

INSTYTUT GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI I ENERGIA
POLSKIEJ AKADEMII NAUK — KRAKÓW

STUDIA, ROZPRAWY, MONOGRAFIE **216**

Piotr Olczak

MAGAZYNOWANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ
W PROSUMENCKICH MIKROINSTALACJACH
FOTOWOLTAICZNYCH

WYDAWNICTWO INSTYTUTU GOSPODARKI SUROWCAMI MINERALNYMI
I ENERGIA PAN • KRAKÓW • 2022

KOMITET REDAKCYJNY

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

RECENZENCI

dr hab. inż. Mariusz Filipowicz, AGH Kraków
em. prof. dr hab. inż. Stanisław Kandefer, Politechnika Krakowska

ADRES REDAKCJI

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

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

© *Copyright by Autor*

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

Printed in Poland

Kraków 2022

ISSN 1895-6823

ISBN 978-83-964234-4-3

eISBN 978-83-964234-8-1

IGSMiE PAN – Wydawnictwo, Kraków 2022

Nakład 50 egz.

Objętość ark. wyd. 9,0; ark. druk. 12,5 (×8)

Druk i oprawa: Drukarnia Eikon Plus; 31-302 Kraków, ul. Wybickiego 46

Spis treści

Wykaz skrótów	5
Cel pracy	8
1. Wprowadzenie	9
1.1. Analiza literatury	14
1.1.1. Literatura w zakresie rozwoju fotowoltaiki i magazynowania energii	15
1.1.2. Literatura w zakresie współpracy instalacji fotowoltaicznych z magazynami energii	15
1.1.3. Literatura w zakresie wpływu magazynowania energii na chwilowe zmiany zapotrzebowania na energię dla instalacji PV	16
1.2. Fotowoltaika na tle innych technologii OZE	18
1.2.1. Obecny stan rozwoju OZE w Polsce	18
1.2.2. Prognoza rozwoju instalacji fotowoltaicznych na tle innych technologii OZE w Polsce	20
1.2.3. Rozwój technologii fotowoltaicznych na świecie	23
1.3. Magazynowanie energii	25
2. Wybrane bariery techniczne rozwoju fotowoltaiki	26
2.1. Nierównomierność przepływu i produkcji energii w mikroinstalacjach	26
2.2. Ograniczenia sieci elektroenergetycznej/dystrybucyjnej	27
3. Obiekty badań i symulacji	32
3.1. Magazyny energii elektrycznej	32
3.2. Mikroinstalacja prosumencka o mocy 5 kWp – Łęki	33
3.3. Zbiór 289 mikroinstalacji prosumenckich	37
4. Metodyka obliczeń i symulacji zastosowania magazynów energii	42
4.1. Obliczenia symulacyjne	44
4.2. Warianty magazynowania i strategię ładowania magazynów energii	53
5. Wyniki obliczeń i symulacji	56
5.1. Mikroinstalacja prosumencka o mocy 5 kWp – Łęki	56
5.1.1. Zastosowanie magazynu o pojemności 5 kWh (symulacja)	61
5.1.2. Zastosowanie magazynu energii 5 kWh, strategii ładowania H13 (symulacja) ...	64
5.1.3. Wielowariantowa analiza pojemności magazynów energii i strategii ładowania (symulacja)	65
5.2. Wyniki symulacji dla zbioru 289 mikroinstalacji prosumenckich	70

5.3. Oszacowanie wartości NP dla różnej liczby mikroinstalacji PV w skali kraju	72
Podsumowanie i wnioski końcowe	75
Literatura	78
Electricity storage in prosumer photovoltaic micro-installations – Abstract	85
Magazynowanie energii elektrycznej w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych – Streszczenie	87

Wykaz skrótów

Skrót	Objaśnienie, rozwinięcie oryginalnej nazwy		Jednostka
AGD	–	urządzenia/sprzęt Artykuły Gospodarstwa Domowego	
CSTP	–	<i>Concentrated Solar Thermal Power</i> , skoncentrowana słoneczna termiczna elektrownia	
DC	–	<i>Direct Current</i> , prąd stały	
DDD	–	maksymalna dobowa różnica w przepływach energii: oddanej i pobranej w skali mikroinstalacji	kWh
DH	–	godzinowa wartość przepływów energii elektrycznej z/od prosumenta, w godzinie τ roku	kWh
dr	–	dzień roku obliczeniowego (1...365)	
EA	–	ilościowa godzinowa wartość energii autokonsumowanej w instalacji prosumenckiej, w godzinie τ roku	kWh
EAr	–	sumaryczna roczna wartość autokonsumpcji energii w instalacji prosumenckiej, bez magazynu energii	kWh/rok
EAr2	–	średnia roczna wartość autokonsumpcji energii w instalacji prosumenckiej, bez magazynu energii	kWh/rok
EAS	–	ilościowa godzinowa wartość energii autokonsumowanej w instalacji prosumenckiej, w przypadku zastosowania magazynu energii, w godzinie τ roku	kWh
EASr	–	sumaryczna roczna wartość autokonsumpcji energii w instalacji prosumenckiej, w przypadku zastosowania magazynu energii	kWh/rok
EASr2	–	średnia roczna wartość autokonsumpcji energii w instalacji prosumenckiej, w przypadku zastosowania magazynu energii	kWh/rok
EK	–	energia konsumowana w instalacji prosumenckiej, w godzinie τ roku	kWh

<i>EO</i>	–	energia oddana do sieci z instalacji prosumenckiej, w godzinie τ roku	kWh
<i>EOS</i>	–	energia oddana do sieci z instalacji prosumenckiej, w przypadku użycia magazynu o pojemności <i>ES0</i> , w godzinie τ roku	kWh
<i>EOSm</i>	–	średnia wartość z 289 instalacji dla energia oddana do sieci z instalacji prosumenckiej, w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności <i>ES0</i> , dla godziny τ roku	kWh
<i>EP</i>	–	energia pobrana z sieci do instalacji prosumenckiej (użytkownika), w godzinie τ roku	kWh
<i>EPS</i>	–	energia pobrana z sieci do instalacji prosumenckiej (użytkownika), w przypadku użycia magazynu o pojemności <i>ES0</i> , w godzinie τ roku	kWh
<i>EPSm</i>	–	średnia wartość z 289 instalacji dla energia pobrana z sieci do instalacji prosumenckiej (użytkownika), w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności <i>ES0</i> , dla godziny τ roku	kWh
<i>EPV</i>	–	energia wyprodukowana w instalacji PV w instalacji o numerze NI, i w godzinie τ roku	kWh
ERA5	–	europejski serwis reanalizy klimatologicznej	
ES0	–	użyteczna pojemność magazynu energii elektrycznej	kWh
<i>ESr</i>	–	średnia ilość energii zmagazynowanej w magazynie energii dla zbioru 289 instalacji w skali roku	kWh/rok
<i>ESS</i>	–	energia aktualnie zgromadzona w magazynie energii w przypadku użycia magazynu o pojemności <i>ES0</i> w danej godzinie i w danej instalacji	kWh
<i>ESSL</i>	–	ilościowa strata energii w procesie magazynowania energii elektrycznej w ciągu godziny	kWh
<i>ESSS</i>	–	narastająca (w ciągu roku obliczeniowego) wartość energii zmagazynowanej	kWh
H10	–	ograniczenie ładowania magazynu energii przed godziną 10. każdego dnia, podobnie dla H11, H12, H13, H14, H15	
IEO	–	Instytut Energetyki Odnawialnej	
KSE	–	Krajowy System Elektroenergetyczny	
<i>LCOE</i>	–	<i>Levelized Cost of Electricity</i> , średni ważony koszt wytwarzania energii	zł/kWh
<i>LM</i>	–	liczba mikroinstalacji w skali np. kraju	
<i>maxDDD</i>	–	maksymalna roczna wartość <i>DDD</i>	kWh

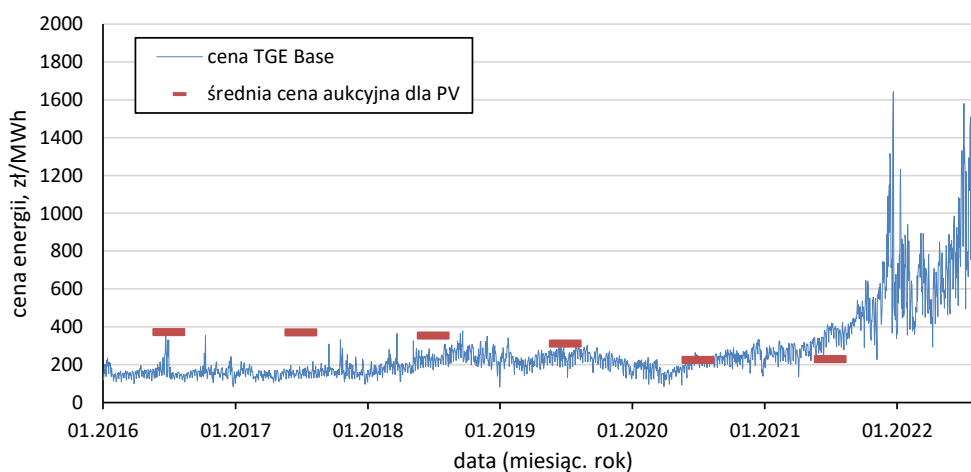
<i>maxEO</i>	–	dzienne maksimum <i>EO</i> w skali godzinowej	kWh
<i>maxEP</i>	–	dzienne maksimum <i>EP</i> w skali godzinowej	kWh
MPPT	–	<i>Maximum power point tracking</i> , śledzenie punktu mocy maksymalnej	
<i>NI</i>	–	numer badanej instalacji PV	
<i>NI_m</i>	–	maksymalna liczba analizowanych instalacji ze zbioru	
<i>NP</i>	–	moc równoważąca maksymalne dobowe różnice w przepływach energii dla liczby <i>LM</i> mikroinstalacji	GW
NPS	–	<i>National Power System</i> , KSE	
<i>NPV</i>	–	<i>Net Present Value</i> , wartość bieżąca netto	zł
<i>ogrH</i>	–	godzina ograniczenia ładowania magazynu energii	
OSD	–	Operator Systemu Dystrybucyjnego	
OZE	–	Odnawialne Źródła Energii	
PEP 2040	–	Polityka Energetyczna Polski 2040	
PPA	–	<i>Power Purchase Agreement</i> , długoterminowa umowa dostawy energii elektrycznej między dwiema stronami	
<i>PRCL</i>	–	przeliczeniowa roczna liczba cykli ładowania magazynu energii elektrycznej	
PSE	–	Polskie Sieci Elektroenergetyczne	
PV	–	<i>Photovoltaic</i> , fotowoltaika	
RDN	–	Rynek Dnia Następnego, w ramach TGE	
RES	–	<i>Renewable Energy Sources</i> , Odnawialne Źródła Energii	
<i>sEA</i>	–	procentowy udział wartości energii autokonsumowanej w energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną w danej godzinie, w instalacji prosumenckiej	%
TGE	–	Towarowa Giełda Energii	
TGE Base	–	indeks cenowy dzienny, notowany na TGE RDN	zł/MWh
V2G	–	<i>Vehicle to Grid</i> , energia przekazywana z magazynu energii w samochodzie elektrycznym do instalacji prosumenckiej/sieci	
ΔESS	–	przyrost energii zmagazynowanej w magazynie energii elektrycznej w ciągu godziny, w godzinie τ roku	kWh
Inne symbole			
η	–	całkowita sprawność procesu magazynowania	%
τ	–	godzina (roku)	
τd	–	godzina doby	

Cel pracy

Celem pracy jest analiza wpływu magazynowania energii elektrycznej w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych na zmniejszenie znaczenia wybranych barier rozwoju fotowoltaiki (PV) w Polsce w postaci redukcji nierównomierności różnic w przepływie energii elektrycznej na linii prosument–sieć elektroenergetyczna. Szczegółowa analiza dotyczy pojedynczej mikroinstalacji PV. Rozszerzona analiza dotyczy obliczeń wykonanych na zbiorze danych zebranych z 289 prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych.

