstrukcją powierzchni wymiany ciepła. Ze względu na rodzaj nośnika energii kolektory dzielą się na cieczowe oraz powietrzne, natomiast z uwagi na budowę wyróżnia się kolektory płaskie i skupiające (Chmielniak, 2008). Podział kolektorów słonecznych przedstawiono schematycznie na rysunku (Rysunek 2.3.3).

Poza uwzględnionymi na schemacie, spotykane są również kolektory skupiające, jednakże z uwagi na duży udział promieniowania rozproszonego w stosunku do całkowitego, w polskich warunkach klimatycznych nie znajdują one zastosowania (Nowak i in., 2008).

Zazwyczaj propozycje dla inwestorów prywatnych w budownictwie jednorodzinnym obejmują najpopularniejsze z wymienionych wyżej rozwiązań, a zatem kolektory cieczowe płaskie oraz kolektory rurowe próżniowe przepływowe

i typu heat pipe. Wymienione typy kolektorów charakteryzują się różnym poziomem kosztów inwestycyjnych oraz różnym poziomem osiąganej sprawności całorocznej i chwilowej. Istotną kwestią jest więc odpowiedni dobór kolektora, w którym powinna być uwzględniona optymalizacja funkcjonowania całego systemu, oszczędność energii i czas zwrotu poniesionych kosztów.



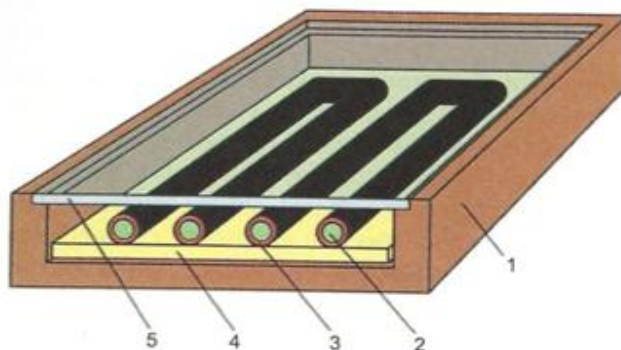
Rysunek 2.3.3. Podział kolektorów słonecznych stosowanych w polskich warunkach klimatycznych (opracowanie własne na podstawie Nowak i in., 2008)

Zapewnienie właściwych warunków pracy kolektora słonecznego określonego typu w panujących warunkach klimatycznych i uwzględnienie specyfiki danego rozwiązania (osiągane temperatury pracy, wykorzystanie promieniowania rozproszonego, itp.) umożliwia osiągnięcie najwyższej sprawności działania (Zambolin i in., 2010).

W dalszej części paragrafu przedstawiono charakterystykę podstawowych rodzajów kolektorów słonecznych stosowanych na rynku instalacyjnym.

Kolektory słoneczne płaskie

Budowa kolektora płaskiego obejmuje przezroczystą osłonę, zaczerniony absorber z przytwierdzonym orurowaniem, izolację tylną i boczną oraz konstrukcję nośną (Alvarez i in., 2010). Budowa przykładowego kolektora płaskiego z absorberem w formie wężownicy przedstawiona została na rysunku 2.3.4.



Rysunek 2.3.4. Budowa kolektora płaskiego, 1 – obudowa, 2 – płyn niezamarzający, 3 – poczerniona rura miedziana, 4 – izolacja termiczna, 5 – szyba (Oszczak, 2012)

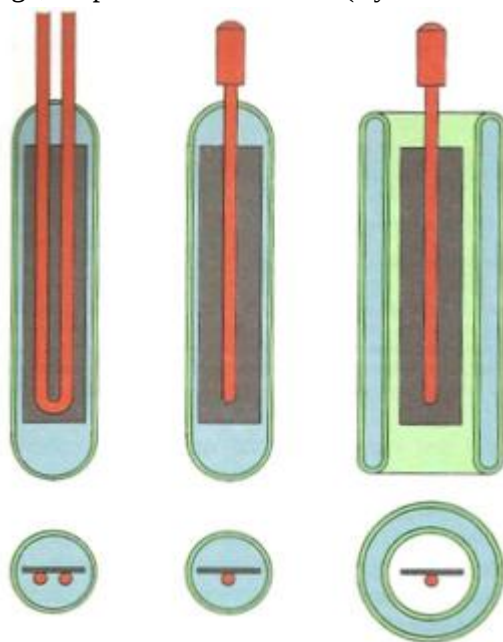
Pokrycie kolektora stanowi zazwyczaj hartowane szkło, określane też jako szyba solarna. Niewielka zawartość żelaza w osłonie ogranicza konwekcję, zwiększa przepuszczalność, a jednocześnie zmniejsza straty promieniowania do otoczenia. Osłona powinna charakteryzować się przepuszczalnością promieniowania słonecznego oraz wytrzymałością na ściskanie, zgniatanie, ścieranie spowodowane przez opady atmosferyczne czy piasek, a także dużą twardością i odpornością na promieniowanie nadfioletowe (Lewandowski, 2002). W celu zmniejszenia strat ciepła do otoczenia przez szybę stosuje się dodatkowo bądź zastępczo izolacje transparentne (Fodemski, 2003).

Najistotniejszym z punktu widzenia przemiany energetycznej elementem kolektora jest absorber, wykonany najczęściej z miedzi lub aluminium. Konstrukcja absorbera powinna zapewnić jak najwyższe pochłonięcie krótkofalowego promieniowania słonecznego oraz minimalne długofalowego. Stosowanie różnorodnych powłok selektywnych (czarny chrom i nikiel, Tinox) wpływa na zmniejszenie strat na skutek promieniowania. Pozostałe istotne właściwości absorbera obejmują krótki czas nagrzewania, stałą temperaturę, odporność na korozję oraz efektywne przekazywanie ciepła czynnikowi robocznemu (Albers i in., 2007).

Zastosowanie izolacji ma na celu redukcję strat ciepła do otoczenia na skutek przewodzenia. Izolacja łącznie z ramą stanowi obudowę kolektora, jej zadaniem jest więc również stabilizacja konstrukcji, dlatego powinna się charakteryzować niską przewodnością cieplną, brakiem nasiąkliwości, odpornością na podwyższone temperatury, jak również dużą wytrzymałością mechaniczną (Wołoszyn, 1991). Jako materiały izolacyjne stosowane są zazwyczaj wełna mineralna i płyty z pianki poliuretanowej, jak również włókna naturalne. Rama zbudowana jest zazwyczaj ze stali nierdzewnej, anodowanego aluminium oraz tworzywa sztucznego wzmocnionego włóknami szklanymi, co zapewnia jej lekkość i wytrzymałość konstrukcji (Albers i in., 2007).

Kolektory słoneczne próżniowe

Kolektor próżniowy stanowi zespół kilku lub kilkunastu szklanych rur jedno- lub dwuściennych, w których występuje próżnia stanowiąca izolator zmniejszający straty ciepła z kolektora do otoczenia. Absorberem jest rura wewnętrzna lub element umieszczony wewnątrz rury. Wewnątrz rur istnieją kanały do przepływu czynnika roboczego, zespolone z absorberem (Rysunek 2.3.5).



Rysunek 2.3.5. Przekroje przez rury kolektora próżniowego (Oszczak, 2012)

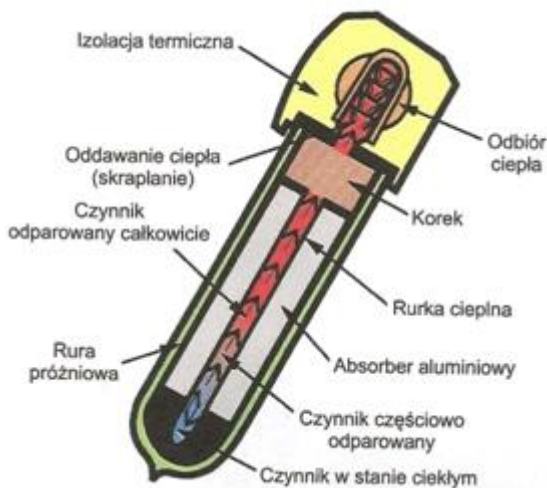
W przypadku kolektorów dwuściennych, próżnia występuje między dwiema szklanymi rurami, natomiast w przypadku kolektorów jednościennych szklana rura połączona jest szczelnie z kanałem medium. Dodatkowo ta konstrukcja kolektora może być wyposażona w blachy lustrzane, których zadaniem jest koncentracja promieniowania słonecznego (Nowicki, 2012).

Kolektory próżniowe występują zasadniczo w dwóch podstawowych odmianach: w postaci kolektorów z bezpośrednim przepływem czynnika roboczego oraz kolektorów typu rura cieplna (heat pipe). W pierwszym przypadku transport pozyskanego ciepła ma miejsce za pośrednictwem rury współosiowego wymiennika ciepła pośrodku powłoki kolektora (Rysunek 2.3.6). Schłodzony czynnik grzewczy przepływa przez rurę wewnętrzną wymiennika ciepła do absorbera, ogrzewa się i wraca rurą zewnętrzną wymiennika ciepła (Albers i in., 2007).



Rysunek 2.3.6. Schemat budowy kolektora próżniowego z bezpośrednim przepływem czynnika (Oszczak, 2012)

W kolektorach drugiego typu, transport ciepła odbywa się za pomocą czynnika roboczego o niskiej temperaturze wrzenia, bez kontaktu z absorberami. Promieniowanie słoneczne powoduje ogrzanie się i odparowanie czynnika roboczego w dolnej części rury. Przepływając do górnej części rury w postaci pary, w kontakcie z zimnym czynnikiem obiegowym czynnik roboczy ulega kondensacji i przekazuje ciepło (Rysunek 2.3.7). W wyniku kondensacji powstaje ciecz, która spływa do dolnej części rury i proces powtarza się (Nowak i in., 2008, Nowicki, 2012).



Rysunek 2.3.7. Rura kolektora typu heat pipe (Oszczak, 2012)

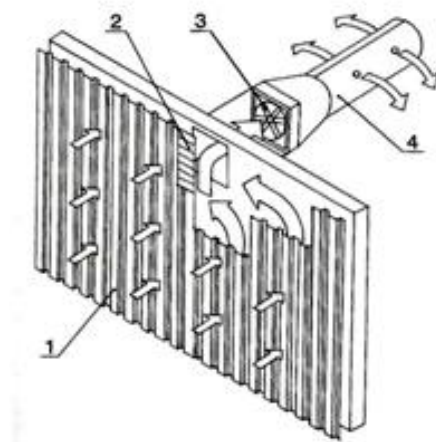
W okresie letnim wydajność cieplna kolektorów z dwuciennymi rurami próżniowymi okazuje się być niższa od wydajności kolektorów płaskich, czego przyczyną jest zmniejszona przepuszczalność energii słonecznej do jego wnętrza. Natomiast w okresie niskich temperatur otoczenia lepszą alternatywą okazują się być kolektory próżniowe, jednakże pod warunkiem, że ich powierzchnie nie będą pokryte szronem czy też śniegiem. W praktyce wyższa cena i większy stopień skomplikowania budowy kolektorów próżniowych rzutują na ich niższy udział w rynku instalacyjnym w przypadku instalacji ciepłej wody użytkowej. Są one jednak bardziej przydatne w przypadku wspomagania centralnego ogrzewania lub sorpcyjnych instalacji chłodniczych (Nowicki, 2012).

Kolektory słoneczne powietrzne

W kolektorach powietrznych energia pochłonięta za pośrednictwem absorbera jest przekazywana strumieniowi powietrza przepływającemu przez kanał kolektora. Budowa kolektora powietrznego jest analogiczna do budowy płaskich kolektorów cieczowych i obejmuje pokrycie (opcjonalnie), absorber, obudowę i izolację cieplną (opcjonalnie), a także kanały dolotowe powietrza (Rysunek 2.3.8).

Z uwagi na specyficzne właściwości powietrza jako medium, koszty przetłaczania czynnika są w tym systemie wyższe (Wiśniewski i in., 2008). Powietrze jako czynnik grzewczy posiada jednak wiele zalet, mianowicie nie występuje problem zamarzania instalacji i wrzenia czynnika w czasie przegrzania, brak jest

zagrożenia korozją, konstrukcja urządzenia jest prostsza, a czynnik wykorzystywany bezpośrednio (eliminacja wymiennika ciepła w przypadku zastosowania w celach grzewczych) (Wolańczyk, 2011). Istotną zaletą kolektorów powietrznych jest również brak przecieków.



Rysunek 2.3.8. Budowa kolektora powietrznego, 1 – blacha falista pełniąca funkcję absorbera, 2 – żaluzje powietrzne, 3 – wentylator, 4 – kanał powietrzny (Wiśniewski i in., 2008)

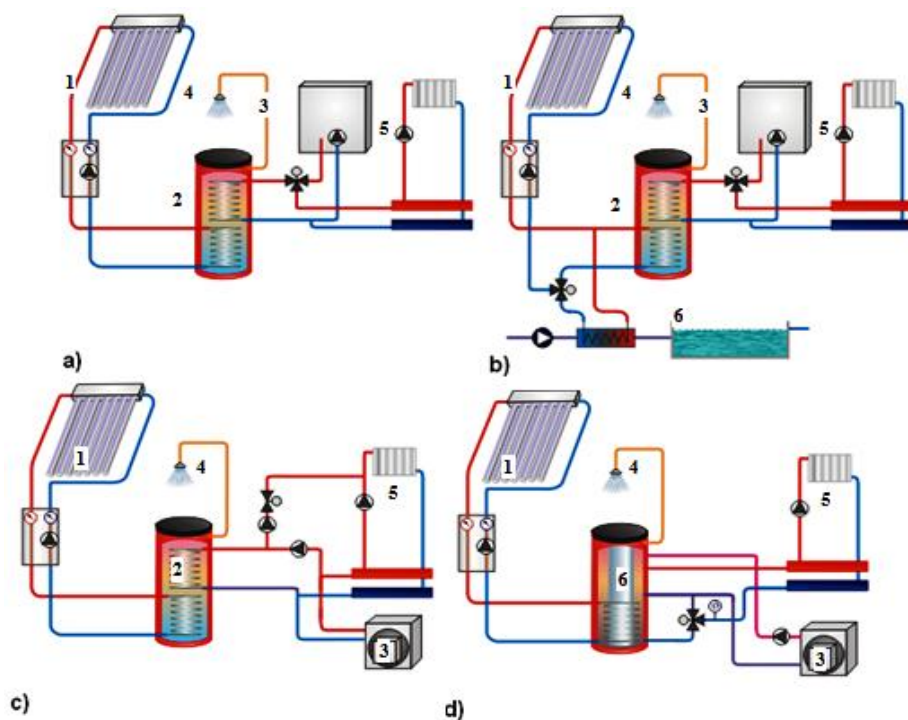
Klasyfikacja kolektorów powietrznych, poza przedstawioną uprzednio w oparciu o rodzaj absorbera, dzieli te urządzenia w zależności od liczby przesłonek przeźroczystych (odkryte i zakryte o 1-3 przesłonach), usytuowania kanału powietrznego (nad, pod lub nad i pod absorberem) oraz istnienia izolacji termicznej (z lub bez izolacji) (Wiśniewski i in., 2008).

Zastosowanie kolektorów powietrznych do celów ogrzewania to przede wszystkim systemy suszenia i przechowywania produktów rolnych, budynki inwentarskie i magazyny. Zastosowanie akumulatora w postaci ciał stałych jak kamienie, żwir czy grunt może wpłynąć na zwiększenie popularności tego rozwiązania, poprzez oddawanie ciepła również poza okresem napromieniowywania. Takie rozwiązania stosowane są w podgrzewie szklarni (grunt), a także innych zastosowaniach rolniczych. Kolektory słoneczne powietrzne spotyka się także w halach produkcyjnych (Nowicki, 2012).

2.3.2.3. Rozwiązania techniczne instalacji kolektorów słonecznych

W polskich warunkach klimatycznych kolektory słoneczne stosowane są do:

- podgrzewu ciepłej wody użytkowej w budownictwie mieszkaniowym oraz użyteczności publicznej,
- podgrzewu wody w obiektach sezonowych, jak domki letniskowe, pomieszczenia rekreacyjne itp.,
- podgrzewu wody w basenach,
- podgrzewu wody w działalności rolniczej oraz przetwórstwie,
- ogrzewania pomieszczeń (Fodemski, 2003).



Rysunek 2.3.9. Schematy instalacji słonecznych dostępne za pomocą oprogramowania GetSolar: a) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u.(4) z zasobnikiem pionowym (2) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), b) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i wody basenowej (6) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), c) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i zasilania c.o. (5) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), d) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i zasilania c.o. (5) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3) z zasobnikiem dwufunkcyjnym (6)

Ogrzewanie budynku w całym sezonie grzewczym tylko za pomocą kolektorów słonecznych w Polsce nie jest możliwe. Nawet ogrzewanie tylko wody użytkowej nie jest możliwe do zrealizowania w okresie całorocznym, dlatego też kolektory słoneczne w budownictwie mieszkaniowym stosowane są jedynie jako element wspomagający dla instalacji grzewczej. Przykładowe rozwiązania techniczne słonecznych instalacji podgrzewu c.w.u. oraz wspomagania c.o. przedstawiono na Rysunku 2.3.9.

Zasilanie centralnego ogrzewania przez instalację słoneczną może być zasadne w budynkach niskoenergetycznych, a także budynkach wykorzystujących niskotemperaturowy system ogrzewania, tj. ogrzewanie podłogowe czy też ściennie. Rozwiązaniem funkcjonalnym w przypadku wykorzystania instalacji słonecznej zarówno do podgrzewania ciepłej wody użytkowej (dalej c.w.u.), jak i wspomagania centralnego ogrzewania (dalej c.o.) może być zastosowanie podgrzewacza dwufunkcyjnego zasilanego również przez tradycyjne źródło ciepła, jak na Rysunku 2.3.9. d (Oszczak, 2012).

Typowa instalacja słoneczna do zastosowań w budownictwie jednorodzinnym składa się z kolektora lub baterii kolektorów słonecznych, orurowania, aparatury sterującej i kontrolnej zazwyczaj w połączeniu z pompą wymuszającą obieg czynnika roboczego po stronie kolektorów, naczynia wzbiorecznego oraz zasobnika c.w.u. W zasobnikach o podwójnym zasilaniu obieg kolektorów słonecznych zasila dolną część zbiornika pionowego, z uwagi na spodziewaną niższą temperaturę tego źródła w okresie przejściowym. Istnieją także rozwiązania bezpośredniego podgrzewu ciepłej wody użytkowej w kolektorach pojemnościowych lub zintegrowanych z zasobnikiem, jednak są one stosowane powszechnie w klimacie, w którym nie ma zagrożenia zamarzaniem wody w miesiącach zimowych (Wiśniewski i in., 2008; Żelazna, Pawłowski, 2011).

2.3.3. Systemy fotowoltaiczne

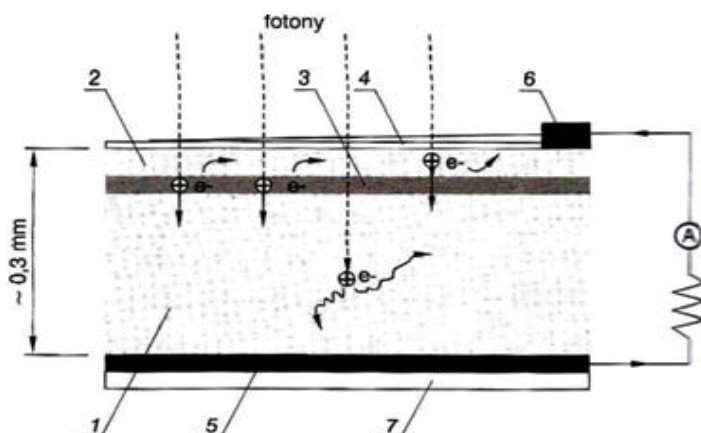
2.3.3.1. Efekt fotowoltaiczny w ogniwach słonecznych

Mechanizm przekształcenia światła słonecznego na energię elektryczną znany jest od pierwszej połowy XIX wieku i określany jako efekt fotowoltaiczny. Konwersja fotowoltaiczna wymaga wygenerowania dwóch rodzajów ładunków: ujemnych i dodatnich, jak również umożliwienia ich ruchu przez zewnętrzny obwód elektryczny.

Proces konwersji można podzielić na cztery etapy (Sanetra, 2006; Zdyb, 2012):

- absorpcja promieniowania i formowanie ekscytynu,
- dyfuzja ekscytynu,
- separacja ładunku,
- transport ładunku do elektrod.

Fotony wnikają w materiał półprzewodnika na pewną głębokość i po zaabsorbowaniu generowane są w nim pary nośników ładunku. Wzbudzenie elektronu i utworzenie pary elektron – dziura nazywanej ekscytynem jest etapem, po którym następuje dyfuzja, polegająca na umieszczaniu obu rodzajów nośników pomiędzy obszarami złącza półprzewodnikowego. Zjawisku dyfuzji towarzyszą efekty termiczne. Aby mogła nastąpić separacja ładunków, ekscytyny muszą trafić na znaczny skok potencjału pomiędzy obszarami złącza. Zjawisko to polega na wykorzystaniu złącza półprzewodnikowego typu p-n, z którego elektrony są transportowane do katody (obszar typu n), a dziury do anody (obszar typu p) (Klugmann-Radziemska, 2005; Sanetra, 2006).



Rysunek 2.3.10. Uproszczony schemat krzemowego ogniw fotowoltaicznego, 1 – półprzewodnik p, 2 – półprzewodnik n, 3 – obszar złącza p-n, 4 – powłoka antyrefleksyjna, 5 – anoda, 6 – katoda, 7 – płyta nośna (Nowicki, 2012)

Budowa typowego ogniw fotowoltaicznego przedstawiona została na rysunku (Rysunek 2.3.10). Po obydwu stronach przedstawionego schematycznie złącza p-n w obszarach ładunku przestrzennego na skutek pochłaniania kwantów światła dochodzi do formowania ekscytynów. Wskutek dyfuzji dziur i elektronów na styku półprzewodników powstaje wewnętrzne pole elektryczne E , które

jest siłą sprawczą rozdzielania ładunków, tj. odpowiada za przeniesienie dziury do obszaru p, a elektronu do obszaru n. W ten sposób dochodzi do powstania różnicy potencjałów, czyli napięcia elektrycznego (Drozdow i in., 2006).

Warunkiem zaistnienia zjawiska fotowoltaicznego jest oświetlenie złącza p-n fotonami o energii większej lub równej szerokości przerwy energetycznej E_g ($h\nu \geq E_g$). Za półprzewodniki uważane są materiały, dla których szerokość przerwy energetycznej jest mniejsza od 5 eV (Pluta, 2008). Energię fotonu przedstawia wzór:

$$E = h \cdot f = \frac{h \cdot c}{\lambda} \quad (2.9)$$

gdzie:

h – stała Plancka,

f – częstotliwość fali elektromagnetycznej, s^{-1} ,

c – prędkość światła, m/s,

λ – długość fali elektromagnetycznej, m.

Po wprowadzeniu wartości stałej Plancka i prędkości światła oraz przy wyrażeniu długości fali w μm równanie przyjmuje postać:

$$E = \frac{1,24}{\lambda} \quad (2.10)$$

Aby proces konwersji fotowoltaicznej zachodził z żądaną skutecznością, konieczne jest spełnienie dodatkowych warunków dotyczących przede wszystkim właściwości materiałów wykorzystywanych w ogniwach fotowoltaicznych, lokalizacji systemu, jego żywotności i ilości energii potrzebnej na jego wyprodukowanie. Dlatego też tematyce podnoszenia sprawności fotowoltaicznej konwersji energii poświęcono wiele prac badawczych i rozpraw naukowych (JRC Status Report, 2010).

Teoretyczna sprawność ogniwa monokrystalicznego krzemowego wynosi 34% z uwagi na to, że nie całe widmo promieniowania słonecznego może być w tego typu ogniwie zamienione na prąd elektryczny. Szacuje się, że w ogniwach tego typu nie jest wykorzystywane ok. 24% energii niesionej przez promieniowanie słoneczne; kolejne ok. 30% stanowi energia tracona na podgrzanie ogniwa. Dalsze obniżanie sprawności związane jest z faktem, że nie wszystkie fotony trafiają i są absorbowane w obszarze granicznym, a także z występowaniem zanieczyszczeń w kryształach krzemu, które wydłużają czas rozdzielania par elektron – dziura i w efekcie ich rekombinację (Nowicki, 2012).

Istotnym czynnikiem w określaniu jakości ogniwa są zatem:

- jego czułość widmowa,
- współczynnik odbicia R ,
- grubość warstwy zewnętrznej, poza obszarem p-n,
- właściwości materiałów (przerwa energetyczna),
- cień elektrod na powierzchni ogniwa (Klugmann, Klugmann-Radziemska, 1999).

Ogniwa fotowoltaiczne, zwłaszcza krzemowe monokrystaliczne, są wrażliwe na wzrost temperatury ich wnętrza z uwagi na zmianę szerokości przerwy energetycznej $E_g(T)$ pod jej wpływem podczas pracy ogniwa. Szacunkowy spadek ich sprawności to około 0,5% w odniesieniu do 1 °C, stąd podejmowane próby tworzenia układów hybrydowych panel PV – kolektor cieczowy bądź powietrzny. Dodatkowy spadek sprawności wywołany jest łączeniem ogniw w panele, a zatem przesylem energii z uwagi na straty spowodowane rezystancją szeregową i równoległą bocznikującą (Krac, Górecki, 2012). Sprawność konwersji fotowoltaicznej ma kluczowy wpływ na pracę systemów.

Pracę pojedynczych ogniw charakteryzują następujące wielkości:

- maksymalna moc wyjściowa ogniwa (w punkcie optymalnego działania, przy I_m i V_m).
- prąd zwarcia – maksymalna wartość natężenia prądu I_k przy zerowym napięciu; występuje, kiedy kontakty przednie ogniwa są zwarte z kontaktem tylnym,
- napięcie przy otwartym obwodzie – maksymalna wartość napięcia U_{oc} przy zerowym natężeniu prądu; występuje, gdy kontakty przednie ogniwa nie są połączone z kontaktem tylnym,
- współczynnik wypełnienia FF (ang. Fill Factor) wyrażony zależnością:

$$FF = \frac{I_m \cdot V_m}{I_k \cdot U_{oc}} \quad (2.11)$$

- sprawność określona jako stosunek mocy maksymalnej ogniwa do mocy promieniowania światła słonecznego padającego na powierzchnię czynną tego ogniwa. Sprawność oznaczana symbolem η , wyraża się wzorem:

$$\eta = \frac{I_m \cdot V_m}{E \cdot S} \cdot 100\% \quad (2.12)$$

gdzie:

I_m – natężenie prądu elementu fotoelektrycznego w punkcie optymalnego działania, A,

V_m – napięcie prądu elementu fotoelektrycznego w punkcie optymalnego działania, V,

E – moc promieniowania przypadająca na jednostkę powierzchni, W/m^2 ,

S – powierzchnia fotoogniwa, m^2 .

Uwzględniając charakterystykę prądowo – napięciową ogniwa, jego sprawność można wyrazić zależnością:

$$\eta = \frac{I_k \cdot U_{oc} \cdot FF}{E \cdot S} \cdot 100\% \quad (2.13)$$

gdzie:

I_k – prąd zwarcia, A,

U_{oc} – napięcie obwodu otwartego, V,

FF – współczynnik wypełnienia charakterystyki.

Wartości sprawności energetycznej ogniw i modułów w zależności od materiału wykorzystywanego do ich budowy przedstawiono w Tabeli 2.3.1.

Tabela 2.3.1. Sprawność energetyczna ogniw i modułów fotowoltaicznych w zależności od konstrukcji, z uwzględnieniem wskazań producentów (Krac, Górecki, 2012)

Grupa ogniw	Rodzaj ogniw	η ogniwa, %	η modułu, %
Krzemowe	Monokrystaliczne	24,7	22,7
	Polikrystaliczne	20,3	18,6
	Mikrokrystaliczne	11,7	10,9
	Taśmowe	-	13,4
	HIT	21,8	17,3
Wysokosprawne	GaAs	25,8	-
	InP	21,9	-
	GaInP ₂ /GaAs	39,3	-
Cienkowarstwowe	CdTe	16,5	10,1
	CIGS	19,5	12,2
	Amorficzne Si	10,1	7,45
Organiczne	Polimerowe	5,1	1,8
Fotochemiczne	Barwnikowe Gratzela	11,4	11,1

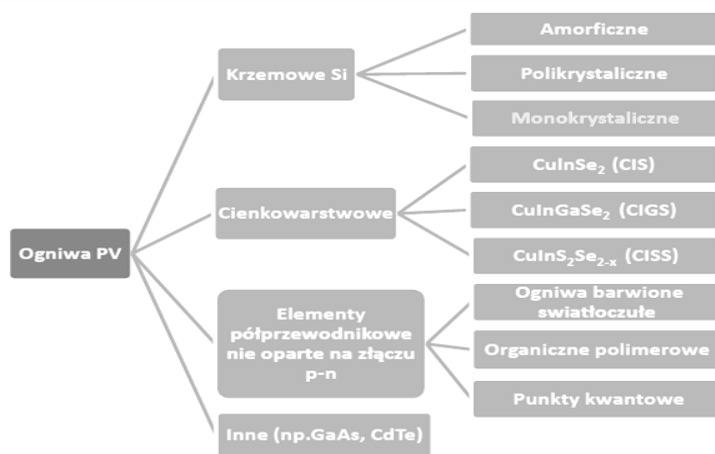
Należy ponadto dodać, że wydajność paneli w skali komercyjnej kształtuje się na poziomie niższym od podanych, osiągając przykładowo 15% dla paneli monokrystalicznych, 13 do 15% dla technologii polikrystalicznej oraz do około 8% dla paneli cienkowarstwowych z krzemu amorficznego (Żelazna i in., 2014).

2.3.3.2. Rodzaje paneli fotowoltaicznych

Obecnie stosowane rozwiązania techniczne konstrukcji ogniw słonecznych obejmują ich cztery generacje (Kotowski, 2009; Zdyb, 2012):

- ogniwa krzemowe – monokrystaliczne i polikrystaliczne,
- ogniwa cienkowarstwowe – wykorzystujące np. krzem w postaci amorficznej i wielowarstwy krzemu amorficznego i mikrokryształicznego, tellurek kadmu CdTe, związki miedzi CuInSe₂, CuInS, Cu(InGa)Se₂ oraz półprzewodniki: GaAs, GaN i inne,
- ogniwa fotoelektrochemiczne, w tym organiczne, polimerowe oraz barwnikowe, których zasada działania różni się nieco z uwagi na rozdzielanie funkcji półprzewodnika pomiędzy półprzewodnik i barwnik,
- nowoczesne technologie działające w oparciu o nanocząsteczki, jak QDSSC – Quantum Dot Sensitized Solar Cells czy ogniwa plazmowe, o stosunkowo niskich sprawnościach, będące w fazie rozwoju.

Podstawowe rodzaje ogniw fotoelektrycznych w zależności od materiału użytego do ich konstrukcji przedstawiono na schemacie (Rysunek 2.3.11).



Rysunek 2.3.11. Podział ogniw fotowoltaicznych w zależności od materiału wykorzystanego do budowy (Boszkowicz, 2013)

Na cele wykorzystania praktycznego, ogniwa łączone są w moduły, a okablowane i umocowane moduły w panele. Równoległe łączenie ogniw powoduje przyrost natężenia prądu, a szeregowe zwiększa napięcie. W praktyce

stosuje się łączenie ogniw w modułach szeregowo, a modułów w panele równolegle, zależnie od pożądaných parametrów pracy układu (Oszczak, 2012; Waclawek, Rodziewicz, 2011). Wydajność układu pracującego w połączeniu szeregowo – równoległym można obliczyć ze wzoru (Stryczewska, 2012):

$$P = n_s \cdot U_i \cdot n_r \cdot I_i \quad (2.14)$$

gdzie:

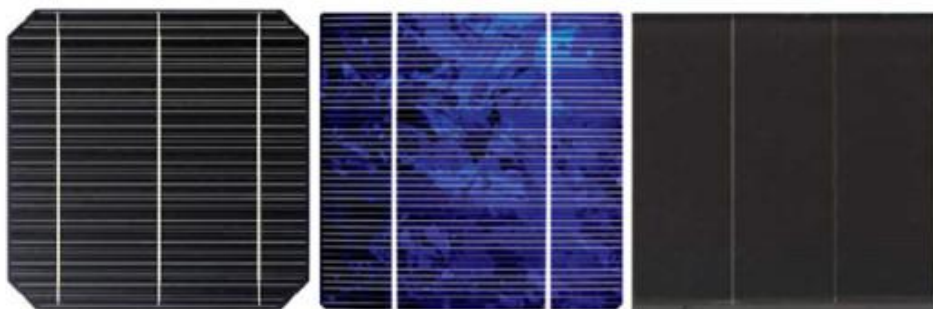
P – moc układu pracującego przy obciążeniu, W ,

U_i , I_i – odpowiednio napięcie (V) i natężenie (A) prądu pojedynczego ogniw,

n_s – liczba ogniw połączonych szeregowo,

n_r – liczba gałęzi połączonych równolegle.

Wydajność produkcji energii elektrycznej w ogniwach fotowoltaicznych wyrażana jest w watach mocy szczytowej (W_p – Wat peak), tj. mocy uzyskiwanej przy promieniowaniu słonecznym o widmie AM 1,5, gęstości mocy 1000 W/m^2 i temperaturze otoczenia 25°C . Są to warunki standardowe STC – Standard Test Conditions (Krac, Górecki, 2012).



Rysunek 2.3.12. Ogniw z krzemu (od lewej): monokrystalicznego i polikrystalicznego oraz ogniwo amorficzne (Zdyb, 2012)

W chwili obecnej rynek fotowoltaiki oparty jest głównie na ogniwach krzemowych (mono- i polikrystalicznych). Ogniw monokrystaliczne zbudowane są z monolitycznego kryształu krzemu w postaci cienkiej płytki wyciętej z walcu. Aby wyeliminować znaczne straty powierzchni, zamiast kół lub kwadratów, wycina się z nich ośmiokąty. Z kolei ogniw polikrystaliczne mają widoczną niejednorodną powierzchnię płytki. Kształt ogniw jest kwadratowy (Klugmann, Klugmann-Radziemska, 1999). Panele bazujące na tej technologii mają relatyw-

nie wysokie sprawności przetwarzania promieniowania słonecznego i charakteryzują się prostotą i stabilnością pracy, są jednak związane z kosztowną produkcją z uwagi na stosowane materiały. Przykłady budowy ogniw krzemowych przedstawiono na rysunku (Rysunek 2.3.12).



Rysunek 2.3.13. Panele oparte na modułach z ogniw krzemowych monokrystalicznych (po lewej) i polikrystalicznych (po prawej), (<http://www.poradnik.sunage.pl/>, 2014)

Ze względu na jednorodność kryształu, ogniwa monokrystaliczne osiągają wyższe sprawności, niż mniejszej czystości ogniwa polikrystaliczne. Jednakże zwiększenie przerw między ogniwami w panelu (Rysunek 2.3.13) zmniejsza różnicę wynikającą z wyższej sprawności pojedynczych ogniw. Niemniej jednak, większą moc z jednakowej jednostki powierzchni zajmowanej przez panel zapewnia technologia krzemu monokrystalicznego.



Rysunek 2.3.14. Ogniwa wbudowane w dach dworca kolejowego w Berlinie (Oszczak, 2012)

Ponadto panele monokrystaliczne osiągają wyższe parametry pracy w dni słoneczne, natomiast polikrystaliczne mogą osiągać wyższą efektywność w warunkach zachmurzenia. Wysoka cena paneli monokrystalicznych z uwagi na technologię produkcji przekłada się na ich mniejszy udział w rynku (Klugmann, Klugmann-Radziemska, 1999).

Na rynku dostępne są także ogniwa amorficzne. Zaletami ogniw wytworzonych z krzemu amorficznego są niskie koszty produkcji (materiału i energii), możliwość osadzania na giętkich podłożach, zintegrowane połączenia ogniw i możliwość uzyskania dużych powierzchni. Wadą technologii amorficznej jest jej stopień degradacji oraz wymagania odnośnie powierzchni montażu i specyfikacji okablowania, generujące dodatkowe koszty.

Ze względu na niską cenę pojedynczego panelu, rozwiązanie to znalazło zastosowanie w urządzeniach o małej mocy, jak kalkulatory czy radia. Ogniwa i moduły z krzemu amorficznego mogą być produkowane w dowolnych kształtach i rozmiarach, jako nieprzezroczyste lub półprzezroczyste, w sposób umożliwiający integrację z fasadami i dachami budynków, jak przedstawiono na rysunku 2.3.14 (Oszczak, 2012).

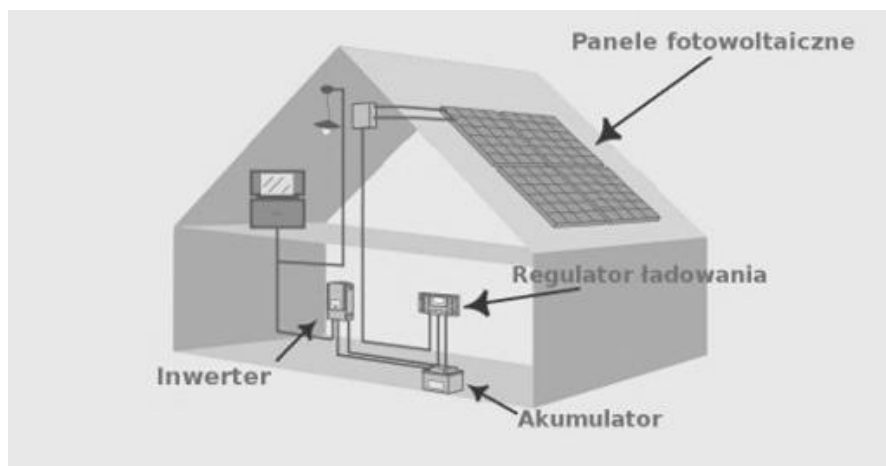
2.3.3.3. Rozwiązania techniczne instalacji fotowoltaicznych

Ogniwa fotowoltaiczne znalazły szerokie spektrum zastosowań praktycznych, począwszy od prostych systemów zasilających baterie kalkulatorów, sygnalizacji w ruchu drogowym, poprzez instalacje wykorzystywane jako główne bądź jedyne źródło energii elektrycznej w mieszkalnictwie, rolnictwie lub przemyśle, na zasileniu sond na orbicie okołoziemskiej i elektrowniach fotowoltaicznych kończąc. Z uwagi na zakres części badawczej niniejszej dysertacji, omówione zostaną szczegółowo zagadnienia związane z wykorzystaniem fotoogniw do zasilania w energię budownictwa mieszkaniowego w zabudowie rozproszonej, a zatem systemy instalacyjne związane bądź niezależne od sieci elektroenergetycznej.

Zgodnie z aktualnym stanem prawnym, instalacja o łącznej zainstalowanej mocy elektrycznej nie większej, niż 40 kW, przyłączona do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym, niż 110 kV, nazywana jest mikroinstalacją. Instalacje fotowoltaiczne projektowane na potrzeby budownictwa mieszkalnego obejmują dwa podstawowe systemy (Krac, Górecki, 2012):

- autonomiczny, zwany też wyspowym lub samodzielnym (off-grid),
- zintegrowany z siecią elektroenergetyczną (on-grid).

Na rynku dostępne są także propozycje systemów hybrydowych, łączących różne źródła energii odnawialnej w zakresie produkcji elektryczności, jak również łączące funkcje kolektora termicznego i panelu fotowoltaicznego, którego sprawność utrzymuje się na stałym poziomie dzięki ustabilizowanej temperaturze pracy (Krac, Górecki, 2012; Pluta, 2008).



Rysunek 2.3.15. Schemat systemu autonomicznego zasilającego urządzenia gospodarstwa domowego (www.powersun.pl, 2014)

Systemy autonomiczne są to instalacje fotowoltaiczne, które działają niezależnie od publicznej sieci energetycznej. System taki składa się z (Nowicki, 2012):

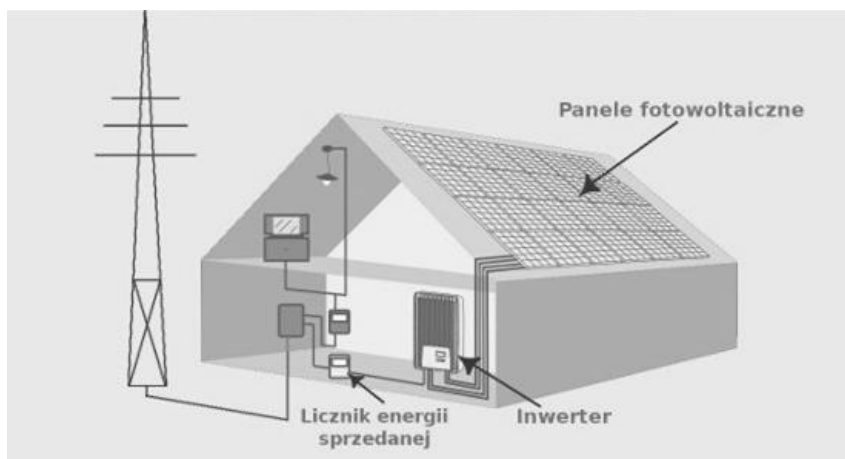
- paneli fotowoltaicznych,
- systemu mocowania paneli na dachu budynku, jego fasadzie lub bezpośrednio na podłożu,
- regulatorów ładowania,
- akumulatorów,
- opcjonalnie: inwertera DC / AC (inaczej falownika, którego funkcją jest zamiana prądu stałego wytwarzanego w ogniwach na prąd zmienny, oddawany do sieci lub wykorzystywany w gospodarstwie domowym),
- okablowania (przewody i złączki instalacyjne).

Wytwarzany w modułach fotowoltaicznych prąd elektryczny o napięciu stałym (DC) jest następnie za pośrednictwem regulatora zapewniającego optymalne warunki ładowania magazynowany w akumulatorach i może być dostarczany

bezpośrednio do urządzeń elektrycznych. Zastosowanie inwertera (Rysunek 2.3.15) umożliwia podłączenie do instalacji urządzeń gospodarstwa domowego, wymagających prądu zmiennego (AC) o napięciu rzędu 230V.

Systemy połączone z siecią (on-grid) składają się zazwyczaj z następujących elementów (Nowicki, 2012):

- paneli fotowoltaicznych,
- systemu mocowania paneli,
- inwertera DC / AC,
- zabezpieczeń (urządzeń wyłączających instalację w przypadku zakłóceń),
- okablowania (przewody i złączki instalacyjne),
- licznika energii (sprzedawanej i pobieranej z sieci).



Rysunek 2.3.16. Schemat systemu zintegrowanego z siecią elektroenergetyczną (www.powersun.pl, 2014)

Przykład instalacji połączonej z siecią przedstawiono na Rysunku 2.3.16. Ten rodzaj instalacji fotowoltaicznej przekazuje całą wytworzoną energię elektryczną do sieci energetycznej. Możliwe jest także zmodyfikowanie instalacji autonomicznej poprzez dołączenie do sieci, co umożliwia czerpanie energii na potrzeby własne z instalacji fotowoltaicznej i sprzedawanie do sieci jej nadwyżek.

Systemy hybrydowe obejmują rozwiązania zazwyczaj łączące systemy zasilania z paneli fotowoltaicznych, generatora prądotwórczego bądź turbin wiatrowych. Przedstawione konfiguracje układów hybrydowych nie stanowią jednak zakresu części badawczej niniejszej pracy.

2.4. Oceny cyklu życia instalacji słonecznych

W literaturze naukowej ostatniej dekady pojawiły się artykuły dotyczące środowiskowej oceny cyklu życia OZE (Varun, 2009, Wild-Schoten, Alsema, 2006), w tym urządzeń i instalacji do konwersji energii słonecznej. Większość analiz dotyczy bilansu ekologicznego systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej i systemów fotowoltaicznych w oparciu o przykłady urządzeń pracujących w Europie Południowej, w szczególności dla systemów przygotowania ciepłej wody użytkowej, lub uwzględnia wyłącznie ocenę cyklu życia na etapie produkcji komponentów systemu.