1. Wprowadzenie

Każda technologia, w różnych okresach cyklu istnienia oraz w różnych warunkach, ma ograniczenia rozwoju. Fotowoltaika (PV) w Polsce od samego początku rozwoju (okolice 2010 roku¹) borykała się z wieloma problemami; początkowo były to głównie aspekty prawne i finansowe. Prawne dotyczyły możliwości budowy – kwestie pozwoleń i przyłączeń do sieci. Natomiast finansowe wiązały się z kosztami technologii w stosunku do rynkowych cen energii (rys. 1.1 i 1.2).



Rys. 1.1. Ceny energii *TGE Base*² oraz średnie ceny aukcyjne³ Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) dla fotowoltaiki

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Energy Instnat 2022; IGSMiE PAN 2021; TGE SA 2021)

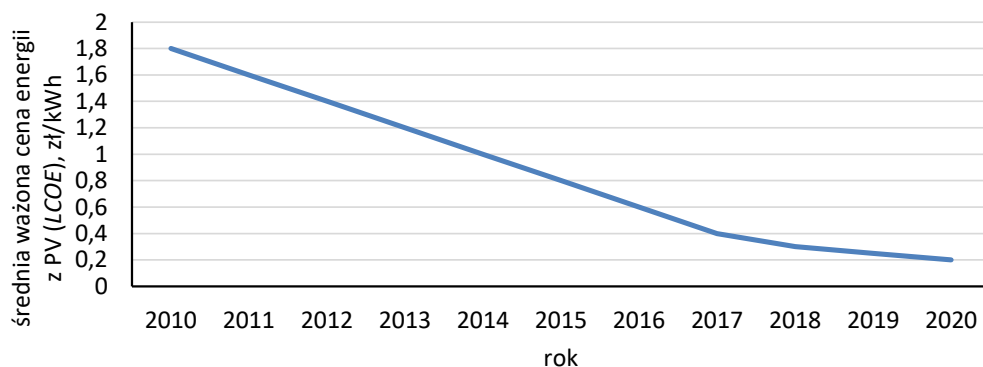
Fig. 1.1. TGE Base energy prices and average auction prices of Renewable Energy Sources (RES) for photovoltaics

¹ Pierwsze polskie nieeksperymentalne instalacje fotowoltaiczne.

² TGE Base – średnia arytmetyczna ze średnich ważonych cen godzinowych danej doby dostawy (od 0:00 do 24:00), kalkulowanych na podstawie wszystkich kontraktów godzinowych, blokowych i weekendowych (<https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn>).

³ Ustalane w ramach aukcji organizowanych przez Urząd Regulacji Energetyki.

Cena aukcyjna dla PV z 2016 roku (372 zł/MWh) oznacza stałą cenę (indeksowaną inflacją) za oddawaną energię elektryczną do sieci przez podmioty (najczęściej farmy fotowoltaiczne) na przestrzeni 15 lat. Stosunkowo wysokie ceny aukcyjne z 2016–2018 były osiągnięte przy niskich wolumenach energii zakontraktowanej na 15 lat (Kulpa i in. 2022; IGSMiE PAN 2021). Świadczyły jednak także o tym, że bez programów wsparcia produkcja energii z fotowoltaiki wiązała się z wysokim ryzykiem finansowym. W 2021 roku te początkowo wysokie ceny aukcyjne energii elektrycznej z lat 2016–2018 stały się niższe niż bieżąca wartość indeksu cenowego *TGE Base*. Spowodowało to, że nowi beneficjenci programu aukcyjnego, przynajmniej początkowo, będą się dzielić z Zarządcą Rozliczeń nadmiernymi wpływami finansowymi za energię elektryczną z rynku giełdowego. Szczegółowe analizy dotyczące wpływu cen energii na rozliczenia wykazano w pracy (Kulpa i in. 2022). Spadek cen aukcyjnych w latach 2018–2020 związany był m.in. z obniżeniem kosztów instalacji, o czym świadczy średni ważony koszt wytwarzania energii elektrycznej (*LCOE*, rys. 1.2).



Rys. 1.2. Średnia ważona cena energii z fotowoltaiki *LCOE*

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Kulpa i in. 2022; Patiño-Echeverri 2021)

Fig. 1.2. Conversion price of energy from photovoltaics

Rysunek 1.2 prezentuje na przestrzeni 10 lat (2010–2020) spadek ceny energii wytwarzanej z paneli fotowoltaicznych (*LCOE* dla PV) blisko 9–10 razy, w skali życia instalacji PV. Wraz ze spadkiem wartości *LCOE* i wzrostem cen energii oraz różnymi programami wsparcia, a także niwelacją barier natury prawnej postępował dynamiczny rozwój fotowoltaiki w Polsce (Dzikuć i in. 2022). Zaowocował on dynamicznym wzrostem mocy zainstalowanej, a także innymi niż wcześniej problemami natury technicznej np. ograniczeniami w zakresie mocy przyłączeniowych, czy nadprodukcją energii na danym obszarze.

Instalacje fotowoltaiczne można podzielić ze względu na:

Rodzaj przyłączenia instalacji do sieci:

- *On-grid*, instalacja podłączona do sieci elektroenergetycznej, w związku z tym nie potrzebuje magazynu energii (jednak może być zalecany (Błoński 2021)) ani alternatywnych źródeł (np. agregat prądowórczy) do funkcjonowania;
- *Off-grid*, instalacja działająca bez podłączenia do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej, często potrzebuje magazynu energii i/lub alternatywnego źródła energii.

Typ paneli PV:

- jednostronne – panele absorbujące promieniowanie słoneczne z jednej ich strony; w warunkach polskich najczęściej zwrócone w kierunku południowym pod zadaniem kątem nachylenia do płaszczyzny poziomej (np. 30° (Gulkowski 2022; Olczak i Komorowska 2021; Żukowski i Radzajewska 2015));
- dwustronne – panele absorbujące promieniowanie słoneczne z obu ich stron, dzięki czemu zwłaszcza przy odpowiednim ustawieniu paneli oraz powierzchni otaczającej panel o dobrym współczynniku odbicia promieniowania jest możliwa wyższa (niż w przypadku paneli jednostronnych) produktywność energii liczona na panel PV lub na powierzchnię zajętości terenu (Frydrychowicz-Jastrzębska i Bugała 2021; Olczak i in. 2021b).

Rodzaj (budowę) paneli: monokrystaliczne, polikrystaliczne, amorficzne (Mesquita i in. 2019).

Stacjonarność paneli:

- nieruchome,
- pojedyncza ruchoma oś (kąt nachylenia lub azymut),
- nadążne za pozornym ruchem słońca (dwie osie ruchome: azymut i kąt nachylenia) (Olczak i Kryzia 2016).

Sposoby rozliczeń produkowanej energii:

- rynkowa cena lub kontraktowa,
- system aukcyjny OZE (Komorowska i in. 2020; Kulpa i in. 2022; Trela i Dubel 2017), który zakontraktował na koniec 2021 ponad 6,3 GWp⁴ mocy w fotowoltaice (IEO 2022a),
- *prosument* – system opustowy, dla nowych instalacji funkcjonował do pierwszej połowy 2022 r. (Olczak i in. 2020; Peplowska i Olczak 2018), nazwa „prosument” to także podmiot jednocześnie konsumujący i wytwarzający energię elektryczną,
- *net-billing*⁵, rejestrowany jest zarówno pobór, jak i oddanie energii przez prosumenta, a następnie są one rozliczane lub rekompensowane według różnych stawek bazujących na rynkowych cenach energii (Trela i Dubel 2022),

⁴ Wp – *wattopeak* – jednostka mocy nominalnej dla paneli fotowoltaicznych. Oznacza maksymalną moc elektryczną do osiągnięcia przez panele fotowoltaiczne, w warunkach STC (Standard Test Conditions: natężenie promieniowania słonecznego: 1000 W/m², temperatura powietrza 25°C, air mass (AM) 1,5 1 GWp = 10⁹ Wp.

⁵ *net-billing*: właściciele fotowoltaiki objęci systemem *net-billingu* od 1 lipca 2022 roku sprzedają nadwyżki energii bazujące na średnich miesięcznych rynkowych cenach (z miesiąca poprzedzającego). Od 1 lipca 2024 roku wejdzie w życie rozliczenie nadwyżek w oparciu o ceny godzinowe (<https://swiatoze.pl/oplalnosc-nowego-systemu-rozliczen-z-fotowoltaiki-analiza-zyskow-z-net-billingu/>).

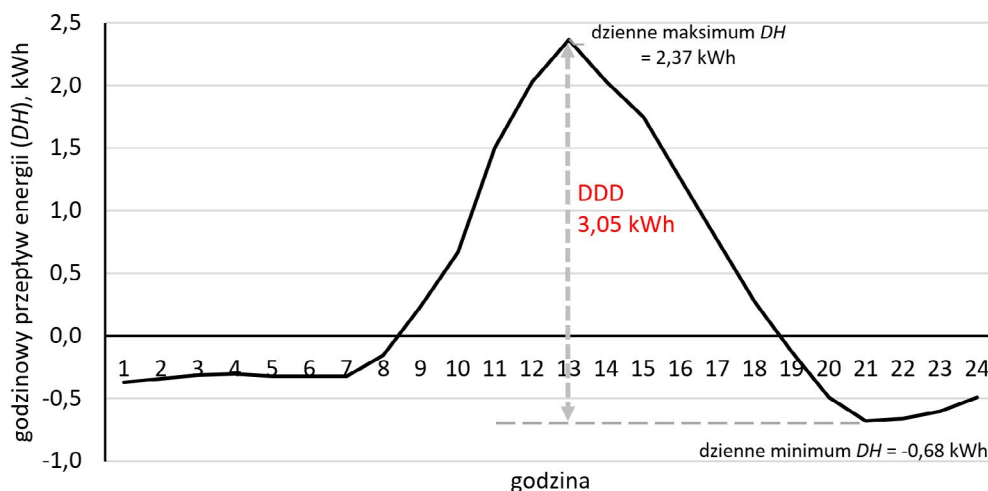
- PPA (*Power Purchase Agreement*) – długoterminowa umowa dostawy energii elektrycznej między dwiema stronami, w tym przypadku pomiędzy producentem energii elektrycznej a odbiorcą/klientem) (Next 2022).

Wielkość instalacji:

- mikro (od 0 do 50 kWp) – główny przedmiot podejmowanych analiz,
- mała (50–1000 kWp),
- duża (powyżej 1 MWp).

Wielkość wpływu liczby mikroinstalacji prosumenckich PV na rynek energetyczny w Polsce została oszacowana (w 2021 roku) w pracy Olczak i in. (Olczak i in. 2021a). Jednak już w pierwszej połowie 2022 przedstawiona analiza stała się praktycznie nieaktualna, gdyż zakładany w publikacji górny zakres wzrostu liczby mikroinstalacji został osiągnięty (Ministerstwo Klimatu 2020; PTPiREE 2021). Górny zakres liczby wynikał z Polityki Energetycznej Polski 2040 (PEP 2040), gdzie zostało zapisane, że do 2030 roku w Polsce będzie jeden milion prosumenckich instalacji fotowoltaicznych (Ministerstwo Klimatu 2020). W przywołanej pracy Autora, na podstawie próby 608 instalacji wykonano obliczenia wpływu nierównomierności pomiędzy godzinową ilością energii oddanej a godzinową ilością energii pobranej w skali setek tysięcy prosumentów w Polsce. Główne spostrzeżenia z wykonanych analiz (w ramach zbioru prosumenckich mikroinstalacji PV) to:

- maksimum energii oddanej występuje często w godzinach 11–13, a maksimum energii pobranej w godzinach 19–22;
- największa nierówność w dobowym przepływie energii elektrycznej (z i do mikroinstalacji fotowoltaicznych) odpowiada potrzebie bilansowania mocy o wartości około 4 GW z tytułu prosumenckich instalacji fotowoltaicznych powstałych głównie w ostatnich dwóch latach (Olczak i in. 2021a) – nierówność tę, zwaną także maksymalną dobową różnicą w przepływach energii: oddanej i pobranej w skali prosumenckiej mikroinstalacji (*DDD*), prezentuje rysunek 1.3;
- typowa (mediana) wartość dziennej nierówności odpowiada mocy potrzebnej do zbilansowania 1,5 kW na gospodarstwo domowe, co przy milionie instalacji prosumenckich odpowiada mocy 1,5 GW;
- wyżej wymieniona największa nierówność obserwowana jest w miesiącach przejściowych (np. kwiecień), w których jest stosunkowo mniejszy wpływ promieniowania słonecznego w godzinach wieczornych niż w czerwcu lub lipcu. Wpływ ten objawia się ilością generowanej energii z PV w godzinach wieczornych, a także różnicą zapotrzebowania na energię w godzinach wieczornych w kwietniu w porównaniu do godzin wieczornych w czerwcu, np. na oświetlenie pomieszczeń wieczorem. Dodatkowo znaczenie ma wpływ wyższej temperatury zewnętrznej powietrza w czerwcu i w lipcu na poziom produktywności energii z PV w godzinach, zwłaszcza południowych, w stosunku do kwietnia;
- trudniejsze do zbilansowania w ramach Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) są różnice w zapotrzebowaniu na energię podczas dni z wysokimi wartościami produkcji energii z fotowoltaiki (w skali godzin ok. powyżej 4 GWh, w skali dnia około



Rys. 1.3. Przykład obliczenia wartości *DDD* (dla jednej instalacji prosumenckiej) na podstawie godzinowych przepływów energii *DH*. Dane z dnia 10 maja 2019, moc instalacji PV 4,2 kWp

Źródło: opracowanie własne

Fig. 1.3. Example of calculating the *DDD* (for 1 prosumer) value from hourly energy flows *DH*. Data from 10th May 2019, PV capacity installation: 4.2 kWp

powyżej 20 GWh⁶). To stwierdzenie jest praktycznie oczywiste, ale celem jego przytoczenia jest wytlumaczenie, dlaczego analizowane były głównie parametry typu maksymalna roczna różnica dobowa w przepływach energii (*maxDDD*), a nie średnia czy pełen zakres wartości różnic na przestrzeni roku. Dla KSE krytyczne jest zapewnienie działania/bilansowania w dni, w które występują wyjątkowo zmienne przepływy energii z mikroinstalacji prosumenckich, w tym produkcji energii z OZE. W takim przypadku źródła bilansujące pracować będą z wysoką mocą przez krótki okres (1–3 godziny) co generuje wysokie koszty ekonomiczne i często środowiskowe (stosunek liczby godzin efektywnego działania do liczby rozruchów, rodzaj paliwa) (ENTSOE 2021; PSE 2022a).

Magazynowanie energii to stosunkowo kosztowny ekonomicznie proces, ponieważ magazyn energii o pojemności 1 kWh jest około 4000–5000 razy droższy od średniego ważonego kosztu wytwarzania energii (*LCOE*) dla fotowoltaiki w polskich warunkach, a ponad 1000 razy droższy od ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych (I połowa 2022 r.) (Komorowska i in. 2022). Tak duża dysproporcja oznacza konieczność przepracowania przynajmniej kilku tysięcy cykli ładowania/rozładowania magazynu energii w celu zapewnienia przepływów finansowych pozwalających na pokrycie nakładów inwestycyjnych. Te kilka tysięcy cykli może być równe żywotności magazynu energii (Tauron 2022a). Niemniej jednak ceny, polityka taryfowa w zakresie energii może się w przyszłości zmienić, jednocześnie przyspieszając zwrot z inwestycji w magazynowanie energii (Martinez-Bolanos i in. 2020).

⁶ Własne (autora) obserwacje rynku energii z 2022 roku.

Oprócz kwestii ekonomicznych brane są pod uwagę względy środowiskowe, jak np. w porównaniu różnych technologii magazynowania energii (AL Shaqsi i in. 2020).

Dlatego też w pracy przeanalizowano różne strategie ładowania magazynów energii w mikroinstalacjach prosumenckich PV, aby maksymalizować niwelację barier technicznych, przy jednoczesnym kontrolowaniu rocznej liczby cykli ładowania magazynu, co wiąże się z opłacalnością ekonomiczną użytkowania magazynów energii. Oba te cele często są przeciwstawne, zwłaszcza w dni o różnej wartości nasłonecznienia w porównaniu do dni z typowo słoneczną pogodą. Mniejsze ilości zmagazynowanej energii przez odbiorcę są stratą dla niego (utracone korzyści z tytułu mniejszej intensywności wykorzystania infrastruktury) w przypadku np. niewprowadzenia w przyszłości godzinowo-zmiennych stawek za energię elektryczną. Natomiast wprowadzenie godzinowo-zmiennych (lub dynamicznych) stawek za energię elektryczną może zmniejszyć potrzeby w zakresie magazynowania energii poprzez bieżące reakcje gospodarstw domowych lub innych odbiorców energii na dynamicznie (różne wartości cen w godzinach doby) zmieniające się ceny energii (Dong i in. 2020; MKiŚ 2021; Olczak i in. 2019). Wprowadzenie strategii ładowania (innych niż maksymalizacja wykorzystania magazynu energii: magazynowanie każdej nadwyżki energii; ograniczenie: pojemność magazynu energii) wiąże się niestety ze spadkiem realnego wykorzystania magazynów w skali roku (co może wydłużyć czas zwrotu z inwestycji w magazyn energii, zwłaszcza w przypadku rozliczania np. w ramach programu *Prosument*). Ustalanie strategii ładowania magazynu energii nie obejmowało zagadnień związanych z prognozowaniem pogody, m.in. ze względu na brak danych o dokładnej lokalizacji badanego zbioru instalacji PV w Polsce.

Magazynowanie energii pojawiło się jako element wsparcia w ramach programu *Mój Prąd 4.0*⁷ (Błoński 2021; MKiŚ 2022; NFOŚiGW 2022a) oraz staje się ważne w związku ze zmianą systemu rozliczania energii prosumenckiej od kwietnia 2022 roku (wprowadzenie wyżej wymienionego *net-billing* dla nowych prosumentów).

1.1. Analiza literatury

W temacie magazynowania energii elektrycznej w prosumenckich instalacjach fotowoltaicznych w polskich warunkach, w sposób całościowy (badania wykorzystujące dane z wielu instalacji), nie było opublikowanych dotychczasowo żadnych badań. Istnieją natomiast prace naukowe dotyczące poszczególnych aspektów wyżej wymienionego tematu, co zawarto w kolejnych podrozdziałach.

⁷ *Program Mój Prąd 4.0*: Celem programu jest zwiększenie produkcji energii elektrycznej z mikroinstalacji fotowoltaicznych lub wzrost autokonsumpcji wytworzonej energii elektrycznej poprzez jej magazynowanie (magazyny energii elektrycznej lub ciepła) oraz zwiększenie efektywności zarządzania energią elektryczną na terenie Rzeczypospolitej Polskiej. Przedsięwzięcia muszą przyczynić się do realizacji krajowego celu dotyczącego udziału OZE w konsumpcji i wytwarzaniu energii ogółem oraz muszą zapewniać poszanowanie środowiska i ochronę krajobrazu (co jest możliwe zwłaszcza w przypadku zastosowania mikroinstalacji fotowoltaicznej) (https://mojprad.gov.pl/images/program-moj-prad-czesc-1-program-moj-prad-na-lata-2021--2023_mp4.pdf).

1.1.1. Literatura w zakresie rozwoju fotowoltaiki i magazynowania energii

Zdonek i in. (2022) przeprowadzili badania na temat rozwoju fotowoltaiki (dotyczy głównie domów jednorodzinnych o stosunkowo dużej powierzchni (Balta-Ozkan i in. 2015; Sommerfeld i in. 2017) w Polsce z uwzględnieniem wpływu programów subsydiarnych. W badaniach wzięto pod uwagę opinie ekspertów stwierdzających między innymi, że ograniczenia przyłączeniowe i przesyłowe sieci elektroenergetycznych są główną barierą rozwoju systemów fotowoltaicznych. Jest to pogląd przeciwny do wskazań zawartych w Planie rozwoju Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) (PSE 2022b). Wykazano także kierunki potencjalnych zmian w programach subsydiarnych, w tym uwzględnienie magazynowania energii (najwięcej wskazań spośród ankietowanych respondentów, 56%). Wyniki ankiety wskazały, że główną przyczyną inwestycji w fotowoltaikę w skali prosumentów jest redukcja kosztów pozyskania (zakupu) energii elektrycznej, podobnie jak to stwierdzono w innych krajach (Sommerfeld i in. 2017). Drugim czynnikiem popularności był program *Mój Prąd*, a tylko kilka procent respondentów wskazało względy środowiskowe (Zdonek i in. 2022).

Według Dudy i in. (2022) istnieje pięć obszarów rozwoju technologii rynku fotowoltaicznego w Polsce: sama technologia fotowoltaiczna, sieć energetyczna (w tym bariery), prawo, ekonomia, aspekty społeczne i socjalne. W ramach tej pracy została opracowana mapa drogowa rozwoju technologii fotowoltaicznych w Polsce na podstawie badań i wywiadów z ekspertami (Duda i in. 2022).

Zhang przeprowadził dla Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej analizę różnych polityk zachęcających do podejmowania decyzji inwestycyjnych w zakresie hybrydowego systemu: fotowoltaika i magazyn energii elektrycznej. Przeprowadził różne typy obiektów w różnych stanach. Analiza obejmowała wyznaczenie, a następnie porównanie wskaźników efektywności ekonomicznej (np. wartość bieżąca netto *NPI*) i środowiskowej. Wyniki mogą mieć znaczenie dla inwestorów oraz dla kreatorów polityki zachęt w poszczególnych stanach lub innych krajach (Zhang i in. 2018).

W literaturze istnieje kilka modeli pracy instalacji fotowoltaicznych np. metodyka programu HOMER (HOMER 2020; Martinez-Bolanos i in. 2020; Sureshkumar i in. 2012) użyta w następujących pracach przez Autora (Olczak i in. 2021c; Olczak i Komorowska 2021).

1.1.2. Literatura w zakresie współpracy instalacji fotowoltaicznych z magazynami energii

Thorat i Kalkhambkar (2021) prowadził badania w zakresie wpływu magazynowania energii oraz systemu zarządzania energią na sterowanie mocą czynną i bierną w przypadku zastosowania systemu fotowoltaicznego w układzie rozproszonym. Wykazał zwiększenie wartości współczynnika wykorzystania mocy przy jednoczesnym zmniejszeniu wartości całkowitego zniekształcenia harmonicznego.