W pracy Ardenete i in. (2005) zastosowano metodę Oceny Cyklu Życia do wyznaczenia całościowej emisji ditlenku węgla związanej z fazą produkcji płaskiego kolektora słonecznego o powierzchni efektywnej $2,13 \text{ m}^2$. Autor obliczył wykorzystanie energii pierwotnej w fazie produkcji modułu jako $11,5 \text{ GJ}$ oraz emisję ditlenku węgla z tej fazy jako $721 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$. Większość energii pierwotnej jest związane z preprodukcją – etapem wydobywania surowców. W podsumowaniu zwrócił uwagę na fakt, że bezpośrednie zużycie energii jest mniejsze, niż zużycie pośrednie, a co za tym idzie większość emisji związana jest z fazą wydobycia surowców.

Kalogirou (2004, 2005) zastosował metodę Oceny Cyklu Życia do określenia wpływu na środowisko płaskich kolektorów słonecznych z punktu widzenia zużycia energii pierwotnej w fazie produkcji. Pierwszy analizowany przez autora system działa jako zintegrowany z zasobnikiem ciepłej wody użytkowej. Wykorzystanie energii pierwotnej do produkcji komponentów systemu oszacowano jako $2,7 \text{ GJ}$ (Kalogirou, 2004). Dla kolejnego systemu z dwoma mediami: glikolem polipropylenowym i wodą, autor obliczył zużycie energii pierwotnej jako $3,5 \text{ GJ}$ (Kalogirou, 2005).

Battisi i Corrado (2005) poddali analizie system kolektora słonecznego termicznego zintegrowanego z zasobnikiem ciepłej wody użytkowej w perspektywie cyklu życia. Wykorzystanie energii pierwotnej dla produkcji, dostawy i końcowego zagospodarowania badanego systemu zostało obliczone jako $3,1 \text{ GJ}$, a emisja gazów cieplarnianych jako $219,4 \text{ kgCO}_{2\text{eq}}$. Udział fazy produkcji systemu w całkowitej wartości wskaźników wynosi $97,8\%$. Ze względu na swoistą budowę systemu (kolektor pojemnościowy jako zbiornik ciepła), który nie wymaga pomocniczych środków do pracy ze względu na brak medium pośredniczącego i konieczności pompowania, faza operacyjna cyklu została pomi-

nięta. Należy nadmienić, że tego rodzaju instalacja jest przeznaczona dla lokalizacji w Europie Południowej bądź regionach równoważnych. W Polsce ze względu na możliwość zamarzania w sezonie zimowym system nie powinien być wykorzystywany, bądź powinno następować sezonowe opróżnianie instalacji.

We wszystkich ocenianych przypadkach wyniki badań wskazują na niskie w porównaniu do konwencjonalnych źródeł emisje ditlenku węgla z systemów słonecznych do przygotowania ciepłej wody użytkowej zlokalizowanych w dogodnych warunkach nasłonecznienia. Ponadto czas zwrotu dla emisji z fazy produkcji jest krótszy, niż całkowity okres cyklu życia. Niemniej, poza pracami autorki niniejszej dysertacji z lat 2011–2014 (Żelazna, Pawłowski, 2011; Żelazna, Pawłowski, 2012a; 2012b; Żelazna, 2013; Żelazna i in., 2013; Żelazna, Pawłowski, 2013; Żelazna i in, 2014), brakuje całościowych opracowań wskazanego zagadnienia dla warunków klimatycznych Polski.

W przypadku systemów fotowoltaicznych z uwagi na złożoność procesów produkcji ogniw oraz wykorzystanie pierwiastków śladowych pojawiały się liczne kontrowersje odnośnie wpływu na środowisko naturalne (Pluta, 2008). Wyniki analiz metodą Oceny Cyklu Życia fazy produkcji dla różnych typów paneli można znaleźć w pozycjach literatury z ostatniego piętnastolecia (Alsema, 2000; Frankl i in., 2004; Fthenakis, 2004; Fthenakis i in., 2008). Prace badawcze wymienione powyżej przedstawiają wyniki ocen systemów fotowoltaicznych za pomocą różnych metod oceny wpływu, uwzględniających na przykład różnorodne emisje oraz energię skumulowaną w procesach produkcji.

Alsema (2000) zestawiał wyniki badań ogniw fotowoltaicznych z krystalicznego krzemu prowadzonych od 1990 r. i wskazał na znaczne rozbieżności wśród badaczy w zakresie zużycia energii pierwotnej. Obecnie nastąpił znaczący rozwój technik produkcji, jak również ogniwa słoneczne wytwarzane są jako znacznie cieńsze, niż produkowane w ubiegłym wieku, stąd wyniki przedstawione w omawianej pracy nie mają bezpośredniego zastosowania do prowadzonych ocen.

Meijer i in. (2003) poddali analizie baterie o grubości ogniwa 270- μm wykonane z krzemu monokrystalicznego o wysokiej czystości i znanej wydajności 14,5%. Szacowany czas zwrotu energii (EPBT, czas potrzebny na wygenerowanie ilości energii równej tej, która zużywana jest w produkcji) dla modułu wynosił tylko 3,5 roku dla warunków nasłonecznienia Holandii (1000 kWh/m²/rok). Jungbluth (2004) przedstawił wyniki ocen systemów fotowoltaicznych pracujących w warunkach nasłonecznienia Szwajcarii (1100 kWh/m²/rok). Wyznaczył

emisję gazów cieplarnianych w zakresie 39–110 gCO_{2eq}/kWh oraz czas zwrotu nakładów energetycznych EPBT w zakresie od 3 do 6 lat.

W pracy autorstwa Fthenkalis i in. (2008) opublikowano wyniki emisji gazów cieplarnianych w gCO_{2eq} na 1 kWh (jednostka funkcjonalna) dla warunków nasłonecznienia Europy Południowej i kilku rodzajów modułów fotowoltaicznych oraz dodatkowych elementów instalacji. Wyniki zaprezentowano w postaci wartości emisji z przedziału od około 20 gCO_{2eq}/kWh dla modułów CdTe i przy wykorzystaniu danych dotyczących produkcji energii elektrycznej z bazy danych Ecoinvent do 55 gCO_{2eq}/kWh dla modułów krzemowych monokrystalicznych i szacunkach emisji z produkcji elektryczności opartych na bazie danych Franklin. We wszystkich przypadkach wskaźniki obliczone przez autorów oszacowano jako przynoszące realne korzyści dla środowiska poprzez redukcję emisji gazów cieplarnianych w stosunku do źródeł tradycyjnych o 89-98 %.

Podsumowując, należy podkreślić, iż wśród prowadzonych dotychczas analiz wpływu na środowisko instalacji słonecznych znaleźć można częściowe raporty dotyczące produkcji komponentów lub niekiedy całości cyklu życia systemu w ujęciu lokalnym właściwym dla autorów publikacji. Brakuje natomiast szczegółowych informacji odnośnie przyjętych systemów zaopatrzenia oraz zagospodarowania końcowego i możliwości recyklingu elementów składowych instalacji. Częściowo brakuje również informacji odnośnie poszczególnych wariantów technologicznych w produkcji urządzeń takich, jak kolektory słoneczne, których bogata oferta rynkowa znacznie przewyższa dotychczasowy obszar zainteresowania naukowców. Ponadto nie prowadzono analiz cyklu życia urządzeń pracujących w polskich warunkach klimatycznych, których wpływ na końcowe wyniki odniesione do czasów zwrotu nakładów inwestycyjnych czy ilości wyprodukowanej energii jest niebagatelny. W literaturze brakuje informacji odnośnie wpływu rodzaju urządzenia oraz jego konfiguracji technologicznej na końcowe wyniki ocen, a więc nie podjęto tematyki minimalizacji wskaźników obciążenia środowiskowego w zależności od wyżej wymienionych parametrów. Prezentowane w literaturze wskaźniki wpływu zawierają informacje odnośnie zużycia energii pierwotnej, emisji gazów cieplarnianych oraz metali ciężkich i substancji toksycznych, nie odnoszą się jednak do wielopłaszczyznowej oceny wpływu cyklu życia instalacji słonecznych w podziale na kategorie szkód środowiskowych w perspektywie długoterminowej. Wskazane zagadnienia będą znaczącym uzupełnieniem dotychczasowego stanu wiedzy i opracowanie ich stanowi przedmiot części badawczej niniejszej dysertacji.

3. Część badawcza

3.1. Metodyka badań

Metodą badawczą stosowaną w niniejszej pracy jest oparta na bilansie materiałowo – energetycznym środowiskowa Ocena Cyklu Życia, której ogólne podstawy scharakteryzowano w paragrafie 2.2.3. W ramach metod końcowej analizy wyników sporządzonego bilansu zastosowano:

- Ecoindicator'99 jako miarę szkody dla poszczególnych elementów środowiska,
- Global Warming Potential 100a według International Panel on Climate Change jako miarę wpływu na globalne zmiany klimatu,
- Life Cycle Costing jako analizę kosztów w cyklu życia z uwzględnieniem aktualnej stopy dyskonta.

3.1.1. Metoda Ecoindicator'99 (Ekowskażnik'99)

Metoda oceny efektów środowiskowych wywieranych w perspektywie cyklu istnienia produktu Ecoindicator'99 wyróżnia się wysoką zgodnością z zaleceniami Towarzystwa Chemii i Toksykologii Środowiska SETAC, upraszczając kategorie szkód do trzech podstawowych: Zdrowie ludzkie, Jakość ekosystemu, Zmniejszenie zasobów (Kulczycka, 2007). Jednocześnie w metodzie tej wyróżniamy 11 kategorii oddziaływań (Tabela 3.1.1).

W metodzie Ecoindicator'99 dokonano parametryzacji poszczególnych substancji wprowadzanych do środowiska oraz zużywanych jego zasobów w odniesieniu do pewnych wzorców. Oceniana funkcja szkody przedstawia relację pomiędzy wpływem produktu lub procesu, czy też obiektu na środowisko, a szkodą wyrządzoną w stosunku do ludzkiego zdrowia, jakości ekosystemu i zmniejszenia zasobów naturalnych (www.pre.nl, 2014).

W kategorii szkody Zdrowie ludzkie (Human Health) mieszczą się ilość i czas trwania chorób oraz stracone lata życia spowodowane przedwczesną śmiercią z powodu zanieczyszczenia środowiska. Jednostką w wymienionej kategorii jest DALY (Disability – Adjusted Life Years, oznaczająca skorygowane lata życia spędzone w niepełnosprawności). Pod uwagę brane są kategorie: zmiany klimatyczne, niszczenie warstwy ozonowej, nasilenie efektów o charakterze rakotwórczym, promieniowanie jonizujące i magnetyczne oraz czynniki mające wpływ na układ oddechowy (www.pre.nl, 2014).

Tabela 3.1.1. Obliczanie wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99
(opracowanie własne na podstawie ISO 14044, www.pre.nl, 2014)

Klasyfikacja	Charakteryzowanie	Grupowanie		Normalizowanie	Ważenie	
Kategoria wpływu	Jednostka	Kategoria szkody	Przelicznik	Parametr norm.	Waga	Jedn.
Związki rakotwórcze	DALY	Zdrowie ludzkie	1 DALY	64,7	400	Pt
Związki organiczne, układ oddechowy	DALY		1 DALY			
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	DALY		1 DALY			
Zmiany klimatu	DALY		1 DALY			
Promieniowanie	DALY		1 DALY			
Warstwa ozonowa	DALY		1 DALY			
Ekotoksyczność	PAF·m ² ·a	Jakość ekosystemu	0,1PDF·m ² ·a	0,000195	400	
Zakwaszenie / Eutrofizacja	PDF·m ² ·a		1PDF·m ² ·a			
Przekształcenie powierzchni ziemi	PDF·m ² ·a		1PDF·m ² ·a			
Surowce mineralne	MJ	Zmniejszenie zasobów	1 MJ	0,000168	200	
Paliwa kopalne	MJ		1 MJ			

W kategorii szkody Jakość ekosystemu (Ecosystem Quality) ujmowane są te kategorie oddziaływania, które mają wpływ na zróżnicowanie gatunków, w szczególności wpływ na tkankę naczyniową roślin i na niższe organizmy. Jednostką jest PDF·m²·a (Potentially Disappeared Fraction), wyrażający ilość gatunków zanikających na danym terenie na skutek jego przekształcenia w odniesieniu do jednostkowej powierzchni i czasu. Pod uwagę brane są takie wskaźniki, jak: Ekotoksyczność, Zakwaszenie i eutrofizacja jako szkody wśród roślin naczyniowych oraz Przekształcanie powierzchni ziemi. Dodatkowo jednostką w kategorii wpływu Ekotoksyczność jest PAF·m²·a – Potentially Affected Fraction, wyrażająca procent wszystkich gatunków żyjących w środowisku w warunkach toksycznych oddziaływań (www.pre.nl, 2014).

W kategorii Zmniejszenie zasobów (Resources) ujmowana jest dodatkowa energia, która będzie potrzebna w przyszłości, by wydobyć niższej jakości minerały i surowce kopalne eksploatowane w gorszych warunkach geologicznych. Ocena wagi zużycia surowców jest przeprowadzana z uwzględnieniem zarówno energii potrzebnej do wydobycia minerałów, jak i ich koncentracji. Szkodę stanowi oczekiwany wzrost zużycia energii odniesiony do 1 kg surowca (www.pre.nl, 2014).

Obliczanie wskaźnika punktowego wymaga znajomości emisji do środowiska oraz wielkości zużywanych zasobów, które podlegają następnie klasyfikowaniu według wzorca bazowego oraz charakteryzowaniu w oparciu o współczynniki wyrażone w DALY/kg, $(\text{PAF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a})/\text{kg}$, $(\text{PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a})/\text{kg}$. Uzyskane w ten sposób wyniki podlegają kolejno grupowaniu, przy czym $1 \cdot \text{PAF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a} = 0,1 \cdot \text{PDF} \cdot \text{m}^2 \cdot \text{a}$, normalizacji w oparciu o ustalone dla skali europejskiej poziomy oraz ważeniu.

Proces ważenia wyników końcowych opiera się na subiektywnej ocenie rangi danej kategorii szkody, przy czym proponowane w metodzie perspektywy Hierarchistyczna, Egalitarna oraz Indywidualistyczna opracowane zostały na podstawie opinii panelu ekspertów. W pracy zastosowano uśrednione współczynniki wagi według tabeli 3.1.1. Wynikiem etapu ważenia jest sumaryczny ekowskażnik, nazywany wskaźnikiem pojedynczym (single score) i wyrażony w punktach (Pt).

3.1.2. Metoda Global Warming Potential

Metoda Global Warming Potential umożliwia ilościową ocenę emisji gazów o potencjale tworzenia efektu cieplarnianego.

Obliczenia prowadzone są w wybranym horyzoncie czasowym (w pracy przyjęto rekomendowaną perspektywę 100 lat). Substancją bazową wyrażającą wpływ na środowisko w danej kategorii jest ditlenek węgla, dla którego parametr charakteryzacji $\text{GWP}=1$. W technice tej pod uwagę brane są emisje CO_2 , CO, N_2O , SF_6 , CH_4 oraz niektórych substancji z grupy halonów i freonów (Żelazna, Pawłowski, 2011).

Ocena wpływu cyklu życia według metody $\text{GWP}_{100\text{a}}$ polega na procedurze charakteryzowania emisji wybranych gazów do atmosfery w oparciu o współczynniki (Tabela 3.1.2). W metodzie tej nie występują etapy normalizowania i ważenia.

Tabela 3.1.2. Współczynniki charakteryzacji w technice GWP 100a według SimaPro v7

Substancja	Wsp. charakt.	Substancja	Wsp. charakt.	Jednostka
CFC-10	1400	HFE-125	14900	kgCO _{2eq} /kg
CFC-11	4750	HFE-134	6320	kgCO _{2eq} /kg
CFC-113	6130	HFE-143a	756	kgCO _{2eq} /kg
CFC-114	10000	HFE-236	2800	kgCO _{2eq} /kg
CFC-115	7370	HFE245	659	kgCO _{2eq} /kg
CFC-12	10900	HFE245cb2	708	kgCO _{2eq} /kg
CFC-13	14400	HFE-254	359	kgCO _{2eq} /kg
CFC-14	7390	HFE-338	1500	kgCO _{2eq} /kg
Chloroform	756	HFE-347mcf2	575	kgCO _{2eq} /kg
CO ₂	1	HFE-347pcf2	580	kgCO _{2eq} /kg
CO ₂ (z atm.)	-1	HFE-356	110	kgCO _{2eq} /kg
Eter dimetylowy	1	HFE-43-10	1870	kgCO _{2eq} /kg
Fluorek azotu	17200	HFE-569	59	kgCO _{2eq} /kg
Halon 1001	5	HFE-7100	297	kgCO _{2eq} /kg
Halon 1211	1890	Metan	25	kgCO _{2eq} /kg
Halon 1301	7140	Perfluorobutan	8860	kgCO _{2eq} /kg
HCC-30	8,7	Perfluoroheksan	9300	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-123	77	Perfluoropentan	9160	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-124	609	Perfluoropropan	8830	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-140	146	PFC-318	10300	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-141	725	PFC-9-1-18	7500	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-142	2310	PFPME	10300	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-22	1810	Tlenek azotu (I)	298	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-225ca	122	R-40	13	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-225cb	595	SF ₆	22800	kgCO _{2eq} /kg
HCFC-236	9810	HFC-152a	124	kgCO _{2eq} /kg
HCFE-235	350	HFC-227	3320	kgCO _{2eq} /kg
HFC-116	12200	HFC-23	14800	kgCO _{2eq} /kg
HFC-125	3500	HFC-245	1030	kgCO _{2eq} /kg
HFC-134	1430	HFC-32	675	kgCO _{2eq} /kg
HFC-134a	1430	HFC-365	794	kgCO _{2eq} /kg
Trifluorometylo pentafluoro siarka	17700	HFC-4310	1640	kgCO _{2eq} /kg
		HFC-143a	4470	kgCO _{2eq} /kg

3.1.3. Metoda Life Cycle Costing

LCC wykorzystywana do oceny aspektu ekonomicznego polega na bilansowaniu kosztów instalacji w perspektywie cyklu życia w sposób prosty bądź złożony – z uwzględnieniem stopy dyskonta.

Obliczenia kosztów cyklu życia przeprowadzone są w oparciu o formułę (Skowron, 2012):

$$LCC = K_i + \sum_1^n \frac{K_e}{(1+i)^n} + \frac{K_u}{(1+i)^n}, \quad (3.1)$$

gdzie:

K_i , K_e , K_u – koszt inwestycji, eksploatacji, utylizacji, PLN,

n – liczba lat użytkowania instalacji,

i – stopa dyskonta, -.

Uwzględnienie stopy dyskonta na poziomie bazowym z roku bieżącego pozwala na wyrażenie aktualnej wielkości przyszłych wydatków na funkcjonowanie instalacji przy założeniu, że koszty wymian eksploatacyjnych rozkładane są proporcjonalnie na lata użytkowania instalacji.

3.2. Ocena środowiskowa systemów termicznych

Środowiskową ocenę cyklu życia instalacji przeprowadzono według wytycznych ISO 14040, uwzględniając etapy Definicji celu i zakresu, Analizy zbioru danych, Oceny wpływu i Interpretacji.

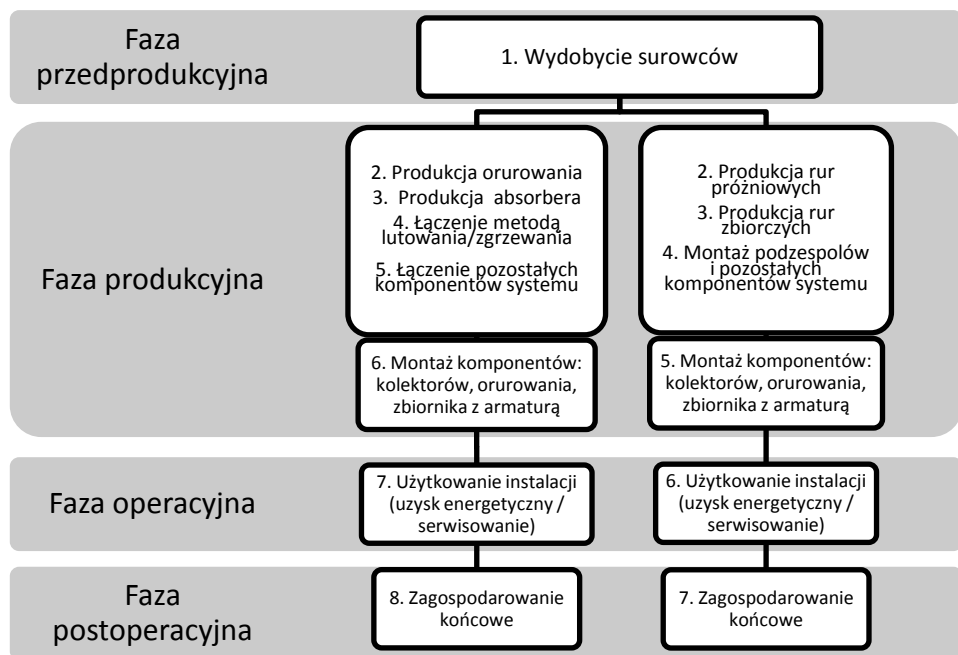
3.2.1. Definicja celu i zakresu LCA

Celem prowadzonej oceny jest wskazanie korzystnej konfiguracji układu technologicznego instalacji kolektorów słonecznych pracujących w warunkach klimatycznych Lubelszczyzny poprzez określenie wielkości wpływu na środowisko związanego z produkcją, montażem, wykorzystywaniem, demontażem i zagospodarowaniem końcowym instalacji słonecznych do podgrzewu ciepłej wody użytkowej.

Jako jednostkę funkcjonalną przyjęto 1 kWh generowanej energii w postaci ciepła. Zakres badań obejmuje całość cyklu życia instalacji o różnych konfiguracjach wielkościowych, materiałowych, sprzętowych i lokalizacyjnych. Zmienne będące w zakresie analizy obejmują rozwiązania typowe dla inwestorów indywidualnych:

- rodzaj kolektorów słonecznych (próżniowe rurowe heat pipe oraz płaskie),
- usytuowanie (na poziomie gruntu oraz na dachu budynku),
- nachylenie płaszczyzny kolektorów względem poziomu (30°, 45°, 60°),
- orientacja (SE, S, SW),
- rodzaj przewodów instalacyjnych (miedziane, stalowe giętkie),

- wielkość absorbera ($\sim 3 \text{ m}^2$, 4 m^2 , 5 m^2 w zakresie modelowania instalacji),
- wielkość rozbioru c.w.u. (w zakresie 150–250 l/d),
- wielkość zasobnika c.w.u. (200 l, 250 l, 300 l),
- typ instalacji (przygotowanie c.w.u. / wspomaganie c.o.).



Rysunek 3.2.1. Graficzne przedstawienie granic systemu dla instalacji fototermicznych

Ponadto, z uwagi różnorodność układów technologicznych rozpatrywanych w pracy, zastosowano pomocnicze jednostki definiujące strumienie podstawowe w zakresie wielkości powierzchni brutto kolektora (1 m^2), czasu użytkowania instalacji (1 rok), elementów składowych instalacji (1 szt.).

Cykl życia (Rysunek 3.2.1) instalacji fototermicznej obejmuje fazę przedprodukcyjną (pozyskanie surowców jako element predefiniowany w zakresie zużywanych materiałów) i produkcyjną (wytworzenie podzespołów układu), użytkowanie (montaż i serwis instalacji, przyjęto długość fazy użytkowania jako 20 lat) oraz zagospodarowanie końcowe (demontaż, recykling i utylizacja elementów składowych instalacji). Czas życia dla sterowników instalacji przyjęto jako 10 lat. Środki trwale nie zostały bezpośrednio włączone do analizy.

3.2.2. Analiza zbioru danych

3.2.2.1. Bilans materiałowo – energetyczny cyklu życia instalacji

Bilans materiałowo-energetyczny fazy produkcyjnej został opracowany na podstawie doniesień literaturowych (Kalogirou, 2009; Gaidajis, Angelakoglou, 2011), bazy danych Ecoinvent v. 2.2 oraz informacji producentów urządzeń w zakresie rozwiązań konstrukcyjnych, w tym dokumentacji technicznej kolektorów KSC-AE/200SA1Cr.

Tabela 3.2.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji kolektorów płaskich (opracowanie własne na podstawie bazy Ecoinvent oraz dokumentacji technicznej kolektora KSC-AE/200SA1 Cr)

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.	Kolektor 1 m ²
Produkcja absorbera miedzianego, 1m ²	Miedź (blacha)	1,588	kg	1,509
	Miedź (orutowanie)	2,178	kg	2,069
	Lut twardy bezkadmowy	0,004	kg	0,004
	Lut miękki	0,062	kg	0,059
	Pokrycie selektywne, czarny chrom	1,0	m ²	0,95
	Energia elektryczna	0,366	kWh	0,348
Produkcja absorbera miedziano-aluminiowego, 1m ²	Aluminium (blacha)	0,482	kg	0,458
	Miedź (orutowanie)	2,178	kg	2,069
	Lut twardy bezkadmowy	0,004	kg	0,004
	Lut miękki	0,062	kg	0,059
	Pokrycie selektywne, tlenek miedzi	1,0	m ²	0,95
	Energia elektryczna	0,366	kWh	0,348
Produkcja kolektora 1m ² (* - komponenty opcjonalne)	*Absorber miedziany	0,95	m ²	0,95
	*Absorber aluminiowo-miedziany	0,95	m ²	0,95
	**Stal (rama)	4,982	kg	4,982
	**Aluminium (rama)	1,724	kg	1,724
	***Izolacja (pianka PU)	1,875	kg	1,875
	***Izolacja (wełna mineralna)	2,5	kg	2,5
	Aluminium (blacha)	2,328	kg	2,328
	Żywica syntetyczna	0,73	kg	0,73
	Produkty silikonowe	0,059	kg	0,059
	Szkło solarne hartowane	9,12	kg	9,12
	Pokrycie antyrefleksyjne	0,95	m ²	0,95
	Woda uzdatniona	9,4	kg	9,4
	Energia elektryczna	0,812	kWh	0,812

Zestawienia materiałowo-energetyczne w zakresie budowy instalacji obejmują również wartości opracowane na podstawie informacji dostarczonych przez lokalnych projektantów i wykonawców instalacji kolektorów słonecznych.

Tabela 3.2.2. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji kolektorów próżniowych rurowych typu heat pipe (opracowanie własne na podstawie bazy Ecoinvent oraz danych technicznych kolektora NSC-10)

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.	Kolektor 1 m ²
Produkcja rur próżniowych jednowarstwowych ze szkła borokrzemowego, z absorberem aluminiowym, 1kg	Piasek krzemowy	0,7382	kg	9,98
	Soda (proszek)	0,1659	kg	2,243
	Tlenek aluminium	0,0525	kg	0,710
	Bezwodny kwas borowy	0,0651	kg	0,880
	Kwas chlorowodorowy	0,008	kg	0,108
	Miedź	0,026	kg	0,352
	Aluminium	0,0028	kg	0,038
	Chemikalia organiczne	0,0008	kg	0,011
	Ksenon	0,0041	kg	0,055
	Woda	3,586	kg	48,483
	Energia elektryczna	2,25	kWh	30,420
	Energia cieplna	17,65	MJ	238,628
Produkcja kolektora próżniowo-rurowego typu heat pipe, 1m ²	Rury próżniowe	13,52	kg	13,52
	Żywica syntetyczna	0,667	m ²	0,667
	Węlna mineralna	2,03	kg	2,03
	Produkty silikonowe	0,053	kg	0,053
	Miedź	2,8	kg	2,8
	Lut miękki	0,1	kg	0,1
	Glikol propylenowy	0,572	kg	0,572
	Stal nierdzewna	1	kg	1
	Pokrycie selektywne	1	m ²	1
	Chemikalia organiczne	0,013	kg	0,013
	Pokrycie antyrefleksyjne	1	m ²	1
	Woda uzdatniona	53,6	kg	53,6
	Energia elektryczna	17,1	kWh	17,1
	Energia cieplna	16,7	MJ	16,7

Do inwentaryzacji cyklu życia instalacji słonecznych włączono także wyniki pomiarów uzysku energetycznego oraz zużycia energii elektrycznej przez pompę i sterowniki, prowadzonych w latach 2012-2015 dla dwóch instalacji kolektorów próżniowych rurowych oraz jednej instalacji kolektorów płaskich, zlokaliz-

zowanych w prywatnych budynkach jednorodzinnych w powiecie lubartowskim (paragraf 3.2.5). Pozyskane dane inwentaryzacyjne (kolumna 3) zostały następnie przeliczone do wartości odpowiadających produkcji kolektora o powierzchni 1 m^2 (Tabela 3.2.1). Uwzględniono 6 opcji konstrukcji kolektora w zależności od materiału absorbera i powłoki antyrefleksyjnej, materiału konstrukcji ramowej kolektora oraz rodzaju izolacji termicznej. Dane odnośnie zużycia energii podlegają ekstrapolacji w oparciu o proces produkcji kolektora z absorberem miedzianym. Produkcja absorbera na bazie blachy tłoczonych polega na przytwierdzeniu orurowania za pomocą lutowania oraz naniesieniu warstwy antyrefleksyjnej. Następnie całość jest izolowana od strony spodniej i z boku oraz zamknięta konstrukcją ramową i szkłem solarnym z zastosowaniem wysokiej jakości materiałów uszczelniających.

Dane w tabeli (Tabela 3.2.2) obejmują inwentaryzację wejść w procesie produkcji rur ze szkła borokrzemowego (produkcja szkła, hartowanie rury, montaż absorbera i rurki miedzianej) oraz kolektora (montaż kolektora zbiorczego, uszczelnienie, nanoszenie pokryć selektywnych). Informacje pozyskane z bazy Ecoinvent odnoszą się do kolektora z rur próżniowych jednościennej typu heat pipe, z absorberem aluminiowym. Na ich podstawie dokonano ekstrapolacji w odniesieniu do wybranego typu kolektora z rurą miedzianą heat pipe.

Montaż na dachu skośnym (Tabela 3.2.3) obejmuje przytwierdzenie poziomych profili metalowych do krokwi oraz regulację kąta pochylenia za pomocą szyn teleskopowych. Montaż na poziomie terenu obejmuje ponadto bloczki fundamentowe prefabrykowane, stanowiące dodatkowe obciążenie lub miejsce kotwiczenia konstrukcji stalowej. Ilości energii elektrycznej przyjęto jak dla montażu instalacji fotowoltaicznych.

Tabela 3.2.3. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu kolektorów słonecznych (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych; zużycie energii elektrycznej przyjęto jak dla montażu paneli fotowoltaicznych)

Opcja montażu	Wejścia	Ilość / 1 m^2	Jedn.
Na dachu skośnym	Aluminium	1,2	kg
	Stal	0,87	kg
	Energia elektryczna	0,23	kWh
Na gruncie	Aluminium	1,2	kg
	Beton (bloczki fundamentowe)	25	kg
	Stal	1,57	kg
	Energia elektryczna	1,02	kWh

Komponenty składające się na orurowanie instalacji wraz z armaturą i urządzeniami sterującymi wyszczególniono w tabeli 3.2.4.

Tabela 3.2.4. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu instalacji (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych)

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.
Orurowanie słonecznej instalacji c.w.u. w budynku jednorodzinnym z armaturą, rury miedziane 25 mm, długość 35 m, pompa 40 W, naczynie wzbiorcze 25 l, sterowniki instalacji i urządzenia pomiarowe w formie zestawu	Miedź (orurowanie)	8,75	kg
	Lut miękki	0,124	kg
	Izolacja PU	5,25	kg
	Pompa	1	szt.
	Naczynie wzbiorcze	1	szt.
	Zestaw sterujący	0,45	kg
	Glikol propylenowy	25	kg
Orurowanie słonecznej instalacji c.w.u. w budynku jednorodzinnym, rury stalowe giętkie 25 mm, długość 35 m, pompa 40 W, naczynie wzbiorcze 25 l, sterowniki instalacji i urządzenia pomiarowe w formie zestawu	Stal nierdzewna (orurowanie)	14,2	kg
	Izolacja PU	5,25	kg
	Pompa	1	szt.
	Naczynie wzbiorcze	1	szt.
	Zestaw sterujący	0,45	kg
	Glikol propylenowy	25	kg

Tabela 3.2.5. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji zasobnika c.w.u. (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych)

Wejścia	Zasobnik 200 l	Zasobnik 250 l	Zasobnik 300 l	Jedn.
Stal niskostopowa	58,30	66,39	74,65	kg
Stal nierdzewna	10,60	12,07	13,57	kg
Wełna mineralna szklana	5,30	6,04	6,79	kg
PVC	0,53	0,60	0,68	kg
Farba alkidowa	0,27	0,30	0,34	kg
Energia elektryczna	9,20	10,47	11,77	kWh
Energia cieplna	40,55	46,17	51,91	MJ
Grzałka elektryczna 5kW	1	1	1	szt.

Przyjęto uśrednione na podstawie danych projektowych wielkości zużycia przewodów i izolacji termicznej oraz płynu solarnego. Złączki zostały uwzględnione jako 5% masy przewodów. W przypadku pompy, sterowników i naczynia wzbiorczego wykorzystano gotowe komponenty figurujące w bazie Ecoinvent.

W przypadku zbiornika akumulacyjnego, wielkości zużycia materiałów i energii ekstrapolowano na bazie informacji zawartych w bazie Ecoinvent (zbiornik 600 l) oraz budowy urządzeń o mniejszej pojemności, dostosowanej do zakresu pracy (Tabela 3.2.5 3.2.5). W pracy uwzględniono ponadto:

- transport drogą lądową i morską dla miejsc produkcji charakterystycznych dla polskiego rynku kolektorów słonecznych według szacunków statystycznych (IEO, 2010) na dystansach: Europa Zachodnia (Niemcy, Austria, Włochy) – 1200 km, Polska/ Kraków – 330 km, Chiny – 20700 km, bez uwzględniania transportu – 0 km,
- serwisowanie instalacji w postaci cyklicznego mycia kolektorów (20 kg wody rocznie na 1 m² kolektora) oraz jednorazowej wymiany sterowników i dwukrotnej płynu niezamarzającego,
- zużycie energii elektrycznej na pracę urządzeń wspomagających (pompa, sterownik) w ilości ~140 kWh energii rocznie na podstawie uśrednionej wartości z wyników pomiarów prowadzonych na instalacjach monitorowanych z wykorzystaniem mierników Voltcraft Energy Logger 4000 w latach 2013-2015,
- zagospodarowanie końcowe elementów podlegających recyklingowi.

W pracy pominięto różnice w zakresie pochodzenia energii wbudowanej wynikające z miejsc produkcji kolektorów, przyjmując dane literaturowe dotyczące rynku europejskiego.

3.2.2.2. Matematyczne modelowanie uzysku energetycznego z instalacji słonecznych do przygotowania c.w.u. za pomocą metody f-chart

Opis fazy operacyjnej instalacji słonecznych wymaga zastosowania modelu matematycznego uwzględniającego warunki pracy systemu. Jako przykład przedstawiono poniżej obliczenia uzysku energetycznego dla instalacji c.w.u. zasilanej z baterii trzech kolektorów słonecznych płaskich KSC-AE/200SA1 Cr, o powierzchni apertury 1,73 m² każdy.

Dane wejściowe do obliczeń:

- lokalizacja systemu: Lublin (szerokość geograficzna $\Phi=51,25^\circ\text{N}$),
- kąt nachylenia płaszczyzny kolektora $\beta = 45^\circ$,
- dobowe zużycie ciepłej wody użytkowej na poziomie 250 l,
- zasobnik ciepłej wody użytkowej o pojemności $V_s = 300\text{ l}$,
- temperatura wody ciepłej $t_s = 55^\circ\text{C}$,
- temperatura wody zimnej $t_z = 10^\circ\text{C}$,

- powierzchnia czynna absorbera kolektorów $A_p = 5,19 \text{ m}^2$ ($3 \cdot 1,73 \text{ m}^2$),
- strumień czynnika przepływającego przez pojedynczy kolektor $\dot{m} = 0,012 \text{ kg/s}$,
- zastępczy współczynnik strat ciepła kolektora $U_L = 4,617 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$,
- rozstaw rur wewnątrz kolektora $W = 0,12 \text{ m}$,
- wewnętrzna średnica rury wewnątrz kolektora $D_w = 0,01 \text{ m}$,
- zewnętrzna średnica rury kolektora $D_z = 0,012 \text{ m}$,
- grubość absorbera $d = 0,0004 \text{ m}$,
- współczynnik przewodności cieplnej dla absorbera $\lambda_p = 380 \text{ W/m} \cdot \text{K}$,
- współczynnik przejmowania ciepła w rurze $h_w = 125 \text{ W/m}^2 \cdot \text{K}$,
- efektywny współczynnik transmisyjno-absorpcyjny $(\tau\alpha) = 0,725$,
- współczynnik absorpcji absorbera $\alpha = 0,95$,
- całkowita transmisyjność pokryć przezroczystych $\tau_c = 0,756$.

Obliczenia pomocnicze parametrów kolektora obejmujących współczynnik odprowadzania ciepła prowadzono w oparciu o formuły (Pluta, 2000; 2008):

- współczynnik odprowadzania ciepła z kolektora F_R :

$$F_R = \frac{\dot{m}_w \cdot c_w}{A_p \cdot U_L} \left(1 - \exp \frac{-A_p \cdot U_L \cdot F'}{\dot{m}_w \cdot c_w} \right) \quad (3.2)$$

- współczynnik efektywności absorbera F' :

$$F' = \frac{1}{W \cdot \left(\frac{1}{D_z + (W - D_z) \cdot F} + \frac{U_L}{\pi \cdot D_w \cdot h_w} \right)} \quad (3.3)$$

- sprawność pojedynczego żebra wymiennika ciepła F :

$$F = \frac{\tanh \left(m \cdot \frac{W - D_z}{2} \right)}{m \cdot \frac{W - D_z}{2}} \quad (3.4)$$

- parametr pomocniczy do obliczeń sprawności żebra m :

$$m = \sqrt{\frac{U_L}{\lambda_p \cdot \delta}} \quad (3.5)$$

- współczynnik korekcyjny pojemności zbiornika ψ_x :

$$\psi_x = \left(\frac{V_s / A_p}{75} \right)^{-0,25} \quad (3.6)$$

Tabela 3.2.6. Obliczenia pomocnicze

Parametr	Symbol	Wynik obliczeń
Parametr pomocniczy do obliczeń sprawności zebra	m	5,511
Współczynnik efektywności absorbera	F'	0,856
Współczynnik odprowadzania ciepła z kolektora	F _R	0,703
Współczynnik korekcyjny pojemności zbiornika c.w.u.	ψ _x	1,067
Średni iloczyn współczynników F _R i (τα)	F _R (τα)	0,510
Średni iloczyn współczynników F _R i U _L	F _R U _L	3,245

Obliczenia pomocnicze do korekty wielkości nasłonecznienia w ujęciu miesięcznym (dni rekomendowane) prowadzono w oparciu o współrzędne geograficzne Lublina, dane meteorologiczne na podstawie obserwacji za lata 1991-2010 z bazy Meteonorm oraz zależności (Pluta, 2000; 2008):

- deklinacja słoneczna według formuły 2.1.,
- kąt godzinny wschodu Słońca:

$$\omega_{wsch} = \arccos(-tg\phi \cdot tg\delta) \quad (3.7)$$

- kąt godzinny wschodu Słońca dla płaszczyzny kolektora skierowanej na południe:

$$\omega_{wsch} = \arccos(-tg(\phi - \beta) \cdot tg\delta) \quad (3.8)$$

- godzina wschodu Słońca:

$$\tau_{wsch} = 12 - \frac{\omega_{wsch}}{15} \quad (3.9)$$

- godzina zachodu Słońca:

$$\tau_{zach} = 12 + \frac{\omega_{wsch}}{15} \quad (3.10)$$

- średni dzienny współczynnik korekcyjny promieniowania bezpośredniego:

$$R_b = \frac{\sin\omega_{wsch}^* \cdot \cos(\phi - \beta) \cdot \cos\delta + (\omega_{wsch}^*) \cdot \sin(\phi - \beta) \cdot \sin\delta}{\sin\omega_{wsch} \cdot \cos\phi \cdot \cos\beta + (\omega_{wsch}) \cdot \sin\phi \cdot \sin\delta} \quad (3.11)$$

gdzie ω_{wsch}^* jest mniejszą z dwóch wartości bezwzględnych kątów godzinnych wschodu Słońca na płaszczyznę pochyloną lub poziomą według zależności 3.7 i 3.8.,

- współczynnik korekcyjny promieniowania rozproszonego:

$$R_b = \frac{1+\cos\beta}{2} \quad (3.12)$$

Dane meteorologiczne w postaci średnich wieloletnich wartości nasłonecznienia płaszczyzny poziomej dla promieniowania bezpośredniego $\bar{H}_b$ oraz rozproszonego $\bar{H}_d$ wykorzystano do wyznaczenia nasłonecznienia całkowitego płaszczyzny pochylonej według wzoru (Pluta, 2008):

$$\bar{H}_\beta = \bar{H}_b \cdot \bar{R}_b + \bar{H}_d \cdot R_d \quad (3.13)$$

Tabela 3.2.7. Dane meteorologiczne i obliczenia pomocnicze (1)

Miesiąc	Numer rekomendowanego dnia w roku	Deklinacja słoneczna δ	Kąt godzinny wschodu Słońca θ		Kąt godzinny wschodu Słońca θ' dla płaszczyzny kolektora	Godzina wsch. Słońca	Godzina zach. Słońca	Współczynnik korekcyjny promieniowania bezpośredniego R_b	Wsp. korekcyjny promieniowania rozproszonego R_d
	-	°	°	rad.	°	h	h	-	-
Styczeń	17	-20,9	-61,6	-1,1	-87,6	7,9	16,1	3,602	0,854
Luty	47	-13,0	-73,3	-1,3	-88,6	7,1	16,9	2,486	
Marzec	75	-2,4	-87,0	-1,5	-89,7	6,2	17,8	1,714	
Kwiecień	105	9,4	-101,9	-1,8	-91,0	5,2	18,8	1,214	
Maj	135	18,8	-115,1	-2,0	-92,1	4,3	19,7	0,957	
Czerwiec	162	23,1	-122,1	-2,1	-92,7	3,9	20,1	0,862	
Lipiec	198	21,2	-118,9	-2,1	-92,4	4,1	19,9	0,903	
Sierpień	228	13,5	-107,3	-1,9	-91,5	4,8	19,2	1,093	
Wrzesień	258	2,2	-92,8	-1,6	-90,2	5,8	18,2	1,485	
Październ.	288	-9,6	-77,8	-1,4	-88,9	6,8	17,2	2,188	
Listopad	318	-18,9	-64,7	-1,1	-87,8	7,7	16,3	3,242	
Grudzień	344	-23,0	-58,0	-1,0	-87,3	8,1	15,9	4,081	

Wyniki obliczeń parametrów pomocniczych do modelowania uzysków energetycznych wykonanych w programie MS Excel przedstawiono w tabelach 3.2.7 i 3.2.8.