Djamiykov i in. (2018) przeprowadził badania w zakresie stosowania dwóch grup akumulatorów o różnej pojemności w przypadku instalacji fotowoltaicznej. Wykazał, że połączenie różnych akumulatorów, w tym przypadku kwasowo-ołowiowych i litowo-jonowych, skutkuje głównie niższymi kosztami ogólnymi utrzymania infrastruktury, przy jednoczesnym wydłużeniu żywotności akumulatorów. Badania zostały przeprowadzone dla energii słonecznej z fotowoltaiki, dostępnej w ograniczonych ramach czasowych.

Chiang i in. (1998) zaproponował system magazynowania energii elektrycznej wyprodukowanej przez instalacje fotowoltaiczne bazujący na technikach obliczeniowych uwzględniających zarówno zapotrzebowanie na energię budynku, możliwości jej produkcji przez fotowoltaikę oraz możliwości dostarczania energii przez zakłady energetyczne/OSD (Operatora Systemu Dystrybucyjnego). System ten wykorzystuje dane ze sterownika MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) do decydowania o pracy konwertera mocy DC-DC (Chiang i in. 1998).

Di i in. (2014) zaproponował system mający na celu zwiększenie żywotności baterii dla systemu magazynowania energii pracującego głównie dla potrzeb instalacji fotowoltaicznej i strategię ustawiania wartości docelowej naładowania baterii, przy wykorzystaniu optymalnych krzywych ładowania (ze względu na żywotność magazynu energii) (Di i in. 2014).

1.1.3. Literatura w zakresie wpływu magazynowania energii na chwilowe zmiany zapotrzebowania na energię dla instalacji PV

Yang i Lu (2007) rozważył zastosowanie systemu fotowoltaicznego i magazynowania energii dla potrzeb pracy i bilansowania systemu elektroenergetycznego. Zaproponował algorytmy szacowania stanu magazynu energii oraz dodatkowo metodę sterowania systemem fotowoltaicznym (głównie zarządzanie energią) w połączeniu z systemem magazynowania. Taki połączony system pozwala na zmniejszenie wahań ilości energii przepływającej pomiędzy wewnętrzną instalacją elektryczną wraz z instalacją fotowoltaiczną, do i z zewnętrznej sieci. System ten ma znaczenie bilansujące w okresach najwyższego i najniższego zapotrzebowania na energię w systemie elektroenergetycznym (Yang i Lu 2007). Dodatkowo takie rozwiązanie wpływa na zwiększenie wartości współczynnika autokonsumpcji w instalacjach PV (Luthander i in. 2016).

Badania na 40 profilach obciążenia użytkowników niskonapięciowych zlokalizowanych w Belgii zostały przeprowadzone przez Papadopoulos i in. (Papadopoulos i in. 2020). Dla każdego użytkownika zbadano redukcję obciążenia szczytowego przez magazyny energii elektrycznej o różnej pojemności, w zakresie od 0,1 do 10-krotności średniej pobieranej mocy wyrażonej w kW (czyli w przypadku 1:1, tj. 0,8 kWh pojemności na 0,8 kW średniego zapotrzebowania na moc przez użytkownika).

Huang i Li (2021) przebadali układy fotowoltaiczne oraz wiatrowe wraz z magazynowaniem energii. Badanie dotyczyło wpływu hybrydowych układów na redukcję zapotrzebowania na energię ze źródeł zewnętrznych. Wykazali, że produkcja energii z wiatru i z fotowoltaiki w połączeniu z magazynowaniem energii wpływa na zdolność redukcji szczytów zapotrzebowania na energię. Ponadto zastosowanie magazynu energii niweluje ilość energii oddawanej

do sieci, a wynikającej z nadmiernej (wysokiej) produkcji energii z fotowoltaiki lub z turbin wiatrowych (Huang i Li 2021). Badania zweryfikowano z wykorzystaniem danych pochodzących z firm energetycznych zlokalizowanych w północno-wschodnich Chinach. Dzięki zaproponowanemu hybrydowemu układowi możliwy jest także wyższy udział tych źródeł energii w miksie energetycznym regionu/kraju (Huang i Li 2021). Podobne wnioski wykazano w pracy proponującej system magazynowania energii fotowoltaicznej z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych, niezawodności zasilania oraz korzyści środowiskowych (Chen i in. 2017).

Zhao i Lyden (2016) wykazali zalety łączenia systemów fotowoltaicznych z magazynowaniem energii elektrycznej. Pierwsza z zalet to dodatni wynik ekonomiczny, zwłaszcza dla inwestorów z obszarów, gdzie sprzyjają temu taryfy cen energii (w tym obecnie w Polsce (Olczak i in. 2021c)), a także są odpowiednie warunki słoneczne. Drugi typ zalet wynika z potrzeb systemu elektroenergetycznego i jest to minimalizacja wahań mocy zwłaszcza w sieci dystrybucyjnej. Autorzy wykazali także, że zwiększenie udziału energii z fotowoltaiki w miksie energetycznym zwiększa znaczenie tego drugiego typu zalet, wynikających z łączenia technologii PV z magazynowaniem energii (Zhao i Lyden 2016).

Magazynowanie energii to niejedyny sposób na niwelację wahań energii dostarczanej przez fotowoltaikę u prosumentów, Lu i in. (2020) wykazał sposoby związane z zarządzaniem popytem (ang. *Demand Side Management*) np. przez strategie używania urządzeń typu AGD (artykuły gospodarstwa domowego) w budynkach. Badania weryfikacyjne zostały przeprowadzone w Szanghaju (Lu i in. 2020).

Mahmud i in. (2016) wykazał, że strategiczne wykorzystanie domowych magazynów w gospodarstwach domowych wraz z pojazdem elektrycznym obsługującym technologie V2G (*Vehicle to Grid*) i instalacją fotowoltaiczną jest w stanie zmniejszyć szczytowe obciążenie sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej w realistycznych warunkach pracy nawet o 37% (Mahmud i in. 2016). W podobnej pracy Pimm i in. rozważył potencjał magazynowania energii elektrycznej w celu redukcji szczytów przepływu energii w sieciach dystrybucyjnych, koncentrując się na obszarach mieszkalnych na terenie Wielkiej Brytanii. Wykazał, że umiarkowane wielkości pojemności magazynowej mogą zapewnić znaczne zmniejszenie chwilowego popytu na energię. Przykładowo przy pojemności magazynowej 2 kWh na gospodarstwo domowe, szczytowe zapotrzebowanie w podstacjach niskiego napięcia może zostać potencjalnie zmniejszone o połowę. Natomiast przy 3 kWp mocy instalacji fotowoltaicznej i 4,5 kWh pojemności magazynowej ma możliwość utrzymania szczytowych wartości przepływów energii na tym samym poziomie, co przed zainstalowaniem PV (Pimm i in. 2018). Jest to wynik zastanawiający w porównaniu do wyżej wymienionych rezultatów pracy Mahmuda (Mahmud i in. 2016). Wynik ten także posłużył za motyw do sprawdzenia wpływu zastosowania magazynów energii na przepływ energii (z i do) w warunkach kilkuset polskich prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych (cel niniejszej pracy).

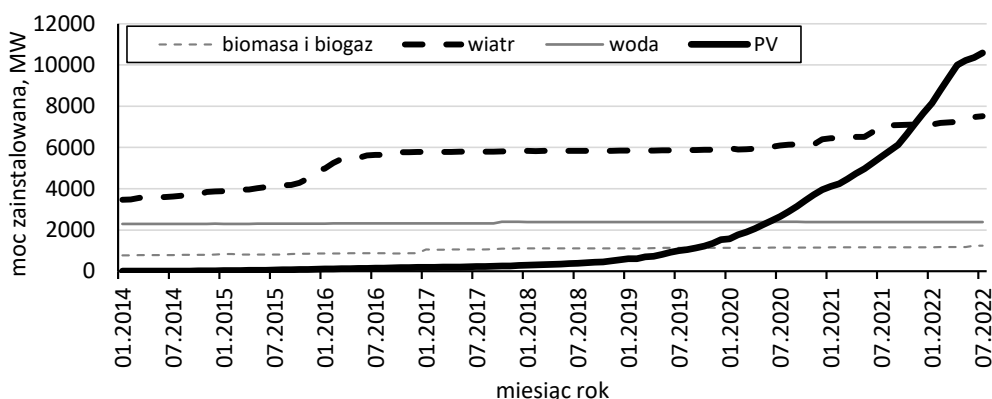
Jak dotychczas nie została wykonana kompleksowa analiza bazująca na zbiorze danych z kilkuset prosumenckich mikroinstalacji PV określająca wpływ zastosowania magazynów energii elektrycznej na przepływ energii elektrycznej w sieci. Wyżej wymienione analizy dotyczyły zagadnień zbliżonych, ale nie tożsamyh (np. różne typy odbiorców, pojedyncze go-

spodarstwa domowe, korzyści ekonomiczne. Papadopoulos i in. (2020) wykonał badania na 40 profilach poboru energii dla gospodarstw domowych, ale bez fotowoltaiki. Unikalności tej pracy dodaje fakt skupienia się tylko na polskich prosumenckich instalacjach fotowoltaicznych.

1.2. Fotowoltaika na tle innych technologii OZE

1.2.1. Obecny stan rozwoju OZE w Polsce

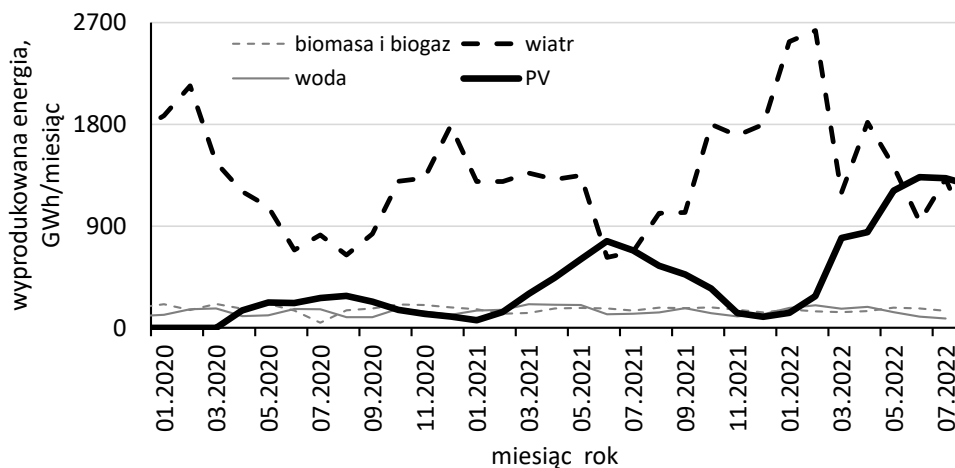
Obecny stan rozwoju OZE w Polsce odzwierciedlają liczby związane z mocą zainstalowaną (rys. 1.4) oraz energią wyprodukowaną (rys. 1.5). Można także rozpatrywać rozwój OZE w kontekście planowanych wartości udziału w wyprodukowanej energii ogółem, co ma znaczenie np. przy wypełnianiu zobowiązań w zakresie celów klimatycznych Unii Europejskiej.



Rys. 1.4. Moc zainstalowana w różnych typach OZE w Polsce do dnia 31 lipca 2022 roku
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE (PSE 2022a)

Fig. 1.4. Installed capacity in various types of RES in Poland until July 31, 2022

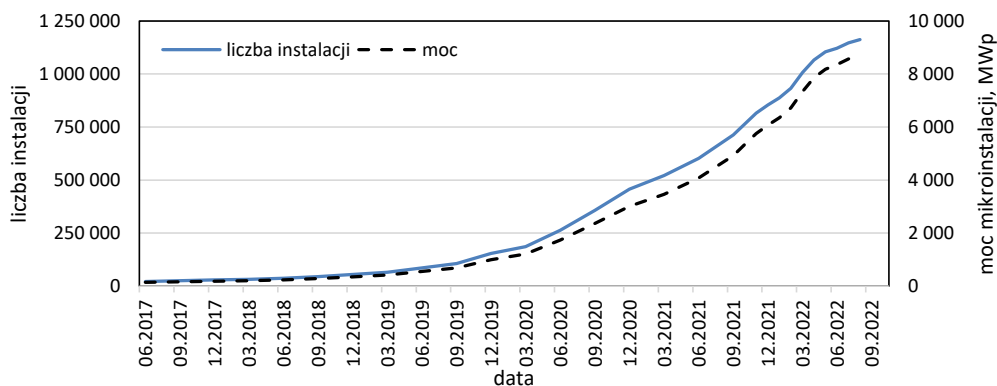
Pierwsze miejsce wśród technologii OZE pod względem mocy zainstalowanej (na dzień 31.07.2022) zajmuje fotowoltaika, z tego największy udział mają mikroinstalacje (rys. 1.6). Mikroinstalacje stanowią ponad 80% mocy zainstalowanej w fotowoltaice. Do takiego ich rozwoju przyczyniły się programy dotacyjne (Dzikuć i in. 2022; Kulpa i in. 2022) oraz praktycznie najniższa wartość *LCOE* dla energii z fotowoltaiki wśród technologii wytwarzania energii elektrycznej w polskich warunkach (Komorowska i in. 2020). W wyniku zmiany systemu rozliczeń nowych mikroinstalacji prosumenckich (od kwietnia 2022 roku), od maja 2022 roku zauważalna jest niższa dynamika wzrostu mocy zainstalowanej w PV.



Rys. 1.5. Energia wyprodukowana z różnych typów OZE w Polsce do dnia 31 lipca 2022 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE (PSE 2022a) i Energy Instrat (energy.instrat.pl 2022a)

Fig. 1.5. Energy production from various types of RES in Poland until July 31, 2022



Rys. 1.6. Liczba i moc mikroinstalacji OZE w Polsce do dnia 31. sierpnia 2022 roku

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE 2022a)

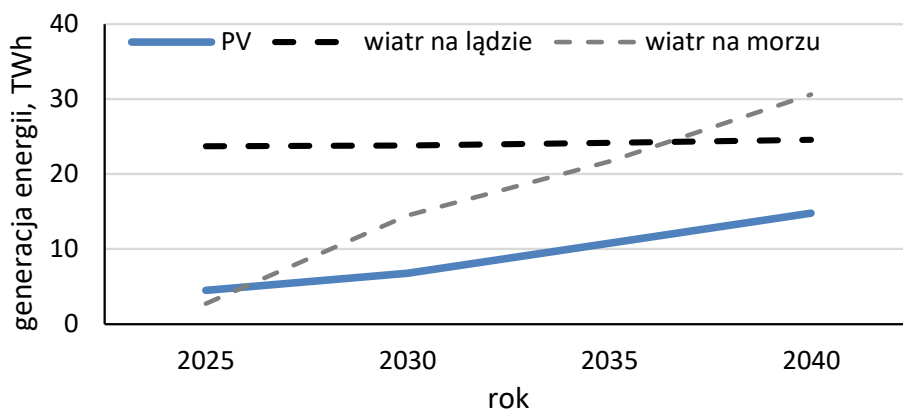
Fig. 1.6. Number and capacity of renewable energy micro-installations in Poland until August 31, 2022

W 2020 roku wśród technologii OZE pod względem wyprodukowanej energii bezsprzecznie pierwsze miejsce zajmowała technologia wiatrowa (co wynika z mocy zainstalowanej rys. 1.4 oraz stosunkowo wysokiego wykorzystania mocy zainstalowanej przez turbiny wiatrowe, ponad 2 GWh/MW/rok, w porównaniu z fotowoltaiką). W 2021 roku drugie miejsce wśród technologii OZE pod względem produkcji energii osiągnęła fotowoltaika (Wiatr: 15,2 TWh

PV: 4,6 TWh). W 2022 roku technologia wiatrowa praktycznie dalej nie jest zagrożona pod względem utrzymania pierwszego miejsca w ilości energii wyprodukowanej, chociaż przez kilka miesięcy w roku ilość wyprodukowanej energii z PV przewyższyła ilość energii wyprodukowanej w turbinach wiatrowych (np. czerwiec, lipiec 2022).

1.2.2. Prognoza rozwoju instalacji fotowoltaicznych na tle innych technologii OZE w Polsce

Jedną z najbardziej znanych prognoz rozwoju źródeł typu OZE to prognoza według PEP 2040 z 2020 roku (pod względem generacji energii rys. 1.7, oraz mocy zainstalowanej rys. 1.8) z uwzględnieniem średnich cen uprawnień do emisji CO₂. Dynamiczny wzrost zwłaszcza mocy zainstalowanej w fotowoltaice (rys. 1.4) spowodował szybką dezaktualizację wyżej wymienionej prognozy, z tego powodu dodatkowo zamieszczono prognozę Instytutu Energetyki Odnawialnej (IEO) (rys. 1.9).

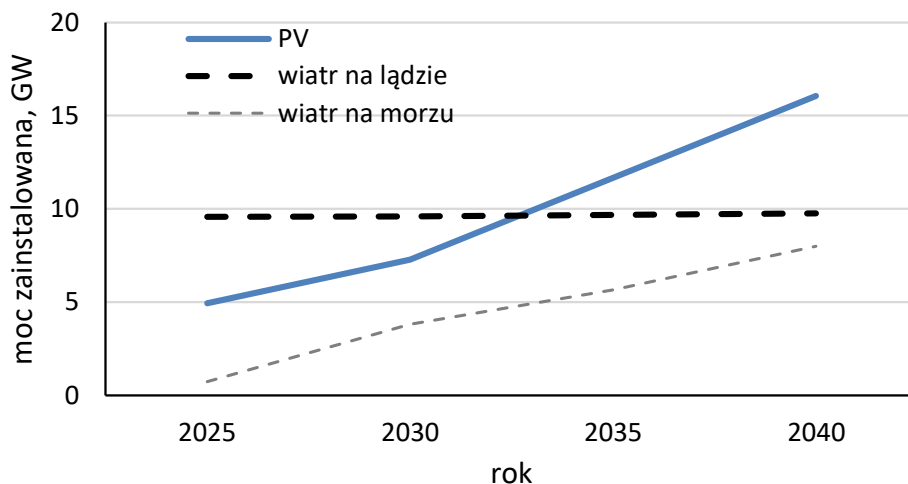


Rys. 1.7. Prognoza ilościowej generacji energii z fotowoltaiki i wiatru według PEP 2040 z 2020 roku dla średnich cen uprawnień do emisji CO₂

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PEP 2040 i Energy Instrat (energy.instrat.pl 2022b)

Fig. 1.7. Forecast of quantitative energy generation from photovoltaics and wind according to PEP 2040 of 2020 for average prices of CO₂ emission allowances

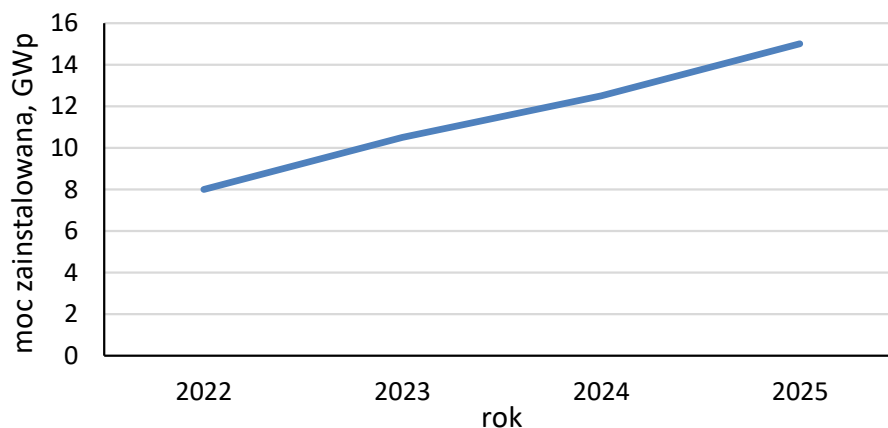
Można domniemywać, że wysoka dynamika rozwoju mikroinstalacji przedstawiona na rysunku 1.6 zostanie wyhamowana, czego powodem jest zmiana sposobu rozliczeń energii (system rozliczeniowy *Prosument* zastąpiony przez *net-billing*) w 2022 roku (Globenergia 2022a). Pomimo tego, będą istniały czynniki wpływające na zwiększenie popularności instalacji fotowoltaicznych jak np. podwyżki cen energii dla konsumentów przy jednoczesnym braku wprowadzenia taryf dynamicznych. Inną barierą ograniczającą jest liczba domów jednorodzinnych ogółem (w I kwartale 2022 było 14% domów z instalacją PV w Polsce (Newseria 2022)).



Rys. 1.8. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice i wietrze według PEP 2040 z 2020 roku dla średnich cen uprawnień do emisji CO₂

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PEP 2040 i Energy Instrat (energy.instrat.pl 2022c)

Fig. 1.8. Forecast of installed capacity in photovoltaics and wind according to PEP 2040 of 2020 for average prices of CO₂ emission allowances



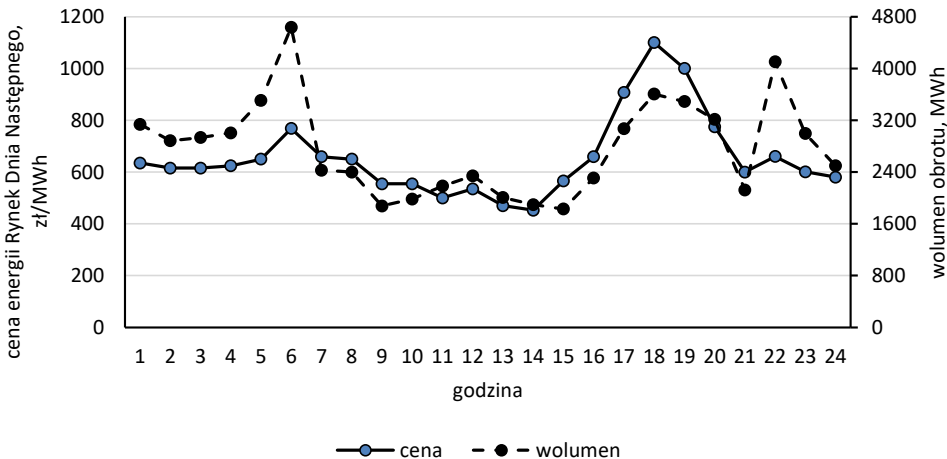
Rys. 1.9. Prognoza mocy zainstalowanej w fotowoltaice IEO

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych IEO (IEO 2022b)

Fig. 1.9. IEO installed power forecast for photovoltaics

Wysokie wolumeny produkcji energii z fotowoltaiki wpływają na ścieżki cenowe – przykład cen energii z Rynku Dnia Następnego (RDN) notowanych na Towarowej Giełdzie Energii (TGE) z 10 marca 2022 roku – rys. 1.10. W tym dniu w godzinach południowych notowa-

ne były najniższe dobowe ceny energii. Tego typu zjawiska zaczęły występować od drugiej połowy 2021 roku – rys. 1.11 i można przewidywać, że będzie ono nasilone w przyszłości (m.in. ze względu na wyżej przedstawioną prognozę – rys. 1.9). Do 2021 roku godzinami z najniższymi cenami (możliwość zakupu energii rozpatrując magazynowanie energii elektrycznej) były godziny nocne. W przyszłych latach dla PV bez magazynowania energii może dochodzić do tzw. kanibalizacji cenowej⁸ profili produkcji energii z PV (Glenk i Reichelstein 2022; López Prol i in. 2020).