Tabela 3.2.8. Dane meteorologiczne i obliczenia pomocnicze (2)

Miesiąc	Dane meteorologiczne			Obliczenia pomocnicze	
	$\bar{t}_a$	$\bar{H}_b$	$\bar{H}_d$	$\bar{R}_b$	$\bar{H}_\beta$
	°C	kJ/m ² d	kJ/m ² d	-	kJ/m ² d
Styczeń	-2,5	696,8	1858,1	3,60	4095,48
Luty	-1,4	1542,9	2554,8	2,49	6016,94
Marzec	2,2	3600,0	5922,6	1,71	11225,63
Kwiecień	8,8	7714,3	7780,6	1,21	16005,93
Maj	13,9	11442,9	8593,5	0,96	18291,54
Czerwiec	16,5	11957,1	9638,7	0,86	18536,42
Lipiec	19,2	12985,7	8709,7	0,90	19163,43
Sierpień	18,3	8614,3	8593,5	1,09	16753,89
Wrzesień	13,3	5528,6	6154,8	1,48	13461,10
Październik	8,6	3600,0	3483,9	2,19	10848,96
Listopad	3,8	1157,1	1741,9	3,24	5237,89
Grudzień	-1,1	514,3	1393,5	4,08	3288,11

Obliczenia zmiennych X i Y przeprowadzono w oparciu o wzory (Pluta, 2008):

- zmienna niezależna X wyrażająca stosunek referencyjnych strat ciepła z kolektora do otoczenia do całkowitego zapotrzebowania energii na przygotowanie c.w.u.:

$$X = \Psi_x \frac{86400 \cdot A_p \cdot \overline{F_R U_L} \cdot (1,16 + 1,18 \cdot t_s + 3,86 \cdot t_z - 2,23 \cdot \bar{t}_a)}{m \cdot c_w \cdot (t_s - t_z)} \quad (3.14)$$

- zmienna niezależna Y wyrażająca stosunek energii promieniowania słonecznego pochłoniętego w kolektorach do całkowitego zapotrzebowania na c.w.u.:

$$X = \frac{A_p \cdot \overline{F_R (\tau \alpha)} \cdot \bar{H}_\beta}{m \cdot c_w \cdot (t_s - t_z) \cdot N} \quad (3.15)$$

- funkcja korelacyjna f wyrażająca wskaźnik udziału energii słonecznej w całkowitych potrzebach energii cieplnej na przygotowanie c.w.u.:

$$f = 1,029 \cdot Y - 0,065 \cdot X - 0,245 \cdot Y^2 + 0,0018 \cdot X^2 + 0,0215 \cdot Y^3 \quad (3.16)$$

gdzie:

86400 – ilość sekund w 1 dobie,

$F_R U_L$ – średnia wartość iloczynu współczynnika odprowadzania ciepła z kolektora przez jego zastępczy współczynnik strat ciepła, W/(m²K),

$F_R(\tau\alpha)$ – średnia wartość iloczynu współczynnika odprowadzania ciepła z kolektora przez jego współczynnik transmisyjno-absorpcyjny, $W/(m^2K)$,
 H_β – średnia miesięczna suma promieniowania docierającego do jednostki powierzchni kolektora, J/m^2 ,
 N – liczba dni w danym miesiącu,
 $\bar{t}_a$ – średnia miesięczna temperatura powietrza, $^{\circ}C$,
 t_s – wymagania temperatura wody ciepłej, $^{\circ}C$,
 t_z – temperatura wody zimnej, $^{\circ}C$,
 m – zużycie ciepłej wody w ujęciu miesięcznym, kg,
 c_w – ciepło właściwe wody, $J/(kg \cdot K)$.

Tabela 3.2.9. Wyniki obliczeń i analizy metodą f-chart dla rozpatrywanego przypadku rozbioru c.w.u.

Miesiąc	X	Y	f'	f	η	Q_{slon}	Q_{konw}
	-	-	-	-	-	MJ/mies.	MJ/mies.
Styczeń	4,6123	0,2956	0,022	0,022	0,04	24,8	1111,7
Luty	4,5084	0,4343	0,146	0,146	0,17	165,9	970,6
Marzec	4,1683	0,8102	0,445	0,445	0,28	505,4	631,2
Kwiecień	3,5448	1,1553	0,687	0,687	0,30	781,0	355,6
Maj	3,0630	1,3202	0,799	0,799	0,31	907,8	228,7
Czerwiec	2,8174	1,3379	0,821	0,821	0,31	932,9	203,7
Lipiec	2,5623	1,3832	0,857	0,857	0,32	973,7	162,8
Sierpień	2,6473	1,2093	0,765	0,765	0,32	869,0	267,5
Wrzesień	3,1197	0,9716	0,603	0,603	0,32	685,3	451,3
Październik	3,5637	0,7831	0,457	0,457	0,30	519,5	617,0
Listopad	4,0171	0,3781	0,123	0,123	0,17	139,9	996,6
Grudzień	4,4800	0,2373	-0,024	0,000	0,00	0,0	1136,5

W opracowywaniu modelu przestrzegano następujących warunków granicznych poprawności działania funkcji korelacyjnej:

- $5,0 < A_p < 120 \text{ m}^2$,
- $0,6 < (\tau\alpha) < 0,9$,
- $30 < \beta < 90^{\circ}$,
- $2,1 < U_L < 8,3 \text{ W}/(m^2K)$,
- dla $f < 0$ oraz $f > 1$ przyjęto wartości odpowiednio 0 i 1.

Przy tak określonych warunkach granicznych dokładność opracowanego modelu wynosi $\pm 3\%$ w ujęciu rocznym.

W ujęciu rocznym rozpatrywana instalacja osiąga sprawność rzędu 30,1%, stopień pokrycia zapotrzebowania na c.w.u. na poziomie 47,7% oraz jednostkową wydajność kolektora 348 kWh/m². Roczny uzysk energetyczny w jednostce przyjętej do dalszych analiz wynosi 1807 kWh.

3.2.3. Ocena wpływu cyklu życia

Z uwagi na liczbę rozpatrywanych konfiguracji, niniejszy paragraf poświęcony jest ocenie wpływu, przeprowadzonej dla poszczególnych elementów składowych w cyklu życia instalacji według danych inwentaryzacyjnych.

Ocenę wpływu cyklu życia przeprowadzono z wykorzystaniem metod Ecoindicator'99 oraz Global Warming Potential 100a. Wyniki obliczeń prowadzonych w programie SimaPro przedstawiono w formie tabelarycznej.

3.2.3.1. Wyniki ocen metodą Ecoindicator'99 (Ekowskażnik)

Wyniki obliczeń ekowskażnika wyrażonego w Pt (ekopunkty) dla procesów produkcji absorberów kolektorów słonecznych płaskich oraz rur próżniowych heat pipe przedstawiono w tabeli (Tabela 3.2.10). Wskaźnik pojedynczy dla 1 m² wyprodukowanego absorbera wyniósł odpowiednio 7,08 Pt i 10,19 Pt w zależności od rozwiązania konstrukcyjnego (miedziano – aluminiowy lub miedziany) i 5,46 Pt dla rur próżniowych odpowiadających produkcji 1 m² kolektora rurowego. Wśród rozpatrywanych procesów produkcyjnych, czynnikiem determinującym w najwyższym stopniu wielkość wskaźnika było wysokie zużycie surowców mineralnych w przypadku absorberów płaskich oraz zużycie paliw kopalnych w przypadku rur próżniowych.

Ekowskażnik przyporządkowany do rozpatrywanych procesów w produkcji absorberów kolektorów słonecznych płaskich oraz rur próżniowych heat pipe przedstawiono w tabeli (Tabela 3.2.11). Wśród rozpatrywanych wejść za najwyższą wartość wskaźnika wpływu odpowiada zużycie miedzi na budowę płyty absorbera i orurowania oraz łączenie tych dwóch elementów.

Tabela 3.2.10. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla absorberów płaskich oraz rur próżniowych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m^2

Kategoria wpływu	Absorber miedziano – alumi-niowy, Pt/m^2	Absorber miedziany, Pt/m^2	Rury próżniowe heat pipe, Pt/m^2
Związki rakotwórcze	0,5703	0,9289	0,2002
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0003	0,0004	0,0006
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	1,0791	1,5528	1,0639
Zmiany klimatu	0,0635	0,0457	0,3536
Promieniowanie	0,0017	0,0016	0,0174
Warstwa ozonowa	0,0000	0,0000	0,0001
Ekotoksyczność	1,3562	2,2810	0,3262
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,0829	0,1161	0,1657
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,1560	0,2365	0,2569
Surowce mineralne	3,2961	4,6789	0,3836
Paliwa kopalne	0,4759	0,3490	2,6950
Wskaźnik pojedynczy, Pt	7,08	10,19	5,46

Tabela 3.2.11. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji absorberów płaskich, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Absorber miedziano - alu-miniowy 1m^2	Absorber miedziany 1m^2
Miedź	4,9143	8,5064
Lut miękki	1,4631	1,4631
Lut twardy bezkadmowy	0,0074	0,0074
Pokrycie selektywne (tlenek niklu / czarny chrom)	0,4086	0,1921
Aluminium	0,2670	0
Energia elektryczna	0,0218	0,0218
Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2	7,08	10,19

Tabela 3.2.12. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji rur próżniowych, Pt/kg

Proces jednostkowy	Rury próżniowe heat pipe 13,52 kg, Pt/kg
Woda	0,0007
Energia elektryczna	0,3502
Energia cieplna	0,0586
Chemikalia organiczne	0,0021
Aluminium	0,0210
Miedź	0,7931
Ksenon	1,8482
Kwas chlorowodorowy	0,0060
Rura ze szkła borokrzemowego	2,3695
Wskaźnik pojedynczy, Pt/kg	5,46

W przypadku produkcji rur próżniowych, najistotniejszymi procesami w zakresie wielkości wskaźnika oddziaływania na środowisko są produkcja rur szklanych oraz wypełnianie przestrzeni izolacyjnej ksenonem. Zużycie miedzi i aluminium na budowę wewnętrznego absorbera jest w tym przypadku mniej znaczące z uwagi na listkową konstrukcję oraz niewielką średnicę rurki ciepła (Tabela 3.2.12).

Wyniki obliczeń ekowskaźnika wyrażonego w Pt (ekopunkty) dla produkcji kolektorów słonecznych płaskich oraz próżniowych rurowych heat pipe przedstawiono w tabeli (Tabela 3.2.13.).

Analizie poddano łącznie 9 konstrukcji kolektorów słonecznych, w tym osiem płaskich i jeden rurowy. Rozpatrywane konstrukcje kolektorów płaskich oznaczono literami alfabetu od A do H rozróżniając w ten sposób alternatywne rozwiązania materiałowe, gdzie:

- A – absorber miedziano-aluminiowy, rama aluminiowa, izolacja poliuretanowa (PU),
- B – absorber miedziano-aluminiowy, rama aluminiowa, izolacja z wełny mineralnej,
- C – absorber miedziano-aluminiowy, rama stalowa, izolacja PU,
- D – absorber miedziano-aluminiowy, rama stalowa, izolacja z wełny mineralnej,
- E – absorber miedziany, rama aluminiowa, izolacja PU,
- F – absorber miedziany, rama aluminiowa, izolacja z wełny mineralnej,

- G – absorber miedziany, rama stalowa, izolacja PU,
- H – absorber miedziany, rama stalowa, izolacja z wełny mineralnej.

Wskaźnik pojedynczy dla 1 m² wyprodukowanego kolektora płaskiego wyniósł od 10,26 Pt do 13,67 Pt w zależności od konstrukcji. Wśród rozpatrywanych procesów produkcyjnych, czynnikiem determinującym w najwyższym stopniu wielkość wskaźnika pojedynczego było wysokie zużycie surowców mineralnych związane z budową absorberów w kolektorach płaskich.

Wśród kategorii wpływu o istotnym zakresie oddziaływania znalazły się ponadto zużycie paliw kopalnych, ekotoksyczność oraz związki nieorganiczne wpływające na układ oddechowy. W przypadku rur próżniowych, wysoki udział w wartości wskaźnika wykazano dla kategorii Surowce mineralne, Paliwa kopalne, Ekotoksyczność oraz Związki nieorganiczne i Związki rakotwórcze.

Tabela 3.2.13. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla analizowanych konstrukcji kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m²

Kategoria wpływu	Produkcja 1 m ² kolektora, Pt/m ²								
	Kolektory płaskie								Heat pipe
	A	B	C	D	E	F	G	H	
Związki rakotwórcze	0,7330	0,7313	0,6882	0,6866	1,0735	1,0719	1,0288	1,0272	1,0541
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0010	0,0008	0,0010	0,0008	0,0011	0,0009	0,0011	0,0009	0,0015
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	1,9318	1,9727	2,0018	2,0427	2,3818	2,4227	2,4518	2,4927	3,4065
Zmiany klimatu	0,2750	0,2578	0,2517	0,2345	0,2581	0,2408	0,2348	0,2176	0,6110
Promieniowanie	0,0060	0,0062	0,0052	0,0054	0,0059	0,0061	0,0051	0,0053	0,0250
Warstwa ozonowa	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002
Ekotoksyczność	1,4152	1,4126	1,5052	1,5026	2,2937	2,2911	2,3837	2,3811	3,9492
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,1749	0,1736	0,1721	0,1708	0,2064	0,2051	0,2036	0,2023	0,3273
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,2096	0,2167	0,2230	0,2301	0,2862	0,2932	0,2995	0,3066	0,6330
Surowce mineralne	3,4492	3,4586	3,6090	3,6184	4,7628	4,7722	4,9226	4,9320	4,8964
Paliwa kopalne	2,3506	2,0291	2,2550	1,9335	2,2300	1,9086	2,1344	1,8130	4,6228
Wskaźnik pojedynczy, Pt	10,55	10,26	10,71	10,43	13,50	13,21	13,67	13,38	19,53

Spośród rozpatrywanych wejść i wyjść w procesach produkcyjnych na uwagę zasługują kategorie związane ze szkodą dla zubożenia zasobów naturalnych planety. Ponadto, wysokim udziałem w wartości wskaźnika charakteryzują się emisje do powietrza, dla których sumaryczny wskaźnik wyniósł odpowiednio 4,2 Pt, 6,08 Pt i 8,09 Pt dla wybranych konstrukcji kolektorów (Tabela 3.2.14.). Analizie szczegółowej poddano dwie konstrukcje kolektorów płaskich o skrajnych wartościach ekowskaźnika oraz kolektor próżniowy.

Łączna liczba związków będących przedmiotem inwentaryzacji za pośrednictwem bazy Ecoinvent wyniosła 178, przy czym przeważały emisje do powietrza związane z wydobywaniem i przetwarzaniem surowców oraz gospodarką paliwową. Wartości wskaźników przyporządkowanych głównym emisjom z zastosowaniem współczynnika odcięcia 1% strumieni wyjściowych przedstawiono w formie tabelarycznej. Na uwagę zasługują emisje pyłów, związków siarki i azotu oraz metali.

Tabela 3.2.14. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do powietrza przy współczynniku odcięcia 1%, Pt/m²

Substancja	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego B, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego G, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora heat pipe, Pt/m ²
Arsen	0,1983	0,3379	0,3254
Kadm	0,4503	0,7655	0,7144
Ditlenek węgla	0,2193	0,2042	0,5616
Chrom	0,0351	0,1210	1,4155
Miedź	0,1803	0,2950	0,2942
Ołów	0,2563	0,4398	0,4359
Nikiel	0,5227	0,8768	0,8509
Tlenki azotu	0,4282	0,4908	0,9012
Pyły, < 2.5 um	0,6566	0,8791	1,3726
Pyły, 2.5-10 um	0,4600	0,5501	0,6006
Ditlenek siarki	0,5596	0,6922	0,7823
Cynk	0,2070	0,3211	0,4494
Emisje do powietrza, suma	4,28	6,08	8,95

Tabela 3.2.15. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do wody przy współczynniku odcięcia 0,01%, Pt/m²

Substancja	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego B, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego G, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora heat pipe, Pt/m ²
Arsen, jony	0,2035	0,1386	0,1794
Kadm, jony	0,0077	0,0085	0,0202
Chrom VI	0,0065	0,0097	0,0079
Miedź, jony	0,0023	0,0048	0,0205
Nikiel, jony	0,0249	0,0475	0,1918
Emisje do wody, suma	0,25	0,21	0,42

Wskaźnik przyporządkowany do emisji do wody jest o rząd wielkości mniejszy od obliczonej sumarycznej wartości ekowskaźnika dla wszystkich rozpatrywanych konstrukcji, przy czym najważniejszymi spośród emitowanych substancji są jony arsenu i niklu (Tabela 3.2.15). Posiadają one jednak stosunkowo niewielkie wskaźniki jednostkowe.

Wskaźnik obliczony dla emisji do gleby jest posiada rząd wielkości 10⁻² dla wszystkich rozpatrywanych konstrukcji, przy czym najistotniejszą spośród analizowanych emisji jest chrom VI (Tabela 3.2.16).

Tabela 3.2.16. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do gleby przy współczynniku odcięcia 0,01%, Pt/m²

Substancja	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego B, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego G, Pt/m ²	Produkcja 1 m ² kolektora heat pipe, Pt/m ²
Kadm	0,0004	0,0007	0,0062
Chrom VI	0,0263	0,0150	0,0137
Miedź	0,0058	0,0034	0,0031
Cynk	0,0027	0,0022	0,0034
Emisje do gleby, suma	0,04	0,02	0,03

Dalszej analizie poddano wartości wskaźnika pojedynczego przyporządkowane do poszczególnych analizowanych procesów w produkcji kolektora płaskiego w odniesieniu do wybranych konstrukcji o skrajnych wartościach ekowskaźnika (Tabela 3.2.17). Za największą wartość wskaźnika odpowiada produk-

cja absorbera, który różnicuje otrzymane wyniki w zakresie wartości jednostkowych. W nieco mniejszym stopniu na wielkość wskaźnika wpływa materiał ramy oraz izolacji. Istotnym elementem są ponadto komponenty aluminiowe.

Tabela 3.2.17. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektorów płaskich, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Produkcja 1 m ² kolektora płaskiego, Pt/m^2	
	B	G
Materiał ramy	0,9549	1,1207
Materiał izolacji	0,3109	0,5978
Komponenty aluminiowe	1,2894	1,2894
Żywica syntetyczna	0,1976	0,1976
Komponenty silikonowe	0,0110	0,0110
Szkło solarne	0,6163	0,6163
Woda	0,0001	0,0001
Absorber	6,7281	9,6812
Pokrycie antyrefleksyjne	0,0988	0,0988
Energia elektryczna	0,0526	0,0526
Wskaźnik pojedynczy, Pt	10,26	13,67

Tabela 3.2.18. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektora próżniowego heat pipe, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Produkcja 1 m ² kolektora próżniowego heat pipe, Pt/m^2
Rury próżniowe	5,4632
Pokrycie selektywne	0,0344
Pokrycie antyrefleksyjne	0,1040
Chemikalia organiczne	0,0022
Kwas chlorowodorowy	0,0062
Żywica syntetyczna	0,1805
Włna mineralna	0,2662
Komponenty silikonowe	0,0099
Miedź	6,7196
Lut twardy bezkadmowy	0,1853
Glikol propylenowy	0,1915
Stal nierdzewna	5,3377
Energia elektryczna	0,4850
Energia cieplna	0,0617
Woda	0,0009
Wskaźnik pojedynczy, Pt	19,53

Analogiczną analizę przeprowadzono dla produkcji kolektora próżniowego (Tabela 3.2.18). Za największą wartość wskaźnika, poza rurami próżniowymi, odpowiada zużycie miedzi i stali nierdzewnej na produkcję kolektora zbiorczego wraz z obudową. Pozostałe komponenty, jak zużywana energia elektryczna, izolacja z wełny mineralnej i uszczelnienia połączeń żywicą syntetyczną charakteryzują się wartościami wskaźnika poniżej $0,5 \text{ Pt/m}^2$.

Kolejnym rozpatrywanym elementem systemu kolektorów słonecznych jest montaż instalacji. Wyróżniono dwie podstawowe opcje montażu: na dachu pochyłym oraz na gruncie (Tabela 3.2.19). Na podstawie inwentaryzacji wejść przeprowadzono obliczenia wskaźnika pojedynczego odpowiadającego montażowi 1 m^2 paneli w wybranych opcjach.

Tabela 3.2.19. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla montażu 1 m^2 kolektorów z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m^2

Kategoria wpływu	Montaż na dachu, Pt/m^2	Montaż na gruncie, Pt/m^2
Związki rakotwórcze	0,0563	0,0650
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0001	0,0001
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	0,2220	0,2991
Zmiany klimatu	0,0487	0,0701
Promieniowanie	0,0012	0,0015
Warstwa ozonowa	0,0000	0,0000
Ekotoksyczność	0,0535	0,0775
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,0161	0,0235
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,0137	0,0217
Surowce mineralne	0,1363	0,1828
Paliwa kopalne	0,3254	0,4281
Wskaźnik pojedynczy, Pt	0,87	1,17

Tabela 3.2.20. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektorów płaskich, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Montaż na dachu, Pt/m^2	Montaż na gruncie, Pt/m^2
Aluminium	0,6646	0,6646
Stal niskostopowa	0,1957	0,3532
Energia elektryczna	0,013	0,0578
Błoczki betonowe	0	0,0939
Wskaźnik pojedynczy, Pt	0,87	1,17

W odniesieniu do zużytych materiałów i energii, wyniki obliczeń wskaźnika pojedynczego przedstawiono w Tabeli 3.2.20. Zużycie energii przy montażu jest niewielkie, najwyższymi wartościami wskaźnika charakteryzują się stal i aluminium wykorzystywane jako konstrukcja wsporcza.

Kolejną rozpatrywaną częścią składową systemu kolektorów słonecznych jest budowa instalacji. Wyróżniono dwie podstawowe opcje budowy: orurowanie miedziane i stalowe, rury giętkie (Tabela 3.2.21). Na podstawie inwentaryzacji wejść przeprowadzono obliczenia wskaźnika pojedynczego odpowiadającego budowie pojedynczej instalacji wraz z osprzętem.

Tabela 3.2.21. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 w budowie instalacji z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt

Kategoria wpływu	Orurowanie miedź	Orurowanie stal
Związki rakotwórcze	2,5666	0,6884
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0049	0,0049
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	5,7366	5,5516
Zmiany klimatu	0,7533	0,9775
Promieniowanie	0,0294	0,0355
Warstwa ozonowa	0,0016	0,0016
Ekotoksyczność	6,3166	7,4533
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,4849	0,3657
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,7748	0,3565
Surowce mineralne	11,6754	7,9111
Paliwa kopalne	8,0810	9,7511
Wskaźnik pojedynczy, Pt	36,43	33,10

Tabela 3.2.22. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w budowie instalacji, Pt

Proces jednostkowy	Orurowanie miedź	Orurowanie stal
Materiał rur	19,7429	18,9488
Łączenie (lut/złączki)	2,9263	0,3924
Izolacja PU	1,7373	1,7373
Sterowniki	1,1123	1,1123
Glikol propylenowy	7,3189	7,3189
Pompa 40 w	1,9863	1,9863
Naczynie wzbiorcze 25 l	1,6012	1,6012
Wskaźnik pojedynczy, Pt	36,43	33,10

Zróznicowanie w odniesieniu do materiału przewodów wynosi 3,32 Pt i wiąże się głównie z różnicą w sposobie łączenia przewodów (Tabela 3.2.22). Rury miedziane łączy się poprzez lutowanie, a giętkie karbowane przewody ze stali nierdzewnej przez złączki zaciskowe. Istotnymi z punktu widzenia wielkości oddziaływania na środowisko wyrażonej ekowskaźnikiem są wejścia w postaci materiału rur oraz glikolu propylenowego.

Ostatnią rozpatrywaną częścią składową systemu kolektorów słonecznych jest zasobnik c.w.u. (Tabela 3.2.23). Wyróżniono trzy podstawowe opcje pojemności: 200 l, 250 l, 300 l. Na podstawie inwentaryzacji wejść przeprowadzono obliczenia wskaźnika pojedynczego odpowiadającego budowie zasobników o określonej pojemności. Z uwagi na wysokie zużycie metali oraz nakład energetyczny na ich przeróbkę i produkcję zasobnika, do najistotniejszych kategorii wpływu należą Surowce mineralne, Paliwa kopalne, Ekotoksyczność oraz Związki nieorganiczne mające wpływ na układ oddechowy.

Tabela 3.2.23. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla analizowanych konstrukcji zasobników z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt

Kategoria wpływu	Zasobnik 200 l	Zasobnik 250 l	Zasobnik 300 l
Związki rakotwórcze	0,5891	0,6658	0,7496
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0027	0,0030	0,0034
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	6,5042	7,3677	8,3117
Zmiany klimatu	0,7833	0,8876	1,0016
Promieniowanie	0,0194	0,0220	0,0247
Warstwa ozonowa	0,0002	0,0002	0,0002
Ekotoksyczność	6,7699	7,6372	8,5492
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,3368	0,3817	0,4309
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,4402	0,4986	0,5642
Surowce mineralne	8,7121	9,8490	11,0664
Paliwa kopalne	6,2418	7,0773	7,9918
Wskaźnik pojedynczy, Pt	30,40	34,39	38,69

Zróznicowanie w odniesieniu do skrajnych pojemności zasobników wynosi 8,29 Pt i wiąże się nakładem materiałowym w postaci stali niskostopowej i stali nierdzewnej. Istotnymi z punktu widzenia wielkości oddziaływania na środowisko wyrażonej ekowskaźnikiem są także komponenty w postaci grzałki elektrycznej oraz izolacji termicznej (Tabela 3.2.24).

W zakresie serwisowania instalacji ujęto wymiany eksploatacyjne oraz mycie kolektorów. Użytkowanie instalacji obejmuje roczne zużycie energii elektrycznej na pracę pompy oraz sterowników. Wyniki obliczeń wskaźnika pojedynczego dla opisywanych procesów z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko przedstawiono w tabeli (Tabela 3.2.25). Do najistotniejszych kategorii wpływu należą Paliwa kopalne oraz związana z gospodarką paliwową kategoria Związki nieorganiczne wpływające na układ oddechowy.

Tabela 3.2.24. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w budowie zasobnika, Pt

Proces jednostkowy	Zasobnik 200 l	Zasobnik 250 l	Zasobnik 300 l
Stal niskostopowa	13,1141	14,9339	17,0168
Stal nierdzewna	14,1449	16,1065	18,1081
Wełna szklana	0,5776	0,6572	0,7400
PVC	0,0799	0,0905	0,1025
Biała farba alkidowa	0,0709	0,0788	0,0892
Energia elektryczna	0,5958	0,6781	0,7623
Energia ciepła	0,2081	0,2369	0,2664
Grzałka elektryczna 5 kW	1,6083	1,6083	1,6083
Wskaźnik pojedynczy, Pt	30,40	34,39	38,69

Tabela 3.2.25. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla serwisowania i użytkowania słonecznej instalacji c.w.u. z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt

Kategoria wpływu	Serwisowanie, 20 lat	Użytkowanie, 1 rok
Związki rakotwórcze	0,4819	0,7019
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0059	0,0005
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	2,2294	2,1262
Zmiany klimatu	0,8885	0,7652
Promieniowanie	0,0428	0,0011
Warstwa ozonowa	0,0031	0,0000
Ekotoksyczność	0,5527	0,2790
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,2815	0,2570
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,2307	0,1159
Surowce mineralne	0,5531	0,0904
Paliwa kopalne	10,4847	4,7299
Wskaźnik pojedynczy, Pt	15,75	8,78

W analizach prowadzonych w dalszej części pracy wykorzystano także procesy transportu transoceanicznego oraz lądowego. Procesy te nie były szczegółowo charakteryzowane w ramach niniejszego opracowania, posłużono się dostępnymi w bazie Ecoinvent charakterystykami ekologicznymi, stanowiącymi podstawę obliczeń ekowskaźnika (Tabela 3.2.26).

Tabela 3.2.26. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla transportu, Pt/kg

Proces jednostkowy	Transport lądowy 1000 tkm	Transport morski 1000 tkm
Wskaźnik pojedynczy, Pt	0,0350	0,0041

Kwestie związane z zagospodarowaniem elementów składowych instalacji po zakończeniu użytkowania rozpatrywano w postaci scenariuszy modelowych w programie SimaPro w odniesieniu do konkretnych przypadków (paragraf 3.2.5).

3.2.3.2. Wyniki ocen techniką Global Warming Potential 100a

Wyniki oceny techniką GWP, z uwagi na ich jednorodny charakter (występowanie wyłącznie etapu charakteryzowania w zakresie wpływu na efekt cieplarniany), przedstawiono w formie zbiorczej tabeli (Tabela 3.2.27).

Tabela 3.2.27. Wyniki oceny techniką GWP100a elementów cyklu życia systemu fototermicznego

Proces / produkt	Wskaźnik GWP100a, kgCO _{2eq}	Proces / produkt	Wskaźnik GWP100a, kgCO _{2eq}
Kolektor płaski A, 1m ²	68,27	Montaż na gruncie, 1m ²	17,33
Kolektor płaski B, 1m ²	63,84	Budowa instalacji (miedź)	186,58
Kolektor płaski C, 1m ²	62,28	Budowa instalacji (stal)	241,83
Kolektor płaski D, 1m ²	57,85	Zasobnik 200 l	191,57
Kolektor płaski E, 1m ²	64,08	Zasobnik 250 l	217,07
Kolektor płaski F, 1m ²	59,65	Zasobnik 300 l	244,93
Kolektor płaski G, 1m ²	58,09	Serwisowanie 20 lat	220,35
Kolektor płaski H, 1m ²	53,66	Użytkowanie 1 rok	117,76
Kolektor heat pipe, 1m ²	150,62	Transport lądowy, 1 tkm	0,12
Montaż na dachu, 1m ²	12,07	Transport morski, 1 tkm	0,01

Wyniki przedstawione w powyższej tabeli zostały w dalszej części pracy wykorzystane do modelowania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do 1 kWh uzyskanej energii oraz porównania z energią konwencjonalną – ciepłą i elektryczną (zastosowano dostępną w bazie Ecoinvent opcję uśrednionej, w odniesieniu do udziałów poszczególnych źródeł, mieszanki energetycznej dla Polski, zmodyfikowaną w zakresie emisji gazów cieplarnianych do poziomu z najnowszych dostępnych danych GUS za rok 2014).

3.2.4. Interpretacja wyników

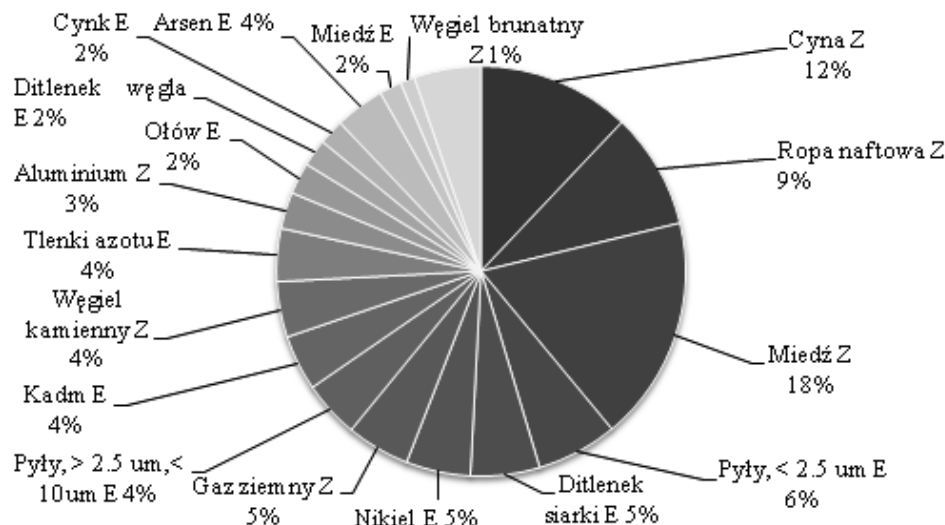
3.2.4.1. Analiza udziału

Z uwagi na fakt, iż wyniki obliczeń w metodzie Ecoindicator'99 obejmują kategorię wpływu Zmiany klimatu (obliczenia w zakresie gazów cieplarnianych), analizę udziału przeprowadzono wyłącznie w odniesieniu do ekowskaźnika. W każdym z przedstawianych przypadków zastosowano współczynnik odcięcia 1%, zatem pozostałe strumienie elementarne, o mniejszym udziale jednostkowym, nie zostały szczegółowo opisane.

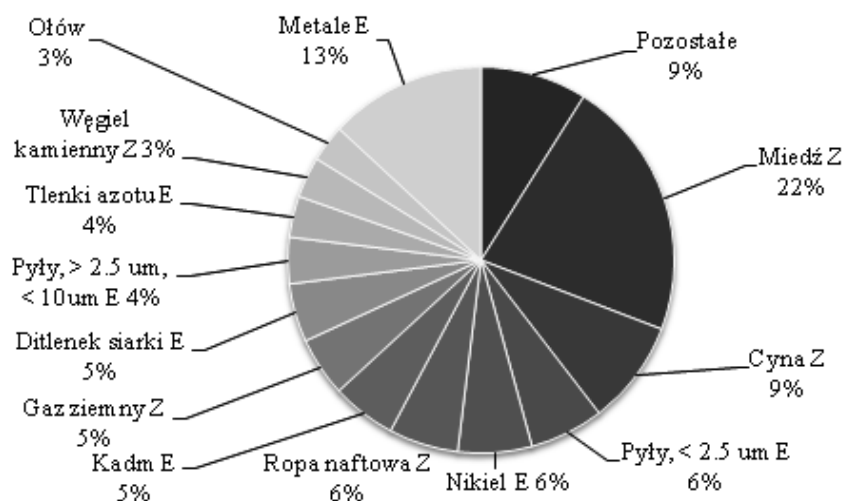
Ze względu na liczbę rozwiązań, analizę udziału ograniczono do opcji wybranych konstrukcji kolektorów płaskich B i G oraz próżniowego heat pipe, a także pozostałych składowych cyklu życia instalacji. Na diagramach kołowych przedstawiono procentowy udział zużywanych zasobów (indeks Z) oraz emisji do środowiska (indeks E) w wartości ekowskaźnika (Pt).

W przypadku procesu produkcji kolektorów słonecznych płaskich na przykładzie konstrukcji oznaczonej symbolem B, za większość oddziaływania odpowiadają zużywane zasoby surowcowe w postaci miedzi, cyny, aluminium oraz ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla kamiennego – łącznie stanowią one 51% wartości ekowskaźnika. Ponadto, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji pyłów, metali, tlenków azotu, siarki i węgla (Rysunek 3.2.2).

W przypadku procesu produkcji kolektorów płaskich z absorberem miedzianym na ramie stalowej z izolacją poliuretanową (konstrukcja G), udział zasobów w postaci metali oraz paliw kopalnych wynosi łącznie około 50% wartości wskaźnika pojedynczego przy współczynniku odcięcia 1%. Podobnie jak w poprzednim omawianym przypadku, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji pyłów, metali, głównie kadmu i niklu, tlenków azotu, siarki i węgla (Rysunek 3.2.3).



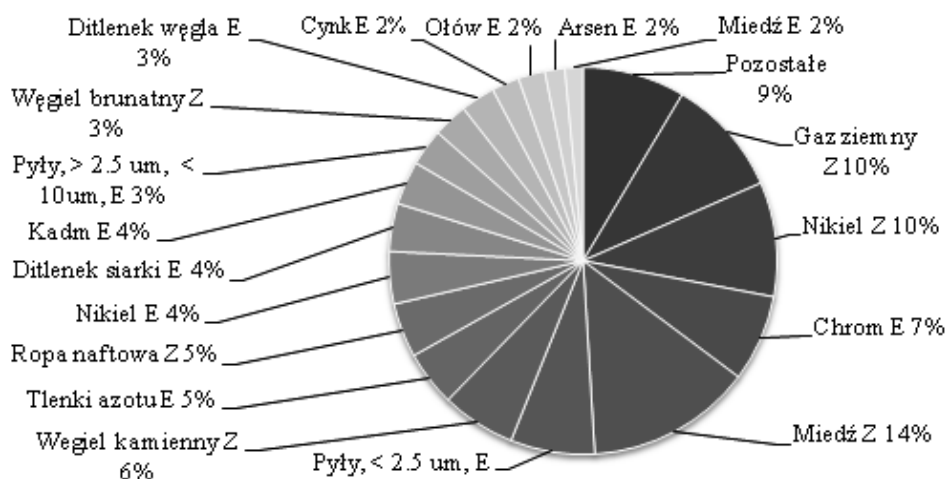
Rysunek 3.2.2. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora płaskiego B (absorber miedziano-aluminiowy, rama aluminiowa, wełna mineralna)



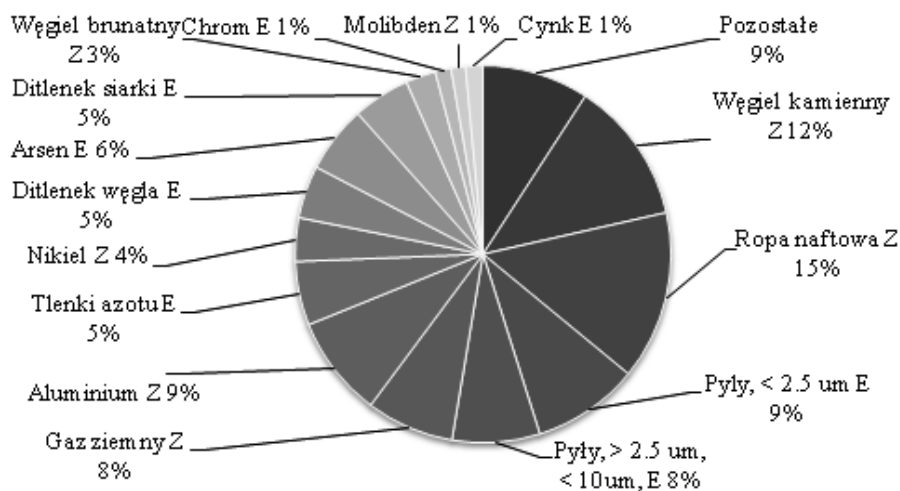
Rysunek 3.2.3. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora płaskiego G (absorber miedziany, rama stalowa, pianka poliuretanowa)

W ocenie kolektorów rurowych heat pipe, udział zasobów w postaci metali oraz paliw kopalnych wynosi łącznie około 48% wartości ekowskaźnika, przy

współczynnika odcięcia 1%. Za 43% wartości ekowskaźnika odpowiadają emisje, głównie w postaci pyłów oraz tlenków siarki, węgla i azotu, związanych z gospodarką paliwową, a także metali (Rysunek 3.2.4).

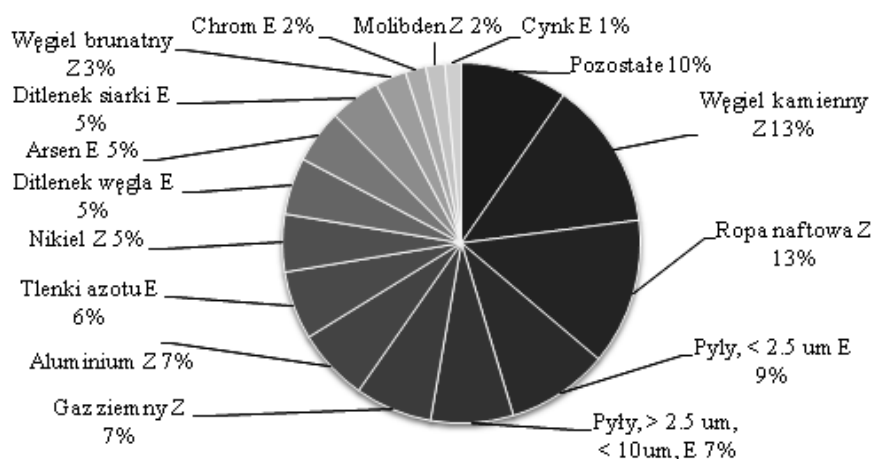


Rysunek 3.2.4. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora rurowego heat pipe

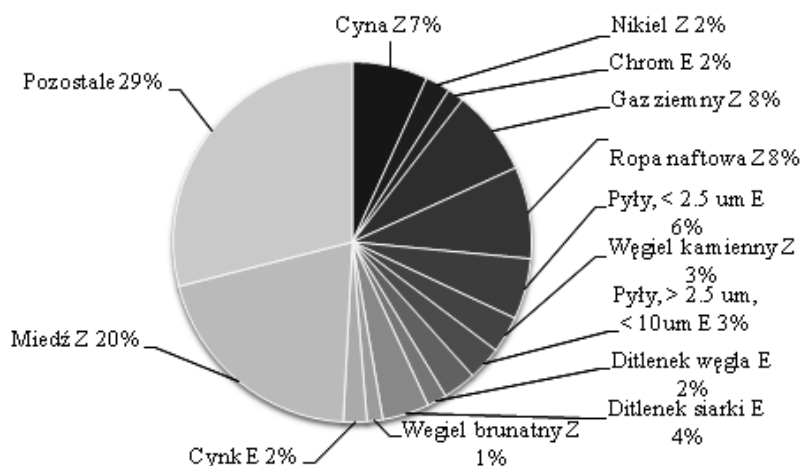


Rysunek 3.2.5. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu 1 m² kolektora na dachu pochylonym

W przypadku procesów montażowych (Rysunek 3.2.5, Rysunek 3.2.6), zużywane są głównie paliwa kopalne oraz metale. Występują typowe dla energetyki emisje (pyły, tlenki siarki, azotu, ditlenek węgla), jak również związane z przetwórstwem metali (aluminium i stali) emisje, np. arsenu, chromu, molibdenu, cynku.

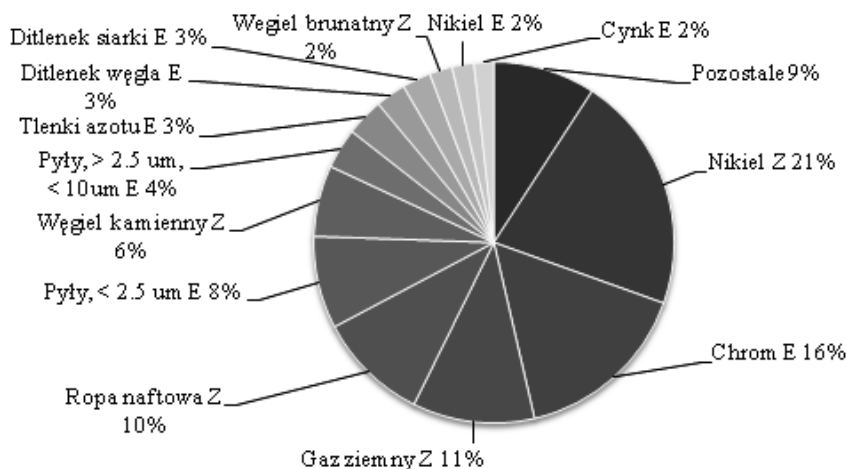


Rysunek 3.2.6. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu 1 m² kolektora na gruncie

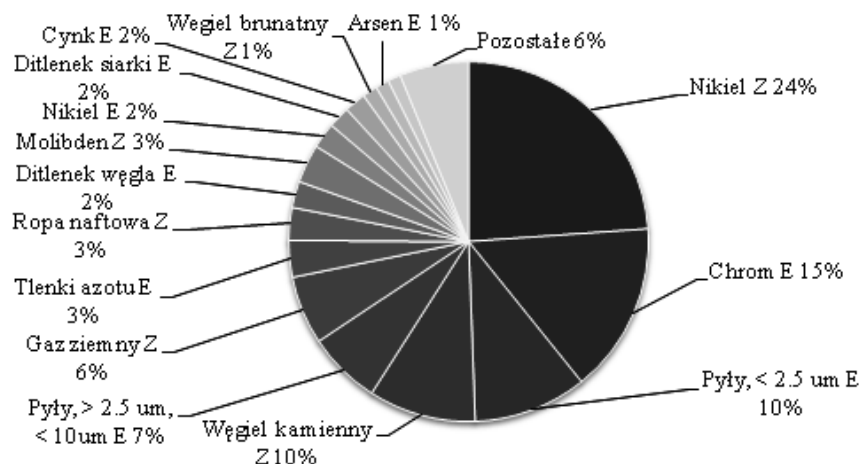


Rysunek 3.2.7. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji z orurowaniem miedzianym

Analiza udziału prowadzona dla budowy instalacji wskazuje na wysoki udział zużywanych zasobów w postaci metali: rudy miedzi i cyny dla instalacji miedzianej łączonej przez lutowanie (Rysunek 3.2.7) oraz niklu i chromu dla instalacji ze stali nierdzewnej (Rysunek 3.2.8). Istotne są także zużycie paliw kopalnych oraz typowe dla energetyki emisje pyłów i tlenków siarki i azotu.