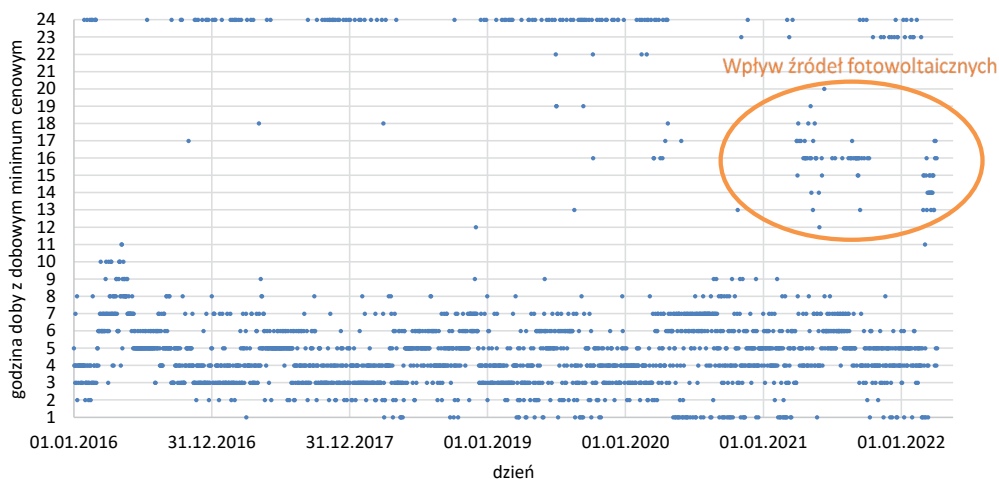


Rys. 1.10. Ceny i wolumen energii Rynek Dnia Następnego Towarowa Giełda Energii, 10 marca 2022 roku
Źródło: opracowanie własne na podstawie (energy.instrat.pl 2022d)

Fig. 1.10. Energy prices and volume Day-Ahead Market Polish Power Exchange, March 10, 2022

W przyszłości funkcjonowanie programów wsparcia rozwoju OZE, np. programu aukcyjnego, może powodować dodatkowe zaniżanie cen za energię elektryczną w godzinach południowych, przy wysokiej produktywności źródeł fotowoltaicznych. Przez to, że program aukcyjnego wsparcia wyrównuje nawet ceny ujemne dla producentów energii, nie istnieje więc naturalna, rynkowa regulacja struktury podaży/popytu. Nie bez znaczenia jest także około milion prosumentów rozliczanych z opustem 20 lub 30%, którzy nie będą zależni od aktualnie występujących cen energii w przypadku nadprodukcji energii (w różnej skali) z fotowoltaiki. Taka sytuacja (bardzo niskie ceny w godzinach wysokiej generacji energii z PV) natomiast będzie korzystna dla podmiotów zajmujących się magazynowaniem energii elektrycznej, umożliwiając często zakup energii po stosunkowo niskiej cenie.

⁸ Kanibalizacja cenowa – to jedno z ryzyk zwiększania mocy zainstalowanej w PV. Nadpodaż energii z PV na rynku energii elektrycznej w określonych momentach może spowodować, że producenci energii pozbawią się wzajemnie własnych potencjalnych zysków. Przykładowo przy dalszym wzroście mocy zainstalowanej w PV cena energii może być stosunkowo niska w godzinach najwyższej produktywności energii przez instalacje PV.



Rys. 1.11. Występowanie dobowych minimalnych cen energii na Towarowej Giełdzie Energii, Rynek Dnia Następnego

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych Energy Instrat (energy.instrat.pl, 2022d)

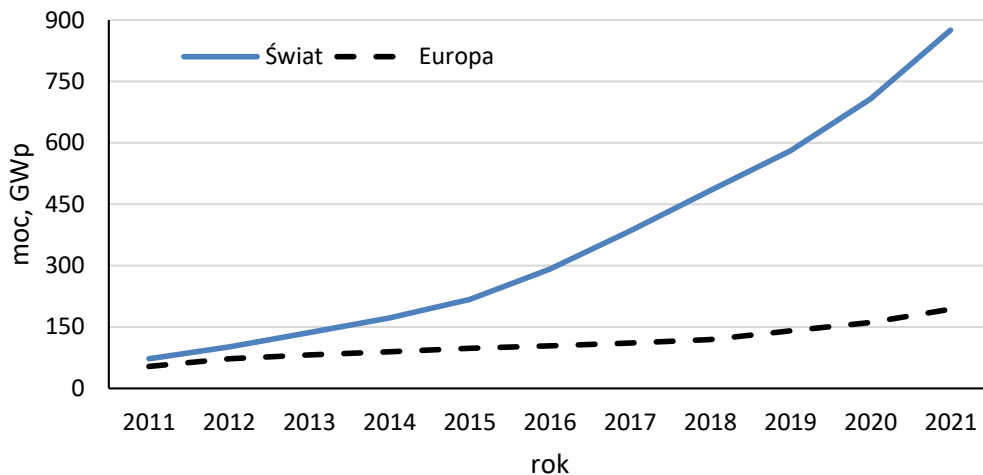
Fig. 1.11. The occurrence of daily minimum energy prices on the Polish Power Exchange, Day-Ahead Market

1.2.3. Rozwój technologii fotowoltaicznych na świecie

Fotowoltaika jest technologią wytwarzania energii odnawialnej, która dynamicznie rozwija się zarówno na świecie, jak i w Europie, co stanowi pokazuje ilościowy przyrost mocy zainstalowanej w latach 2011–2021 (rys. 1.12).

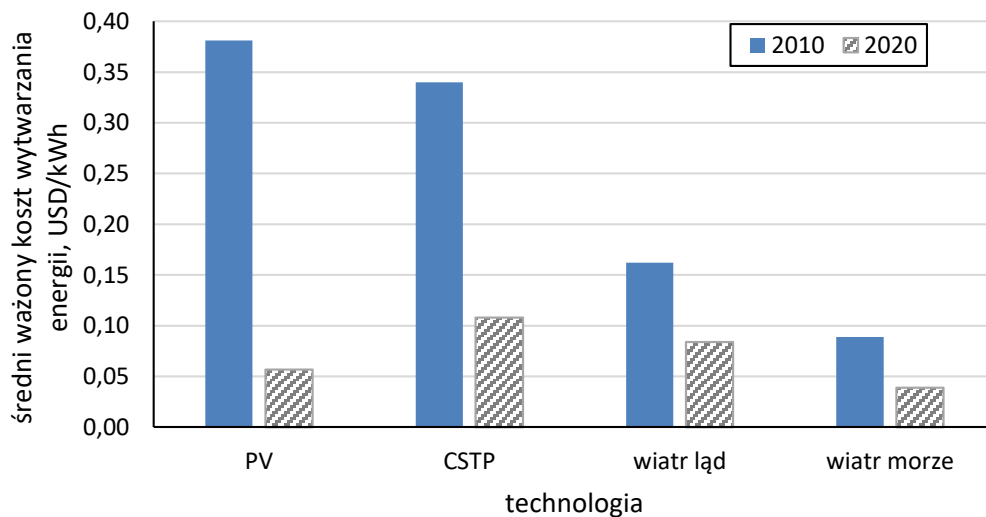
W latach 2011–2021 moc zainstalowana w fotowoltaice wzrosła na świecie ponad dwunastokrotnie (z 72 do 875 GWp), z tego w Europie blisko czterokrotnie (z 54 do 193 GWp). Najwięcej nowej mocy w fotowoltaice zostało zainstalowane w latach 2016–2021, w tym też czasie ilość instalowanej mocy w PV osiągnęła najwyższy przyrost ze wszystkich technologii OZE (REN21 2021; SolarPower 2022). W 2021 roku, po raz pierwszy fotowoltaika osiągnęła wyższą moc zainstalowaną na świecie od turbin wiatrowych 837 GW (Enerdata 2022).

Przedstawiony wyżej dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w fotowoltaice wynikał w dużej mierze ze spadku średniego ważonego kosztu wytwarzania energii *LCOE* na świecie z 0,381 USD/kWh w 2010 roku do 0,057 USD/kWh w 2020 roku (IRENA 2021b) i 0,048 USD/kWh w 2021 roku (IRENA 2022). Był to najwyższy spadek, zarówno pod względem wartości pieniężnej, jak i procentowej, spośród wiodących technologii OZE (lata 2010–2020) (rys. 1.13).



Rys. 1.12. Moc zainstalowana w fotowoltaice w Europie i na Świecie
 Źródło: opracowanie własne na podstawie Renewable Capacity Statistics 2021 (IRENA 2021a)
 oraz SolarPower Europe (SolarPower 2022)

Fig. 1.12. Installed capacity in photovoltaics in Europe and in the world



Rys. 1.13. Średni ważony koszt wytwarzania energii (LCOE) z fotowoltaiki na tle innych technologii OZE. CSTP – skoncentrowana słoneczna termiczna elektrownia

Źródło: opracowanie własne na podstawie Renewables 2021 Global Status Report (REN21 2021)

Fig. 1.13. Weighted average cost of energy generation (LCOE) from photovoltaics compared to other RES technologies. CSTP – concentrated solar thermal power plant

1.3. Magazynowanie energii

Magazynowanie energii elektrycznej w Polsce w większości bazuje na elektrowniach szczytowo-pompowych (Adamska 2013). Ponadto pojawiają się nowe magazyny energii u OSD tak aby stabilizowały sieć elektroenergetyczną na danym obszarze lub redukowały potrzebę rozbudowy linii przesyłowych (Bartczak 2022; Skłodowska 2021). W Ochotnicy Dolnej (woj. małopolskie) powstał w 2022 roku magazyn energii (o pojemności 100 kWh) mający na celu równoważenie przepływów energii z mikroinstalacji fotowoltaicznych (Tauron 2022b). Wprowadzony w 2022 roku program dotacyjny *Mój Prąd 4.0* może przyczynić się do rozwinięcia sektora magazynowania energii w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych (Błoński 2021; NFOŚiGW 2022a).

Systemy magazynowania energii dzieli się m.in. na mechaniczne, elektrochemiczne, chemiczne oraz elektryczne, a także ciepłone (Figura i in. 2017). W rozwiązaniach domowych najczęstsze rozwiązania w zakresie magazynowania oparte są na technologii elektrochemicznej: litowo-jonowej (Błoński 2021; Munzke i in. 2021; Niedermeyer i Braun 2020; Skłodowska 2021; Tauron 2022a).

Głównymi korzyściami ze stosowania domowych magazynów energii elektrycznej są między innymi (Adamska 2022):

- ograniczenie mocy chwilowej na przyłączy sieciowym,
- ograniczenie wyłączania inwerterów instalacji PV np. z powodu zbyt wysokiego napięcia, w przypadku wysokiego nasycenia terenu instalacjami PV,
- obniżenie strat przesyłowych energii w sieci.

Według PEP 2040 w Polsce ma nastąpić rozwój magazynowania energii głównie w zakresie elektrowni wodnych szczytowo-pompowych i magazynów prosumenckich. PEP 2040 przypisuje perspektywicznie szczególną rolę dla magazynowania energii elektrycznej przy pomocy wodoru (Globenergia 2022b), jednak opłacalność ekonomiczna tego rozwiązania jest wątpliwa (głównie ze względu na wysokie wartości jednostkowe nakładów inwestycyjnych oraz niską sprawność) (Komorowska i in. 2022; Lepszy 2020). Natomiast, według Adamskiej, w Polsce będzie potrzebne coraz więcej magazynów energii elektrycznej na różnych poziomach: wielkoskalowym, OSD oraz w skali pojedynczych odbiorców, w tym prosumentów (Adamska 2022).

2. Wybrane bariery techniczne rozwoju fotowoltaiki

Bariery rozwoju fotowoltaiki występują w następujących kategoriach:

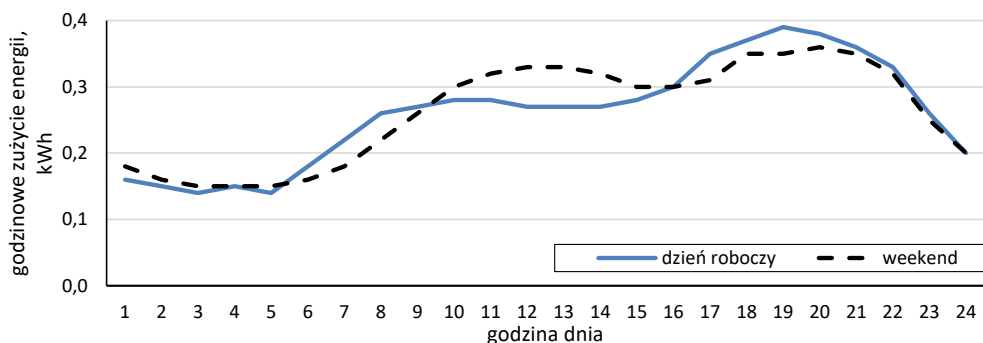
- technicznych, m.in.
 - nierównomierność produkcji energii w mikroinstalacjach,
 - ograniczenia sieci dystrybucyjnej.
- środowiskowych,
- ekonomicznych (między innymi według Sobocińskiej (Interia 2022)),
- niedostateczna edukacja konsumencka (między innymi według Sobocińskiej (Interia 2022)),
- prawnych.

W pracy skupiono się na barierach technicznych, dla których zaproponowane magazynowanie energii elektrycznej w rozdziale dotyczącym Metodyki (4), jest jednym z sposobów ich rozwiązania (redukcji znaczenia bariery).

2.1. Nierównomierność przepływu i produkcji energii w mikroinstalacjach

Dla prosumentów, w przypadku zerowych wartości produkcji energii z fotowoltaiki profil zapotrzebowania gospodarstw domowych na energię (w tym przypadku energia pobrana) jest praktycznie bliski typowemu profilowi zapotrzebowania na energię – przykład rysunek 2.1. Natomiast w przypadku stosunkowo wysokich wartości produkcji energii u prosumentów występuje znaczny nadmiar energii elektrycznej (oddawanej do sieci) w godzinach południowych (rys. 1.3, 3.9). W godzinach wieczornych niedobór (energia elektryczna jest pobierana z sieci). Różnicę pomiędzy nadmiarem energii a niedoborem energii powinny zbilansować inne źródła (wytwarzanie energii, import, zarządzanie popytem, ewentualnie magazyny energii).

Do 2021 roku, tj. czasu, kiedy w Polsce było nie więcej niż kilkaset tysięcy instalacji prosumenckich, wpływ produkcji energii z PV na ogólną gospodarkę energią elektryczną był niewielki (PSE 2022a). Natomiast już od 2022 roku, kiedy liczba prosumentów przekroczyła jeden milion, produkcja energii z PV, stała się znacząca dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) zwłaszcza przy wysokich wartościach nasłonecznienia. Dodatkowo w słoneczne południe rynkowe ceny energii są często stosunkowo niskie (w porównaniu do



Rys. 2.1. Typowy profil godzinowego zużycia energii w polskim gospodarstwie domowym
Źródło: opracowanie własne na podstawie (Kryzia i in. 2020)

Fig. 2.1. Typical hourly energy consumption profile in a Polish household thermal power plant

innych godzin w ciągu tych dni), a kilkukrotnie wyższe w godzinach wieczornych. To zjawisko wymaga uruchomienia innych źródeł energii na bilansowanie systemu elektroenergetycznego lub importu energii (rys. 1.10). Na tym też rysunku można zauważyć, że najniższa cena energii została zanotowana pomiędzy 11 a 15 godziną. Jak wykazała Komorowska i in. (2022), w latach 2016–2020 najniższa cena energii (TGE Rynek Dnia Następnego) w ciągu dnia nie występowała w godzinach około południowych, ale praktycznie zawsze w godzinach nocnych. Co znamienne, cena energii w godzinach wieczornych (rys. 1.10) jest około trzykrotnie wyższa niż o godzinie 13. Takich zależności można się będzie częściej spodziewać w przyszłości w związku z rosnącą wielkością mocy zainstalowanej fotowoltaiki w Polsce (rys. 1.4, 1.9). Statystykę występowania najniższych cen energii w danych godzinach doby, w okresie od stycznia 2016 r. do kwietnia 2022 r., zamieszczono w tabeli 2.1.

W latach 2016–2019 stwierdzono występowanie niezmiennie trzech godzin z najniższymi cenami i były to: 3, 4 i 5, w 2020 roku: 4, 6 i 7. W 2021 r. godzinami tymi były 4, 5, 6. Natomiast w pierwszych czterech miesiącach 2022 roku godziny z najczęściej występującymi minimalnymi cenami to: 4, 5 i na trzecim miejscu: 14 i 15 godzina. Co znamienne podczas wyżej wymienionych godzin (14 i 15) nigdy nie występowało dobowe minimum cenowe w latach 2016–2020, a w 2021 roku wystąpiło ono rzadziej niż co 50. dzień. Ze względu na zwiększający się udział źródeł PV (rys. 1.5) występowanie minimalnych poziomów cenowych w godzinach okołopołudniowych może być coraz częstsze.

2.2. Ograniczenia sieci elektroenergetycznej/dystrybucyjnej

Oprócz profilu energii oddanej/pobranej, będącego jedną z barier rozwoju fotowoltaiki, można także wyróżnić zdolność sieci przesyłowej (głównie w dyspozycji KSE/PSE na różnych poziomach napięć oraz znaczna różnorodność geograficzna w zakresie możliwości przyłącze-

Tabela 2.1

Statystyka procentowych wystąpień minimalnych cen energii na TGE RDN w okresie od 01.01.2016 do 06.04.2022. Kolorami wyróżniono najniższe (zielone) i najwyższe (czerwonym) wartości

Table 2.1

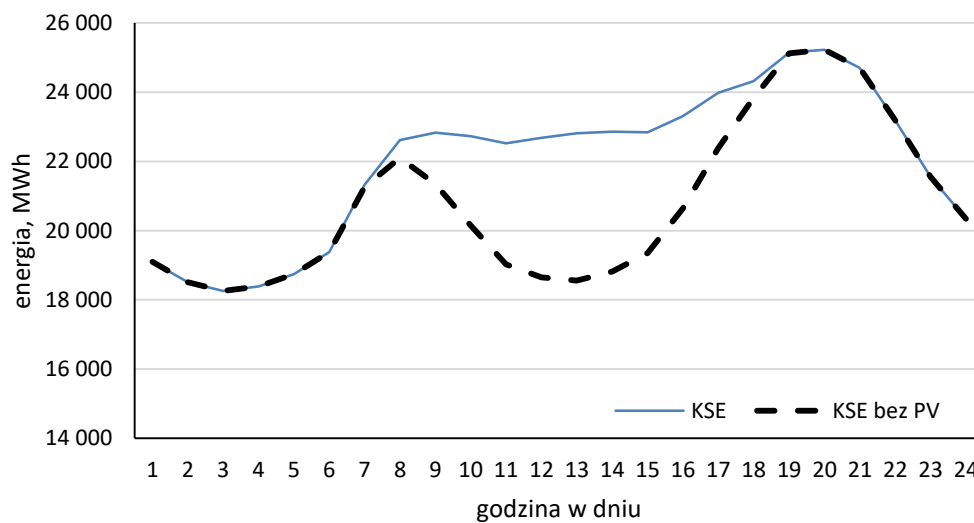
Statistics of the percentage occurrences of minimum energy prices on the TGE DayAhead Market in the period from 01/01/2016 to 06/04/2022. The colors highlight the lowest (green) and highest (red) values

Godz.	ROK udział godzin z minimalnymi w skali doby cenami energii [%]						
	2016	2017	2018	2019	2020	2021	01-04.2022
1	0,0	0,3	2,5	4,7	9,6	4,7	7,3
2	1,6	4,4	5,2	7,1	3,0	1,1	0,0
3	16,4	25,5	19,2	22,5	10,7	5,5	4,2
4	18,9	23,3	24,1	21,9	21,6	19,5	20,8
5	23,3	22,7	22,5	13,4	13,4	26,0	26,0
6	11,2	9,0	13,2	11,8	14,0	15,6	4,2
7	11,0	4,7	7,1	4,1	16,2	7,7	0,0
8	6,8	0,8	1,6	0,8	3,0	1,9	0,0
9	2,5	0,3	0,3	0,3	1,6	0,3	0,0
10	2,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
11	0,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,0
12	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,3	0,0
13	0,0	0,0	0,0	0,3	0,3	0,5	5,2
14	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	8,3
15	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,1	8,3
16	0,0	0,0	0,0	0,3	1,1	7,9	3,1
17	0,3	0,0	0,0	0,0	0,5	1,9	2,1
18	0,0	0,3	0,3	0,0	0,3	0,8	0,0
19	0,0	0,0	0,0	0,8	0,0	0,3	0,0
20	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0
21	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
22	0,0	0,0	0,0	0,5	0,5	0,0	0,0
23	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	2,5	5,2
24	5,2	8,8	3,8	11,5	4,1	1,6	4,2

Źródło: opracowanie własne na podstawie rynkowych cen energii (energy.instrat.pl 2022d).

niowych) oraz wpływ intensyfikacji liczby prosumentów na danym obszarze – przykład gmina Ochotnica Dolna w Małopolsce (SwiatOZE 2022). W zakresie sieci przesyłowej, opinie odnośnie do wpływu na rozwój OZE, są podzielone jak wykazano w analizie literatury (rozdział 1.1.1): brak wpływu (PSE 2022b) i negatywny wpływ na potencjał rozwoju OZE (Zdonek i in. 2022).

Na rysunku 2.1 został przedstawiony typowy profil zapotrzebowania na energię w skali gospodarstwa domowego, profil ten jest stosunkowo podobny do profilu zapotrzebowania na moc w KSE (rys. 2.2, 2.3). Wybrano dni z wysokimi wartościami produkcji energii z fotowoltaiką: 10 marca 2022 r. i 18 maja 2022 r.