Rysunek 3.2.8. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji z orurowaniem stalowym



Rysunek 3.2.9. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla produkcji zasobnika 200 l

Analiza udziału prowadzona dla budowy zasobnika wskazuje na wysoki udział zużytych surowców w postaci metali oraz paliw kopalnych. Analizę przeprowadzono dla wybranej pojemności zasobnika z uwagi na analogie w produkcji i budowie. Występują ponadto emisje pyłów i tlenków związane z energetyką konwencjonalną oraz metali związane z ich przetwórstwem (Rysunek 3.2.9).

Należy podkreślić, iż prowadzenie analiz udziału w odniesieniu do pojedynczych substancji oraz zasobów środowiska pozwala wskazać na newralgiczne emisje i zużywane surowce, niemniej odnoszą się one do całości cyklu życia elementów systemu, począwszy od fazy przedprodukcyjnej (wydobycie rud metali), na produkcji komponentów kończąc. Wskazanie najistotniejszych pod kątem wielkości oddziaływania na środowisko procesów jednostkowych umożliwiły analizy zawarte w paragrafie 3.2.2. niniejszej pracy.

3.2.4.2. Analizy niepewności

Z uwagi na to, że w ocenach cyklu życia wykorzystywane jest modelowe odwzorowanie analizowanych systemów i ich opis matematyczny w postaci danych wejściowych do poszczególnych procesów, niemożliwe staje się wyeliminowanie występowania przybliżeń. Wprowadzane do modelu uśrednione dane podlegają zmianom w zakresie opisanym odchyleniem standardowym, m.in. z uwagi na różnice w procesach technologicznych występujące pomiędzy przedsiębiorstwami. Celem prowadzonych analiz niepewności jest zatem wskazanie zakresu, w jakim uzyskany wynik może podlegać zmianom w odniesieniu do losowych prób statystycznych.

W celu przeprowadzenia analiz niepewności uzyskanych wyników zastosowano symulację statystyczną metodą Monte Carlo w odniesieniu do ekowskażnika z uwagi na jego kompleksowy charakter. W trakcie prowadzenia analizy zbioru danych stosowano kryterium maksymalnie trzeciej klasy ich jakości (Tabela 3.2.28) w odniesieniu do analizowanego obszaru i zakresu badań.

Symulacje Monte Carlo w zastosowaniu do analiz wyników Oceny wpływu cyklu życia polegają na modelowaniu rozkładu statystycznego wyników uzyskanych poprzez losowo wybierane zmiany danych wejściowych w oznaczonym przez odchylenie standardowe zakresie na odpowiedniej liczbie powtórzeń. Zakłada się przy tym, że liczbą minimalną jest 100 powtórzeń; w niniejszym paragrafie wszystkie uzyskane histogramy odpowiadają próbom 1000 powtórzeń.

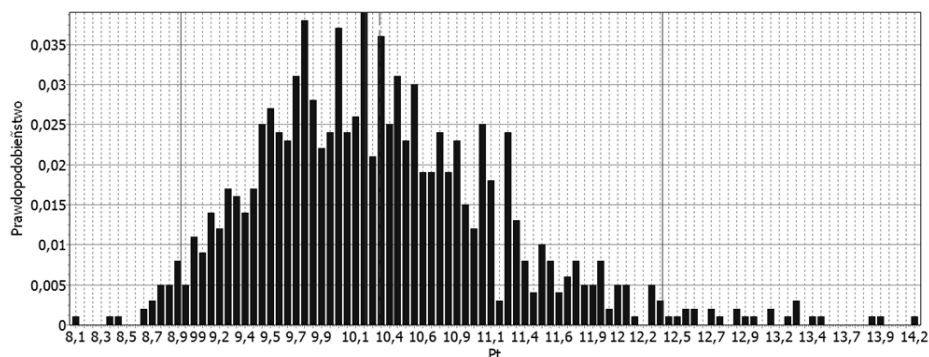
Obliczenia statystyczne polegające na symulowaniu drobnych zmian w zakresie danych wejściowych do modelu prowadzono z wykorzystaniem oprogramowania.

mowania SimaPro. W zakresie uzyskanych wyników dla statystycznych rozkładów o profilu logarytmiczno-normalnym mieszczą się wartości średniej, mediany, odchylenia standardowego, współczynnika zmienności, wartości progowych przedziału ufności 95% oraz błędu standardowego średniej dla opisanej liczby powtórzeń.

Tabela 3.2.28. Klasy jakości danych (Data Quality Indicator – DQI) w LCA (opracowanie własne na podstawie SimaPro)

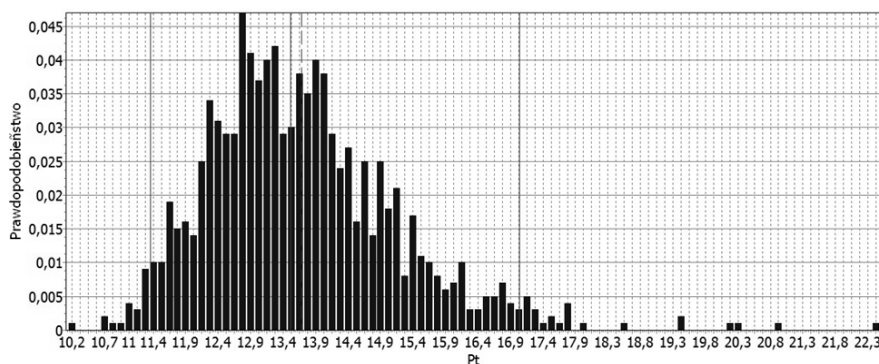
Klasa DQI	Niezawodność	Kompletność	Korelacja czasowa	Korelacja geograficzna	Korelacja technologiczna
1	Dane weryfikowane oparte na pomiarach	Reprezentatywne dane z odpowiedniej liczby przedsiębiorstw	< 3 lata	Dane z badanego terenu	Z badanych przedsiębiorstw
2	Dane weryfikowane oparte na założeniach lub nieweryfikowane oparte na pomiarach	Z mniejszej liczby przedsiębiorstw w odpowiednim czasie	< 6 lat	Średnie z obszarów większych, niż badany	Z różnych przedsiębiorstw
3	Dane nieweryfikowane oparte częściowo na założeniach	Z mniejszej liczby przedsiębiorstw w krótkim okresie	< 10 lat	Podobne warunki produkcji	Różniące się technologią

Analizie poddano zmiany wejść i wyjść dla poszczególnych procesów jednostkowych w odniesieniu do wyniku końcowego wyrażonego jako wskaźnik pojedynczy. Histogram rozkładu statystycznego wyników przy tysiącrotnym powtórzeniu symulacji zmian danych wejściowych dla kolektora płaskiego B przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.10). Średnia z próby wyniosła 10,3 Pt, mediana 10,2 Pt, odchylenie standardowe 0,883 Pt, współczynnik zmienności 8,55%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 8,89 Pt i 97,5% – 12,4 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,0027 Pt.



Rysunek 3.2.10. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora płaskiego B

W przypadku analizy cyklu życia prowadzonej dla technologii produkcyjnych o szerokim zasięgu, trudno o dane w klasie $DQI=1$, stąd też występuje rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo (współczynnik zmienności 8,55%). Należy jednak podkreślić, że podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (10,26 Pt) nie różni się w sposób znaczący od średniej z próby (10,3 Pt), co stanowi o zasadności przyjęcia w/w wartości do dalszych obliczeń.

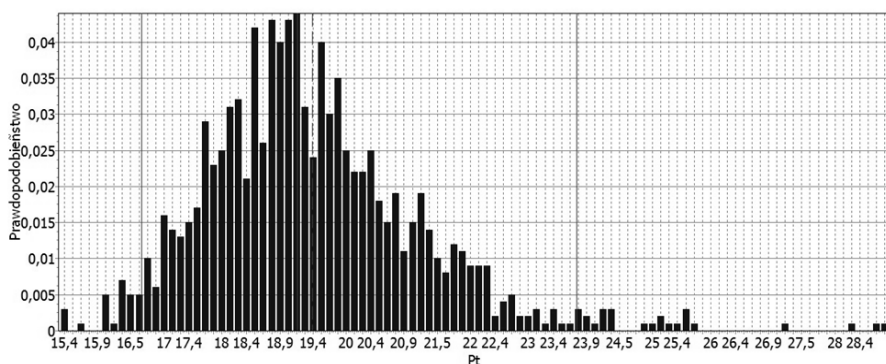


Rysunek 3.2.11. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora płaskiego G

Histogram rozkładu statystycznego wyników przy tysiącrotnym powtórzeniu symulacji zmian danych wejściowych dla kolektora płaskiego G przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.11). Średnia z próby wyniosła 13,7 Pt, mediana

13,5 Pt, odchylenie standardowe 1,45 Pt, współczynnik zmienności 10,6%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 11,4 Pt i 97,5% – 17 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń 0,00337 Pt.

W przypadku kolektora płaskiego o symbolu G, rozrzut wartości granicznych w zakresie przedziału ufności jest większy, co wynika z wyższych wartości odchyłeń standardowych przyporządkowanych do procesów jednostkowych związanych z przetwórstwem miedzi. Średnia z próby o wielkości 13,7 Pt pozostaje jednak tylko nieznacznie różna od wartości obliczonej w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (13,67 Pt), co jest podstawą do stwierdzenia przydatności uzyskanych wyników do dalszej analizy.

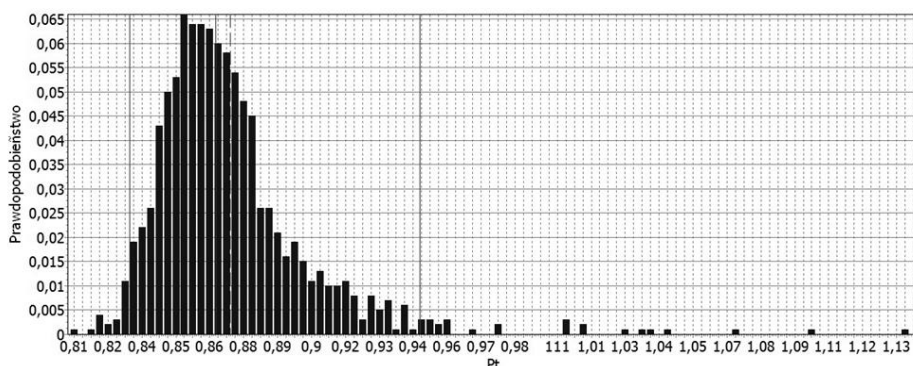


Rysunek 3.2.12. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora rurowego heat pipe

Histogram przedstawiający rozkład statystyczny wyników dla kolektora próżniowego heat pipe przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.12). Średnia z próby wyniosła 19,4 Pt, mediana 19,2 Pt, odchylenie standardowe 1,77 Pt, współczynnik zmienności 9,1%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 16,6 Pt i 97,5% – 23,8 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń 0,00288 Pt.

Rozrzut wartości granicznych w przypadku symulacji statystycznych prowadzonych dla procesu produkcji kolektora heat pipe pozostaje na poziomie podobnym do poprzednio omawianych (współczynnik zmienności 9,1%). Należy jednak zauważyć, że podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (19,53 Pt) różni się nieznacznie od średniej z próby (19,4 Pt), co jednak nie przekreśla zasadności przyjęcia uzyskanych wyników do dalszych obliczeń.

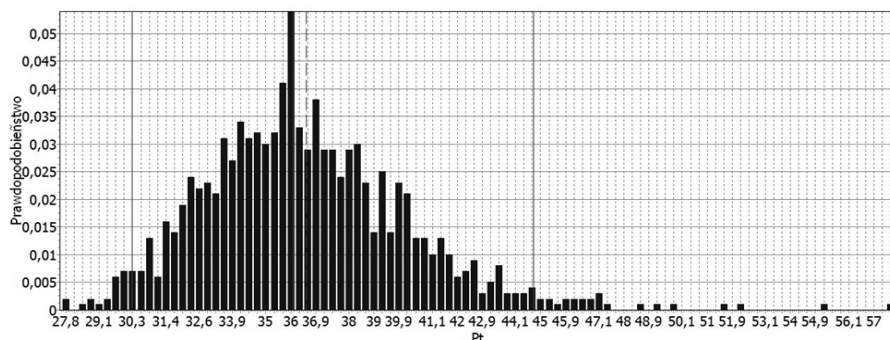
Histogram rozkładu statystycznego wyników dla montażu instalacji na dachu przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.13). Średnia z próby i mediana wyniosły odpowiednio 0,872 Pt i 0,867 Pt, odchylenie standardowe 0,0312 Pt, współczynnik zmienności 3,58%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 0,833 Pt i 97,5% – 0,946 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń 0,00113 Pt.



Rysunek 3.2.13. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 procesu montażu na dachu płaskim

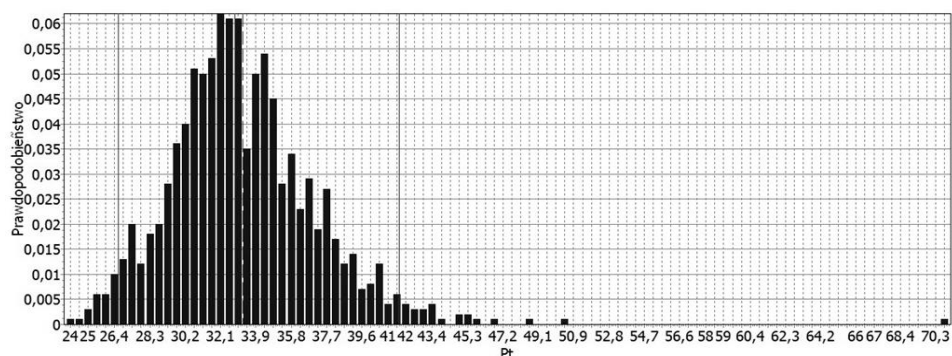
Rozrzut wyników symulacji Monte Carlo w omawianym przypadku jest niewielki (współczynnik zmienności 3,58%), co wynika z bezpośredniej dostępności danych lokalnych. Należy jednak zaznaczyć, że nie wszystkie informacje wejściowe posiadały przyporządkowany rodzaj rozkładu statystycznego na kolejnych poziomach szczegółowości drzewa procesowego. Wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (0,87 Pt) nie różni się w sposób istotny od średniej z próby (0,872 Pt), co jest podstawą stwierdzenia jej przydatności w dalszych obliczeniach.

Histogram rozkładu statystycznego wyników dla budowy instalacji miedzianej wraz z armaturą i sterownikami przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.14). Średnia z próby i mediana wyniosły odpowiednio 36,5 Pt i 36,1 Pt, odchylenie standardowe 3,7 Pt, współczynnik zmienności 10,1%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 30,2 Pt i 97,5% – 44,7 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,0032 Pt.



Rysunek 3.2.14. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji z rurami miedzianymi

Rozrzut wyników symulacji Monte Carlo w omawianym przypadku jest dość znaczny (współczynnik zmienności 10,1%), co wynika z większej niepewności danych dotyczących produkcji miedzi, dostępnych w bazie Ecoinvent i wykorzystywanych jako kolejne poziomy drzewa procesowego. Wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (36,43 Pt) nie różni się w sposób istotny od średniej z próby (36,5 Pt), co jest podstawą stwierdzenia jej przydatności w dalszych obliczeniach.

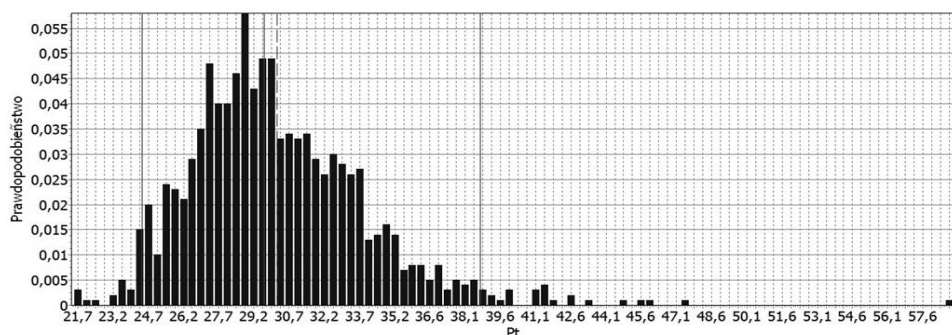


Rysunek 3.2.15. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji z rurami giętkimi ze stali nierdzewnej

Histogram przedstawiający rozkład statystyczny wyników dla budowy instalacji na bazie rur stalowych giętkich przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.15). Średnia z próby wyniosła 33,3 Pt, mediana 32,8 Pt, odchylenie standar-

dowe 3,93 Pt, współczynnik zmienności 11,8%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 26,6 Pt i 97,5% – 41,6 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń 0,00374 Pt.

Rozrzut wartości granicznych w przypadku symulacji statystycznych prowadzonych dla budowy instalacji na bazie rur stalowych giętkich pozostaje na poziomie nieco wyższym od poprzednio omawianych (współczynnik zmienności 11,8%), co również w tym przypadku wiąże się z predefiniowanymi wartościami odchyłeń standardowych na etapie produkcji metali. Należy jednak zauważyć, że podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (33,1 Pt) różni się nieznacznie od średniej z próby (33,3 Pt), co jednak nie przekreśla zasadności przyjęcia uzyskanych wyników do dalszych obliczeń w modelowaniu cyklu życia instalacji fototermicznych.



Rysunek 3.2.16. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji zasobnika 200 l

Histogram rozkładu statystycznego wyników próby dla produkcji zasobnika o pojemności 200 l przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.2.16). Średnia z próby i mediana wyniosły odpowiednio 30,2 Pt i 29,6 Pt, odchylenie standardowe 3,77 Pt, współczynnik zmienności 12,5%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 24,4 Pt i 97,5% – 38,8 Pt, a błąd standardowy średniej 0,00395 Pt. Rozrzut wartości granicznych pozostaje na poziomie nieco wyższym od poprzednio omawianych (współczynnik zmienności 12,5%), co ponownie związane jest się z predefiniowanymi wartościami odchyłeń standardowych na etapie produkcji metali. Podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (30,4 Pt) różni się nieznacznie od średniej z próby (30,2 Pt), co jednak nie stanowi podstawy odrzucenia uzyskanych wyników w dalszych analizach.

3.2.5. Wybrane symulacje

3.2.5.1. Instalacje modelowe

Jako przykład obliczeń przedstawiono ocenę cyklu życia dla instalacji modelowych w dwóch konfiguracjach kolektorów słonecznych (płaski P oraz próżniowy H) dla dwóch rodzajów instalacji (wspomaganie c.w.u. W oraz wspomaganie c.o. i c.w.u. O) i dwóch pojemności zasobnika 200 l (2) oraz 300 l (3). Dane dotyczące lokalizacji oraz nachylenia przyjęto według paragrafu 3.3.2.2, montaż na dachu pochylonym, orurowanie stalowe, produkcja w Niemczech.

Tabela 3.2.29. Dane instalacji modelowych

Symbol wersji instalacji	PW2	HW2	PO2	HO2	PW3	HW2	PO3	HO3
Kolektor	CLS	200T	CLS	200T	CLS	200T	CLS	200T
Sprawność optyczna, %	75,1	76,6	75,1	76,6	75,1	76,6	75,1	76,6
Powierzchnia zabudowy, m ²	3,58	4,37	3,58	4,37	5,04	5,76	5,04	5,76
Powierzchnia absorbera, m ²	3,24	3,23	3,24	3,23	4,86	4,28	4,86	4,28
Sprawność średnioroczna, %	30	45	30	45	30	45	30	46
Rozbiór c.w.u., dm ³ /d	150	150	150	150	200	200	200	200
Masa układu, kg	207,4	199,4	207,4	199,4	228,4	220,4	228,4	220,4
Uzysk en., kWh	22340	32760	22400	33280	33020	44100	33160	44660

Zastosowano kolektor płaski z absorberem miedzianym, izolacją z wełny mineralnej oraz ramą aluminiową, przyjmując do modelu fazy operacyjnej dane techniczne kolektora Solimpeks Wunder CLS, oraz kolektor próżniowy rurowy heat pipe typu Vitosol 200T SD2A. Jednostkę funkcjonalną oraz założenia do analizy przyjęto według paragrafu 3.3.1. Dodatkowe informacje dotyczące analizowanych przypadków przedstawiono w tabeli 3.2.29. Uzysk energetyczny odnosi się do perspektywy dwudziestoletniej pracy układu. Jako podstawę obliczeń uzysku zastosowano symulacje w programie GetSolar.

Tabela 3.2.30. Wyniki analizy porównawczej systemów modelowych

Symbol wersji instalacji	PW2	HW2	PO2	HO2	PW3	HW2	PO3	HO3
Ekowskażnik dla systemu, Pt	307,29	345,93	307,29	345,93	336,36	382,79	336,36	382,79
Ekowskażnik jednostkowy, Pt/kWh	0,0138	0,0106	0,0137	0,0104	0,0102	0,0087	0,0101	0,0086
Wskażnik GWP dla systemu, kgCO _{2eq}	3290,0	3743,1	3290,0	3743,1	3449,7	4024,2	3449,7	4024,2
Wskażnik GWP jednostkowy, kgCO _{2eq} / kWh	0,147	0,114	0,147	0,112	0,104	0,091	0,104	0,090

Dla opisanych w Tabeli 3.2.29 instalacji przeprowadzono obliczenia wskaźników według metod Ecoindicator'99 oraz GWP. Wyniki obliczeń przedstawiono w postaci ogólnej oraz w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną (1 kWh energii wygenerowanej przez system). Przedstawione dane dotyczą scenariusza nie uwzględniającego recyklingu elementów składowych instalacji, który dodatkowo obniża wielkość oddziaływania na środowisko wyrażoną wskaźnikami.

Na podstawie przeprowadzonej analizy porównawczej (Tabela 3.2.30) należy stwierdzić, że we wszystkich analizowanych przypadkach sumaryczny wskaźnik dla systemu przyjmuje wartości wyższe w przypadku systemów opartych na technologii kolektorów rurowych heat pipe. Jednak wskaźniki jednostkowe, będące faktyczną podstawą do porównania technologii, wykazują odwrotną tendencję i przyjmują wartości wyższe dla instalacji kolektorów płaskich. Dzieje się tak z uwagi na fakt, że czynnikiem kluczowym dla modelu cyklu życia w omawianych przypadkach jest, przy niewielkiej różnicy w wartościach wskaźników obliczonych dla całości systemu, przede wszystkim uzysk energetyczny układu. W analizowanym przypadku występują różnice w sprawności optycznej kolektorów płaskich i próżniowych, co przy różnych współczynnikach strat ciepła z kolektora skutkuje występowaniem rozbieżności w uzysku energetycznym. Uzysk energetyczny w przypadku występowania wspomaganie instalacji c.o. jest wyższy, dlatego w każdym z analizowanych przypadków ta wersja instalacji charakteryzuje się mniejszym oddziaływaniem na środowisko w przeliczeniu na kWh uzyskanej energii, w szczególności dla kolektorów próżniowych rurowych.

Ponadto istotną dla wartości wskaźników opisujących oddziaływanie na środowisko kwestią jest rozbiór wody. Dla instalacji o większym metrażu zainstalowanych kolektorów i większym zużyciu c.w.u. wybranych jako systemy mo-

delowe zaobserwowano spadek wielkości wskaźników jednostkowych w stosunku do instalacji mniejszych. Zwiększenie rozbioru c.w.u. w modelowaniu uzysków energetycznych skutkuje automatycznym wzrostem sprawności całorocznej instalacji oraz uzysku energii, co przekłada się na spadek wielkości wskaźników.

Otrzymane wyniki analizy systemów modelowych porównano następnie z danymi instalacji konwencjonalnych. W tym celu skorzystano z charakterystyk procesów istniejących w bazie Ecoinvent, przyjmując jako jednostkę odniesienia 1 kWh ciepła wygenerowanego w systemach o małej mocy (do 10 kW). Wyniki obliczeń wskaźników opisujących oddziaływanie na środowisko wybranych procesów produkcji ciepła przedstawiono w Tabeli 3.2.31.

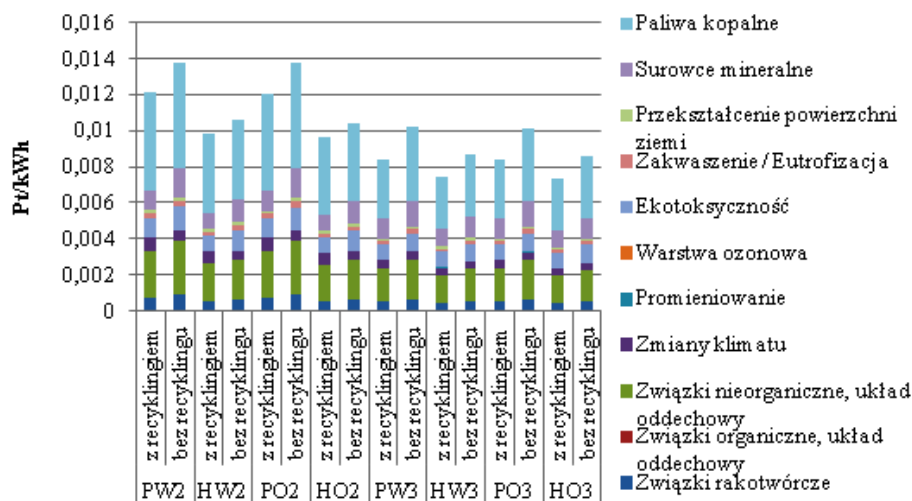
Tabela 3.2.31. Wyniki obliczeń wskaźników jednostkowych dla źródeł ciepła scharakteryzowanych w bazie Ecoinvent

Rodzaj paliwa / źródło	Węgiel kam.	Węgiel br.	Gaz ziemny	Olej opałowy	System solarny	Drewno	Energia elektr.
Ekowskaźnik jednostkowy, Pt/kWh	0,0210	0,0174	0,0136	0,0156	0,0039	0,0115	0,0627
Wskaźnik GWP jednostkowy, kgCO _{2eq} / kWh	0,417	0,484	0,262	0,321	0,039	0,004	0,831

Jak wynika z bezpośredniego porównania, małe instalacje słoneczne działające w warunkach nasłonecznienia Lubelszczyzny oraz zasilane z polskiej sieci elektroenergetycznej charakteryzują się zazwyczaj wartościami wskaźników niższymi, niż źródła konwencjonalne. Należy jednak zauważyć, że dla instalacji PW2 i PO2 obliczona wartość ekowskaźnika jednostkowego jest nieco wyższa, niż dla ciepła z gazu ziemnego. Jednocześnie scharakteryzowany w bazie system solarny działający w warunkach szwajcarskich opisany jest wielkością wskaźnika niższą o ponad połowę od najniższych wskaźników jednostkowych dla modelowych instalacji. Rozbieżność ta wynika z faktu występowania odmiennych warunków nasłonecznienia, wielkości instalacji (około trzykrotnie większa w przypadku systemu scharakteryzowanego w bazie), uwzględnienia serwisowania i transportu dla rozpatrywanych w pracy instalacji modelowych, a przede wszystkim różnic w sposobie produkcji energii elektrycznej niezbędnej do zasilania pompy i sterowników układu.

Należy również podkreślić fakt występowania stałych obciążeń niezależnych od wielkości pola kolektorów, które warunkują zmniejszenie wskaźników dla dużych instalacji słonecznych.

Udział poszczególnych kategorii wpływu na środowisko w wartości finalnej ekowskaźnika jednostkowego (Pt/kWh) przedstawiono w formie graficznej (Rysunek 3.2.17). Widoczna jest tendencja do wzrostu wskaźnika w obrębie danej technologii w zależności od wybranej opcji zagospodarowania końcowego (opcja uwzględniająca recykling charakteryzuje się zazwyczaj wartością niższą o 7% do 14% zależnie od konfiguracji układu).



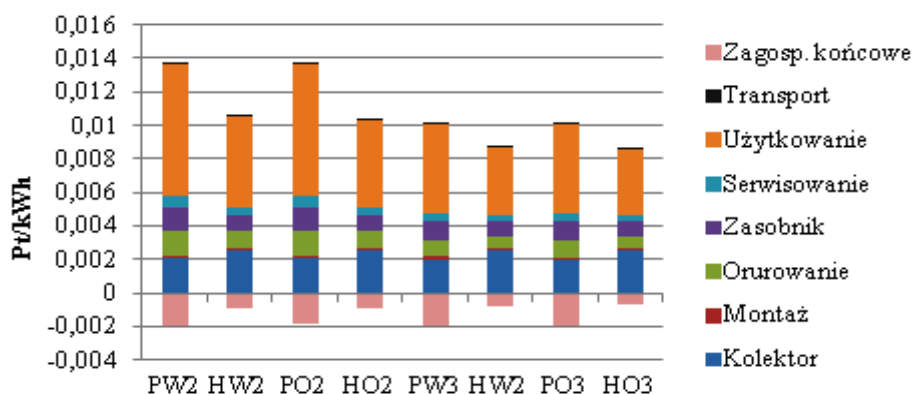
Rysunek 3.2.17. Wskaźnik jednostkowy (Pt/kWh) dla analizowanych systemów modelowych w podziale na kategorie wpływu na środowisko

Największym udziałem w wartości wskaźnika dla wszystkich technologii charakteryzuje się kategoria Paliwa kopalne, jej udział wynosi od 39% dla systemu oznaczonego PW3 do 45% dla systemu HO2. Kolejne istotne kategorie to Związki nieorganiczne mające wpływ na układ oddechowy (głównie emisja pyłów do powietrza), Surowce mineralne z uwagi na wielkość zużywanych zasobów w postaci materiałowej oraz Ekotoksyczność związana z wydobyciem rud metali.

W odniesieniu do badanych systemów, zastosowano także analizy szczegółowe z rozpatrzeniem udziału poszczególnych procesów w wartości ekowskaźnika jednostkowego Pt/kWh (suma bez uwzględnienia recyklingu elementów

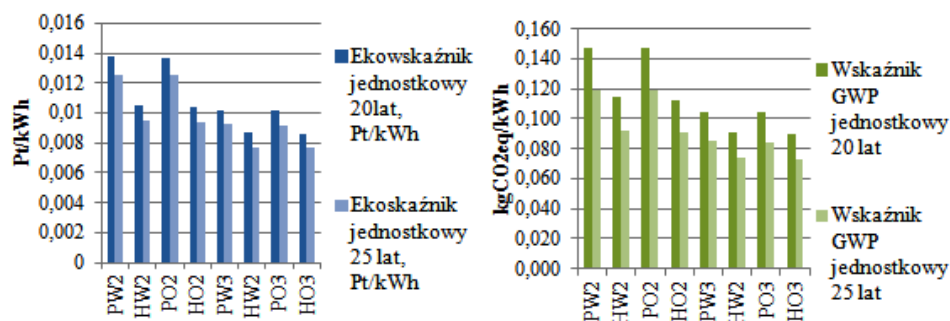
składowych). Największy udział w wartości ekowskaźnika ma użytkowanie instalacji (od 50,2% dla instalacji HO3 do 66,3% dla instalacji PW2). Należy tutaj zaznaczyć, że w opisie matematycznym modelu pracy słonecznych instalacji c.w.u. zastosowano uśrednioną wartość zużycia energii elektrycznej przez pompy w każdej z badanych instalacji z uwagi na niekompletność danych z instalacji kolektorów płaskich w ujęciu rocznym. Wartość ta może nieznacznie zawyżać wskaźniki dla instalacji z kolektorami płaskimi.

Do 32% wartości wskaźnika związane jest z produkcją kolektorów, do 14,2% z produkcją zasobnika, a do 12,5% z produkcją pozostałych elementów składowych instalacji. Od 4,5% do 6% wartości wskaźnika związane jest z serwisowaniem instalacji. Montaż i transport charakteryzują się jednostkowymi udziałami, natomiast recykling elementów składowych umożliwia obniżenie wartości wskaźników o opisane powyżej wartości procentowe.



Rysunek 3.2.18. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) z wyszczególnieniem procesów jednostkowych

W stosunku do uzyskanych wyników przeprowadzono także dodatkową, poza opisanymi w paragrafie 3.2.4, próbę związaną z analizą wrażliwości na dane wejściowe. Czynnikiem decydującym w najwyższym stopniu o wielkości wyniku jednostkowego jest czas użytkowania instalacji. Niektórzy producenci urządzeń techniki słonecznej zakładają żywotność jej komponentów na poziomie 25 lat. Wydłużenie czasu użytkowania z przyjętego w analizie okresu 20 lat do 25 lat skutkuje odpowiednim spadkiem – od około 8,5% do 10% dla ekowskaźnika oraz o około 19% dla wskaźnika GWP – współczynników oddziaływania w postaci jednostkowej (Rysunek 3.2.19).



Rysunek 3.2.19. Wyniki analizy wpływu wydłużenia czasu użytkowania instalacji na wskaźniki oddziaływania, po lewej: Pt/kWh, po prawej: kgCO_{2eq}/kWh

3.2.5.2. Instalacja istniejąca

Jako studium przypadku poddano analizie instalację kolektorów słonecznych posadowioną na budynku mieszkalnym w miejscowości Siedliska koło Lubartowa. Instalację wybudowano w 2011 r. w ramach projektu umożliwiającego uzyskanie 45% dofinansowania kredytu na inwestycję.



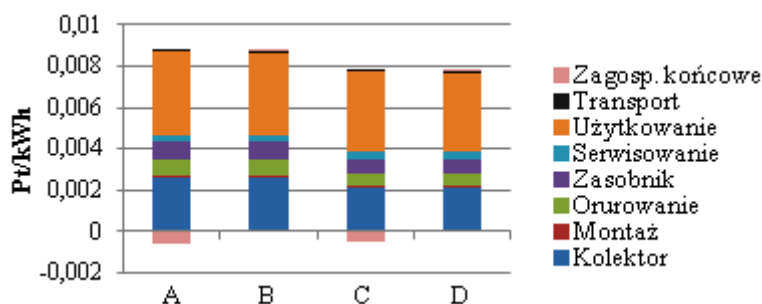
Rysunek 3.2.20. Widok pola kolektorów na dachu oraz części instalacji wewnętrznej

Uzysk energetyczny instalacji podlega stałemu monitoringowi za pośrednictwem zamontowanego zestawu sterującego, natomiast zużycie energii elektrycznej przez pompy realizowano za pomocą miernika Voltcraft Energy Logger 4000F (Rysunek 3.2.20).

Dane techniczne instalacji:

- rodzaj kolektorów – próżniowe heat pipe, Eagle-12,
- instalacja wspomagająca przygotowanie c.w.u.,
- powierzchnia zabudowy paneli $5,82 \text{ m}^2$, powierzchnia efektywna $4,65 \text{ m}^2$,
- orientacja południowa,
- kąt pochylenia 40° ,
- zasobnik c.w.u. Galmet 300 l,
- rozbiór c.w.u. średnio 260 l/d (7 użytkowników instalacji w okresie 2011–2014, 4 użytkowników instalacji od 2015),
- uzysk energetyczny instalacji w okresie użytkowania IX 2011–VIII 2015: 10232 kWh, prognozowany uzysk energetyczny w okresie dwudziestoletnim przy zmniejszonej liczbie użytkowników 43925 kWh.

Jednostkę funkcjonalną oraz pozostałe założenia do analizy przyjęto w sposób analogiczny do poprzednio rozpatrywanych przypadków. Wskaźnik pojedynczy obliczony według metody Ecoindicator wyniósł 382,3 Pt bez uwzględnienia recyklingu (355,6 Pt z uwzględnieniem recyklingu) przy założonym dwudziestoletnim okresie użytkowania, co w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną daje **0,0087 Pt/kWh** (0,0081 Pt/kWh).

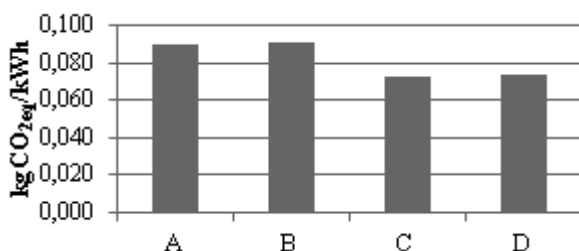


Rysunek 3.2.21. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych

Wskaźnik pojedynczy obliczony według metody Ecoindicator przy założonym dwudziestopięcioletnim okresie użytkowania w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną wyniósł 0,0077 Pt/kWh (0,0072 Pt/kWh). W obydwu przypadkach

wartości plasują się na poziomie nieco niższym, niż dla instalacji modelowych, głównie z uwagi na duży rozbiór wody w dotychczasowym okresie oraz pochodzenie kolektorów. Należy jednak zaznaczyć, że kwestie związane z transportem stanowią w omawianym przypadku około 2% wartości ekowskaźnika i nie wpływają znacząco na jego wielkość, w przeciwieństwie do lokalizacji i orientacji systemu oraz rozbiorów c.w.u., warunkujących wielkość uzysku.

Wartości wskaźnika obliczonego według metody GWP 100a wyniosły od 0,072 kgCO_{2eq}/kWh do 0,090 kgCO_{2eq}/kWh w zależności od przyjętego scenariusza użytkowania i zagospodarowania końcowego (Rysunek 3.2.22).



Rysunek 3.2.22. Wskaźnik GWP w ujęciu jednostkowym (kgCO_{2eq}/kWh) w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych

Są to ponownie wartości niższe, niż przedstawione w tabeli 3.2.31 wyniki ocen dla procesów generowania ciepła ze źródeł konwencjonalnych. Pozostają jednak wyższe od odpowiadających im wskaźników dla większych instalacji kolektorów słonecznych działających w korzystniejszych warunkach nasłonecznienia i zasilanych energią elektryczną opartą o odmienną od polskiej mieszankę energetyczną Szwajcarii, również przedstawionych we wspomnianej tabeli.

Jak wynika z przedstawionych danych, instalacja pracująca w warunkach lokalnych charakteryzuje się wielkościami wskaźników pozwalającymi na redukcję oddziaływania na środowisko w całym cyklu życia w zakresie od 24% do 91% w zależności od wybranego scenariusza długości cyklu życia oraz zagospodarowania końcowego elementów składowych. Wielkości te odnoszą się do źródeł konwencjonalnych, do których nie została włączona biomasa drzewna, charakteryzująca się niższą w stosunku do rozpatrywanej instalacji emisją CO_{2eq}

z uwagi na zamknięty bilans ditlenku węgla w procesie wzrostu roślin. Niemniej również w tym przypadku ekowskażnik obliczony dla instalacji słonecznej przyjmuje wartości niższe, co czyni jej wybór zasadnym z punktu widzenia oddziaływania na zdrowie ludzkie, zasoby środowiska i ekosystem.

3.2.5.3. Wybór korzystnej konfiguracji układu

Na podstawie przeprowadzonych analiz środowiskowych wskazano następujące cechy konfiguracyjne instalacji o najmniejszym, spośród rozpatrywanych, wpływie na zdrowie człowieka, środowisko naturalne, stan zasobów i zmiany klimatu:

- technologia produkcji kolektorów – próżniowe rurowe heat pipe,
- pochodzenie: produkt krajowy
- typ instalacji: c.w.u. + c.o.,
- orientacja: S,
- nachylenie kolektorów: ok. 30°,
- posadowienie: dach budynku,
- instalacja z rur stalowych giętkich,
- recykling elementów instalacji.

W odniesieniu do instalacji kolektorów słonecznych, istotnym elementem wpływającym na wielkość uzysku jest, poza usytuowaniem i charakterystyką systemu, wielkość rozbioru wody. Kwestia ta jest cechą indywidualną każdej z rozpatrywanych instalacji. W podjętym modelowaniu parametrów pracy przyjęto normalny profil rozbioru wody w ilości 50 dm³/os w ciągu doby. Niemniej odstępstwa od tych wartości są kwestią naturalną w pracy słonecznych układów podgrzewu c.w.u.

Zakładając prawidłowość wymiarowania instalacji oraz kwestie praktyki lokalizacyjnej, ograniczono analizowane w modelowaniu przypadki do załączonych w postaci Załącznika 1. W kwestii wskazania konfiguracji układu o najbardziej korzystnym uzysku energetycznym, zastosowano jednak zwiększoną liczbę użytkowników, przyjmując następujące parametry: instalacja kolektorów typu heat pipe o powierzchni absorbera 4 m² z zasobnikiem 300 l i rozbiorem c.w.u. 250 l/d. Należy tutaj nadmienić, że dalsze zwiększanie rozbioru wody w stosunku do wielkości absorbera i zasobnika c.w.u. uznano, po konsultacjach branżowych, za niezgodne z praktyką projektową.

Wyniki uzyskane w zakresie wymienionych zmiennych kształtują się na poziomie **0,0065 Pt/kWh** oraz **0,078 kgCO_{2eq}/kWh**.

Analogicznie do powyższej procedury, wskazano instalację o najmniej korzystnej budowie na podstawie następujących cech konfiguracyjnych:

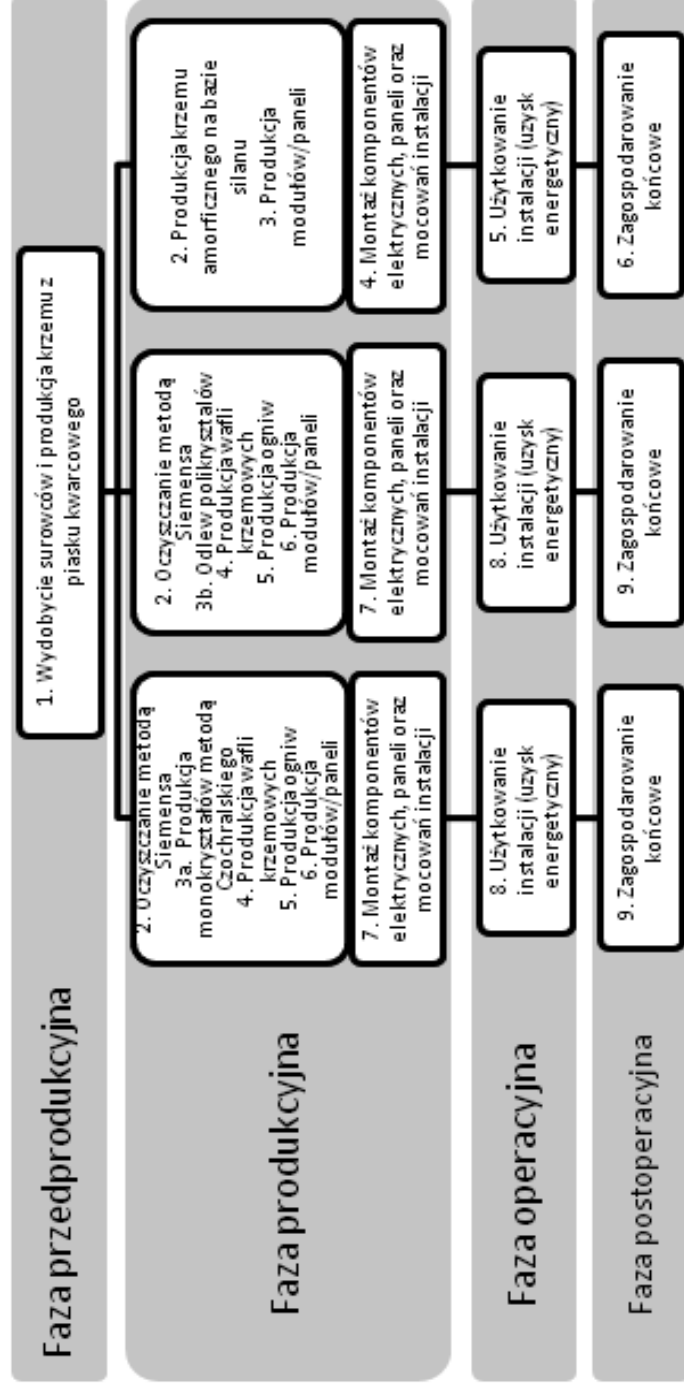
- technologia produkcji kolektorów – płaski z absorberem miedzianym,
- pochodzenie: produkt azjatycki,
- typ instalacji: c.w.u.,
- orientacja: E,
- nachylenie paneli: ok. 60°,
- posadowienie: poziom gruntu,
- instalacja miedziana.

W analizie uwzględniono zmniejszony rozbiór wody w ilości 100 l/d w odniesieniu do instalacji o powierzchni absorbera 3,24 m² i wielkości zasobnika 200 l. Wyniki obliczeń wskaźnika bez uwzględniania recyklingu kształtują się na poziomie **0,0191 Pt/kWh** i **0,204 kgCO_{2eq}/kWh**. Są to zatem wielkości prawie trzykrotnie wyższe, niż dla opcji rekomendowanej.

3.3. Ocena środowiskowa systemów fotowoltaicznych

3.3.1. Definicja celu i zakresu LCA

Celem prowadzonej oceny jest wskazanie korzystnej konfiguracji układu technologicznego instalacji fotowoltaicznej pracującej w warunkach klimatycznych Lubelszczyzny poprzez określenie wielkości wpływu na środowisko związanego z produkcją, montażem, wykorzystywaniem, demontażem i zagospodarowaniem końcowym instalacji fotowoltaicznych do generowania energii elektrycznej w skali mikro.



Rysunek 3.3.1. Graficzne przedstawienie granic systemu dla instalacji fotowoltaicznych w technologii krzemu krystalicznego oraz amorficznego

Jako jednostkę funkcjonalną przyjęto 1 kWh wyprodukowanej energii elektrycznej. Zakres badań obejmuje całość cyklu życia instalacji o różnych konfiguracjach wielkościowych, materiałowych, sprzętowych i lokalizacyjnych. Zmienne będące w zakresie analizy to:

- technologia produkcji ogniw: krzemowe monokrystaliczne, polikrystaliczne, amorficzne,
- transport z miejsca produkcji: produkt krajowy, europejski, amerykański, azjatycki, brak danych,
- typ instalacji: podłączona do sieci, wyspowa,
- wielkość mocy zainstalowanej (symulowana w zakresie 2, 3, 4 kW_p),
- orientacja: E, SE, S, SW, W,
- nachylenie paneli: 15, 30, 45, 60°,
- posadowienie: poziom gruntu, dach budynku,
- rodzaj inwertera: transformatorowy, beztransformatorowy.

Cykl życia (Rysunek 3.3.1) instalacji fotowoltaicznej obejmuje fazę przed-produkcyjną (pozyskanie materiałów) i produkcyjną (wytworzenie elementów składowych układu), użytkowanie (montaż i serwis instalacji, przyjęto długość fazy użytkowania jako 30 lat) oraz zagospodarowanie końcowe (demontaż i recykling). Zgodnie z wytycznymi metodycznymi (Fthenakis i in., 2011) dla analiz LCA systemów fotowoltaicznych, przyjęto liniowy spadek wydajności ogniw do 80% po okresie użytkowania. Czas życia dla inwerterów przyjęto jako 15 lat, dla akumulatorów w systemach wyspowych 10 lat. Środki trwałe nie zostały włączone do analizy.

Do przeprowadzenia analiz LCA wykorzystano oprogramowanie SimaPro v7 z wbudowaną bazą danych Ecoinvent v2.

3.3.2. Analiza zbioru danych

3.3.2.1. Bilans materiałowo-energetyczny w cyklu życia instalacji

Bilans materiałowo-energetyczny fazy produkcyjnej został opracowany na podstawie doniesień literaturowych (Wild-Schoten, Alsema, 2006; Fthenakis i in., 2008, Jungbluth i in., 2012), bazy danych Ecoinvent v. 2.2 oraz informacji producentów urządzeń w zakresie rozwiązań konstrukcyjnych. Zestawienia materiałowo-energetyczne w zakresie budowy instalacji obejmują również wartości opracowane na podstawie informacji dostarczonych przez firmę SolarWind oraz lokalnych projektantów instalacji fotowoltaicznych.

Pozyskane dane inwentaryzacyjne (kolumna 3) zostały następnie przeliczone do wartości odpowiadających produkcji panelu o powierzchni 1 m² (Tabela 3.3.1).

Przedstawione w tabeli dane dotyczą indywidualnych procesów jednostkowych w łańcuchu produkcyjnym, w tym metalurgicznego pozyskiwania krzemu z piasku kwarcowego. Materiał wejściowy jest redukowany w dużych piecach łukowych w temperaturze dochodzącej do 2000 °C opalanych zazwyczaj węglem lub koksem, dzięki czemu otrzymywany jest krzem metalurgiczny o czystości około 99%. Oczyszczanie krzemu metodą Siemens'a odbywa się poprzez jego rozpuszczenie w kwasie solnym w temperaturze 300 °C i destylację otrzymanej cieczy, a następnie mieszanie z gazowym wodorem w temperaturze 1100 °C (Jungbluth i in., 2012).

Otrzymywanie krzemu monokrystalicznego metodą Czochralskiego polega na zarodkowaniu kryształu krzemu w rozgrzanym do 1410 °C tyglu z krzemem polikrystalicznym, z domieszkami określonych substancji (Tabela 3.3.1). Odpowiednia prędkość wyciągania kryształu przy jednoczesnym ruchu obrotowym prowadzi do uzyskania monokrystalów o średnicy do 450 mm.

Tabela 3.3.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji paneli krystalicznych

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.	Panel mono-Si, 1m ²	Panel poli-Si, 1m ²
Produkcja krzemu, 1 kg	Piasek kwarcowy	2,7	kg	3,225	3,917
	Grafit	0,1	kg	0,119	0,145
	Węgiel kamienny (koks)	23,1	kg	27,593	33,514
	Węgiel drzewny	0,17	kg	0,203	0,247
	Ciekły tlen	0,02	kg	0,024	0,029
	Koks naftowy	0,5	kg	0,597	0,725
	Energia elektryczna	11	kWh	13,139	15,959
Oczyszczanie krzemu metodą Siemens'a, 1 kg	Krzem	1,13	kg	1,194	1,451
	Ciekły wodór	0,0501	kg	0,053	0,064
	Wodorotlenek sodu 50%	0,348	kg	0,368	0,447
	Kwas solny 30%	1,6	kg	1,691	2,054
	Energia elektryczna	110	kWh	116,278	141,229
	Energia cieplna	185	MJ	195,559	237,522

c.d. Tabeli 3.3.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji paneli krystalicznych

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.	Panel mono-Si, 1m ²	Panel poli-Si, 1m ²
Produkcja krzemu monokrystalicznego (proces Czochraleskiego), 1 kg	Krzem oczyszczony	1	kg	1,057	-
	Woda uzdatniona	0,094	kg	0,099	
	Woda (chłodzenie)	4,38	kg	4,630	
	Kwas azotowy 50% HNO ₃	0,0947	kg	0,100	
	Fluorowodór HF	0,0507	kg	0,054	
	Kwas octowy	0,108	kg	0,114	
	Aceton	0,049	kg	0,052	
	Argon ciekły Ar	5,79	kg	6,120	
	Wodorotlenek sodu	0,0415	kg	0,044	
	Wapno Ca(OH) ₂	0,191	kg	0,202	
	Energia elektryczna	200	kWh	211,415	
	Energia cieplna	270	MJ	285,410	
Produkcja krzemu polikrystalicznego, 1 kg	Krzem oczyszczony	1,14	kg	-	1,284
	Argon ciekły Ar	0,267	kg		0,301
	Hel gazowy He	0,0001	kg		0,000
	Azot ciekły N	0,0467	kg		0,053
	Woda (chłodzenie)	5000	kg		5631,144
	Energia elektryczna	19,3	kWh		21,736
Produkcja wafli krzemowych, z 1,07 kg krzemu mono i 1,14 multi, 1 m ²	Energia elektryczna	8	kWh	7,903	7,903
	Energia cieplna	4	MJ	3,952	3,952
	Woda uzdatniona	0,006	kg	0,006	0,006
	Woda destylowana	65	kg	64,215	64,215
	Węglík krzemu	2,59	kg	2,559	2,559
	Wodorotlenek sodu 50%	0,015	kg	0,015	0,015
	Kwas solny 30%	0,0027	kg	0,003	0,003
	Kwas octowy 98%	0,039	kg	0,039	0,039
	Glikol trietylenowy	2,71	kg	2,677	2,677
	Eter metylowy glikolu dipropylenowego	0,3	kg	0,296	0,296
	Sulfoniany alkilobenzenów	0,241	kg	0,238	0,238
	Spoiwo akrylowe	0,002	kg	0,002	0,002
	Mata z wełny szklanej	0,01	kg	0,010	0,010
	Mosiądz	0,0075	kg	0,007	0,007
	Stal niskostopowa	1,48	kg	1,462	1,462
	Ciągniony drut stalowy	1,49	kg	1,472	1,472

c.d. Tabeli 3.3.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji paneli krystalicznych

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość	Jedn.	Panel m-Si, 1m ²	Panel p-Si, 1m ²
Produkcja ogniw krzemowych, 1 m ² z 1,06 m ² wafla	Woda (chłodzenie)	0,999	kg	0,931	0,931
	Energia elektryczna	30,2	kWh	28,146	28,146
	Energia cieplna	5,93	MJ	5,527	5,527
	Pasta metalizacyjna	0,0842	kg	0,078	0,078
	Amoniak ciekły	0,0067	kg	0,006	0,006
	Kwas fosforowy 70%	0,0077	kg	0,007	0,007
	Chlorek fosforu	0,0016	kg	0,001	0,001
	Dwutlenek tytanu	1,4 E ⁻⁶	kg	0,000	0,000
	Etanol z etylenu	0,0006	kg	0,001	0,001
	Izopropanol	0,0789	kg	0,074	0,074
	Rozpuszczalnik org.	0,0014	kg	0,001	0,001
	Produkty silikonowe	0,0012	kg	0,001	0,001
	Krzemian sodu	0,0748	kg	0,070	0,070
	Chlorek wapnia	0,0216	kg	0,020	0,020
	Kwas octowy 98%	0,0028	kg	0,003	0,003
	Kwas solny 30%	0,0426	kg	0,040	0,040
	Fluorowodór	0,0377	kg	0,035	0,035
	Kwas azotowy 50%	0,0267	kg	0,025	0,025
	Wodorotlenek sodu	0,157	kg	0,146	0,146
	Argon ciekły Ar	0,0257	kg	0,024	0,024
	Tlen ciekły O ₂	0,102	kg	0,095	0,095
	Azot ciekły N ₂	1,85	kg	1,724	1,724
	Tetrafluoroetylen	0,0032	kg	0,003	0,003
Produkcja paneli fotowoltaicznych, 1 m ² z 0,932 m ² ogniwa	Energia elektryczna	4,71	kWh	4,710	4,710
	Energia cieplna	5,41	MJ	5,410	5,410
	Woda uzdatniona	21,3	kg	21,300	21,300
	Stop aluminium AlMg ₃	2,63	kg	2,630	2,630
	Nikiel 99,5%	0,0002	kg	0,000	0,000
	Lut twardy bezkadmowy	0,0088	kg	0,009	0,009
	Szkło solarne hartowane	10,1	kg	10,100	10,100
	Miedź ciągniona	0,113	kg	0,113	0,113
	Poliamid wzmocniony włók-nem szklanym	0,188	kg	0,188	0,188
	Folia (etylenowy octan winylu)	1	kg	1,000	1,000
	Polifluorek winylu	0,11	kg	0,110	0,110
	Tereftalan polietylenu	0,373	kg	0,373	0,373
	Produkty silikonowe	0,122	kg	0,122	0,122
	Aceton	0,0133	kg	0,013	0,013
	Metanol	0,0022	kg	0,002	0,002
	Octan winylu	0,0016	kg	0,002	0,002
	Smar	0,0016	kg	0,002	0,002
	1-propanol	0,0081	kg	0,008	0,008

W procesie pozyskiwania krzemu polikrystalicznego stosowana jest metoda odlewu, polegająca na poddaniu procesom topnienia oraz ponownego krzepnięcia krzemu w kwarcowym tyglu, gdzie materiał zastyga jako pojedynczy blok. Otrzymany krzem typu p poddawany jest kolejno dyfuzji w celu wytworzenia warstwy półprzewodnikowej n. Jest to również proces wysokotemperaturowy, jednak mniej energochłonny, niż metoda Czochralskiego, stąd różnice w cenie ogniw z krzemu polikrystalicznego.

Obydwa rodzaje krysztalów krzemowych poddawane są procesom cięcia z wykorzystaniem drutu (produkcja wafli krzemowych), polerowania i wytrawiania powierzchni. Na wafle nanoszone są elektrody, a powstałe ogniwa łączone w moduły i panele, zamknięte konstrukcją ramy i szkłem solarnym.

Tabela 3.3.2. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji modułów krzemowych (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent v2; Pearce, 2005)

Proces jednostkowy	Wejścia (z wyłączeniem transportu)	Ilość / panel a-Si 1m ²	Jedn.
Produkcja laminatów a-Si, 1 m ²	Energia cieplna	5,89	MJ
	Energia elektryczna	42,8	kWh
	Woda uzdatniona	39,7	kg
	Stop aluminium AlMg ₃	0,0143	kg
	Miedź ciągniona	0,0668	kg
	Stal niskostopowa	0,967	kg
	Lut twardy	0,0026	kg
	Lut miękki	0,0097	kg
	Polietylen HDPE gran.	1,1	kg
	Folia LDPE	0,31	kg
	Fluorek winylu, folia	0,123	kg
	Poliamid wzmocniony włóknem szklanym	0,0358	kg
	Kauczuk syntetyczny	0,0676	kg
	Krzemowódor SiH ₄	0,0036	kg
	Ind	0,0009	kg
	Tellurek kadmu	0,0009	kg
	Kwas fosforowy 70%	0,00007	kg
	Ciekły tlen	0,0005	kg
	Ciekły wodór	0,0218	kg
Produkcja paneli a-Si, 1 m ²	Stal niskostopowa	2,18	kg
	Laminat a-Si	1	m ²
	Stop aluminium AlMg ₃	3,348	kg
	Miedź ciągniona	1,6	kg
	Energia cieplna	10,8	MJ

Odmianą technologią charakteryzuje się proces produkcji ogniw z krzemu o strukturze amorficznej (bezipostaciowej). Technologia produkcji krzemu amorficznego poprzez dekompozycję silanu (krzemowodór) wymaga znacznie niższych temperatur (poniżej 200 °C) i, z uwagi na odmienne właściwości krzemu bezipostaciowego, umożliwia wykorzystanie różnorodnych podłoży, również elastycznych. Cienka warstwa krzemu jest osadzana na powierzchni innego materiału takiego jak np. szkło, stal (Marszałek, Stapiński, 2011).

Dane dotyczące bilansu materiałowo-energetycznego produkcji paneli cienkowarstwowych na bazie krzemu amorficznego przedstawione w tabeli (Tabela 3.3.2) dotyczą 1 m² panelu produkowanego z wykorzystaniem procesów depozycji warstw krzemowych na podłożu stalowym. W produkcji wyodrębniono proces wytwarzania laminatów i paneli fotowoltaicznych.

Bilans materiałowy pozostałych elementów systemu fotowoltaicznego obejmuje system montażowy, inwerter, okablowanie i urządzenia związane. W przypadku systemu montażowego, przewidziano dwie możliwe opcje montażu: na dachu budynku oraz na poziomie terenu. Montaż na dachu skośnym obejmuje przytwierdzenie poziomych profili metalowych do krokwi. Zapewnienie minimum 10-centymetrowej przerwy pomiędzy dachem, a panelami, minimalizuje straty spowodowane wzrostem temperatury modułu dzięki utrzymaniu właściwej wentylacji jego tylnej powierzchni. Montaż na poziomie terenu obejmuje ponadto profile pionowe oraz bloczki fundamentowe prefabrykowane, stanowiące miejsce kotwiczenia konstrukcji stalowej. Bilans materiałowo-energetyczny dla obydwu opisywanych opcji, w odniesieniu do 1 m² montowanego panelu, przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.3).

Tabela 3.3.3. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu paneli fotowoltaicznych (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, komunikacja bezpośrednia z firmą SunWind)

Opcja montażu	Wejścia (z wyłączeniem transportu i pakowania)	Ilość / 1 m ²	Jedn.
Na dachu skośnym	Aluminium	2,8	kg
	HDPE	0,1	kg
	Stal	1,5	kg
	Energia elektryczna	0,23	kWh
Na gruncie	Aluminium	2,38	kg
	Beton (bloczki fundamentowe)	25	kg
	Stal	3,5	kg
	Energia elektryczna	1,02	kWh

Tabela 3.3.4. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji inwertera (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, Jungbluth i in., 2012)

Opis produktu	Wejścia (z wyłączeniem transportu i pakowania)	Ilość / 1 kW _p	Jedn.
Inwerter o mocy 2,5 kW (w przeliczeniu na 1 kW mocy)	Energia elektryczna	8,48	kWh
	Aluminium	0,56	kg
	Miedź	2,204	kg
	Stal niskostopowa	3,92	kg
	Kopolimer SAN	0,004	kg
	Chlorek winylu	0,004	kg
	Płytki drukowane	0,009	kg
	Złącza	0,0948	kg
	Induktor	0,1404	kg
	Układy scalone	0,0112	kg
	Tranzystory	0,0152	kg
	Diody	0,0188	kg
	Kondensatory	0,248	kg
	Rezystory	0,002	kg

Inwertery stosowane w instalacjach fotowoltaicznych mają za zadanie przekształcanie prądu stałego w zmienny o częstotliwości 50 Hz. Typowy inwerter (Wild-Scholten, 2006) o mocy znamionowej 2,5 kW ma masę 18,5 kg, z czego ponad 50% to stal i około 35% - przetwornica. Dane literaturowe są wystarczające do uwzględnienia w bilansie instalacji pod warunkiem zachowania zbieżności w zakresie masy przypadającej na kW mocy. Bilans materiałowo-energetyczny kompletnego inwertera w przeliczeniu na 1 kW mocy przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.4).

Tabela 3.3.5. Bilans materiałowy dla okablowania instalacji i urządzeń zabezpieczających (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, komunikacja bezpośrednia z firmą SunWind)

Opis produktu	Wejścia (z wyl. transp. i pakowania)	Ilość / 1 kW _p	Jedn.
Instalacja elektryczna z kabli miedzianych o przekroju 28 mm ² wraz ze skrzynką bezpiecznikową	Miedź	4,900	kg
	Mosiądz	0,007	kg
	Cynk	0,013	kg
	Stal niskostopowa	0,287	kg
	Nylon	0,077	kg
	HDPE	5,867	kg
	Chlorek winylu	0,710	kg
	Poliwęglan	0,067	kg
	Żywica epoksydowa	0,001	kg

Bilans materiałowo-energetyczny okablowania wraz z urządzeniami zabezpieczającymi w odniesieniu do 1 kW_p mocy zainstalowanej paneli przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.5).

Bilans materiałowo-energetyczny akumulatora w odniesieniu do 1 kg masy urządzenia został, z uwagi na brak danych dotyczących cyklu życia baterii stosowanych bezpośrednio w fotowoltaice, opracowany na podstawie danych urządzenia producenta Victron Energy – akumulator Li-ion 24 V 180 Ah o masie 55 kg oraz szczegółowego bilansu masowego akumulatorów o podobnych zastosowaniach i budowie (Gaines i in., 2011). Zestawienie materiałów przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.6).

Tabela 3.3.6. Bilans materiałowy dla akumulatora litowo-jonowego (opracowanie własne na podstawie Gaines i in, 2011; www.victronenergy.pl, 2015)

Opis produktu	Wejścia (z wyl. transp. i pakowania)	Ilość / 1 kg	Jedn.
Akumulator litowo-jonowy do zastosowań w fotowoltaice, pojemność 180 Ah, masa 55 kg, katoda LiFePO ₄ , anoda - grafit	Katoda LiFePO ₄	0,222	kg
	Anoda (C)	0,153	kg
	Węgiel	0,021	kg
	Spoivo	0,034	kg
	Miedź	0,138	kg
	Aluminium (części i obudowa)	0,227	kg
	Roztwór elektrolitu	0,142	kg
	Tworzywo (HDPE)	0,046	kg
	Stal	0,001	kg
	Izolacja (PU)	0,013	kg
	Części elektroniczne (inne)	0,003	kg
	Energia elektryczna	12,42	kWh

W pracy uwzględniono ponadto:

- transport drogą lądową i morską dla miejsc produkcji charakterystycznych dla polskiego rynku ogniw fotowoltaicznych według szacunków statystycznych (EuroCentrum, 2013) na dystansach: Niemcy/Europa Zachodnia – 1200 km, USA/Kanada – 7500 km, Polska/ Kraków – 330 km, Chiny/Azja – 20700 km, bez uwzględniania transportu – 0 km,
- serwisowanie instalacji w postaci cyklicznego mycia paneli (20 kg wody rocznie na 1 m² panelu) oraz jednorazowej wymiany inwerterów i dwukrotnej akumulatorów w instalacjach wyspowych,
- zagospodarowanie końcowe elementów podlegających recyklingowi.

W pracy pominięto różnice w zakresie pochodzenia energii wbudowanej wynikające z miejsc produkcji paneli, przyjmując dane literaturowe dotyczące rynku europejskiego.

3.3.2.2. Matematyczny opis uzysku energetycznego instalacji fotowoltaicznej oparty na modelu Sandia

W raportach dotyczących ocen cyklu życia instalacji fotowoltaicznych brak jest informacji i zaleceń odnośnie lokalizacji w Polsce. W związku z powyższym, do obliczeń uzysku instalacji zastosowano matematyczne modelowanie oparte na wieloletnich danych statystycznych dotyczących nasłonecznienia. Jako przykład obliczeń przedstawiono poniżej analizę wielkości uzysku energetycznego dla zestawu o mocy szczytowej 4 kW_p złożonego z 16 modułów fotowoltaicznych o mocy 250 W_p każdy. Obliczenia wykonano z wykorzystaniem programu MS Excel. Parametry wejściowe lokalizacji paneli przyjęto jak w przypadku kolektorów termicznych, dane techniczne na podstawie katalogów firmy Watt:

- lokalizacja systemu: Lublin (szerokość geograficzna $\Phi=51,25^\circ \text{N}$),
- kąt nachylenia płaszczyzny paneli $\beta = 45^\circ$,
- orientacja S,
- posadowienie na połaci dachowej,
- powierzchnia czynna paneli $A_p = 26,03 \text{ m}^2$ ($16 \cdot 1,627 \text{ m}^2$),
- rodzaj ogniw: polikrystaliczne,
- sprawność referencyjna modułu: 15,4%,
- ilość ogniw w module: 60,
- waga modułu 18 kg,
- pokrycie: szkło hartowane 3,2 mm.

Obliczenia składowych promieniowania słonecznego padającego na płaszczyznę pochyłą przedstawiono w paragrafie 3.2. Dane meteorologiczne przyjęto na podstawie średnich dwudziestoletnich z lat 1991-2010 na podstawie bazy Meteonorm.

Dane techniczne oraz niezbędne do dalszych obliczeń współczynniki przyjęto na podstawie informacji od producenta urządzeń oraz założeń projektowych udostępnionych przez laboratorium Sandia (King i in., 2004). Dokładność opracowanego modelu wynosi $\pm 5\%$ dla obliczeń temperaturowych, co rzutuje na maksymalnie 3% błąd w obliczeniach wydajności energetycznej układu.

Tabela 3.3.7. Zestawienie obliczeń uzysku energetycznego instalacji dla wybranego dnia referencyjnego (17 lipca)

Godzina	WS	t_e	I_c	t_{pv}	η_{pv}	E_{pv}
-	m/s	°C	W/m ²	°C	-	W/m ²
4	3	13,6	98,3	17,9	0,159	15,6
5	2	14,9	299,2	28,7	0,151	45,3
6	2	16,3	257,1	28,2	0,152	39,0
7	2	17,6	539,0	42,5	0,142	76,5
8	2	18,4	667,7	49,3	0,137	91,6
9	3	19	850,7	56,5	0,132	112,4
10	4	19,7	883,3	56,9	0,132	116,5
11	3	20,5	962,8	63,0	0,128	122,9
12	2	21,1	909,8	63,2	0,128	116,0
13	2	21,8	837,1	60,5	0,129	108,3
14	2	21,9	668,0	52,8	0,135	90,0
15	3	21,9	444,6	41,5	0,143	63,4
16	4	22	280,6	33,8	0,148	41,5
17	3	21,5	232,7	31,8	0,149	34,7
18	2	21,1	156,1	28,3	0,152	23,7
19	2	20,6	60,7	23,4	0,155	9,4
Suma dzienna, Wh/m ²						1107

Obliczenia przedstawione w tabeli (Tabela 3.3.7) prowadzono w oparciu o formuły (King i in., 2004):

- temperatura tylnej powierzchni modułu t_{pv} :

$$t_{pv} = I_c \cdot (e^{a+b \cdot WS}) + t_a \quad (3.17)$$

gdzie:

I_c – natężenie promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię modułu, W/m²,

a, b – współczynniki empiryczne uzależnione od budowy i sposobu montażu modułu PV, w omawianym przypadku współczynniki wynoszą odpowiednio -2,78 i -0,0471,

WS – prędkość wiatru, m/s,

t_a – temperatura powietrza zewnętrznego, °C.

- efektywność modułu PV:

$$\eta_{pv} = \eta_{ref} \cdot [1 - \beta_x \cdot (t_{pv} - t_{ref})] \quad (3.18)$$

gdzie:

η_{ref} – efektywność referencyjna modułu PV,

β_x – spadek sprawności w odniesieniu do wzrostu temperatury o 1 °C (według wskazań producenta, przyjęto 0,0045),

t_{ref} – temperatura referencyjna dla modułu PV (dla warunków standardowych 25 °C).

- uzysk energetyczny modułu PV:

$$E_{PV} = I_c \cdot \eta_{ref} \cdot [1 - \beta_x \cdot (t_{PV} - t_{ref})] \quad (3.19)$$

Tabela 3.3.8. Zestawienie wyników obliczeń dla rozpatrywanego systemu

Miesiąc	$\bar{t}_a$	WS	H_B	$\overline{\eta_{PV}}$	ΣE_{PV}
-	°C	m/s	kWh/m ²	-	kWh
Styczeń	-2,6	4,08	31,9	0,162	167,4
Luty	-1,9	3,54	41,1	0,140	207,9
Marzec	3,2	3,64	70,7	0,154	353,5
Kwiecień	9,2	3,18	108,6	0,138	507,9
Maj	14,4	2,71	131,8	0,150	606,2
Czerwiec	16,2	2,48	156,7	0,132	706,8
Lipiec	16,9	2,49	149,9	0,143	673,3
Sierpień	16,9	2,34	142,1	0,141	629,4
Wrzesień	12,8	2,84	93,3	0,137	436,2
Październik	8,5	3,06	60,7	0,176	291,8
Listopad	1,3	3,68	36,3	0,156	182,9
Grudzień	-2,1	3,95	26,7	0,168	137,9
Roczny uzysk instalacji fotowoltaicznej, kWh					4043,5

Przedstawione obliczenia dotyczą szacowanego uzysku energii z modułów fotowoltaicznych i powinny zostać pomniejszone o straty przesyłowe z uwagi na opór przewodów (około 3–5%, przyjęto 3%), straty własne inwertera (5–15%, w zależności od wybranego urządzenia przyjęto około 8–9%) oraz, w przypadku instalacji wyspowych, straty związane z magazynowaniem energii (do 30%, w niniejszym opracowaniu przyjęto 10% z uwagi na wybór akumulatora litowego).

Modelowanie pracy instalacji w przeprowadzono w oparciu o specjalistyczny program wspomagający projektowanie instalacji sanitarnych i elektrycznych DDS-CAD wyposażony w interfejs Polysun, który umożliwił automatyczny dobór falowników dla wybranej konfiguracji instalacji.

Zestawienie wyników modelowania pracy instalacji fotowoltaicznych z uwzględnieniem wymienionych strat przy wykorzystaniu oprogramowania DDS-CAD przedstawiono w załączniku nr 2 do niniejszej pracy.

3.3.3. Ocena wpływu cyklu życia

Z uwagi na liczbę zmiennych w analizie, niniejszy paragraf poświęcony jest ocenie wpływu przeprowadzonej dla poszczególnych elementów składowych w cyklu życia instalacji według danych zawartych w p. 3.3.2.

3.3.3.1. Wyniki ocen techniką Ecoindicator'99 (Ekowskażnik)

Wyniki obliczeń ekowskażnika wyrażonego w Pt (ekopunkty) dla całości procesów produkcji paneli w technologiach krzemu krystalicznego i bezpostaciowego przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.9).

Tabela 3.3.9. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m²

Kategoria wpływu	Panel monokry- staliczny, Pt/m ²	Panel polikry- staliczny, Pt/m ²	Panel amor- ficzny, Pt/m ²
Związki rakotwórcze	0,3130	0,2409	0,1823
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0062	0,0060	0,0007
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	1,9725	1,5961	0,9295
Zmiany klimatu	0,7843	0,6248	0,3037
Promieniowanie	0,0298	0,0173	0,0072
Warstwa ozonowa	0,0009	0,0009	0,0001
Ekotoksyczność	0,5929	0,5573	0,2925
Zakwaszenie/Eutrofizacja	0,2744	0,2270	0,1106
Przekształcenie po- wierzchni ziemi	0,2442	0,2241	0,0966
Surowce mineralne	0,3727	0,3628	0,5535
Paliwa kopalne	6,5022	5,3999	2,1324
Wskaźnik pojedynczy, Pt	11,09	9,26	4,61

Wskaźnik pojedynczy dla 1 m² wyprodukowanego panelu wyniósł odpowiednio 11,09 Pt, 9,26 Pt i 4,61 Pt dla paneli monokrystalicznych, polikrystalicznych i amorficznych. W każdym z rozpatrywanych procesów produkcyj-

nych, czynnikiem determinującym w najwyższym stopniu wielkość wskaźnika pojedynczego było wysokie zużycie paliw kopalnych, związane z energochłonnością procesów produkcyjnych.

Tabela 3.3.10. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do powietrza przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m²

Substancja	Panel monokrystaliczny, Pt/m ²	Panel polikrystaliczny, Pt/m ²	Panel amorficzny, Pt/m ²
Ditlenek węgla	0,6877	0,5350	0,2490
Ołów	0,2251	0,2232	0,0241
Tlenki azotu	0,8668	0,7305	0,3021
Pyły < 2.5 um	0,5985	0,4761	0,2204
Pyły > 2.5 um, < 10um	0,1852	0,1697	0,1667
Ditlenek siarki	0,6877	0,5350	0,2490
Cynk	0,2251	0,2232	0,0241
Emisje do powietrza, suma	3,70	3,07	1,64

W ujęciu szczegółowym przedstawiono również emisje do powietrza na etapie ważenia (Tabela 3.3.10). W przypadku emisji do powietrza, szkoda dla środowiska związana jest głównie ze zdrowiem ludzkim. Suma wskaźników ważonych w przypadku emisji do powietrza wyniosła odpowiednio 3,70 Pt, 3,07 Pt oraz 1,64 Pt dla paneli monokrystalicznych, polikrystalicznych i amorficznych.

Lista emisji do wody w procesach produkcji paneli krzemowych obejmuje 11 substancji odpowiadających za 99,9% wskaźnika na etapie ważenia (Tabela 3.3.11). W przypadku emisji do wody, suma wskaźników ważonych wyniosła odpowiednio 0,26 Pt, 0,19 Pt oraz 0,16 Pt dla paneli monokrystalicznych (M), polikrystalicznych (P) i amorficznych (A).

Główne emisje do gleby w procesach produkcji paneli krzemowych stanowi lista 8 substancji odpowiadających za 99,9% wskaźnika na etapie ważenia (Tabela 3.3.12). W przypadku emisji do gleby, suma wskaźników ważonych wyniosła odpowiednio 0,05 Pt, 0,04 Pt oraz 0,03 Pt dla paneli monokrystalicznych, polikrystalicznych i amorficznych.

Tabela 3.3.11. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do wody przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m²

Substancja	Panel M, Pt/m ²	Panel P, Pt/m ²	Panel A, Pt/m ²
Tlenek propylenu	0,0004	0,0004	0,0000
Arsen	0,1832	0,1210	0,1170
Kadm	0,0287	0,0244	0,0080
Chrom VI	0,0052	0,0048	0,0056
Chrom	0,0003	0,0003	0,0001
Miedź	0,0144	0,0132	0,0081
Ołów	0,0002	0,0002	0,0001
Merkury	0,0002	0,0002	0,0000
Nikiel	0,0195	0,0174	0,0179
Policykliczne węglowodory arom. PAH	0,0002	0,0002	0,0002
Cynk	0,0035	0,0032	0,0005
Emisje do wody, suma	0,26	0,19	0,16

Tabela 3.3.12. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do gleby przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m²

Substancja	Panel M, Pt/m ²	Panel P, Pt/m ²	Panel A, Pt/m ²
Aldrin	0,0189	0,0188	0,0000
Arsen	0,0002	0,0002	0,0049
Kadm	0,0026	0,0019	0,0166
Chrom	0,0008	0,0007	0,0002
Chrom VI	0,0191	0,0135	0,0100
Miedź	0,0043	0,0030	0,0022
Nikiel	0,0000	0,0000	0,0000
Cynk	0,0054	0,0051	0,0009
Emisje do gleby, suma	0,05	0,04	0,03

Analizie poddano także udział poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli monokrystalicznych (Tabela 3.3.13), polikrystalicznych (Tabela 3.3.14) i amorficznych (Tabela 3.3.15). W przypadku technologii krystalicznych, wysoką wartością wskaźnika pojedynczego charakteryzują się procesy oczyszczania krzemu, hodowla monokryształów oraz finalna produkcja paneli. W przypadku krzemu amorficznego przeważa produkcja laminatu.

Tabela 3.3.13. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu monokrystalicznego, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2
Produkcja paneli	2,8469
Produkcja ogniów	1,3377
Produkcja wafli krzemowych	1,3321
Proces Czochralskiego	3,3186
Oczyszczanie metodą Siemens	1,9166
Produkcja krzemu	0,3414

Tabela 3.3.14. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu polikrystalicznego, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2
Produkcja paneli	2,8460
Produkcja ogniów	1,3377
Produkcja wafli krzemowych	1,3085
Odlew polikryształu	1,0224
Oczyszczanie metodą Siemens	2,3263
Produkcja krzemu	0,4162

Tabela 3.3.15. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu amorficznego, Pt/m^2

Proces jednostkowy	Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2
Produkcja panelu	1,4752
Produkcja laminatu na podłożu stalowym	3,1335
Produkcja SiH_4	0,0004

Wyniki obliczeń ekowskaźnika dla procesów montażu instalacji na poziomie terenu (Tabela 3.3.16, Tabela 3.3.17) oraz na dachu pochyłym (Tabela 3.3.18, Tabela 3.3.19) w odniesieniu do 1 m^2 powierzchni paneli wskazują na wysoki udział zużywanych na budowę konstrukcji metali w całościowej wielkości oddziaływania. Montaż na poziomie terenu, z uwagi na większe zużycie materiałów i konieczność posadowienia na stabilnym podłożu, charakteryzuje się wyższym wskaźnikiem pojedynczym w odniesieniu do 1 m^2 paneli.

Tabela 3.3.16. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla montażu paneli na gruncie z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/m^2

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/m^2
Związki rakotwórcze	0,0361
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0005
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	0,4067
Zmiany klimatu	0,0946
Promieniowanie	0,0008
Warstwa ozonowa	9,7E-05
Ekotoksyczność	0,1146
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,0338
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,0225
Surowce mineralne	0,2803
Paliwa kopalne	0,5814
Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2	1,57

Tabela 3.3.17. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w montażu paneli na gruncie, Pt/m^2

Wejście	Wskaźnik ważony, Pt/m^2
Aluminium (50% rec.)	0,6601
Stal	0,7873
Bločky betonowe	0,0939
Energia elektryczna	0,0302
Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2	1,57

Tabela 3.3.18. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla montażu paneli na dachu pochyłym z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/m^2

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/m^2
Związki rakotwórcze	0,025665
Związki organiczne, układ oddechowy	0,00054
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	0,286975
Zmiany klimatu	0,076188
Promieniowanie	0,000273
Warstwa ozonowa	0,000134
Ekotoksyczność	0,059955
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,026608
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,008201
Surowce mineralne	0,172729
Paliwa kopalne	0,490282
Wskaźnik pojedynczy, Pt/m^2	1,15

Tabela 3.3.19. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w montażu paneli na dachu pochyłym, Pt/m²

Wejście	Wskaźnik ważony, Pt/m ²
Aluminium (50% rec.)	0,7766
Stal	0,3374
HDPE	0,0268
Energia elektryczna	0,0068
Wskaźnik pojedynczy, Pt/m²	1,15

Tabela 3.3.20. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla produkcji inwertera z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/kW

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/kW
Związki rakotwórcze	0,8885
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0030
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	1,8184
Zmiany klimatu	0,2923
Promieniowanie	0,0139
Warstwa ozonowa	0,0001
Ekotoksyczność	1,8048
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,1787
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,3680
Surowce mineralne	2,9442
Paliwa kopalne	2,1999
Wskaźnik pojedynczy, Pt/kW	10,51

W przypadku obliczeń prowadzonych dla inwertera, wykorzystano dostępny w bazie Ecoinvent produkt, dostosowując do wartości przyjętej w pracy jego wielkość. Wyniki oceny wpływu dla inwertera o mocy 1000 W przedstawiono w ujęciu wskaźnika ważonego dla poszczególnych kategorii wpływu oraz wskaźnika pojedynczego (Tabela 3.3.20).

Wyniki obliczeń ekowskaźnika dla procesu budowy instalacji uwzględniającego zużycie materiałów na okablowanie i urządzenia zabezpieczające oraz pomiarowe przedstawiono w tabelach (Tabela 3.3.21, Tabela 3.3.22). Wyniki uwzględniające również wskaźnik ważony obliczony dla poszczególnych kategorii wpływu oraz procesów jednostkowych odniesiono do 1 kW_p mocy zainstalowanych paneli.

Tabela 3.3.21. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla instalacji elektrycznej z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/kW_p

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/kW _p
Związki rakotwórcze	0,2436
Związki organiczne, układ oddechowy	0,0008
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	0,1601
Zmiany klimatu	0,0664
Promieniowanie	0,0002
Warstwa ozonowa	0,0000
Ekotoksyczność	0,0551
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,0210
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,0112
Surowce mineralne	0,0671
Paliwa kopalne	1,4688
Wskaźnik pojedynczy, Pt/kW_p	2,09

Tabela 3.3.22. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w budowie instalacji elektrycznej, Pt/kW_p

Proces jednostkowy	Wskaźnik pojedynczy, Pt/kW _p
Aluminium	0,2249
Mosiądz	0,0137
Cynk	0,0118
Stal	0,0646
Żywica HDPE	1,6125
Nylon	0,0326
Chlorek winylu	0,1071
Poliwęglan	0,0265
Żywica epoksydowa	0,0006

Na podstawie sporządzonego w paragrafie poprzedzającym bilansu materiałowo-energetycznego akumulatora litowego o masie odniesienia 1 kg przeprowadzono także obliczenia wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla poszczególnych procesów jednostkowych (Tabela 3.3.23) oraz w ujęciu kategorii wpływu na środowisko (Tabela 3.3.24). Jak wynika z przeprowadzonych obliczeń, kategoria wpływu Paliwa kopalne charakteryzuje się najwyższą wartością wskaźnika, co związane jest z wysoką energochłonnością procesów produkcji składowych akumulatora.

Tabela 3.3.23. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w produkcji akumulatora litowego, Pt/kg

Proces jednostkowy	Wskaźnik ważony, Pt/kg
Katoda LiFePO ₄	0,044343
Anoda (C)	0,031131
Węgiel	0,005865
Spoiwo	0,004317
Miedź	0,000615
Aluminium (części i obudowa)	0,062957
Roztwór elektrolitu	0,010543
Tworzywo (HDPE)	0,01231
Stal	0,000139
Izolacja (PU)	0,00305
Części elektroniczne (inne)	0,061989
Energia elektryczna	0,307998
Wskaźnik pojedynczy	0,545256

Tabela 3.3.24. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla produkcji akumulatora litowego z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/kg

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/kg
Związki rakotwórcze	0,021145
Związki organiczne, układ oddechowy	0,000141
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	0,123808
Zmiany klimatu	0,041725
Promieniowanie	0,002639
Warstwa ozonowa	3,16E-05
Ekotoksyczność	0,013246
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,014609
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,011402
Surowce mineralne	0,014906
Paliwa kopalne	0,301605
Wskaźnik pojedynczy, Pt/kg	0,545256

W analizie procesów serwisowania instalacji uwzględniono procesy mycia oraz wymian eksploatacyjnych (inwerter i akumulatory). Wyniki oceny wpływu dla serwisowania instalacji o mocy 1 kW_p w odniesieniu do trzydziestoletniego okresu użytkowania przedstawiono w tabeli (Tabela 3.3.25).

Tabela 3.3.25. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla serwisowania instalacji z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/kW_p

Kategoria wpływu	Wskaźnik ważony, Pt/kW _p	
	Serwisowanie, instalacja podłączona	Serwisowanie, instalacja wyspowa
Związki rakotwórcze	0,892157	1,961234
Związki organiczne, układ oddechowy	0,003037	0,010145
Związki nieorganiczne, układ oddechowy	1,826574	8,086293
Zmiany klimatu	0,294748	2,404349
Promieniowanie	0,014416	0,147852
Warstwa ozonowa	0,000116	0,001712
Ekotoksyczność	1,806634	2,476346
Zakwaszenie / Eutrofizacja	0,179579	0,918204
Przekształcenie powierzchni ziemi	0,373089	0,949577
Surowce mineralne	2,945375	3,699021
Paliwa kopalne	2,214911	17,46406
Wskaźnik pojedynczy, Pt/kW_p	10,6	38,1

3.3.3.2. Wyniki ocen techniką Global Warming Potential 100a

W odniesieniu do obliczeń śladu węglowego dla poszczególnych elementów instalacji zastosowano uproszczony system przedstawiania wyników z uwagi na ich jednorodny charakter (Tabela 3.3.26).

Wyniki przedstawione w powyższej tabeli zostały w dalszej części pracy wykorzystane do modelowania emisji gazów cieplarnianych w odniesieniu do 1 kWh uzyskanej energii oraz porównania z energią konwencjonalną (zastosowano dostępną w bazie Ecoinvent opcję uśrednionej w odniesieniu do udziałów poszczególnych źródeł mieszanki energetycznej dla Polski, zmodyfikowaną w zakresie emisji gazów cieplarnianych do poziomu z najnowszych danych GUS za rok 2014).

Tabela 3.3.26. Wyniki oceny metodą GWP100a elementów cyklu życia systemu fotowoltaicznego

Proces / produkt	Wskaźnik GWP100a, kgCO _{2eq}
Panel monokrystaliczny, 1 m ²	194,01
Panel polikrystaliczny, 1 m ²	154,75
Panel amorficzny, 1 m ²	74,09
Inwerter, 1 kW _p	72,03
Instalacja, 1 kW _p	16,53
Akumulator, 1 kg	10,30
Montaż na dachu, 1 m ²	19,06
Montaż na gruncie, 1 m ²	23,48
Serwisowanie, instalacja podłączona, 1 kW _p	72,62
Serwisowanie, instalacja wyspowa, 1 kW _p	593,29
Transport lądowy, 1 tkm	0,12
Transport morski, 1 tkm	0,01
Energia elektryczna, 1 kWh, PL	0,831

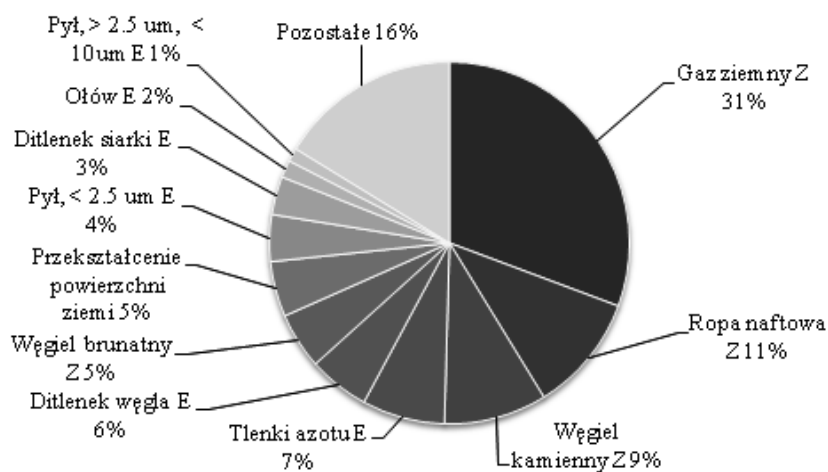
3.3.4. Interpretacja wyników

3.3.4.1. Analiza udziału

Z uwagi na to, że wyniki obliczeń ekowskaźnika według metody Ecoindicator'99 obejmują kategorię wpływu Zmiany klimatu (obliczenia w zakresie gazów cieplarnianych), analizę udziału przeprowadzono wyłącznie w odniesieniu do ekowskaźnika. W każdym z przedstawianych przypadków zastosowano współczynnik odcięcia 1%, zatem pozostałe strumienie elementarne o mniejszym, niż wskazany, udziale jednostkowym, nie zostały szczegółowo opisane.

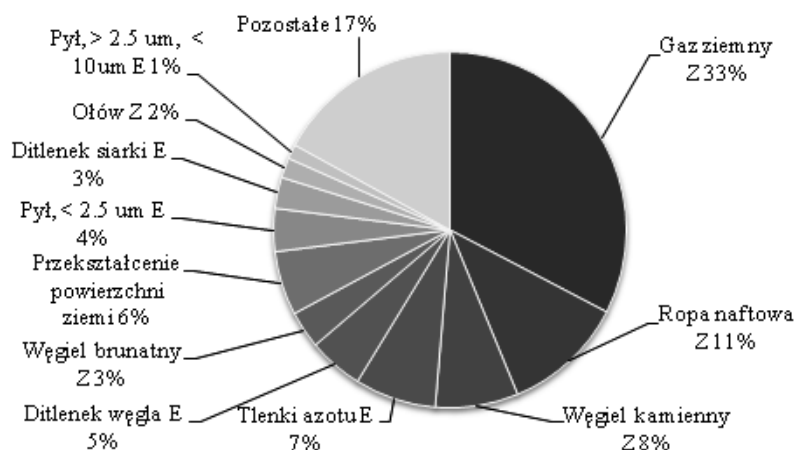
Na diagramach kołowych przedstawiono procentowy udział zużywanych zasobów (indeks Z) oraz emisji do środowiska (indeks E) w wartości wskaźnika pojedynczego (Pt).

W przypadku procesu produkcji paneli monokrystalicznych, za większość oddziaływania odpowiadają zużywane zasoby kopalne w postaci gazu ziemnego, ropy naftowej oraz węgla kamiennego i brunatnego – łącznie stanowią one 56% wartości ekowskaźnika. Ponadto, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu i węgla, pyłów i ditlenku siarki (Rysunek 3.3.2).



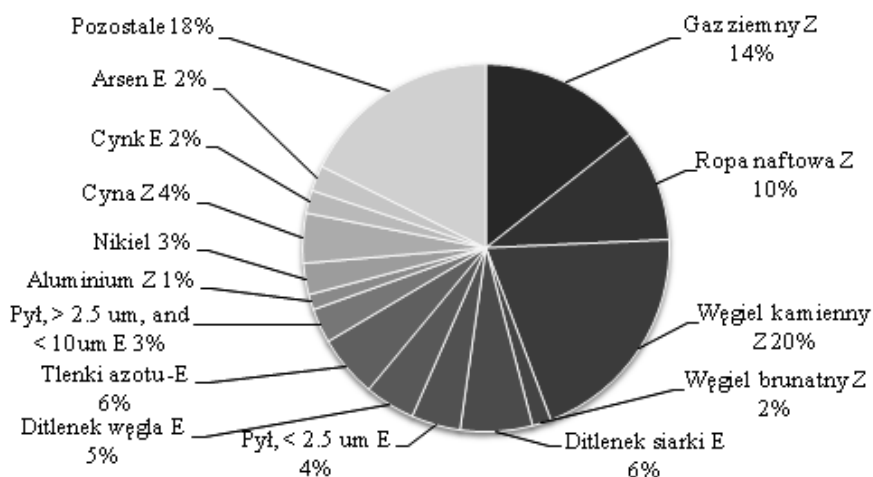
Rysunek 3.3.2. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli monokrystalicznych (E – emisje, Z – zasoby)

W przypadku procesu produkcji paneli polikrystalicznych, udział paliw kopalnych (gazu ziemnego, ropy naftowej oraz węgla) stanowi 55% wartości ekowskaźnika. Podobnie jak w poprzednim omawianym przypadku, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu, ditlenku węgla, pyłów i ditlenku siarki, a więc emisji związanych z energetyką (Rysunek 3.3.3).



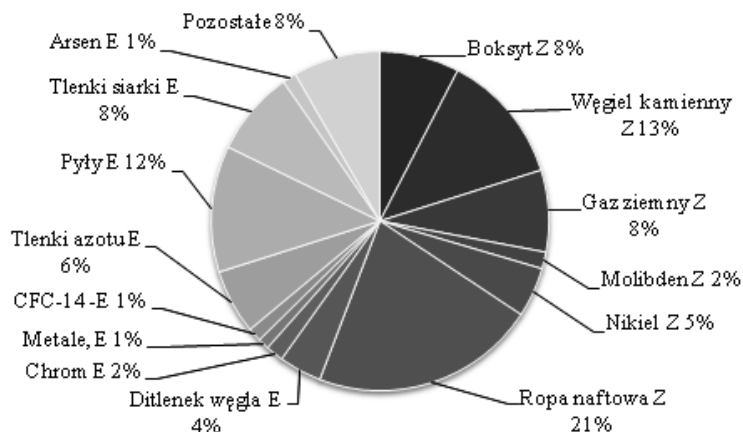
Rysunek 3.3.3. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli polikrystalicznych (E – emisje, Z – zasoby)

Proces produkcji paneli z krzemu bezpostaciowego charakteryzuje się znacznie mniejszą energochłonnością, stąd też udział paliw kopalnych (gazu ziemnego, ropy naftowej oraz węgla kamiennego i brunatnego) jest mniejszy i stanowi 46% wartości ekowskaźnika, a w kryterium 1% wpływów wpisują się także inne zasoby w postaci np. metali. Podobnie jak w poprzednim omawianym przypadku, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu, ditlenku węgla, pyłów i ditlenku siarki, a także arsenu (Rysunek 3.3.4).

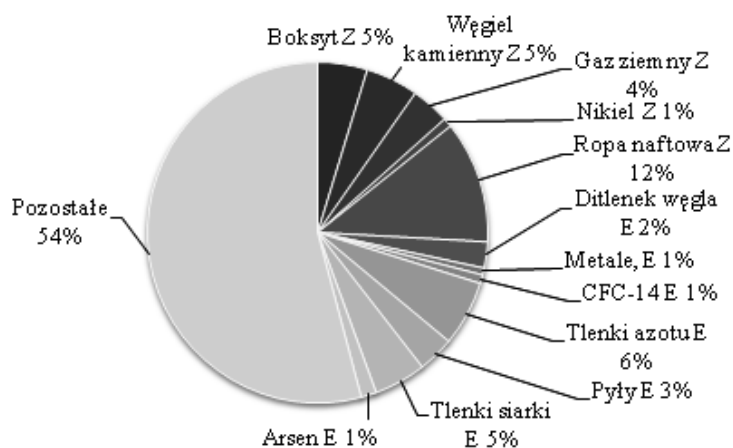


Rysunek 3.3.4. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli amorficznych (E – emisje, Z – zasoby)

Procesy związane z montażem (Rysunek 3.3.5, Rysunek 3.3.6) charakteryzują się stosunkowo niskim bezpośrednim zużyciem energii, jednak procesy poprzedzające, jak produkcja komponentów montażowych, również wiążą się z nakładami energetycznymi, stąd też udział paliw kopalnych stanowi 42% wartości ekowskaźnika dla montażu na dachu i 21% dla montażu na powierzchni terenu. Powyżej 1% udziału stanowi także zużycie zasobów w postaci boksytu i niklu oraz – dla montażu na dachu – molibdenu. Podobnie jak w poprzednim omawianym przypadku, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu, ditlenku węgla, pyłów i ditlenku siarki, a także arsenu i czterofluorku węgla CFC-14 (Rysunek 3.3.5).

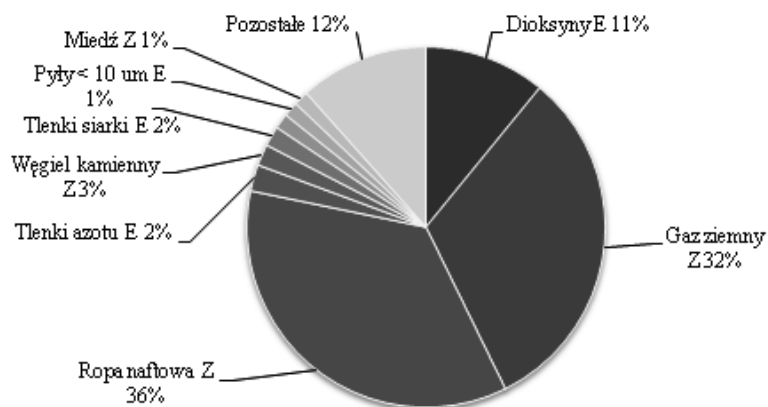


Rysunek 3.3.5. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu paneli na dachu (E – emisje, Z – zasoby)

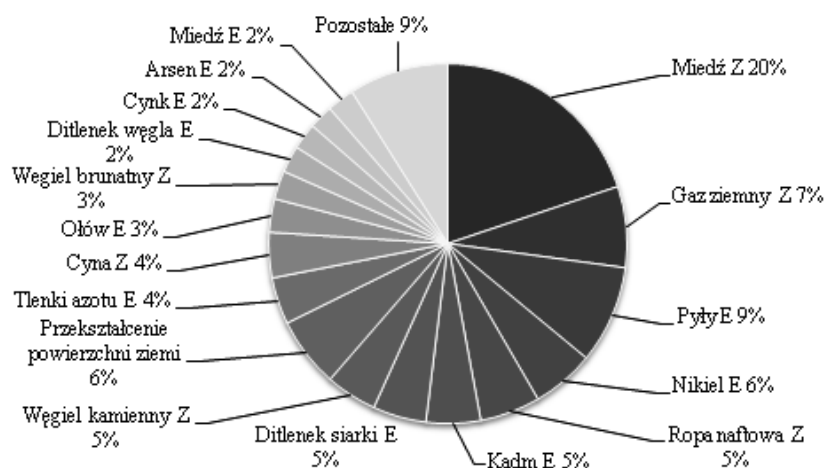


Rysunek 3.3.6. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu paneli na gruncie (E – emisje, Z – zasoby)

Proces montażu instalacji wraz z zabezpieczeniami związany jest głównie z poprzedzającymi kwestiami produkcji okablowania, złączy oraz bezpieczników, stąd wysokie udziały zasobów energetycznych w wartości ekowskaźnika. W kryterium 1% wpływów wpisuje się także miedź jako podstawowy surowiec dla okablowania. Podobnie jak poprzednio, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu, pyłów i ditlenku siarki, a także dioksyn (Rysunek 3.3.7).



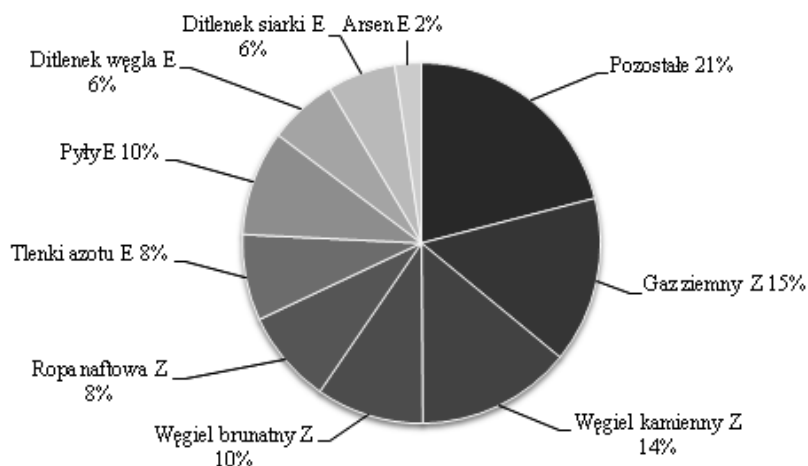
Rysunek 3.3.7. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji (E – emisje, Z – zasoby)



Rysunek 3.3.8. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla inwertera (E – emisje, Z – zasoby)

Produkcję inwertera charakteryzuje wysokie zużycie miedzi i cyny oraz paliw kopalnych, co przekłada się na wysokie udziały zasobów surowcowych w wartości ekowskaźnika, stanowiące sumarycznie 44% jego wartości. W kryterium 1% wpływów znalazły się także emisje tlenków azotu, pyłów i ditlenku siarki, ditlenku węgla, a także metali (Rysunek 3.3.8).

Produkcję akumulatorów charakteryzuje wysokie zużycie energii, dlatego w tym przypadku za większość oddziaływania odpowiadają zużywane zasoby kopalne w postaci gazu ziemnego, ropy naftowej oraz węgla kamiennego i brunatnego – łącznie stanowią one 47% wartości ekowskaźnika. Ponadto, udziały kilkuprocentowe dotyczą emisji tlenków azotu i węgla, pyłów i ditlenku siarki, charakterystycznych dla procesów związanych z energetyką, a także arsenu (Rysunek 3.3.9).



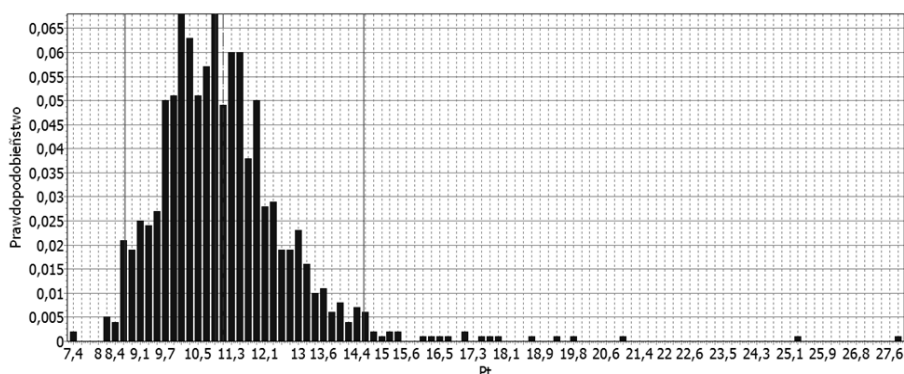
Rysunek 3.3.9. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla akumulatora (E – emisje, Z – zasoby)

Przeprowadzone analizy udziału wskazują na główne emisje oraz zużycie zasobów w analizowanych procesach. Należy jednak podkreślić fakt, że rozważane technologie produkcji odnoszą się do warunków europejskich, a udział poszczególnych źródeł energii w bilansie procesu produkcyjnego jest czynnikiem ściśle uzależnionym od lokalizacji zakładów produkcyjnych. W przypadku głównego komponentu systemów fotowoltaicznych – paneli – zużycie surowców energetycznych posiada ponad pięćdziesięcioprocentowy udział w wartości ekowskaźnika, dlatego też pochodzenie zużywanej w ich produkcji energii może wpłynąć na zmianę proporcji współczynników oddziaływania obliczanych dla konkurencyjnych technologii, jak np. krzem krystaliczny i bezpostaciowy.

3.3.4.2. Analiza niepewności

Do analiz niepewności zastosowano symulację statystyczną metodą Monte Carlo w odniesieniu do ekowskaźnika z uwagi na jego kompleksowy charakter. W trakcie prowadzenia analizy zbioru danych stosowano kryterium maksymalnie trzeciej (na pięć możliwych) klasy ich jakości w odniesieniu do analizowanego obszaru i zakresu badań.

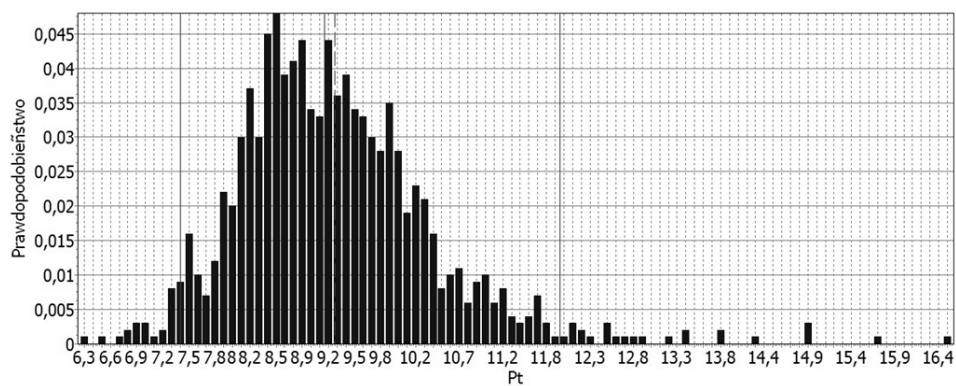
Obliczenia statystyczne polegające na symulowaniu drobnych zmian w zakresie danych wejściowych do modelu prowadzono z wykorzystaniem oprogramowania SimaPro. W zakresie uzyskanych wyników dla statystycznych rozkładów o profilu logarytmiczno-normalnym mieszczą się wartości średniej, mediany, odchylenia standardowego, współczynnika zmienności, wartości progowych przedziału ufności 95% oraz błędu standardowego średniej dla opisanej liczby powtórzeń.



Rysunek 3.3.10. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu monokrystalicznego

Analizie poddano zmiany wejść i wyjść dla poszczególnych procesów jednostkowych w odniesieniu do wyniku końcowego wyrażonego jako wskaźnik pojedynczy. Histogram rozkładu statystycznego wyników przy tysiącrotnym powtórzeń symulacji zmian danych wejściowych dla panelu monokrystalicznego przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.3.10). Średnia z próby wyniosła 11,1 Pt, mediana 10,9 Pt, odchylenie standardowe 1,51 Pt, współczynnik zmienności 13,6%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 8,71 Pt i 97,5% – 14,6 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,0043 Pt.

W przypadku analizy cyklu życia prowadzonej dla technologii produkcyjnych o szerokim zasięgu, trudno o dane w klasie $DQI=1$, stąd też rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo jest dosyć znaczny (współczynnik zmienności 13,6%). Należy jednak podkreślić, że podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (11,0931 Pt) nie różni się w sposób znaczący od średniej z próby (11,1 Pt), co stanowi o zasadności przyjęcia w/w wartości do dalszych obliczeń.



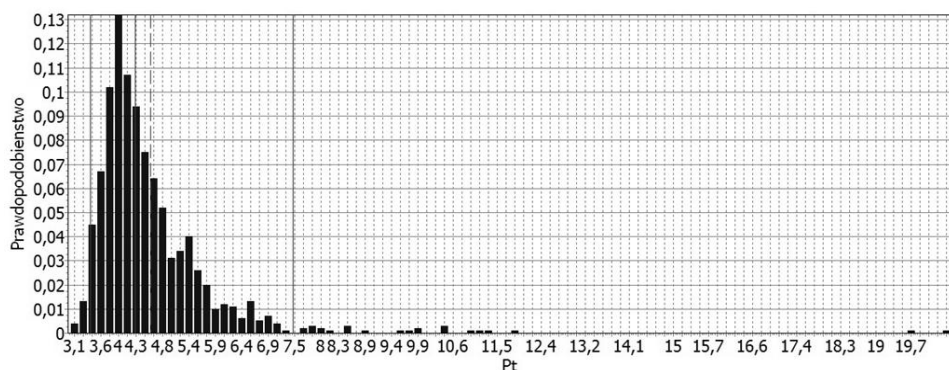
Rysunek 3.3.11. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu polikrystalicznego

Analogicznej próbie poddano procesy produkcji panelu polikrystalicznego o powierzchni odniesienia 1m^2 (Rysunek 3.3.11). Średnia z próby wyniosła 9,26 Pt, mediana 9,13 Pt, odchylenie standardowe 1,22 Pt, współczynnik zmienności 13,2%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 7,33 Pt i 97,5% – 13,1 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,00417 Pt.

Podobnie jak w przypadku paneli monokrystalicznych, rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo dla produkcji paneli polikrystalicznych jest dosyć znaczny (współczynnik zmienności 13,2%). Podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu wynosi 9,2571 Pt i nie różni się jednak w sposób znaczący od średniej z próby (9,26 Pt), co również w tym przypadku stanowi potwierdzenie istotności przyjęcia w/w wartości do dalszych obliczeń.

Najmniej korzystny pod kątem jakości zestaw danych uzyskano w przypadku analizy inwentaryzacyjnej dla produkcji paneli amorficznych, stąd też najmniej

zbieżne wyniki próby symulacyjnej Monte Carlo (Rysunek 3.3.12). Średnia z próby wyniosła 4,58 Pt, mediana 4,3 Pt, odchylenie standardowe 1,16 Pt, współczynnik zmienności 25,4%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 3,3 Pt i 97,5% – 7,76 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,00803 Pt.

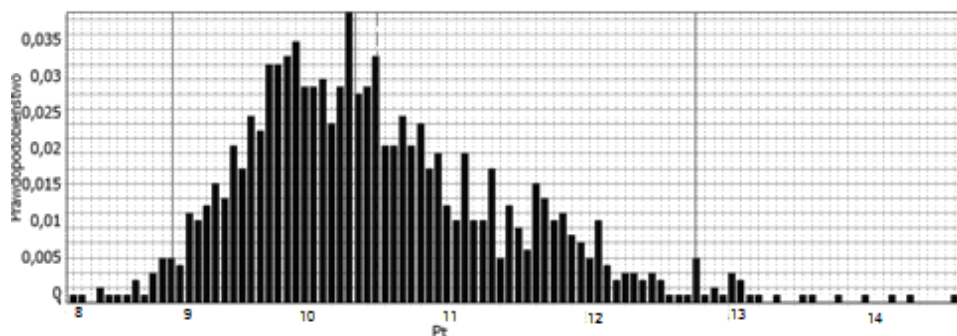


Rysunek 3.3.12. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu amorficznego

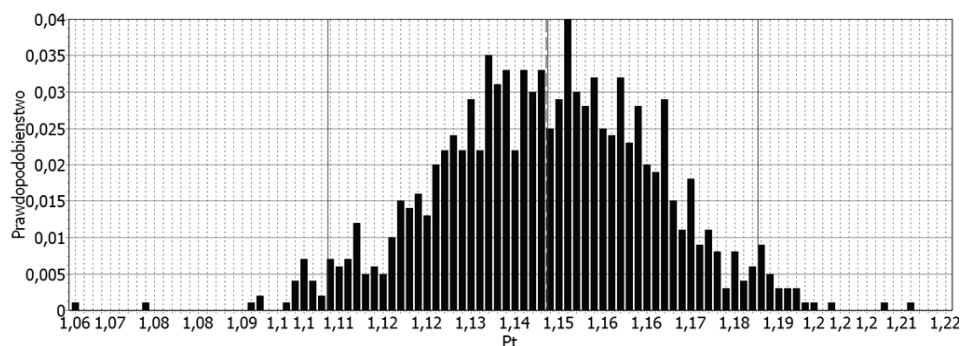
Z uwagi na dane o wyższych wartościach współczynnika DQI, rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo dla produkcji paneli amorficznych jest znaczny (współczynnik zmienności 25,4%). Podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (4,609 Pt) różni się nieznacznie od średniej z próby (4,58 Pt), co jednak nie przekreśla zasadności jej dalszego stosowania z zastrzeżeniem przydatności do celu pracy – analiz porównawczych dla konkurencyjnych technologii funkcjonujących na rynku, dla których otrzymane wyniki charakteryzują się jednolitym trendem w kwestii wzajemnej relacji współczynników wpływu.

Niemniej należy zwrócić uwagę na to, że w literaturze można znaleźć analizy porównawcze, według których wynik oceny oddziaływania na środowisko według metody Cumulative Energy Demand jest tylko nieznacznie różny od technologii polikrystalicznej, co wynikać może z uszczegółowienia bilansu energetycznego produkcji paneli w zakresie poszczególnych krajów (przykładowo gospodarka chińska oparta na energetyce węglowej może generować większe ilości zanieczyszczeń z produkcji, niż analogiczne zakłady europejskie).

Podobnej próbie poddano proces produkcji inwertera o mocy 1000 W przy wykorzystaniu danych DQI z bazy Ecoinvent (Rysunek 3. 3.13). Średnia z próby wyniosła 10,5 Pt, mediana 10,3 Pt, odchylenie standardowe 0,937 Pt, współczynnik zmienności 8,94%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 9,04 Pt i 97,5% – 12,7 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,00283 Pt. Rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo w omawianym przypadku jest niższy, niż dla technologii produkcji paneli (współczynnik zmienności 8,94%). Podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (10,51165 Pt) nie różni się w sposób znaczący od średniej z próby (10,5 Pt), co potwierdza zasadność jej przyjęcia do dalszych obliczeń.



Rysunek 3.3.13. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji inwertera

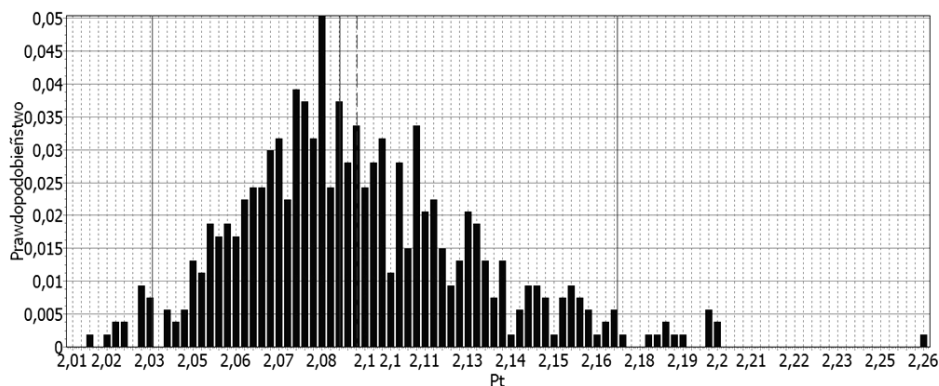


Rysunek 3.3.14. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 montażu paneli na dachu

Histogram rozkładu statystycznego wyników przy tysiącokrotnym powtórzeniu symulacji zmian danych wejściowych dla montażu instalacji na dachu przedstawiono na rysunku (Rysunek 3.3.14). Średnia z próby i mediana wyniosły 1,15 Pt, odchylenie standardowe 0,0211 Pt, współczynnik zmienności 1,84%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 1,11 Pt i 97,5% – 1,19 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń 0,000562 Pt.

Rozrzut wyników symulacji Monte Carlo w omawianym przypadku jest znikomy (współczynnik zmienności 1,84%), co wynika z bezpośredniej dostępności danych lokalnych. Należy jednak zaznaczyć, że nie wszystkie informacje wejściowe posiadały przyporządkowany rodzaj rozkładu statystycznego na kolejnych poziomach szczegółowości drzewa procesowego. Wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (1,148 Pt) nie różni się w sposób istotny od średniej z próby (1,15 Pt), co jest podstawą stwierdzenia jej przydatności w dalszych obliczeniach.

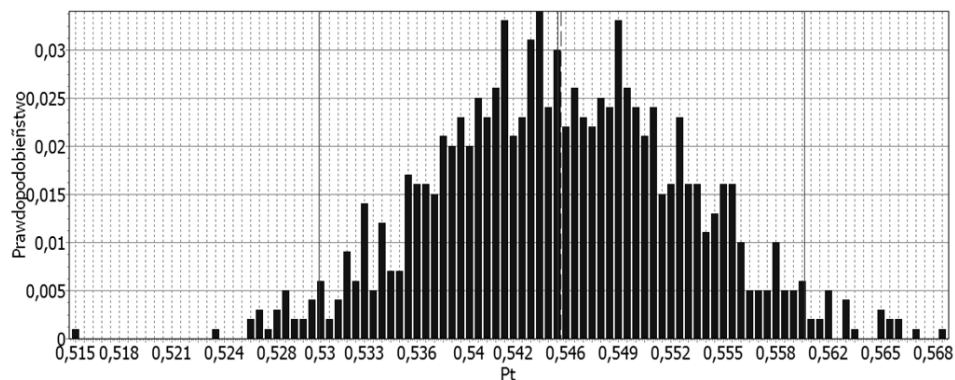
Symulacje statystyczne Monte Carlo przeprowadzono także dla procesu budowy instalacji obejmującej okablowanie i urządzenia zabezpieczające. Dane bilansowe miały w tym przypadku najkorzystniejsze współczynniki jakości z uwagi na dostępność informacji z lokalnego rynku instalacji fotowoltaicznych. Średnia z próby w omawianym przypadku wyniosła 2,1 Pt, mediana 2,09 Pt, odchylenie standardowe 0,033 Pt, współczynnik zmienności 1,57%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 2,04 Pt i 97,5% – 2,17 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,000498 Pt (Rysunek 3.3.15).



Rysunek 3.3.15. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji

Rozrzut wyników w zakresie symulacji Monte Carlo w omawianym przypadku jest nieznaczny (współczynnik zmienności 1,57%). Podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (2,094206 Pt) nie różni się w sposób znaczący od średniej z próby (2,1 Pt), co umożliwia stwierdzenie istotności jej przyjęcia do dalszych obliczeń.

Analogiczne symulacje statystyczne przeprowadzono dla procesu produkcji akumulatora o masie 1 kg (Rysunek 3.3.16). W oparciu o bilans materiałowo-energetyczny, średnia z próby wyniosła 0,545 Pt, mediana 0,546 Pt, odchylenie standardowe 0,00776 Pt, współczynnik zmienności 1,42%, wartości graniczne dla przedziału ufności 95%: 2,5% – 0,531 Pt i 97,5% – 0,562 Pt. Błąd standardowy średniej przy wybranej liczbie powtórzeń wyniósł 0,00045 Pt.



Rysunek 3.3.16. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy akumulatora litowego

Również w tym przypadku, rozrzut wyników symulacji Monte Carlo jest nieznaczny (współczynnik zmienności 1,42%), należy jednak podkreślić, że część danych wejściowych nie posiada określonego odchylenia standardowego. Niemniej, w odniesieniu do danych statystycznych, podstawowa wartość obliczona w paragrafie poświęconym ocenie wpływu (0,5453 Pt) nie różni się w sposób znaczący od średniej z próby (0,545 Pt), co potwierdza możliwość jej przyjęcia do dalszych obliczeń z zaznaczeniem kwestii wyżej omówionej niekompletności modelu.

3.3.5. Wybrane symulacje

3.3.5.1. Instalacje modelowe

Jako przykład obliczeń przedstawiono ocenę cyklu życia dla instalacji modelowych o mocy zainstalowanej 4 kW_p w trzech konfiguracjach materiałowych paneli fotowoltaicznych (monokrystaliczne M, polikrystaliczne P, amorficzne A) dla dwóch rodzajów instalacji (podłączona do sieci P oraz wyspowa W). Dane dotyczące lokalizacji oraz nachylenia przyjęto według paragrafu 3.3.2.2., montaż na dachu pochylonym, inwerter transformatorowy, produkcja w Niemczech. Jednostka funkcjonalna oraz założenia do analizy według paragrafu 3.3.1. Dodatkowe informacje dotyczące analizowanych przypadków przedstawiono w tabeli. Uzysk energetyczny odnosi się do perspektywy trzydziestoletniej pracy układu z uwzględnieniem liniowego spadku sprawności ogniów do poziomu 80%. Jako podstawę obliczeń uzysku zastosowano symulacje w programie DDS-CAD wyposażonym w interfejs Polysun według załącznika 4.

Tabela 3.3.27. Dane instalacji modelowych

Symbol instalacji	MP	MW	PP	PW	AP	AW
Rodzaj paneli	Monokr.	Monokr.	Polikryst.	Polikryst.	Amorf.	Amorf.
Sprawność paneli, %	15,5	15,5	13,2	13,2	8,6	8,6
Współczynnik temperaturowy, %/°C	-0,42	-0,42	-0,479	-0,479	-0,28	-0,28
Powierzchnia paneli, m ²	25,8	25,8	30,3	30,3	47,6	47,6
Masa inst., kg	386,8	566,8	478,8	658,8	396,2	576,2
Rodzaj	Podłączona	Wyspowa	Podł.	Wysp.	Podł.	Wysp.
Uzysk energii, kWh	97497	87747	97389	87650	106550	95895

Dla opisanych w tabeli instalacji (Tabela 3.3.27) przeprowadzono obliczenia wskaźników według technik Ecoindicator'99 oraz GWP. Wyniki obliczeń przedstawiono w postaci ogólnej oraz w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną (1 kWh energii wygenerowanej przez system). Przedstawione dane dotyczą scenariusza nie uwzględniającego recyklingu elementów składowych instalacji, który dodatkowo obniża wielkość oddziaływania na środowisko wyrażoną wskaźnikami.

Na podstawie przeprowadzonej analizy porównawczej (Tabela 3.3.28) należy zauważyć, iż technologie krzemu krystalicznego, mimo istniejących różnic w procesie produkcji samego kryształu krzemowego, nie wykazują znaczącego zróżnicowania wskaźników opisujących oddziaływanie na zdrowie ludzkie, ekosystem i zasoby naturalne. Dzieje się tak z uwagi na fakt występowania różnicy w sprawności ogniw, co skutkuje większą powierzchnią wymaganą dla paneli polikrystalicznych. Sumaryczny wskaźnik dla systemu opartego na ogniwach amorficznych jest niższy, niż dla technologii krystalicznych, co przy wysokiej wydajności układu związanej z niską wartością współczynnika strat temperaturowych oraz korzystną konfiguracją doboru inwertera skutkuje spadkiem ekowskaźnika jednostkowego o blisko 17% (AP) w stosunku do pozostałych systemów (MP, PP).

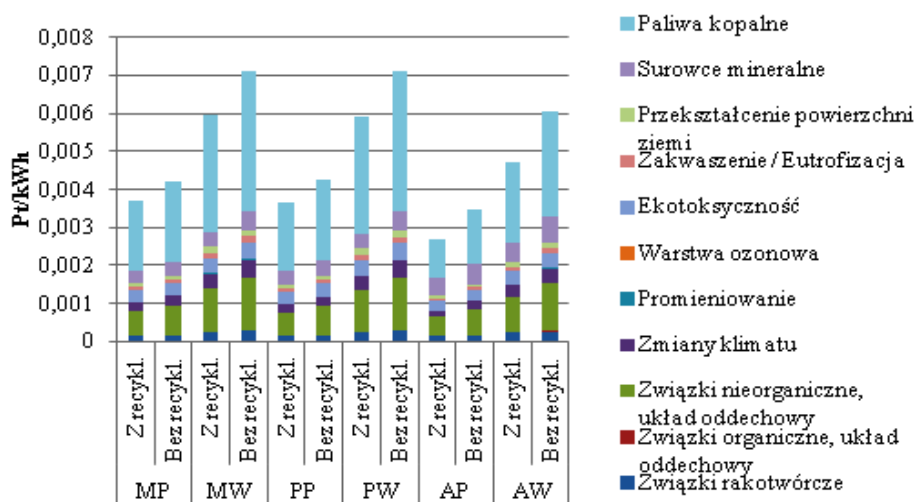
Tabela 3.3.28. Wyniki analizy porównawczej systemów modelowych

Symbol wersji instalacji	MP	MW	PP	PW	AP	AW	Energia el. PL
Ekowskaźnik dla systemu, Pt	412,4	622,7	412,8	623,1	370,7	581	-
Ekowskaźnik jednostkowy, Pt/kWh	0,0042	0,0071	0,0042	0,0071	0,0035	0,0061	0,0627
Wskaźnik GWP dla systemu, kgCO _{2eq}	6196	10157	5978	9939	5133	9095	-
Wskaźnik GWP jednostkowy, kgCO _{2eq} / kWh	0,064	0,116	0,061	0,113	0,048	0,095	0,831

W przypadku instalacji wypowych, wartości ekowskaźnika są odpowiednio wyższe z uwagi na konieczność zastosowania dodatkowego wyposażenia (akumulatory, regulator ładowania), niemniej ciągle są to wartości o rząd wielkości niższe od analogicznego wskaźnika obliczonego dla energii elektrycznej dystrybuowanej w sieci o niskim napięciu w Polsce. Dane dotyczące energii elektrycznej przyjęto na podstawie bazy Ecoinvent, aktualizując wartości emisji gazów cieplarnianych do poziomu z roku 2014 (www.stat.gov.pl, 2015).

W odniesieniu do wskaźnika GWP, różnice występujące pomiędzy analizowanymi systemami są nieco bardziej znaczące. W stosunku do technologii monokryształu, porównanie wypada korzystnie dla krzemu polikrystalicznego oraz,

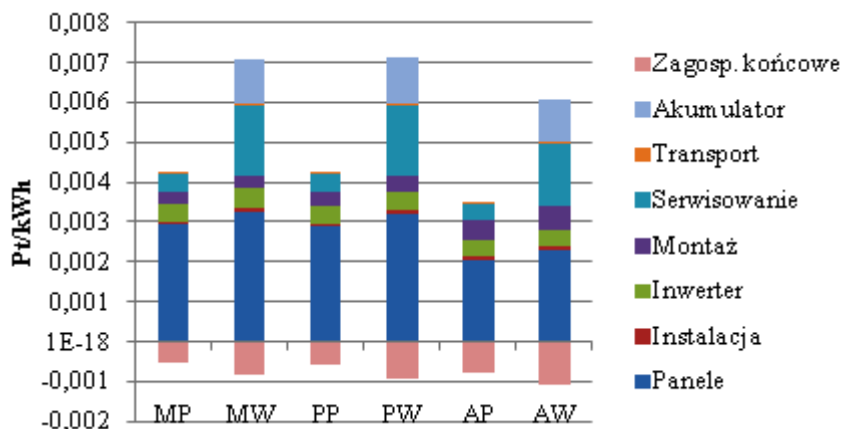
ponownie, amorficznego, z uwagi na niższe wskaźniki całościowe oraz jednostkowe. Jednocześnie należy zauważyć znaczącą różnicę pomiędzy średnią emisją gazów cieplarnianych z produkcji 1 kWh energii elektrycznej w Polsce oraz odpowiadającą jej emisją sumaryczną w cyklu życia systemów fotowoltaicznych analizowanych w niniejszej pracy. Stopień redukcji emisji gazów cieplarnianych wynosi tutaj od 94,2% dla systemu AM do 88,9% dla systemu MW (Tabela 3.3.28).



Rysunek 3.3.17. Wskaźnik jednostkowy (Pt/kWh) dla analizowanych systemów modelowych w podziale na kategorie wpływu na środowisko

Udział poszczególnych kategorii wpływu na środowisko w wartości finalnej ekowskaźnika jednostkowego (Pt/kWh) przedstawiono w formie graficznej (Rysunek 3.3.17). Widoczna jest tendencja do wzrostu wskaźnika w obrębie danej technologii w zależności od wybranej opcji zagospodarowania końcowego (opcja uwzględniająca recykling charakteryzuje się zazwyczaj wartością niższą o 12% do 22% zależnie od konfiguracji układu).

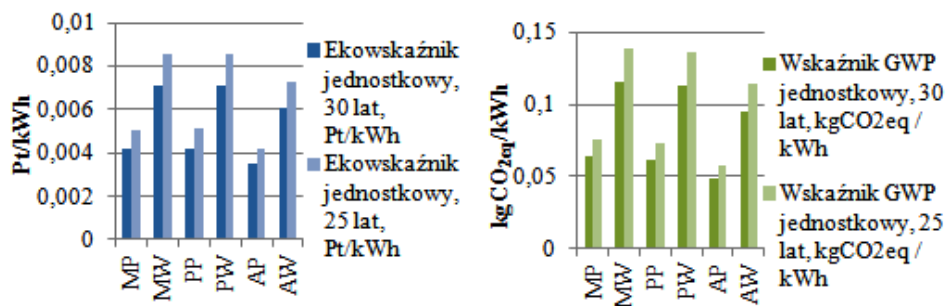
Największym udziałem w wartości wskaźnika dla wszystkich technologii charakteryzuje się kategoria Paliwa kopalne, jej udział wynosi od 38% dla systemu oznaczonego AP (opcja z recyklingiem) do 51% dla systemu MW, również w opcji z recyklingiem. Kolejne istotne kategorie to Związki nieorganiczne mające wpływ na układ oddechowy (głównie emisja pyłów do powietrza) oraz Surowce mineralne z uwagi na wielkość zużywanych zasobów w postaci materiałowej.



Rysunek 3.3.18. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) z wyszczególnieniem procesów jednostkowych

W odniesieniu do badanych systemów, zastosowano także analizy szczegółowe z rozpatrzeniem udziału poszczególnych procesów w wartości ekowskaźnika jednostkowego Pt/kWh (suma bez uwzględnienia recyklingu elementów składowych). Największy udział w wartości ekowskaźnika ma produkcja paneli (od 37,8% dla instalacji AW do 69,4% dla instalacji MP). Do 26% wartości wskaźnika związane jest z serwisowaniem i wymianami eksploatacyjnymi inwerterów i akumulatorów. Około 17 % wartości wskaźnika związane jest z wykorzystaniem akumulatorów w instalacjach wyspowych, za 11,3% odpowiada zastosowanie inwertera. Montaż wykazuje największy udział (14,7%) w instalacjach opartych na panelach amorficznych z uwagi na ich największą powierzchnię (Rysunek 3.3.18).

W stosunku do uzyskanych wyników przeprowadzono także dodatkową, poza opisanymi w paragrafie 3.3.4, próbę związaną z analizą wrażliwości na dane wejściowe. Czynnikiem decydującym w najwyższym stopniu o wielkości wyniku jednostkowego jest w przypadku instalacji fotowoltaicznej czas jej użytkowania. Skrócenie czasu użytkowania z przyjętego w analizie okresu 30 lat do 25 lat skutkuje odpowiednim wzrostem – od około 16% do 17% – współczynników oddziaływania w postaci jednostkowych: ekowskaźnika oraz wskaźnika GWP (Rysunek 3.3.19).



Rysunek 3.3.19. Wyniki analizy wpływu skrócenia czasu użytkowania instalacji na wskaźniki oddziaływania, po lewej: Pt/kWh, po prawej: kgCO_{2eq}/kWh

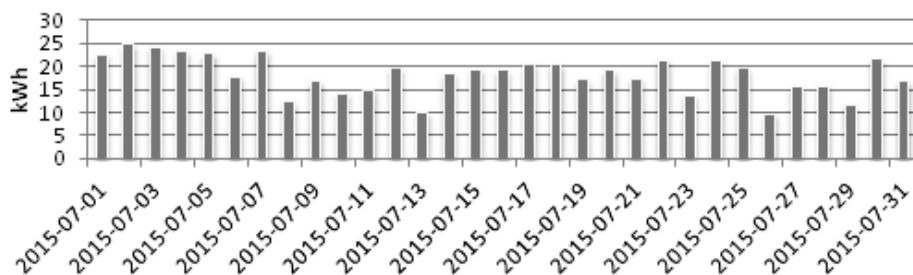
3.3.5.2. Instalacja istniejąca

Jako studium przypadku poddano analizie instalację fotowoltaiczną o mocy szczytowej 5,25 kW_p, posadowioną na budynku mieszkalnym w gospodarstwie rolnym w miejscowości Majdan Brzeźnicki koło Lublina (Rysunek 3.3.20). Instalacja ta stanowi jedną z realizacji firmy SunWIND Sp. z o.o., od której pozyskano dane dotyczące zestawienia materiałowego oraz uzysków energetycznych instalacji.



Rysunek 3.3.20. Widok pola paneli oraz instalacji wewnętrznej (www.sunwind.pl, 2015)

Instalacja podlega stałemu monitoringowi uzysku energetycznego. Dane dotyczące ilości energii wyprodukowanej w lipcu 2015 przedstawiono na Rysunku 3.3.21.

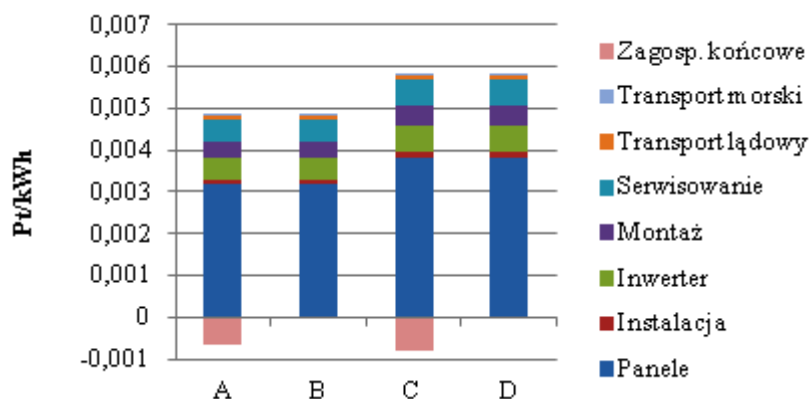


Rysunek 3.3.21. Produkcja energii elektrycznej w lipcu 2015 (opracowanie własne na podstawie danych monitoringowych firmy SunWind), kWh

Pozostałe dane techniczne instalacji:

- rodzaj paneli – polikrystaliczne Amerisolar AS-6P30 250 W_p, 21 szt. ułożonych w 3 stringi,
- sprawność modułów 16,6% (w odniesieniu do powierzchni zabudowy 15,2%),
- powierzchnia zabudowy paneli 34,5 m²,
- orientacja wschód-zachód,
- kąt pochylenia 40°,
- inwerter SMA Sunny Tripower 5000TL-20,
- rok budowy 2014,
- uzysk energetyczny instalacji w okresie użytkowania V-VIII 2015: 1686,23 kWh, prognozowany uzysk roczny 3704,70 kWh.

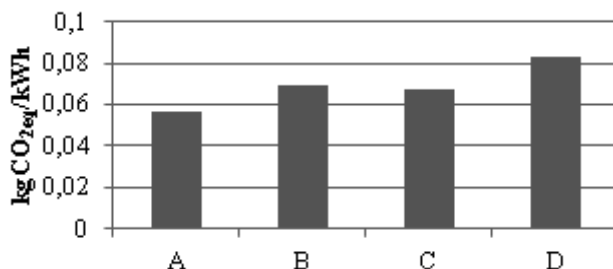
Jednostkę funkcjonalną oraz pozostałe założenia do analizy przyjęto w sposób analogiczny do poprzednio rozpatrywanych przypadków. Wskaźnik pojedynczy obliczony według metody Ecoindicator wyniósł 485,8 Pt bez uwzględnienia recyklingu (418,52 Pt z uwzględnieniem recyklingu) przy założonym trzydziestoletnim okresie użytkowania, co w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną daje **0,0048 Pt/kWh** (0,0041 Pt/kWh).



Rysunek 3.3.22. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych

Wskaźnik pojedynczy obliczony według metody Ecoindicator przy założonym okresie użytkowania 25 lat w przeliczeniu na jednostkę funkcjonalną wyniósł 0,0058 Pt/kWh (0,0050 Pt/kWh). W obydwu przypadkach wartości plasują się na poziomie nieco wyższym, niż dla instalacji modelowych, głównie z uwagi na orientację paneli oraz ich pochodzenie. Należy jednak zaznaczyć, że kwestie związane z transportem stanowią w omawianym przypadku około 2% wartości ekowskaźnika i nie wpływają znacząco na jego wielkość, w przeciwieństwie do lokalizacji i orientacji systemu warunkującej wielkość uzysku (Rysunek 3.3.22).

Wartości wskaźnika obliczonego według metody Global Warming Potential wyniosły od 0,056 kgCO_{2eq}/kWh do 0,083 kgCO_{2eq}/kWh w zależności od przyjętego scenariusza użytkowania i zagospodarowania końcowego (Rysunek 3.3.23). Są to ponownie wartości wyższe, niż w analizowanym przypadku modelowym, niemniej pozostają o rząd wielkości mniejsze od odpowiadających im wskaźników dla produkcji energii elektrycznej opartej głównie na źródłach konwencjonalnych.



Rysunek 3.3.23. Wskaźnik GWP w ujęciu jednostkowym (kgCO_{2eq}/kWh) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych

Jak wynika z przedstawionych danych, instalacja pracująca w układzie wschód-zachód charakteryzuje się nieznacznie wyższymi wartościami wskaźników oddziaływania na środowisko, niemniej są to nadal wielkości pozwalające na redukcję zanieczyszczeń emitowanych przez energetykę konwencjonalną o około 90%.

3.3.5.3. Wybór korzystnej konfiguracji układu

Na podstawie przeprowadzonych analiz środowiskowych wskazano następujące cechy konfiguracyjne instalacji o najmniejszym, spośród rozpatrywanych, wpływie na zdrowie człowieka, środowisko naturalne, stan zasobów i zmiany klimatu:

- technologia produkcji ogniw – cienkowarstwowe amorficzne,
- pochodzenie: produkt krajowy
- typ instalacji: podłączona do sieci,
- orientacja: S,
- nachylenie paneli: ok. 30°,
- posadowienie: dach budynku,
- rodzaj inwertera: beztransformatorowy,
- recykling elementów instalacji.

Dla instalacji o mocy zainstalowanej 4 kWp, wyniki uzyskane w zakresie wymienionych zmiennych kształtują się na poziomie **0,0027 Pt/kWh** oraz **0,042 kgCO_{2eq}/kWh** i odpowiadają w praktyce wynikom dla rozpatrywanej instalacji

AP (scenariusz uwzględniający recykling elementów składowych) z uwagi na niewielki wpływ transportu na wartości wskaźników.

Analogicznie do powyższej procedury, wskazano instalację o najmniej korzystnej budowie na podstawie następujących cech konfiguracyjnych:

- technologia produkcji ogniw – krzemowe monokrystaliczne,
- pochodzenie: produkt azjatycki,
- typ instalacji: wyspowa,
- orientacja: W,
- nachylenie paneli: ok. 60°,
- posadowienie: poziom gruntu,
- rodzaj inwertera: transformatorowy.

W analizie uwzględniono wyłącznie kwestie różnic w długości tras transportu, bez zmiany układu źródeł energii w procesie produkcji paneli. Wyniki obliczeń wskaźnika bez uwzględniania recyklingu kształtują się na poziomie **0,0094 Pt/kWh** i **0,151 kgCO_{2eq}/kWh**. Są to zatem wielkości ponad trzykrotnie wyższe, niż dla opcji rekomendowanej, niemniej ciągle pozostają na poziomie niższym, niż wskaźniki jednostkowe dla konwencjonalnej energii elektrycznej.

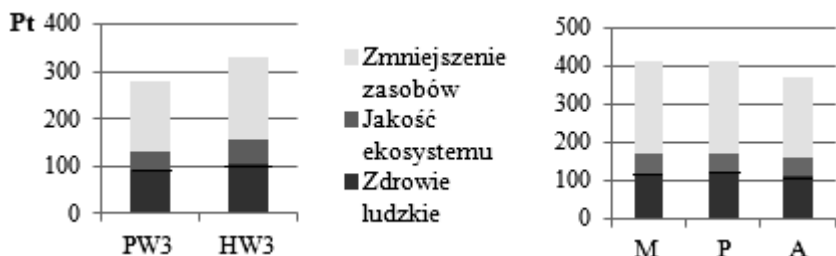
3.4. Ocena aspektów społecznych i ekonomicznych analizowanych systemów

3.4.1. Aspekt społeczny

Aspekt społeczny oceniono w ramach prowadzonych badań w sposób dwojaki.

W ujęciu matematycznym z aspektem społecznym związane są obliczenia wskaźników charakterystyki, normalizowanych i ważonego dla kategorii szkody Zdrowie Ludzkie, obliczane w ramach stosowania metody EcoIndicator'99. Wskaźniki te wyrażają prawdopodobne skutki w postaci skrócenia czasu życia oraz lat spędzonych w chorobie bądź uciążliwości na skutek zanieczyszczenia środowiska, np. metalami ciężkimi (chrom, arsen), substancjami zubożającymi warstwę ozonową, promieniotwórczymi bądź wpływającymi na układ oddechowy (pyły, tlenki siarki). Szczegółowe zestawienia wskaźników znajdują się w paragrafach poświęconych ocenie wpływu cyklu życia. Poniżej przedstawiono wyłącznie zestawienie wskaźników ważonych w kategoriach szkody Zdrowie ludzkie, Jakość ekosystemu, Zmniejszenie zasobów dla wybranych typów rozpatrywanych instalacji (Rysunek 3.4.1.). Należy przy tym zauważyć, że w przy-

padku instalacji paneli fotowoltaicznych, proporcja poszczególnych wskaźników kategorii szkody Zdrowie ludzkie jest zbliżona do proporcji sum wskaźnika pojedynczego, przyjmujących wartości porównywalne dla technologii krystalicznych i nieco niższą dla krzemu bezpostaciowego, co stanowi podstawę do przyjęcia ekowskaźnika jako miary zrównoważoności w aspekcie ekologicznym i społecznym w odniesieniu do celu pracy.



Rysunek 3.4.1. Wyniki grupowania i ważenia wskaźnika w metodzie Ecoindicator'99 dla wybranych instalacji kolektorów słonecznych (po lewej) oraz instalacji fotowoltaicznej podłączonej do sieci (po prawej)

Drugim sposobem oceny była analiza wpływu instalacji na komfort i jakość życia, ekspozycję na zanieczyszczenia oraz wpływ na aspekty związane z nową dziedziną gospodarki, jaką jest energetyka słoneczna. Biorąc pod uwagę całokształt zmian związanych z wprowadzaniem na rynek technologii fototermicznych i fotowoltaicznych, należy zauważyć, że:

3. Stosowanie systemów solarnych w budownictwie mieszkaniowym służy zaspokojeniu podstawowych potrzeb społeczeństwa poprzez zapewnienie dostępu do ciepła i energii elektrycznej o stosunkowo niskim oddziaływaniu procesów generowania na środowisko. Należy tutaj nadmienić, że fotowoltaiczne instalacje wyspowe mają ponadto potencjał podnoszenia komfortu życia użytkowników poprzez zapewnienie dostępu do energii elektrycznej w lokalizacjach niepodłączonych do sieci elektroenergetycznej, natomiast kolektory słoneczne stosowane na obszarach o rozproszonej zabudowie, niepodłączonych do sieci gazowej, są często jedyną opcją pozyskania czystej energii, pozbawioną uciążliwości związanej np. ze spalaniem biomasy w kotłach.

4. Wybór technologii słonecznych z perspektywy konsumenta oznacza ochronę przed oddziaływaniem szkodliwym dla życia i zdrowia z uwagi na zmniejszenie emisji substancji związanych z energetyką konwencjonalną. W przypadku Lubelszczyzny, oddziaływanie sektora energetyki konwencjonalnej skupione jest głównie w okolicy największych zakładów, tj. elektrociepłowni zlokalizowanych w Lublinie i Świdniku, niemniej oddziaływanie w tym zakresie powinno być rozpatrywane na poziomie co najmniej krajowym.
5. Rozwój sektora energetyki odnawialnej w postaci instalacji fototermicznych i fotowoltaicznych może posłużyć zwiększaniu dostępu do zatrudnienia poprzez generowanie nowych stanowisk pracy w rozwijającym się sektorze OZE.
6. W perspektywie długoterminowej stosowanie źródeł niskoemisyjnych służyć ma zapewnieniu sprawiedliwego dostępu do nieskażonych zasobów środowiska i umożliwieniu rekreacji oraz korzystania z tych zasobów bez obciążenia ryzykiem zdrowotnym dla obecnych i przyszłych pokoleń.

3.4.2. Aspekt ekonomiczny

Aspekt ekonomiczny oceniono w perspektywie cyklu życia za pomocą metody Life Cycle Costing z uwzględnieniem stopy dyskontowej.

Informacje odnośnie ceny elementów instalacji pozyskano z katalogów internetowych oraz dzięki uprzejmości projektantów, dystrybutorów i wykonawców instalacji kolektorów słonecznych oraz paneli fotowoltaicznych, m.in. firm Proper sp. z o.o., Geo-THERM Studio Inżynierii Środowiska, SunWIND oraz Pracowni Projektowej Wimar.

Dane dotyczące eksploatacji instalacji i kosztów serwisowych pozyskano od użytkowników instalacji w formie wywiadu potwierdzonego dokumentacją rozliczeniową.

Uwzględnienie stopy dyskontowej na poziomie bazowym z roku 2015 pozwoliło na wyrażenie bieżącej wielkości przyszłych wydatków na funkcjonowanie instalacji przy założeniu, że koszty wymian eksploatacyjnych rozkładane są proporcjonalnie na lata użytkowania instalacji. Założenia do obliczeń:

- stopa dyskontowa 2015: $i = 2,79\%$,
- okres eksploatacji instalacji fototermicznych 20 lat, fotowoltaicznych 30 lat.

Tabela 3.4.1. Zdyskontowany kosztu cyklu życia modelowych instalacji fototermicznych

Instalacja	PW2	HW2	PO2	HO2	PW3	HW2	PO3	HO3	Jedn.
K _i	8630	12798	8630	12798	10071	15089	10071	15089	PLN
K _e	171	171	171	171	171	171	171	171	PLN
K _u	500	500	500	500	500	500	500	500	PLN
Zdyskontowane koszty użytkowania instalacji									
0	171	171	171	171	171	171	171	171	PLN
1	166	166	166	166	166	166	166	166	PLN
2	161	161	161	161	161	161	161	161	PLN
3	157	157	157	157	157	157	157	157	PLN
4	153	153	153	153	153	153	153	153	PLN
5	149	149	149	149	149	149	149	149	PLN
6	145	145	145	145	145	145	145	145	PLN
7	141	141	141	141	141	141	141	141	PLN
8	137	137	137	137	137	137	137	137	PLN
9	133	133	133	133	133	133	133	133	PLN
10	130	130	130	130	130	130	130	130	PLN
11	126	126	126	126	126	126	126	126	PLN
12	123	123	123	123	123	123	123	123	PLN
13	119	119	119	119	119	119	119	119	PLN
14	116	116	116	116	116	116	116	116	PLN
15	113	113	113	113	113	113	113	113	PLN
16	110	110	110	110	110	110	110	110	PLN
17	107	107	107	107	107	107	107	107	PLN
18	104	104	104	104	104	104	104	104	PLN
19	101	101	101	101	101	101	101	101	PLN
20	98	98	98	98	98	98	98	98	PLN
21	96	96	96	96	96	96	96	96	PLN
22	93	93	93	93	93	93	93	93	PLN
23	91	91	91	91	91	91	91	91	PLN
24	88	88	88	88	88	88	88	88	PLN
25	86	86	86	86	86	86	86	86	PLN
26	83	83	83	83	83	83	83	83	PLN
27	81	81	81	81	81	81	81	81	PLN
28	79	79	79	79	79	79	79	79	PLN
29	77	77	77	77	77	77	77	77	PLN
LCC	12381	16549	12381	16549	13821	18840	13821	18840	PLN
LCC/kWh	0,5542	0,5052	0,5527	0,4973	0,4186	0,4272	0,4168	0,4219	PLN

Tabela 3.4.2. Zdyskontowany koszt cyklu życia modelowych instalacji fotowoltaicznych

Instalacja	MP	MW	PP	PW	AP	AW	Jednostka
K _i	27760	32380	25560	30180	26567	31187	PLN
K _e	305	459	305	459	313	467	PLN
K _u	500	500	700	700	700	700	PLN
Zdyskontowane koszty użytkowania instalacji							
0	305	459	305	459	313	467	PLN
1	297	446	297	446	305	455	PLN
2	289	434	289	434	296	442	PLN
3	281	423	281	423	288	430	PLN
4	273	411	273	411	281	419	PLN
5	266	400	266	400	273	407	PLN
6	259	389	259	389	266	396	PLN
7	252	379	252	379	258	385	PLN
8	245	368	245	368	251	375	PLN
9	238	358	238	358	244	365	PLN
10	232	349	232	349	238	355	PLN
11	225	339	225	339	231	345	PLN
12	219	330	219	330	225	336	PLN
13	213	321	213	321	219	327	PLN
14	207	312	207	312	213	318	PLN
15	202	304	202	304	207	309	PLN
16	196	295	196	295	202	301	PLN
17	191	287	191	287	196	293	PLN
18	186	280	186	280	191	285	PLN
19	181	272	181	272	186	277	PLN
20	176	265	176	265	181	269	PLN
21	171	258	171	258	176	262	PLN
22	166	251	166	251	171	255	PLN
23	162	244	162	244	166	248	PLN
24	158	237	158	237	162	241	PLN
25	153	231	153	231	157	235	PLN
26	149	224	149	224	153	228	PLN
27	145	218	145	218	149	222	PLN
28	141	212	141	212	145	216	PLN
29	137	207	137	207	141	210	PLN
LCC	34293	42101	32180	39989	33358	41167	PLN
LCC/kWh	0,3517	0,4798	0,3304	0,4562	0,3131	0,4293	PLN/kWh

Podane w tabeli 3.4.1. koszty inwestycyjne dotyczą ceny uśrednionej dla kolektorów słonecznych dostępnych na rynku polskim. Przy wykorzystaniu tańszych rozwiązań, nakład inwestycyjny może zmaleć. Przy tak założonych kosztach inwestycji, w przypadku instalacji o mniejszym rozbiorze c.w.u. nie jest ona ekonomicznie opłacalna bez pozyskania dofinansowania z programów promujących OZE. Należy ponadto zauważyć, że przy niewielkim rozbiorze c.w.u. cena jednostkowa kilowatogodziny uzyskanej energii jest wyższa w przypadku kolektorów płaskich, jednak przy większych instalacjach tendencja jest odwrotna z uwagi na większy uzysk energetyczny rekompensujący poniesione nakłady na zakup kolektorów próżniowych.

Należy ponadto zauważyć, że realizowane przez samorządy projekty na budowę instalacji słonecznych pozwalały na uzyskanie nawet 85% dofinansowania kosztów inwestycyjnych bez konieczności kredytowania. Przy tak wysokiej dotacji z budżetu UE, okres zwrotu inwestycji skraca się do nawet 3–4 lat w przypadku inwestorów wykorzystujących jako źródło konwencjonalne energię elektryczną.

Przy założeniu ceny energii elektrycznej w sektorze mieszkaniowym według Urzędu Regulacji Energetyki za 2015 na poziomie 0,4927 zł/kWh, okres zwrotu inwestycji w fotowoltaikę (Tabela 3.4.2) sięga wartości kilkunastu lat dla instalacji podłączonych do sieci. Dla instalacji wyspowych systemy budowane w określonych technologiach, jak ogniwa monokrystaliczne, mogą okazać się kosztowniejsze od zakupu energii elektrycznej z sieci, przy założeniu stałej ceny energii elektrycznej. Oznacza to, że bez wsparcia finansowego z programów promocji OZE, długoletni okres zwrotu inwestycji może stanowić barierę rozwoju omawianych technologii fotowoltaicznych. Obecnie wdrażany program Prosument oferuje inwestorom wsparcie w postaci dofinansowania wynoszącego do 40% wartości przedsięwzięcia oraz preferencyjnych kredytów w oprocentowaniu 1%, dzięki którym opłacalność inwestycji w fotowoltaikę znacząco wzrosła. Założenie dotacji na poziomie 40% wartości inwestycji skraca okres zwrotu do około 6 lat.

3.5. Aplikacja do środowiskowej oceny instalacji słonecznych

Opracowany w części badawczej pracy zestaw wskaźników charakteryzujących oddziaływanie na środowisko instalacji fototermicznych i fotowoltaicznych w cyklu życia został następnie wykorzystany podczas realizacji celu użytecznego

pracy, którym jest budowa aplikacji komputerowej umożliwiającej porównywanie konfiguracji wybranych systemów.

Applikacja do środowiskowej oceny mikroinstalacji słonecznych

W celu oszacowania wpływu na środowisko wybierz konfigurację instalacji oraz dokonaj obliczeń wskaźników [GWP - wyraża wielkość emisji ekwiwalentu ditlenku węgla, Ekowskaźnik - wyraża oddziaływanie na zdrowie ludzkie, jakość ekosystemu i stan zasobów naturalnych].

Instalacja c.w.u.

Rodzaj kolektora:

Sposób montażu:

Powierzchnia kolektorów [m²]:

Materiał z którego wykonano instalację:

Wielkość zasobnika [lity]:

Miejsce produkcji kolektorów:

Typ instalacji:

Orientacja:

Nachylenie:

Wskaźnik GWP

0,081 [kgCO₂/kWh]

Ekowskaźnik

0,0069 [Pt/kWh]

Instalacja fotowoltaiczna

Rodzaj modułów:

Rodzaj montażu:

Typ instalacji:

Miejsce produkcji paneli:

Moc szczytowa [kW]:

Orientacja:

Nachylenie:

Wskaźnik GWP

0,066 [kgCO₂/kWh]

Ekowskaźnik

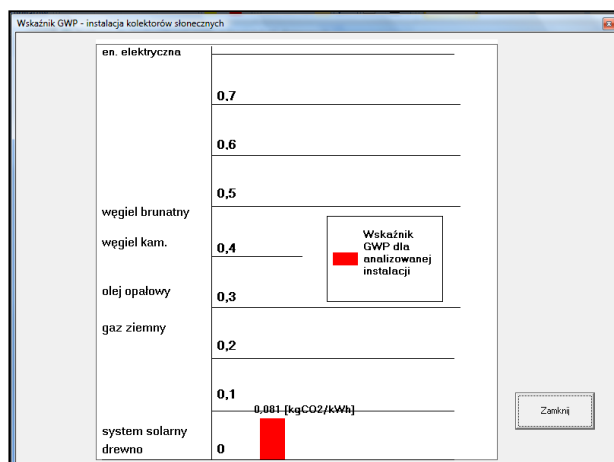
0,0040 [Pt/kWh]

Rysunek 3.5.1. Interfejs aplikacji do środowiskowej oceny mikroinstalacji słonecznych

Do stworzenia aplikacji wykorzystano środowisko programistyczne Visual-Basic Express, umożliwiające zbudowanie bazy danych oraz implementację modelu będącego podstawą wyliczania wartości wskaźników dla rozpatrywanych konfiguracji instalacji. Wartości wskaźników oraz wielkości uzysku energetycznego wprowadzono jako dane globalne w postaci macierzy jedno i dwuwymiarowych. Wybór przez użytkownika określonych rozwiązań systemowych w zakresie małych instalacji fototermicznych i fotowoltaicznych skutkuje przypisaniem informacji dotyczących rodzaju stosowanych urządzeń oraz wielkości uzysku energetycznego do opracowanego modelu i wyliczeniem wskaźników jednostkowych (GWP oraz Ekowskaźnika). Interfejs stworzonej aplikacji przedstawiono na Rysunku 3.5.1 oraz 3.5.2..

Wprowadzane poprzez pola wyboru lub pola tekstowe informacje odnośnie konfiguracji instalacji stanowią podstawę obliczeń wskaźników, prezentowanych na wykresach zawierających wartości referencyjne dla technologii kon-

wencjonalnych. W celu obliczenia wartości wskaźnika jednostkowego należy wcisnąć przycisk „Wskaźnik GWP” lub „Ekowskaźnik”, co skutkuje otwarciem okna z wykresem wskaźnika w odniesieniu do konkurencyjnych technologii.



Rysunek 3.5.2. Okno wykresu porównawczego dla wskaźnika GWP instalacji termicznej

Z uwagi na stopień szczegółowości analiz prowadzonych w części badawczej, w implementacji modelu wprowadzono niezbędne uproszczenia polegające na uśrednieniu wartości wskaźników dla kolektorów słonecznych płaskich, niezależnie od ich konfiguracji materiałowej, oraz wartości uzysków energetycznych (Załącznik 1 i Załącznik 2). Celem wprowadzonych uproszczeń było ułatwienie obsługi programu poprzez pominięcie danych, które mogłyby stanowić barierę dla użytkowników niezwiązanych z branżą inżynierską. Wprowadzenie uproszczeń skutkowało utratą dokładności obliczeń rzędu do 6% dla instalacji fototermicznych oraz do 8% dla instalacji fotowoltaicznych, która jednak nie wpływa na użyteczność aplikacji jako narzędzia porównawczego. Ponadto, należy podkreślić możliwość dalszego wykorzystania opracowanej aplikacji do modelowania cyklu życia instalacji słonecznych poprzez jej rozbudowę o moduł wyboru opcji materiałowych oraz uszczegółowienie uzysków instalacji, a także wprowadzanie danych technicznych wykorzystywanych kolektorów i paneli, które przyczynią się do podniesienia dokładności obliczeń.

4. Podsumowanie i wnioski

Podjęta w niniejszej pracy tematyka badawcza związana jest z bilansem ekologicznym oraz oceną aspektów społecznych i ekonomicznych stosowania rozproszonej energetyki słonecznej w budownictwie jednorodzinnym województwa lubelskiego. Przedstawione w części literaturowej zagadnienia związane z rolą energetyki w realizacji koncepcji zrównoważonego rozwoju, metodami realizacji oceny jakości ekologicznej systemów energetycznych w budynkach oraz technicznymi i środowiskowymi aspektami stosowania systemów solarnych stanowią wprowadzenie do prowadzonych w szerokim zakresie analiz dotyczących cyklu życia instalacji słonecznych realizowanych w indywidualnym budownictwie mieszkaniowym regionu.

Przedstawione w paragrafie 2. pracy tezy zostały potwierdzone poprzez stworzenie kompletnego modelu analitycznego o dokładności 4%, którą uznano za wystarczającą do analiz porównawczych opartych na wynikach Oceny Cyklu Życia systemów energetycznych opartych na konwersji promieniowania słonecznego. Zastosowanie wybranej metody badawczej pozwoliło na wskazanie rozwiązań o najkorzystniejszej konfiguracji technologicznej oraz parametrach projektowych, jednocześnie potwierdzając stosunkowo niski poziom całkowitego oddziaływania na środowisko energii generowanej w omawianych systemach w odniesieniu do systemów konwencjonalnych. Jednoczesne zastosowanie metody oceny wpływu na środowisko Ecoindicator'99 oraz metody Life Cycle Costing umożliwiło matematyczny opis aspektów ekonomicznych społecznych i środowiskowych, stanowiąc podstawę do kwalifikowania analizowanych rozwiązań w kontekście zgodności z koncepcją zrównoważonego rozwoju.

Na podstawie przeprowadzonych analiz w zakresie dostępnych technologii konwersji promieniowania słonecznego sformułowano następujące wnioski ogólne:

1. Technologie konwersji fototermicznej oraz fotowoltaicznej w formie instalacji dominujących na rynku branżowym spełniają wymagania stawiane zrównoważonej energetyce poprzez zapewnienie dostępu do energii o stosunkowo niskim poziomie oddziaływania na środowisko, zwiększenie niezależności energetycznej, podnoszenie standardu życia użytkowników oraz rozwój rynku pracy. Należy przy tym zaznaczyć, że konkurencyjność ekonomiczną znacznie podnoszą istniejące programy wsparcia dla inwestycji w OZE.

2. Ograniczenie obciążeń dla środowiska na etapie produkcji komponentów systemu fototermicznego, głównie absorberów kolektorów słonecznych, może przyczynić się do zmniejszenia oddziaływania na środowisko. Stosowanie czystej energii do zasilania pomp i sterowników układów fototermicznych może przyczynić się do zmniejszenia oddziaływania związanego z wykorzystaniem energii elektrycznej.
3. Ograniczenie obciążeń dla środowiska w przypadku technologii fotowoltaicznych na etapie produkcji ogniw, a także dalszy rozwój technologii w tym zakresie przy zmniejszaniu nakładów energetycznych i powtórным wykorzystywaniu elementów może przyczynić się do zmniejszenia oddziaływania na środowisko.

Ponadto, w odniesieniu do analizowanych instalacji kolektorów słonecznych sformułowano następujące wnioski szczegółowe:

1. Elementem o największym znaczeniu dla wartości potencjalnego wpływu na środowisko instalacji kolektorów słonecznych wyrażonego ekowskaźnikiem jest zużycie energii elektrycznej. Zmniejszenie wpływu w tym zakresie może się odbywać poprzez stosowanie źródeł odnawialnych (fotowoltaika) lub systemów zintegrowanych ze zbiornikiem akumulacyjnym, funkcjonujących wyłącznie w okresie letnim. Z praktycznego punktu widzenia rozwiązanie wykorzystujące panel fotowoltaiczny jako źródło energii dla pompy i układu sterującego jest dodatkowym zabezpieczeniem przed występowaniem awarii spowodowanych brakiem odbioru ciepła z kolektora przy przerwie w dostawie energii, co może przełożyć się na zmniejszenie kosztów serwisowania instalacji.
2. Produkcja komponentów składowych systemu fototermicznego posiada istotny udział w wielkości ekowskaźnika będącego miarą potencjalnego oddziaływania na środowisko. Do najistotniejszych procesów w łańcuchu produkcyjnym należą produkcja absorberów w przypadku kolektorów płaskich oraz produkcja rur próżniowych dla kolektorów heat pipe. Należy przy tym zauważyć, że zastąpienie miedzi materiałem o mniejszym potencjale oddziaływania na środowisko, np. aluminium, wpływa znacząco na ograniczenie wielkości ekowskaźnika.

3. Przy jednostce funkcjonalnej zdefiniowanej jako jednostkowa ilość generowanej przez system energii istotnym czynnikiem staje się wielkość uzysku. Poza optymalizacją posadowienia kolektorów słonecznych według wytycznych z paragrafu 3.2.5.3, czynnikiem o dużej wadze jest wielkość zasobnika i rozbiór c.w.u. Należy przyjąć, iż prawidłowo dobrana względem rzeczywistych rozbiorów wody instalacja kolektorów słonecznych będzie odznaczała się wskaźnikiem niższym, niż instalacje przewymiarowane w stosunku do zapotrzebowania. W odniesieniu do instalacji z kolektorami próżniowymi i funkcją wspomagania c.o., orientacja południowa pod kątem 30° stanowi opcję najkorzystniejszą.
4. Obliczone wielkości wskaźników opisujących potencjalne oddziaływanie na środowisko instalacji kolektorów słonecznych pracujących w lokalnych warunkach klimatycznych kształtują się na poziomie od 0,0065 Pt/kWh oraz 0,078 kgCO_{2eq}/kWh do 0,0191 Pt/kWh i 0,204 kgCO_{2eq}/kWh przy założeniach opisanych w paragrafie 3.2.5.3. Wartości te uzależnione są od konfiguracji oraz wielkości instalacji.

Analogicznie, w odniesieniu do analizowanych instalacji fotowoltaicznych sformułowano następujące wnioski szczegółowe:

1. Elementem o największym znaczeniu dla wartości potencjalnego wpływu na środowisko instalacji paneli fotowoltaicznych wyrażonego ekowskaźnikiem jest produkcja paneli. Zmniejszenie wpływu na tym etapie bardzo istotnie wpływa na finalną wielkość wskaźnika, również z uwagi na praktycznie bezobsługową pracę instalacji. Wdrażanie technologii cienkowarstwowych i prace nad poprawą ich efektywności mogą przynieść spodziewane obniżenie oddziaływania na stan środowiska naturalnego i zdrowie człowieka.
2. Instalacje podłączone do sieci charakteryzują się mniejszym oddziaływaniem na środowisko w stosunku do instalacji wyspowych z uwagi na brak akumulatorów, stanowiących element o istotnym udziale w wartości obliczonych wskaźników dla instalacji drugiego typu, dodatkowo zmniejszający finalną efektywność pozyskania energii.
3. Podobnie jak dla instalacji fototermicznych, w ocenie cyklu życia prowadzonej dla systemów fotowoltaicznych istotnym czynnikiem staje się wielkość uzysku. Opcją rekomendowaną jest instalacja paneli amorficznych, orientacja południowa i nachylenie około 30° , opisane szczegółowo w paragrafie 3.3.5.3.

4. Obliczone wielkości wskaźników opisujących potencjalne oddziaływanie na środowisko instalacji fotowoltaicznych pracujących w lokalnych warunkach klimatycznych kształtują się na poziomie od 0,0027 Pt/kWh i 0,042 kgCO_{2eq}/kWh do 0,0094 Pt/kWh i 0,151 kgCO_{2eq}/kWh przy założeniach opisanych w paragrafie 3.3.5.3. Wartości te uzależnione są od konfiguracji oraz wielkości instalacji.

W odniesieniu do celu badawczego, w pracy określono wpływ na środowisko poszczególnych etapów cyklu życia systemów opartych na termicznej i fotowoltaicznej konwersji energii promieniowania słonecznego pracujących w warunkach klimatycznych Lubelszczyzny. Efektem realizacji celu użytkowego jest opracowana aplikacja do oceny skutków środowiskowych pracy instalacji fototermicznych i fotowoltaicznych. Należy ponadto zauważyć, że zaproponowana w pracy autorska metodyka ocen zrównoważoności systemów energetycznych wychodzi naprzeciw założeniom polityki klimatycznej realizowanej w Unii Europejskiej, dostarczając projektantom i inwestorom narzędzie w postaci aplikacji komputerowej służącej kwalifikowaniu konkretnych rozwiązań instalacyjnych w zakresie oddziaływania na środowisko. Aplikacja umożliwia obliczenie wskaźników oddziaływania na środowisko w zależności od wybranej konfiguracji układu, co może stanowić podstawę podejmowania racjonalnych decyzji w zakresie wyboru konkretnych technologii i ich parametrów projektowych.

Zastosowanie oceny cyklu życia w przypadku systemów energetycznych ma na celu poszerzanie wiedzy ich użytkowników oraz potencjalnych inwestorów na temat wybranej technologii. Sprzyja to podejmowaniu decyzji o zastępowaniu konwencjonalnych technologii nowoczesnymi, ekologicznymi rozwiązaniami, a poprzez to ograniczaniu emisji zanieczyszczeń do środowiska i zmniejszeniu poziomu zużycia paliw kopalnych. Są to istotne zagadnienia nie tylko z perspektywy ochrony środowiska, ale również zdrowia i komfortu życia ludzi, co przy spełnieniu warunków opłacalności ekonomicznej stanowi podstawę do zakwalifikowania analizowanych w pracy rozwiązań jako spełniających kryteria zrównoważonego rozwoju.

5. Bibliografia

Podręczniki i artykuły naukowe:

1. Afgan N. H., da Graca Carvalho M., 2000, Energy System Assessment with Sustainability Indicators, *Sustainable Assessment Method for Energy Systems*, s. 83-125.
2. Albers J., Dommel R., Montaldo-Ventsam H., Nedo H., Uebelacker E., Wagner J., *Systemy centralnego ogrzewania i wentylacji, Poradnik dla projektantów i instalatorów*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2007.
3. Alsema E.A., 2000, Energy Pay-back Time and CO₂ emissions of PV systems, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Vol. 8, I. 1., s. 17–25.
4. Alvarez A., Cabeza O., Muñiz M. C., Ravela L. M., 2010, Experimental and numerical investigation of a flat-plate solar collector, *Energy*, vol. 35, issue 9, 3707-3716.
5. Ardente F., Beccali G., Cellura M., Lo Brano V., 2005, Life cycle assessment of solar thermal collector, *Renewable Energy*, Vol. 30, p. 1031-1054.
6. Banak E., Babuchowski J., Kasperska J. (red), *Wojewódzki Program Rozwoju Alternatywnych Źródeł Energii dla Województwa Lubelskiego*, Biuro Planowania Przestrzennego w Lublinie, Lublin 2006.
7. Bańkowski T., Powiązanie polityk energetycznej i ochrony środowiska w dokumentach rządowych jako element realizacji polityki zrównoważonego rozwoju, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A., 2004.
8. Battisti R.G, Corrado A., 2005, Environmental assessment of solar thermal collectors with integrated water storage, *Journal of Cleaner Production*, Vol. 13, s. 1295–1300.
9. Boszkowicz P., *Krzemowe warstwy funkcjonalne na ogniwa słoneczne*, rozprawa doktorska, Kraków 2013.
10. Chmielniak T., *Technologie energetyczne*, Wydawnictwo Naukowo-Techniczne, Warszawa 2008.
11. Ciechanowicz W.; *Energia, środowisko i ekonomia*, Instytut Badań Systemowych, Warszawa 1997.
12. Czopek K., Trzaskuś-Żak B., 2009, Koszty i ceny węgla brunatnego w warunkach rynkowych, *Polityka energetyczna*, t. 12, z. 2, s. 77–88.

13. Drozdow N. (red.), Ogniwa fotowoltaiczne dla energetyki słonecznej: zagadnienia materiałowe, Wydawnictwo Politechniki Lubelskiej, Lublin 2006.
14. Evans A., Strezov V., Evans T. J., 2009, Assessment of sustainability indicators for renewable energy technologies, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, s. 1082–1088.
15. Fodemski T.R., Wentylacja – klimatyzacja – ogrzewanie: projektowanie, montaż, eksploatacja, modernizacja, Verl. Dashofer, Warszawa 2003.
16. Frankl P., Corrado A., Lombardelli S., *Photovoltaic (PV) systems*, final report ECLIPSE. European Commission 2004.
17. Fthenakis V.M., 2004, Life Cycle Impact analysis of cadmium in CdTe PV production. *Renewable & Sustainable Energy Review*, Vol. 8, s. 303–334.
18. Fthenakis V.M., Kim H.C., Alsema E., 2008, Emissions from Photovoltaic Life Cycles, *Environmental Science Technology*, Vol. 42, p. 2168–2174.
19. Fthenakis, R. Frischknecht, M. Raugei, H. C. Kim, E. Alsema, M. H. and de Wild-Scholten M., *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity*, 2nd edition, IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme, 2011.
20. Gaidajis G., Angelakoglou K., 2011, Assessment of the environmental impacts deriving from the life cycle of a typical solar water heater, *Journal of Engineering Science and Technology Review*, Vol. 4(1), 92–95.
21. Gaines L., Sullivan J., Burnham A., Belharouak I., *Life-cycle analysis for lithium-ion battery production and recycling*, TRB, Paper 11-3891, Washington DC 2011.
22. Hamedani A., A comparative study of DGNB, LEED and BREEAM certificate system in Urban sustainability, DOI: 10.13140/2.1.3177.0568,
23. Jedut A., Sitko Z., Suchorab Z., Audyty energetyczne jako forma wspierania działań termomodernizacyjnych, *Problemy Inżynierii Środowiska*, Płock 2007, s.131–135.
24. JRC Status Report, Joint Research Centre PV Status Report 2010, EUR24344, Ispra 2010.
25. Jungbluth N., Stucki M., Flury K., Frischknecht R., Büsser S., *Life Cycle Inventories of Photovoltaics*, ESU-services Ltd, 2012.
26. Kalogirou S., 2004, Environmental benefits of domestic solar energy systems, *Energy Conversion and Management*, Vol. 45, s. 3075–3092.

27. Kalogirou S., Tripanagnostopoulos Y., Souliotis M., 2005, Performance of solar systems employing collectors with colored absorber, *Energy and Buildings*, Vol. 37 (8), 824-835.
28. Kalogirou S., 2009, Thermal performance, economic and environmental life cycle analysis of thermosiphon solar water heaters, *Solar Energy*, Vol. 83, 39-48.
29. Kalotka J., *Odnawialne źródła energii*, Wydawnictwo Instytutu Technologii Eksploatacji – PIB, Radom 2006.
30. King D.L., Boyson W.E., Kratochvill J.A., *Photovoltaic Array Performance Model*, Sandia Report SAND2004-3535, Albuquerque 2004.
31. Klugmann E., Klugmann-Radziemska E., *Alternatywne źródła energii: energetyka fotowoltaiczna*, Wydawnictwo Ekonomia i Środowisko, Białystok 1999.
32. Klugmann-Radziemska E., Efekty termiczne konwersji energii w krzemowych ogniwach fotowoltaicznych, Wydawnictwo Politechniki Gdańskiej, Gdańsk 2005.
33. Klugmann-Radziemska E., Odnawialne źródła energii – przykłady obliczeniowe, Gdańsk 2011.
34. Koskelo T., *A method for strategic technical life cycle management of real estates*, Doctoral dissertation series 2005/1, ISBN 951-22-7506-6.
35. Kotowski W., Trzecia generacja baterii słonecznych Dzięki „nanobranży”, Energia Gigawat, 2009,
36. Kowalski Z., Kulczycka J., Góralczyk M.: *Ekologiczna ocena cyklu życia procesów wytwórczych (LCA)*, PWN, Warszawa 2007.
37. Krac E., Górecki K., 2012, Współczesne problemy energetyki solarnej, *Zeszyty Naukowe Akademii Morskiej w Gdyni*, Vol. 75, 68-86.
38. Kudęłko M., 2013, Szacunek kosztów zewnętrznych powodowanych przez planowane elektrownie wykorzystujące złoża węgla brunatnego Legnica i Gubin oraz krajowy sektor energetyczny, *Polityka energetyczna*, t. 16, z. 2, s. 67-84.
39. Lewandowski W. M., *Proekologiczne źródła energii odnawialnej*, WNT, Warszawa, 2002.
40. Łucki Z., Misiak W.; *Energetyka a społeczeństwo. Aspekty socjologiczne*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2011.
41. Marszałek K., Stapiński T., *Rozwój cienkowarstwowych ogniw fotowoltaicznych*, Prace Instytutu Elektrotechniki, 2011.

42. Meijer, A.; Huijbregts, M. A. J.; Schermer, J. J.; Reijnders, L., 2003, Life cycle assessment of photovoltaic modules: Comparison of mcSi, InGaP and InGaP/mc-si solar modules, *Progress in Photovoltaics*, Vol. 11, 275–287.
43. Nowak W., Stachel A. A., Borsukiewicz-Gozdur A., *Zastosowania odnawialnych źródeł energii*, Wyd. Uczelniane PS, Szczecin 2008.
44. Nowicki M., *Nadchodzi era Słońca*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2012.
45. Oszczak W., *Kolektory słoneczne i fotoogniwa w twoim domu*, Wydawnictwa Komunikacji i Łączności, Warszawa 2012.
46. Pawłowski A., 2009, Rewolucja rozwoju zrównoważonego, *Problemy Ekorozwoju /Problems of Sustainable Development*, Vol. 4, No 1, p. 65-76.
47. Pawłowski A., *Sustainable Development as a Civilizational Revolution, A Multidisciplinary Approach to the Challenges of the 21st Century*, CRC Press, Taylor & Francis Group, a Balkema, Boca Raton, London, New York, Leiden 2011.
48. Piemental D., *Biofuels, Solar and Winds as Renewable Energy Systems*, Springer, 2011.
49. Pluta Z., *Podstawy teoretyczne fototermicznej konwersji energii słonecznej*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2000.
50. Pluta Z., *Słoneczne instalacje energetyczne*, Oficyna Wydawnicza PW, Warszawa 2008.
51. Sanetra, J., *Efekt fotowoltaiczny w organicznych ogniwach słonecznych: wybrane zagadnienia*, Wydawnictwo PK, Kraków 2006.
52. Skowron M. (red.), *Zielone zamówienia publiczne*, Centrum Usług Wspólnych, Warszawa 2012.
53. Stryczewska D. (red), *Energie odnawialne. Przegląd technologii i zastosowań*, Wydawnictwo Politechnika Lubelska, Lublin 2012.
54. Stöglehner G., 2003, Ecological footprint — a tool for assessing sustainable energy supplies, *Journal of Cleaner Production*, Volume 11, Issue 3, s. 267–277.
55. Sztumski W., 2006, Idea zrównoważonego rozwoju a możliwości jej urzeczywistniania, *Problemy Ekorozwoju*, vol. 1. No 2, s. 73–77.
56. Tsilingiridis G., Martinopoulos G., Kyriakis N., 2004, Life cycle environmental impact of a thermosyphonic domestic solar hot water system in comparison with electrical and gas water heating, *Renewable Energy*, Vol. 29, s. 1277–1288.

57. Varun A., Bhat I.K., Prakash R., 2009, LCA of renewable energy for electricity generation systems – A review, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 13, s. 1067.
58. Verbeeck G, Hens H., 2010, Life cycle inventory of buildings: A contribution analysis, *Building and Environment*, Vol. 45, s. 964-967.
59. Waclawek M., Rodziewicz T., *Ogniwa słoneczne: wpływ środowiska naturalnego na ich pracę*, Wydawnictwa Naukowo-Techniczne, Warszawa 2011.
60. WCED, Our Common Future, The Report of the World Commission on Environment and Development, Oxford University Press, Nowy Jork 1987.
61. Werszko D., *Wybrane zagadnienia z techniki cieplnej*, Oficyna Wydawnicza Politechniki Wrocławskiej, Wrocław 2003.
62. Wild-Scholten M.J, Alsema E.A., 2006, Environmental life cycle inventory of crystalline silicon photovoltaic module production, *Material Research Society Symposium Proceedings*, 895-G03-04.
63. Wiśniewski G., Gołębiowski S., Gryciuk M., Kurowski K., Więcka A., *Kolektory słoneczne, Energia słoneczna w mieszkalnictwie, hotelarstwie i drobnym przemyśle*, Dom Wydawniczy MEDIUM, Warszawa 2008.
64. Wolańczyk F., Jak wykorzystać дарowaną energię : o kolektorach słonecznych i ogniwach fotowoltaicznych, Wydawnictwo i Handel Książkami "Ka-Be", Krosno 2011.
65. Wołoszyn M. A., Wykorzystanie energii słonecznej w budownictwie jednorodinnym, COIB, Warszawa 1991.
66. Xiu Z., Zgang Z., Cheng G., Chen D., 2003, Ecological footprint calculation and development capacity analysis of China in 1999, *The Journal of Applied Ecology*, Vol. 14(2), s. 280–285.
67. York R., 2005, Kyoto protocol participation: A demographic explanation, *Population Research and Policy Review*, Nr 24, s. 513-526.
68. Zambolin E., Del Col D., 2010, Experimental analysis of thermal performance of flat plate and evacuated tube solar collectors in stationary standard and daily conditions, *Solar Energy*, Vol. 84, issue 8, 1382-1396.
69. Zbicinski I., Stavenuiter J., Kozłowska B. and van de Coevering H.P.M.: *Product Design and Life Cycle Assessment*, Book 3 in the series on Environmental Management, The Baltic University Press, Uppsala 2006.
70. Zdyb A., Badania nad zwiększeniem wydajności barwnikowych ogniw słonecznych, Monografie PAN, Vol. 94, Lublin 2012.

71. Żelazna A., Pawłowski A., 2011, The environmental analysis of insulation materials in the context of sustainable buildings, *Selected papers of 8th International Conference Environmental Engineering, Energy for Buildings*, 2, 825-829.
72. Żelazna A., Pawłowski A., 2011, Korzyści środowiskowe z wykorzystania systemów solarnych na przykładzie budynku jednorodzinnego, *Proceedings of ECOpole*, Vol. 5(2), p. 649.
73. Żelazna A., Pawłowski A., 2012a, Analiza środowiskowa słonecznego systemu podgrzewu ciepłej wody użytkowej dla budynku wielorodzinnego, *Monografie Komitetu Inżynierii Środowiska PAN*, t II, Lublin, s. 339-344.
74. Żelazna A., Pawłowski A., 2012b, The environmental effects of solar system usage in detached house, *Proceedings of Building Sustainability Assessment Conference*, s. 719-723.
75. Żelazna A., Stefaniak J., Pawłowski A., 2012, Aspekty środowiskowe wykorzystania urządzeń do konwersji energii słonecznej, *Zeszyty Naukowe Politechniki Rzeszowskiej nr 283 Budownictwo i Inżynieria Środowiska*, z. 59 (2/2012/II) s. 917.
76. Żelazna A., 2013, The influence of collector type on emission indicators in solar systems life cycle assessment, *Rocznik Ochrona Środowiska/Annual Set Environmental Protection*, Tom 15(1), s. 258-271.
77. Żelazna A., Zdyb A., Pawłowski A., 2013, Carbon footprint of solar systems working in polish climate conditions, *Textbook of International Conference QUAERE*, s. 2689-2696.
78. Żelazna A., Pawłowski A., 2013, Life cycle assessment of solar hot water system for multifamily house, *Environmental Engineering IV*, CRC Press, s. 479-483.
79. Żelazna A., Zdyb A., Pawłowski A., 2014, Porównanie wybranych paneli fotowoltaicznych na podstawie bilansu materiałowo-energetycznego w ich cyklu życia, *Czasopismo Inżynierii Lądowej, Środowiska i Architektury*, t. XXXI, z. 61 (3/II/2014), s.557-565.

Źródła internetowe:

80. eec.europa.eu/eurostat, Eurostat, styczeń 2015.
81. www.stat.gov.pl, Główny Urząd Statystyczny, styczeń 2015.
82. isap.sejm.gov.pl, Internetowy System Aktów Prawnych, 2015
83. www.breeam.org, BREEAM, styczeń 2014,
84. www.eurocentrum.pl, EuroCentrum, lipiec 2013.

85. [www.europa.eu.int](http://europa.eu.int/comm/energy/index_en.html), http://europa.eu.int/comm/energy/index_en.html, grudzień 2015.
86. www.glossary.eea.europa.eu, Portal Europejskiej Agencji Środowiskowej, lipiec 2013.
87. www.ieo.pl, Instytut Energetyki Odnawialnej, grudzień 2011.
88. www.jrc.ec.europa.eu, Joint Research Centre, styczeń 2015.
89. www.powersun.pl, Powersun, styczeń 2014
90. www.pre.nl, Pre Consultants, lipiec 2014.
91. www.setac.org, Society of Environmental Toxicology and Chemistry, styczeń 2014.
92. www.sunwind.pl, SunWind, sierpień 2015.
93. www.victronenergy.pl, styczeń 2015.

Akty prawne:

94. Konstytucja Rzeczypospolitej Polskiej, Dz.U. nr 78, poz. 483.
95. Ustawa Prawo Ochrony Środowiska, Dz.U. 2001 nr 62 poz. 627 z późn. zmianami.
96. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. z 2010 r. Nr 213, poz. 1397).
97. COM 2000, European Commission Green Paper 2000, Towards an European Strategy for Energy Supply Security – Green Paper, Brussels 2000.
98. COM 2008, Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, 20 20 by 2020, Europe's climate change opportunity, Brussels 2008.
99. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady Europy 2009/28/WE z dnia 23 kwietnia 2009 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych.
100. ISO 14040:2009 Zarządzanie środowiskowe - Ocena cyklu życia - Zasady i struktura.
101. ISO 14044:2009 Zarządzanie środowiskowe - Ocena cyklu życia - Wymagania i wytyczne.
102. Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 9 listopada 2010 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (Dz. U. Nr 213, poz. 1397).

Spis oznaczeń

$\bar{H}_b$	– nasłonecznienie płaszczyzny poziomej dla promieniowania bezpośredniego,
$\bar{H}_d$	– nasłonecznienie płaszczyzny poziomej dla promieniowania rozproszonego,
c_w	– ciepło właściwe wody,
E_{PV}	– uzysk energetyczny modułu PV,
I_c	– natężenie promieniowania słonecznego padającego na powierzchnię modułu,
$\dot{m}$	– strumień czynnika przepływającego przez pojedynczy kolektor,
t_a	– temperatura powietrza zewnętrznego,
t_{ref}	– temperatura referencyjna dla modułu PV,
β_x	– spadek sprawności w odniesieniu do wzrostu temperatury o 1 °C,
η_{PV}	– efektywność modułu PV,
η_{ref}	– efektywność referencyjna modułu PV,
A_p	– powierzchnia czynna absorbera kolektorów,
D_w	– wewnętrzna średnica rury wewnątrz kolektora,
D_z	– zewnętrzna średnica rury kolektora,
F	– sprawność pojedynczego żebra wymiennika ciepła,
F'	– współczynnik efektywności absorbera,
F_R	– współczynnik odprowadzania ciepła z kolektora,
h_w	– współczynnik przejmowania ciepła w rurze,
LCA	– Life Cycle Assessment, Ocena Cyklu Życia,
OZE	– odnawialne źródła energii,
R_b	– współczynnik korekcyjny promieniowania bezpośredniego,
R_d	– współczynnik korekcyjny promieniowania rozproszonego,
t_{PV}	– temperatura tylnej powierzchni modułu,
t_s	– temperatura wody ciepłej,
t_{sl}	– czas słoneczny w godzinach,
t_z	– temperatura wody zimnej,
U_L	– zastępczy współczynnik strat ciepła kolektora,
V_s	– pojemność zasobnika c.w.u.,
W	– rozstaw rur wewnątrz kolektora,
WS	– prędkość wiatru,
f	– funkcja korelacyjna wyrażająca wskaźnik udziału energii słonecznej w całkowitych potrzebach energii cieplnej na przygotowanie c.w.u.,
X	– zmienna niezależna wyrażająca stosunek referencyjnych strat ciepła z kolektora do otoczenia do całkowitego zapotrzebowania energii na przygotowanie c.w.u.,
Y	– zmienna niezależna wyrażająca stosunek energii promieniowania słonecznego pochłoniętego w kolektorach do całkowitego zapotrzebowania na c.w.u.,
α	– współczynnik absorpcji absorbera,
A	– azymut Słońca,
β	– kąt nachylenia płaszczyzny kolektora,
δ	– deklinacja Słońca,
λ_p	– współczynnik przewodności cieplnej dla absorbera,
d	– grubość absorbera,

- τ_c – całkowita transmisyjność pokryć przezroczystych kolektora,
- $(\tau\alpha)$ – efektywny współczynnik transmisyjno-absorpcyjny,
- φ – szerokość geograficzna (północna dodatnia),
- ψ_x – współczynnik korekcyjny pojemności zbiornika,
- ω – kąt godzinowy słoneczny,
- ω_{wsch} – kąt godzinowy wschodu Słońca na powierzchnię poziomą.

Spis rysunków

Rysunek 2.1.1. Schemat powiązań branży energetycznej z zasadą zrównoważonego rozwoju.....	10
Rysunek 2.2.1. Schemat zależności pomiędzy poszczególnymi fazami LCA (opracowanie własne na podstawie Kowalski i in., 2007).....	23
Rysunek 2.3.1. Średnie roczne sumy usłonecznienia w Polsce (Banak i in., 2006).....	28
Rysunek 2.3.2. Schemat wymiany ciepła pomiędzy elementami kolektora a otoczeniem (Oszczak, 2012)	30
Rysunek 2.3.3. Podział kolektorów słonecznych stosowanych w polskich warunkach klimatycznych (opracowanie własne na podstawie Nowak i in., 2008)	32
Rysunek 2.3.4. Budowa kolektora płaskiego, 1 – obudowa, 2 – płyn niezamarzający, 3 – poczerniona rura miedziana, 4 – izolacja termiczna, 5 – szyba (Oszczak, 2012).....	33
Rysunek 2.3.5. Przekroje przez rury kolektora próżniowego (Oszczak, 2012).....	34
Rysunek 2.3.6. Schemat budowy kolektora próżniowego z bezpośrednim przepływem czynnika (Oszczak, 2012)	35
Rysunek 2.3.7. Rura kolektora typu heat pipe (Oszczak, 2012).....	36
Rysunek 2.3.8. Budowa kolektora powietrznego, 1 – blacha falista pełniąca funkcję absorbera, 2 – żaluzje powietrzne, 3 – wentylator, 4 – kanał powietrzny (Wiśniewski i in., 2008)	37
Rysunek 2.3.9. Schematy instalacji słonecznych dostępne za pomocą oprogramowania GetSolar: a) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u.(4) z zasobnikiem pionowym (2) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), b) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i wody basenowej (6) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), c) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i zasilania c.o. (5) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3), d) Instalacja kolektorów słonecznych (1) do podgrzewu c.w.u. (4) i zasilania c.o. (5) we współpracy ze źródłem konwencjonalnym (3) z zasobnikiem dwufunkcyjnym (6)	38
Rysunek 2.3.10. Uproszczony schemat krzemowego ogniwa fotowoltaicznego, 1 – półprzewodnik p, 2 – półprzewodnik n, 3 – obszar złącza p-n, 4 – powłoka antyrefleksyjna, 5 – anoda, 6 – katoda, 7 – płyta nośna (Nowicki, 2012).....	40
Rysunek 2.3.11. Podział ogniw fotowoltaicznych w zależności od materiału wykorzystanego do budowy (Boszkowicz, 2013)	44
Rysunek 2.3.12. Ogniwa z krzemu (od lewej): monokrystalicznego i polikrystalicznego oraz ogniwo amorficzne (Zdyb, 2012).....	45
Rysunek 2.3.13. Panele oparte na modułach z ogniw krzemowych monokrystalicznych (po lewej) i polikrystalicznych (po prawej), (http://www.poradnik.sunage.pl/ , 2014).....	46
Rysunek 2.3.14. Ogniwa wbudowane w dach dworca kolejowego w Berlinie (Oszczak, 2012).....	46
Rysunek 2.3.15. Schemat systemu autonomicznego zasilającego urządzenia gospodarstwa domowego (www.powersun.pl , 2014).....	48
Rysunek 2.3.16. Schemat systemu zintegrowanego z siecią elektroenergetyczną (www.powersun.pl , 2014)	49

Rysunek 3.2.1. Graficzne przedstawienie granic systemu dla instalacji fototermicznych	58
Rysunek 3.2.2. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora płaskiego B (absorber miedziano-aluminiowy, rama aluminiowa, wełna mineralna)	82
Rysunek 3.2.3. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora płaskiego G (absorber miedziany, rama stalowa, pianka poliuretanowa).....	82
Rysunek 3.2.4. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla kolektora rurowego heat pipe	83
Rysunek 3.2.5. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu 1 m ² kolektora na dachu pochyłym.....	83
Rysunek 3.2.6. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu 1 m ² kolektora na gruncie	84
Rysunek 3.2.7. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji z orurowaniem miedzianym	84
Rysunek 3.2.8. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji z orurowaniem stalowym	85
Rysunek 3.2.9. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla produkcji zasobnika 200 l.....	85
Rysunek 3.2.10. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora płaskiego B	88
Rysunek 3.2.11. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora płaskiego G	88
Rysunek 3.2.12. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy kolektora rurowego heat pipe.....	89
Rysunek 3.2.13. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 procesu montażu na dachu płaskim	90
Rysunek 3.2.14. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji z rurami miedzianymi	91
Rysunek 3.2.15. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji z rurami giętkimi ze stali nierdzewnej	91
Rysunek 3.2.16. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji zasobnika 200 l.....	92
Rysunek 3.2.17. Wskaźnik jednostkowy (Pt/kWh) dla analizowanych systemów modelowych w podziale na kategorie wpływu na środowisko	96
Rysunek 3.2.18. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) z wyszczególnieniem procesów jednostkowych	97
Rysunek 3.2.19. Wyniki analizy wpływu wydłużenia czasu użytkowania instalacji na wskaźniki oddziaływania, po lewej: Pt/kWh, po prawej: kgCO _{2eq} /kWh.....	98
Rysunek 3.2.20. Widok pola kolektorów na dachu oraz części instalacji wewnętrznej. 98	

Rysunek 3.2.21. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych	99
Rysunek 3.2.22. Wskaźnik GWP w ujęciu jednostkowym ($\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$) w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 20 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych	100
Rysunek 3.3.1. Graficzne przedstawienie granic systemu dla instalacji fotowoltaicznych w technologii krzemu krystalicznego oraz amorficznego	103
Rysunek 3.3.2. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli monokrystalicznych (E – emisje, Z – zasoby)	125
Rysunek 3.3.3. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli polikrystalicznych (E – emisje, Z – zasoby)	125
Rysunek 3.3.4. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla paneli amorficznych (E – emisje, Z – zasoby)	126
Rysunek 3.3.5. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu paneli na dachu (E – emisje, Z – zasoby)	127
Rysunek 3.3.6. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla montażu paneli na gruncie (E – emisje, Z – zasoby)	127
Rysunek 3.3.7. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla budowy instalacji (E – emisje, Z – zasoby)	128
Rysunek 3.3.8. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla inwertera (E – emisje, Z – zasoby)	128
Rysunek 3.3.9. Udział zużywanych zasobów i emisji do środowiska w wartości wskaźnika pojedynczego dla akumulatora (E – emisje, Z – zasoby)	129
Rysunek 3.3.10. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu monokrystalicznego	130
Rysunek 3.3.11. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu polikrystalicznego	131
Rysunek 3.3.12. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji panelu amorficznego	132
Rysunek 3.3.13. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 produkcji inwertera	133
Rysunek 3.3.14. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 montażu paneli na dachu	133
Rysunek 3.3.15. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy instalacji	134
Rysunek 3.3.16. Histogram rozkładu statystycznego wyników oceny wpływu cyklu życia techniką Ecoindicator'99 budowy akumulatora litowego	135

Rysunek 3.3.17. Wskaźnik jednostkowy (Pt/kWh) dla analizowanych systemów modelowych w podziale na kategorie wpływu na środowisko	138
Rysunek 3.3.18. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) z wyszczególnieniem procesów jednostkowych	139
Rysunek 3.3.19. Wyniki analizy wpływu skrócenia czasu użytkowania instalacji na wskaźniki oddziaływania, po lewej: Pt/kWh, po prawej: $\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$	140
Rysunek 3.3.20. Widok pola paneli oraz instalacji wewnętrznej (www.sunwind.pl, 2015).....	140
Rysunek 3.3.21. Produkcja energii elektrycznej w lipcu 2015 (opracowanie własne na podstawie danych monitoringowych firmy SunWind), kWh	141
Rysunek 3.3.22. Wskaźnik pojedynczy w ujęciu jednostkowym (Pt/kWh) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych	142
Rysunek 3.3.23. Wskaźnik GWP w ujęciu jednostkowym ($\text{kgCO}_{2\text{eq}}/\text{kWh}$) dla poszczególnych procesów w cyklu życia analizowanej instalacji: A – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat z recyklingiem elementów składowych, B – o prognozowanym okresie użytkowania 30 lat bez recyklingu elementów składowych, C – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat z recyklingiem elementów składowych, D – o prognozowanym okresie użytkowania 25 lat bez recyklingu elementów składowych	143
Rysunek 3.4.1. Wyniki grupowania i ważenia wskaźnika w metodzie Ecoindicator'99 dla wybranych instalacji kolektorów słonecznych (po lewej) oraz instalacji fotowoltaicznej podłączonej do sieci (po prawej).....	145
Rysunek 3.5.1. Interfejs aplikacji do środowiskowej oceny mikroinstalacji słonecznych.....	150
Rysunek 3.5.2. Okno wykresu porównawczego dla wskaźnika GWP instalacji termicznej.....	151

Spis tabel

Tabela 2.1.1. Wskaźniki zrównoważonego rozwoju Polski w wybranych obszarach tematycznych (opracowanie własne na podstawie www.stat.gov.pl , 2015; eec.europa.eu/eurostat , 2015).....	16
Tabela 2.3.1. Sprawność energetyczna ogniw i modułów fotowoltaicznych w zależności od konstrukcji, z uwzględnieniem wskazań producentów (Krac, Górecki, 2012).....	43
Tabela 3.1.1. Obliczanie wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 (opracowanie własne na podstawie ISO 14044, www.pre.nl , 2014).....	54
Tabela 3.2.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji kolektorów płaskich (opracowanie własne na podstawie bazy Ecoinvent oraz dokumentacji technicznej kolektora KSC-AE/200SA1 Cr)	59
Tabela 3.2.2. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji kolektorów próżniowych rurowych typu heat pipe (opracowanie własne na podstawie bazy Ecoinvent oraz danych technicznych kolektora NSC-10).....	60
Tabela 3.2.3. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu kolektorów słonecznych (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych; zużycie energii elektrycznej przyjęto jak dla montażu paneli fotowoltaicznych).....	61
Tabela 3.2.4. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu instalacji łączącej kolektory i zasobnik c.w.u. (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych)	62
Tabela 3.2.5. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji zasobnika c.w.u. (opracowanie własne na podstawie informacji pozyskanych z biur projektowych)	62
Tabela 3.2.6. Obliczenia pomocnicze.....	65
Tabela 3.2.7. Dane meteorologiczne i obliczenia pomocnicze (1).....	66
Tabela 3.2.8. Dane meteorologiczne i obliczenia pomocnicze (2).....	67
Tabela 3.2.9. Wyniki obliczeń i analizy metodą f-chart dla rozpatrywanego przypadku rozbioru c.w.u.	68
Tabela 3.2.10. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla absorberów płaskich oraz rur próżniowych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m^2	70
Tabela 3.2.11. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji absorberów płaskich, Pt/m^2	70
Tabela 3.2.12. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji rur próżniowych, Pt/kg	71
Tabela 3.2.13. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla analizowanych konstrukcji kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m^2	72
Tabela 3.2.14. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do powietrza przy współczynniku odcięcia 1%, Pt/m^2	73
Tabela 3.2.15. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do wody przy współczynniku odcięcia 0,01%, Pt/m^2	74

Tabela 3.2.16. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla kolektorów słonecznych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do gleby przy współczynniku odcięcia 0,01%, Pt/m ²	74
Tabela 3.2.17. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektorów płaskich, Pt/m ²	75
Tabela 3.2.18. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektora próżniowego heat pipe, Pt/m ²	75
Tabela 3.2.19. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla montażu 1m ² kolektorów z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m ²	76
Tabela 3.2.20. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji kolektorów płaskich, Pt/m ²	76
Tabela 3.2.21. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 w budowie instalacji z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt	77
Tabela 3.2.22. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w budowie instalacji, Pt	77
Tabela 3.2.23. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla analizowanych konstrukcji zasobników z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt	78
Tabela 3.2.24. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w budowie zasobnika, Pt	79
Tabela 3.2.25. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla serwisowania i użytkowania słonecznej instalacji c.w.u. z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt	79
Tabela 3.2.26. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla transportu, Pt/kg	80
Tabela 3.2.27. Wyniki oceny techniką GWP100a elementów cyklu życia systemu fototermicznego	80
Tabela 3.2.28. Klasy jakości danych (Data Quality Indicator – DQI) w LCA (opracowanie własne na podstawie SimaPro)	87
Tabela 3.2.29. Dane instalacji modelowych	93
Tabela 3.2.30. Wyniki analizy porównawczej systemów modelowych	94
Tabela 3.2.31. Wyniki obliczeń wskaźników jednostkowych dla źródeł ciepła scharakteryzowanych w bazie Ecoinvent	95
Tabela 3.3.1. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji paneli krystalicznych	105
Tabela 3.3.2. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji modułów krzemowych (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent v2; Pearce, 2005)	108
Tabela 3.3.3. Ilość materiałów i energii zużytych podczas montażu paneli fotowoltaicznych (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, komunikacja bezpośrednia z firmą SunWind)	109
Tabela 3.3.4. Ilość materiałów i energii zużytych podczas produkcji inwertera (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, Jungbluth i in., 2012)	110
Tabela 3.3.5. Bilans materiałowy dla okablowania instalacji i urządzeń zabezpieczających (opracowanie własne na podstawie Ecoinvent, komunikacja bezpośrednia z firmą SunWind)	110

Tabela 3.3.6. Bilans materiałowy dla akumulatora litowo-jonowego (opracowanie własne na podstawie Gaines i in, 2011; www.victronenergy.pl , 2015).....	111
Tabela 3.3.7. Zestawienie obliczeń uzysku energetycznego instalacji dla wybranego dnia referencyjnego (17 lipca).....	113
Tabela 3.3.8. Zestawienie wyników obliczeń dla rozpatrywanego systemu	114
Tabela 3.3.9. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego i pojedynczego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/m^2	115
Tabela 3.3.10. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do powietrza przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m^2	116
Tabela 3.3.11. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do wody przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m^2	117
Tabela 3.3.12. Wyniki obliczeń wskaźnika ważonego według metody Ecoindicator'99 dla paneli krzemowych z wyszczególnieniem substancji emitowanych do gleby przy współczynniku odcięcia 0,1%, Pt/m^2	117
Tabela 3.3.13. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu monokrystalicznego, Pt/m^2	118
Tabela 3.3.14. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu polikrystalicznego, Pt/m^2	118
Tabela 3.3.15. Wskaźnik pojedynczy obliczony dla poszczególnych procesów jednostkowych w produkcji paneli na bazie krzemu amorficznego, Pt/m^2	118
Tabela 3.3.16. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla montażu paneli na gruncie z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/m^2	119
Tabela 3.3.17. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w montażu paneli na gruncie, Pt/m^2	119
Tabela 3.3.18. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla montażu paneli na dachu pochyłym z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/m^2	119
Tabela 3.3.19. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w montażu paneli na dachu pochyłym, Pt/m^2	120
Tabela 3.3.20. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla produkcji inwertera z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/kW	120
Tabela 3.3.21. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla instalacji elektrycznej z wyszczególnieniem kategorii wpływu na środowisko, Pt/kW_p	121
Tabela 3.3.22. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w budowie instalacji elektrycznej, Pt/kW_p	121
Tabela 3.3.23. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla procesów jednostkowych w produkcji akumulatora litowego, Pt/kg	122
Tabela 3.3.24. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla produkcji akumulatora litowego z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/kg	122
Tabela 3.3.25. Wyniki obliczeń wskaźnika według metody Ecoindicator'99 dla serwisowania instalacji z wyszczególnieniem kategorii wpływu, Pt/kW_p	123
Tabela 3.3.26. Wyniki oceny metodą GWP100a elementów cyklu życia systemu fotowoltaicznego	124
Tabela 3.3.27. Dane instalacji modelowych	136

Tabela 3.3.28. Wyniki analizy porównawczej systemów modelowych.....	137
Tabela 3.4.1. Zdyskontowany kosztu cyklu życia modelowych instalacji fototermicznych .	147
Tabela 3.4.2. Zdyskontowany koszt cyklu życia modelowych instalacji fotowoltaicznych..	148

Załącznik 1.

Modelowanie uzysku instalacji fototermicznej w programie GetSolar

1. Modelowanie pracy instalacji o powierzchni absorbera 3,24 m²

Rodzaj instalacji	Kolektor płaski (2 szt.) z absorberem miedzianym Solimpeks Wunder CLS o powierzchni absorbera 2x1,62 m ² , przewody stalowe, zużycie c.w.u. 150 l/d					
Nachylenie	30		45		60	
Orientacja	SE					
Typ instalacji	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok						
Zasobnik 200 l	1039	1041	1027	1029	979	979
Zasobnik 250 l	1054	1054	1046	1047	1001	1001
Orientacja	S					
Zasobnik 200 l	1107	1109	1119	1121	1076	1076
Zasobnik 250 l	1112	1122	1129	1129	1092	1092
Orientacja	SW					
Zasobnik 200 l	1075	1075	1080	1080	1040	1040
Zasobnik 250 l	1087	1088	1088	1088	1049	1049
Rodzaj instalacji	Kolektor płaski (2 szt.) z absorberem aluminiowym Thermosolar TS 300 o powierzchni absorbera przyjętej do modelowania 3,24 m ² , przewody giętkie, zużycie c.w.u. 150 l/d					
Orientacja	SE					
Zasobnik 200 l	1132	1139	1115	1119	1059	1059
Zasobnik 250 l	1147	1147	1131	1132	1079	1079
Orientacja	S					
Zasobnik 200 l	1208	1210	1208	1211	1166	1166
Zasobnik 250 l	1211	1222	1219	1219	1178	1178
Orientacja	SW					
Zasobnik 200 l	1175	1175	1172	1172	1128	1128
Zasobnik 250 l	1181	1182	1176	1176	1129	1129
Rodzaj instalacji	Kolektor próżniowy Vitosol 200T SD2A o powierzchni absorbera 3,24 m ² , przewody stalowe, zużycie c.w.u. 150 l/d					
Orientacja	SE					
Zasobnik 200 l	1559	1580	1540	1561	1469	1479
Zasobnik 250 l	1572	1583	1553	1567	1478	1487
Orientacja	S					
Zasobnik 200 l	1642	1672	1652	1672	1587	1602
Zasobnik 250 l	1655	1675	1659	1673	1592	1598
Orientacja	SW					
Zasobnik 200 l	1591	1610	1587	1604	1521	1529
Zasobnik 250 l	1593	1610	1592	1603	1529	1534

2. Modelowanie pracy instalacji o powierzchni absorbera 4 m²

Rodzaj instalacji	Kolektory płaskie z absorberem miedzianym Solimpeks Wunder CLS o powierzchni absorbera użytej do modelowania 4 m ² , przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 200 l/d					
Nachylenie	30		45		60	
Orientacja	SE					
Typ instalacji	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok						
Zasobnik 250 l	1359	1359	1350	1350	1283	1283
Zasobnik 300 l	1373	1373	1367	1367	1311	1311
Orientacja	S					
Zasobnik 250 l	1448	1449	1458	1460	1399	1399
Zasobnik 300 l	1459	1459	1469	1469	1420	1420
Orientacja	SW					
Zasobnik 250 l	1401	1401	1400	1401	1349	1349
Zasobnik 300 l	1407	1407	1409	1409	1353	1353
Rodzaj instalacji	Kolektory płaskie z absorberem aluminiowym Thermosolar TS 300 o powierzchni absorbera użytej do modelowania 4 m ² , przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 200 l/d					
Orientacja	SE					
Typ instalacji	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.
Zasobnik 250 l	1483	1491	1461	1465	1395	1395
Zasobnik 300 l	1501	1505	1488	1489	1414	1416
Orientacja	S					
Zasobnik 250 l	1580	1583	1573	1580	1520	1521
Zasobnik 300 l	1589	1590	1592	1593	1532	1532
Orientacja	SW					
Zasobnik 250 l	1525	1529	1517	1521	1459	1460
Zasobnik 300 l	1533	1533	1522	1524	1466	1466
Rodzaj instalacji	Kolektory próżniowe Vitosol 200T SD2A o powierzchni absorbera użytej do modelowania 4 m ² , przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 200 l/d					
Orientacja	SE					
Typ instalacji	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.
Zasobnik 250 l	2037	2074	2017	2049	1924	1942
Zasobnik 300 l	2049	2075	2035	2055	1941	1957
Orientacja	S					
Zasobnik 250 l	2136	2172	2139	2170	2059	2075
Zasobnik 300 l	2148	2172	2150	2168	2069	2072
Orientacja	SW					
Zasobnik 250 l	2060	2090	2051	2074	1972	1982
Zasobnik 300 l	2072	2090	2058	2075	1970	1974

3. Modelowanie pracy instalacji o powierzchni absorbera 6 m²

Rodzaj instalacji	Kolektory płaskie z absorberem miedzianym Solimpeks Wunder CLS o powierzchni absorbera użytej do modelowania 5 m², przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 250 l/d					
Nachylenie	30		45		60	
Orientacja	SE					
Typ instalacji	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.	c.w.u.	c.w.u.+c.o.
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok						
Zasobnik 300 l	1720	1720	1704	1704	1631	1631
Orientacja	S					
Zasobnik 300 l	1831	1839	1847	1851	1774	1774
Orientacja	SW					
Zasobnik 300 l	1779	1783	1773	1777	1707	1707
Rodzaj instalacji	Kolektory płaskie z absorberem aluminiowym Thermosolar TS 300 o powierzchni absorbera użytej do modelowania 5 m², przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 250 l/d					
Orientacja	SE					
Zasobnik 300 l	1890	1901	1858	1865	1769	1770
Orientacja	S					
Zasobnik 300 l	2001	2013	2003	2016	1926	1930
Orientacja	SW					
Zasobnik 300 l	1930	1937	1926	1935	1843	1846
Rodzaj instalacji	Kolektory Próżniowe rurowe heat pipe Vitosol 200T SD2A o powierzchni absorbera użytej do modelowania 5 m², przewody stalowe giętkie, zużycie c.w.u. 250 l/d					
Orientacja	SE					
Zasobnik 300 l	2550	2581	2509	2539	2376	2397
Orientacja	S					
Zasobnik 300 l	2674	2712	2685	2720	2576	2599
Orientacja	SW					
Zasobnik 300 l	2597	2624	2584	2611	2471	2485

Załącznik 2.

Modelowanie uzysku instalacji fotowoltaicznych w programie DDS-CAD

1. Instalacje z panelami z krzemu monokrystalicznego

Rodzaj inst.	Moduły Mono-Si, 10 szt., typ YL200c-24b (Panda) prod. Yingli Green Energy Holding, moc zainstalowana 2 kW _p , sprawność 15,5%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta energy Systems GmbH (SI 1800 US 240), beztransformatorowy AEG Power Solutions GmbH (Protect PV 1500)							
Nachylenie	15	30	45	60				
Orientacja	E							
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	1526	1545	1485	1504	1418	1437	1321	1339
Off-grid	1373	1391	1337	1354	1276	1293	1189	1205
Orientacja	SE							
On-grid	1650	1671	1699	1721	1681	1703	1595	1616
Off-grid	1485	1504	1529	1549	1513	1533	1436	1454
Orientacja	S							
On-grid	1693	1715	1772	1795	1766	1790	1680	1702
Off-grid	1524	1544	1595	1616	1589	1611	1512	1532
Orientacja	SW							
On-grid	1636	1656	1675	1696	1649	1671	1562	1582
Off-grid	1472	1490	1508	1526	1484	1504	1406	1424
Orientacja	W							
On-grid	1503	1522	1442	1460	1362	1380	1261	1278
Off-grid	1353	1370	1298	1314	1226	1242	1135	1150

Rodzaj	Moduly Mono-Si, 15 szt., YL200c-24b (Panda) prod. Yingli Green Energy Holding, moc zainstalowana 3 kW _p , sprawność 15,5%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 2,5 NA G4TR), beztransformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 3,0 EU T4TL)							
Orientacja	E							
Nachylenie	15	30		45		60		
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	2334		2273		2171		2024	
Off-grid	2101		2046		1954		1822	
Orientacja	SE							
On-grid	2530		2599		2570		2440	
Off-grid	2277	0	2339	0	2313	0	2196	0
Orientacja	S							
On-grid	2591		2709		2701		2569	
Off-grid	2332	0	2438	0	2431	0	2312	0
Orientacja	SW							
On-grid	2503		2561		2523		2389	
Off-grid	2253	0	2305	0	2271	0	2150	0
Orientacja	W							
On-grid	2301	2291	2209	2197	2085	2073	1931	1317
Off-grid	2071	2062	1988	1977	1877	1866	1738	1185

Rodzaj	Moduly Mono-Si, 20 szt., typ YL200c-24b (Panda) prod. Yingli Green Energy Holding, moc zainstalowana 4 kW _p , sprawność 15,5%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 3,3 NA G4TR), beztransformatowy AEG Power Solutions (Protect-PV 1500)							
	Orientacja	E						
	Nachylenie	15	30		45		60	
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	3121	3089	3038	3008	2902	2874	2704	2678
Off-grid	2809	2780	2734	2707	2612	2587	2434	2410
Orientacja SE								
On-grid	3367	3342	3474	3443	3436	3406	3261	3233
Off-grid	3030	3008	3127	3099	3092	3065	2935	2910
Orientacja S								
On-grid	3463	3430	3622	3520	3611	3580	3434	3404
Off-grid	3117	3087	3260	3168	3250	3222	3091	3064
Orientacja SW								
On-grid	3346	3313	3424	3392	3372	3342	3194	3165
Off-grid	3011	2982	3082	3053	3035	3008	2875	2849
Orientacja W								
On-grid	3075	3043	2951	2921	2787	2759	2581	2555
Off-grid	2768	2739	2656	2629	2508	2483	2323	2300

2. Instalacje z krzemu polikrystalicznego

Rodzaj instalacji	Moduły poli-Si, 10 szt., typ PX54-200 prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 2 kW _p , sprawność 13,4%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (SI 1800 US 240), beztransformatorowy AEG Power Solutions (Protect-PV 1500)							
	Orientacja	E						
	Nachylenie	15	30		45		60	
	Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
	On-grid	1530	1540	1479	1499	1411	1430	1313
	Off-grid	1377	1386	1331	1349	1270	1287	1182
	Orientacja SE							
	On-grid	1647	1668	1696	1719	1677	1700	1590
	Off-grid	1482	1501	1526	1547	1509	1530	1431
	Orientacja S							
	On-grid	1691	1713	1770	1793	1765	1788	1677
	Off-grid	1522	1542	1593	1614	1589	1609	1509
	Orientacja SW							
	On-grid	1633	1654	1672	1694	1646	1668	1557
	Off-grid	1470	1489	1505	1525	1481	1501	1401
	Orientacja W							
	On-grid	1498	1517	1437	1455	1355	1373	1252
	Off-grid	1348	1365	1293	1310	1220	1236	1127

Rodzaj instalacji	Moduly Poli-Si, 15 szt., typ PX54-200 prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 3 kW _p , sprawność 13,4%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 2,5 NA G4 TR), beztransformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 3,0 EU T4 TL)									
Orientacja	E									
Nachylenie	15		30		45		60			
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok										
On-grid	2333	2321	2269	2258	2165	2153	2014	2000		
Off-grid	2100	2089	2042	2032	1949	1938	1813	1800		
Orientacja	SE									
On-grid	2526	2518	2601	2596	2571	2568	2439	2433		
Off-grid	2273	2266	2341	2336	2314	2311	2195	2190		
Orientacja	S									
On-grid	2593	2587	2714	2732	2706	2704	2572	2569		
Off-grid	2334	2328	2443	2459	2435	2434	2315	2312		
Orientacja	SW									
On-grid	2504	2494	2564	2558	2525	2520	2389	2382		
Off-grid	2254	2245	2308	2302	2273	2268	2150	2144		
Orientacja	W									
On-grid	2299	2286	2204	2190	2079	2064	1922	1905		
Off-grid	2069	2057	1984	1971	1871	1858	1730	1715		

Rodzaj instalacji	Moduły poli-Si, 20 szt., typ PX54-200 prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 4 kW _p , sprawność 13,4%, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 3,3 NA G4TR), beztransformatorowy AEG Power Solutions (Protect-PV 1500)							
Orientacja	E							
Nachylenie	15		30		45		60	
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	3111	3080	3026	2997	2887	2860	2686	2661
Off-grid	2800	2772	2723	2697	2598	2574	2417	2395
Orientacja	SE							
On-grid	3367	3336	3468	3437	3428	3399	3252	3224
Off-grid	3030	3002	3121	3093	3085	3059	2927	2902
Orientacja	S							
On-grid	3458	3425	3618	3587	3607	3577	3429	3399
Off-grid	3112	3083	3256	3228	3246	3219	3086	3059
Orientacja	SW							
On-grid	3339	3307	3419	3388	3366	3336	3185	3157
Off-grid	3005	2976	3077	3049	3029	3002	2867	2841
Orientacja	W							
On-grid	3065	3034	2939	2909	2773	2745	2563	2537
Off-grid	2759	2731	2645	2618	2496	2471	2307	2283

3. Instalacja z panelami z krzemu amorficznego

Rodzaj instalacji	Moduły a-Si, 16 szt., typ NT-135 UX prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 2,1 kW _p , sprawność 8,6 %, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 2,0 G4 TR), beztransformatorowy AEG Power Solutions (Protect-PV 1500)							
	E							
Orientacja								
Nachylenie		15		30		45		60
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	1743	1744	1697	1699	1624	1627	1521	1524
Off-grid	1569	1570	1527	1529	1462	1464	1369	1372
Orientacja	SE							
On-grid	1872	1873	1919	1920	1896	1898	1804	1806
Off-grid	1685	1686	1727	1728	1706	1708	1624	1625
Orientacja	S							
On-grid	1918	1918	1995	1996	1985	1986	1992	1993
Off-grid	1726	1726	1796	1796	1787	1787	1793	1794
Orientacja	SW							
On-grid	1858	1859	1895	1896	1865	1866	1771	1772
Off-grid	1672	1673	1706	1706	1679	1679	1594	1595
Orientacja	W							
On-grid	1721	1722	1655	1657	1567	1571	1461	1464
Off-grid	1549	1550	1490	1491	1410	1414	1315	1318

Rodzaj instalacji	Moduły a-Si, 24 szt., typ NT-135 UX prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 3,24 kW _p , sprawność 8,6 %, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 2,5 G4 TR), beztransformatorowy Delta Energy Systems GmbH (Solivia 3,0 EU T4 TL)							
Orientacja	E							
Nachylenie	15		30		45		60	
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	2813	2813	2738	2738	2622	2620	2456	2451
Off-grid	2532	2532	2464	2464	2360	2358	2210	2206
Orientacja	SE							
On-grid	3018	3024	3092	3101	3054	3064	2907	2914
Off-grid	2716	2722	2783	2791	2749	2758	2616	2623
Orientacja	S							
On-grid	3090	3098	3212	3225	3197	3210	3047	3057
Off-grid	2781	2788	2891	2903	2877	2889	2742	2751
Orientacja	SW							
On-grid	2996	3001	3053	3061	3005	3013	2854	2859
Off-grid	2696	2701	2748	2755	2705	2712	2569	2573
Orientacja	W							
On-grid	2778	2777	2672	2669	2534	2529	2362	2354
Off-grid	2500	2499	2405	2402	2281	2276	2126	2119

Rodzaj instalacji	Moduly a-Si, 32 szt., typ NT-135 UX prod. Solarday SpA, moc zainstalowana 4,32 kW _p , sprawność 8,6 %, okablowanie standardowej jakości (strata przesyłowa 3%), inwerter transformatorowy Delta Energy Systems Gm-bH (Solivia 3,3 G4 TR), beztransformatorowy AEG Power Solutions (Protect-PV 1500)							
Orientacja	E							
Nachylenie	15		30		45		60	
Inwerter	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz	Transf.	Beztr. 50Hz
Uzysk energetyczny instalacji, kWh/rok								
On-grid	3750	3723	3651	3593	3496	3438	3275	3216
Off-grid	3375	3351	3286	3234	3146	3094	2948	2894
Orientacja	SE							
On-grid	4024	3970	4122	4081	4072	4023	3876	3825
Off-grid	3622	3573	3710	3673	3665	3621	3488	3443
Orientacja	S							
On-grid	4120	4094	4283	4243	4262	4215	4061	4039
Off-grid	3708	3685	3855	3819	3836	3794	3655	3635
Orientacja	SW							
On-grid	3994	3967	4070	4028	4006	3956	3805	3782
Off-grid	3595	3570	3663	3625	3605	3560	3425	3404
Orientacja	W							
On-grid	3704	3676	3562	3536	3379	3354	3149	3126
Off-grid	3334	3308	3206	3182	3041	3019	2834	2813