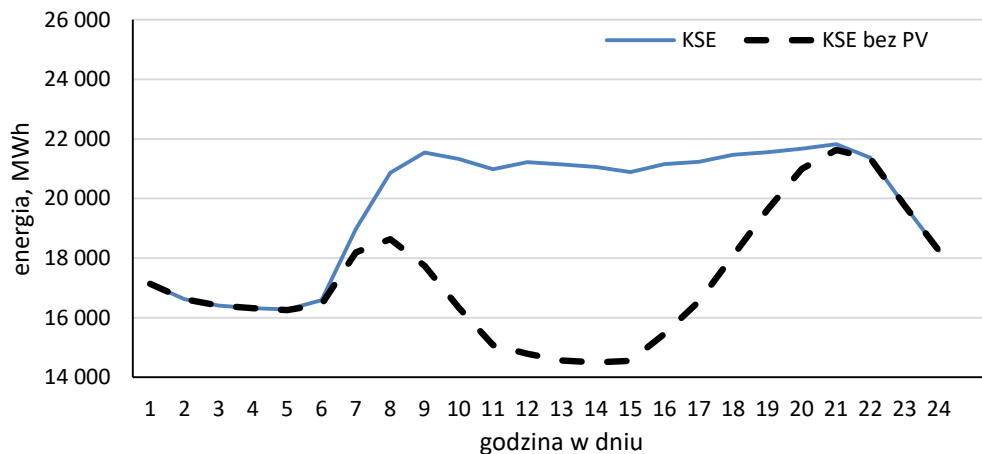
Rys. 2.2. Zapotrzebowanie na energię w KSE oraz zapotrzebowanie na energię w KSE pomniejszone o generację energii z PV dostarczoną do KSE: 10 marca 2022 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (PSE 2022c, 2022a)

Fig. 2.2. Demand for energy in the National Power System (NPS) and demand for energy in the NPS minus the generation of PV energy supplied to the NPS: March 10, 2022

Dnia 10 marca 2022 r. w godzinach 12–14 zapotrzebowanie pomniejszone o generację ze źródeł PV osiągnęło poziom zanotowany w godzinach nocnych (2–5). Pomimo generacji energii z PV szczyt poranny zapotrzebowania na energię został zmniejszony o mniej niż 5%. W godzinach wieczornych źródła PV nie wpłynęły na zmniejszenie zapotrzebowania (od godz. 19). W związku z tym, maksymalne potrzeby w zakresie źródeł bilansujących KSE są praktycznie niezmiennie, z uwzględnieniem lub bez źródeł PV: różnica pomiędzy maksimum – godzina 20 a minimum – godzina 3.

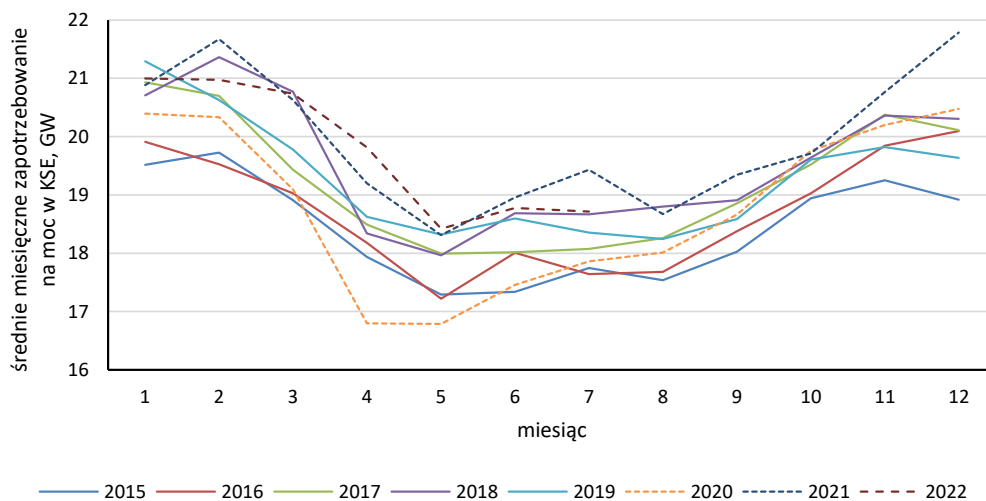
Dnia 18 maja 2022 r. w godzinach 11–16 pomniejszone zapotrzebowanie o generację ze źródeł PV zmniejszyło się poniżej poziomu zanotowanego w godzinach nocnych (2–5). Dzięki generacji energii z PV szczyt poranny zapotrzebowania na energię został zmniejszony o około 15%. W godzinach wieczornych źródła PV tylko w nieznacznym stopniu wpłynęły na zmniejszenie zapotrzebowania (od godz. 20). W związku z tym, maksymalne potrzeby w zakresie źródeł bilansujących są wyższe w przypadku występowania produkcji energii z PV niż bez nich: różnica pomiędzy maksimum zapotrzebowania na energię – godzina 20. a minimum – godzina 14.



Rys. 2.3. Zapotrzebowanie na energię w KSE oraz zapotrzebowanie na energię w KSE pomniejszone o generację energii z PV dostarczoną do KSE: 18 maja 2022 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (PSE, 2022c, 2022a)

Fig. 2.3. Demand for energy in the NPS and demand for energy in the NPS minus the generation of PV energy supplied to the NPS: May 18, 2022



Rys. 2.4. Średnie miesięczne zapotrzebowanie na moc w skali KSE od stycznia 2015 do lipca 2022 r.

Źródło: opracowanie własne na podstawie (PSE 2022c)

Fig. 2.4. Average monthly power demand on the NPS scale from January 2015 to July 2022

Oprócz zmian w zakresie struktury produkcji energii w KSE, zwłaszcza wyżej wykazanych wysokich wartości produkcji energii z PV w godzinach okołopołudniowych, obserwowane jest rokroczne zwiększenie zapotrzebowanie na moc, z wyjątkiem 2020 r. (względny pandemiczny (Kaczmarzewski i in. 2022)). Widoczne jest także wyższe zapotrzebowanie na moc w miesiącach jesienno-zimowych niż w miesiącach wiosenno-letnich (rys. 2.4).

3. Obiekty badań i symulacji

Podstawowym obiektem badań są dane z istniejących prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych. W ich zakresie przeanalizowano wpływ zastosowania magazynów energii elektrycznej na wyrównanie profilu przepływu energii na linii: gospodarstwo domowe (prosument) – zewnętrzna sieć elektroenergetyczna. W pierwszym kroku analizę wykonano dla okresu 2 lat (dane godzinowe) dla jednej instalacji w miejscowości Łęki, natomiast w drugim kroku wykonano analizę na podstawie danych (8760 godzin z jednego roku) zgromadzonych z 289 prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych: moc zainstalowana, energia oddana do sieci EO, energia pobrana EP. Rozszerzona liczba prosumentów prowadzi do otrzymania mniej obciążonych statystycznie wyników, a także pozwala na wyciągnięcie bardziej wiarygodnych statystycznie wniosków.

Wykonane badania symulacyjne bazują także na wybranej technologii magazynowania energii elektrycznej.

3.1. Magazyny energii elektrycznej

Wśród technologii wymienionych w rozdziale 1.3 do obliczeń symulacyjnych wybrano litowo-jonowe magazyny energii elektrycznej, które to rozwiązania są szeroko oferowane w Polsce przez różne OSD (Tauron 2022a). Ich sprawności użytkowe sięgają 95%, a liczba cykli ładowania (żywołność) 3000 (Tauron 2022a). W pracy uwzględniono pojemność użytkową magazynu energii *ES0* stanowiącą około 80% nominalnej pojemności magazynu energii. Litowo-jonowe magazyny energii są obecnie najpopularniejszym rozwiązaniem w zakresie rozwiązań prosumenckich w Polsce. Chociaż praca dotyczy konkretnego typu magazynów energii elektrycznej, to zastosowanie innych typów magazynów wiąże się z uwzględnieniem innej sprawności procesu magazynowania (ładowanie, przechowywanie, rozładowywanie) w obliczeniach – *Metodyka* rozdział 4.

Inwertery wchodzące w skład infrastruktury magazynów energii są zwykle oferowane o większej liczbowo mocy wyrażonej w kW niż pojemność użytkowa wyrażona w kWh, stąd założono, że nie stanowią one dodatkowych warunków obliczeniowych (np. czy potrzeba chwilowej mocy elektrycznej przekazywanej z/do magazynu energii jest zgodna ze specy-

fikacją techniczną magazynu energii) w obliczeniach symulacyjnych⁹. Oznacza to, że nie rozważano w analizie warunków w zakresie chwilowych mocy ładowania i rozładowywania magazynu energii, a jedynie pojemność użytkową magazynu energii. Jednak w przypadku dysponowania danymi, o produkcji energii i chwilowym zużyciu, w znacznie większej rozdzielczości niż zastosowana w obliczeniach (ze względu na dostępność danych) jedna godzina, zdolności inwertera nie mogłyby być pominięte w analizach.

3.2. Mikroinstalacja prosumencka o mocy 5 kWp – Łęki

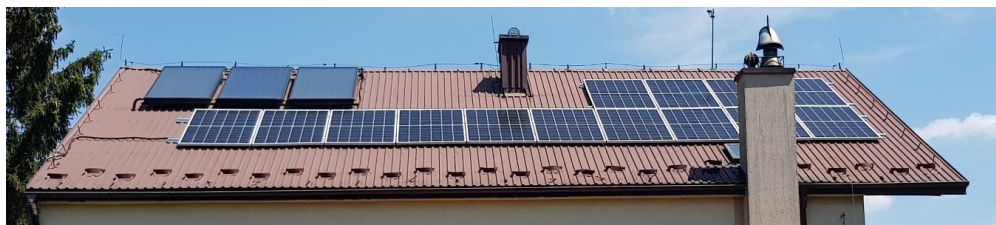
Do analizy wybrano prosumencką mikroinstalację fotowoltaiczną (rys. 3.1) powstałą w maju 2020 roku z pomocą finansową realizowaną w ramach programu Mój Prąd. Drugim rodzajem wsparcia finansowego dla instalacji jest zastosowana możliwość rozliczania opustowego przez 15 lat, w ramach programu *Prosument*. Instalację scharakteryzowano między innymi w następujących pracach: (Olczak i in. 2021b; Olczak i Komorowska 2021). Panele PV umieszczone są na południowo-zachodniej płaszczyźnie dachowej (azymut 225°) nachylonej do płaszczyzny poziomej pod kątem 30° . Schemat połączeń instalacji przedstawiono na rysunku 3.2.

Okres analizy danych 1.06.2020–31.05.2022

Źródła danych do analizy:

- inwerter: dane o produkcji energii z fotowoltaiki (rys. 3.3), dane zagregowane (uśrednione) co 5 minut. Odczyt danych nastąpił poprzez serwis producenta firmę Fronius.
- dwukierunkowy licznik energii (rys. 3.2): wartości godzinowe energii oddanej i pobranej z zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. Odczyty dokonywane online poprzez serwis przedsiębiorstwa Tauron (logowanie.tauron.pl).

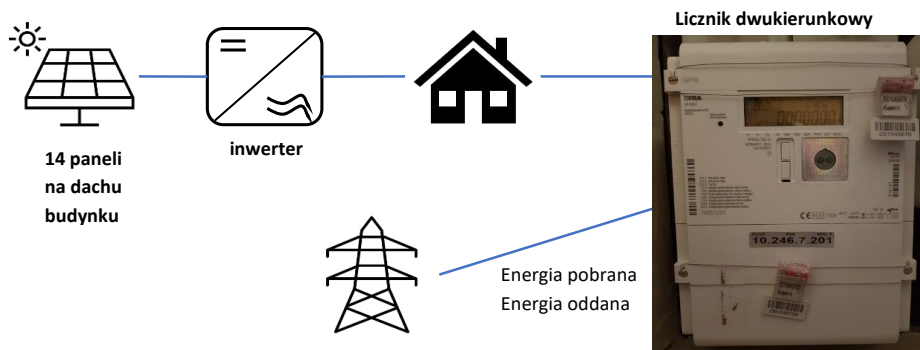
Zanotowane odczyty z dwukierunkowego licznika energii w sposób zbiorczy zawarto na rysunkach 3.4. i 3.5.



Rys. 3.1. Fotografia mikroinstalacji fotowoltaicznej 5 kWp w województwie małopolskim
Źródło: opracowanie własne oraz (Olczak i Komorowska 2021)

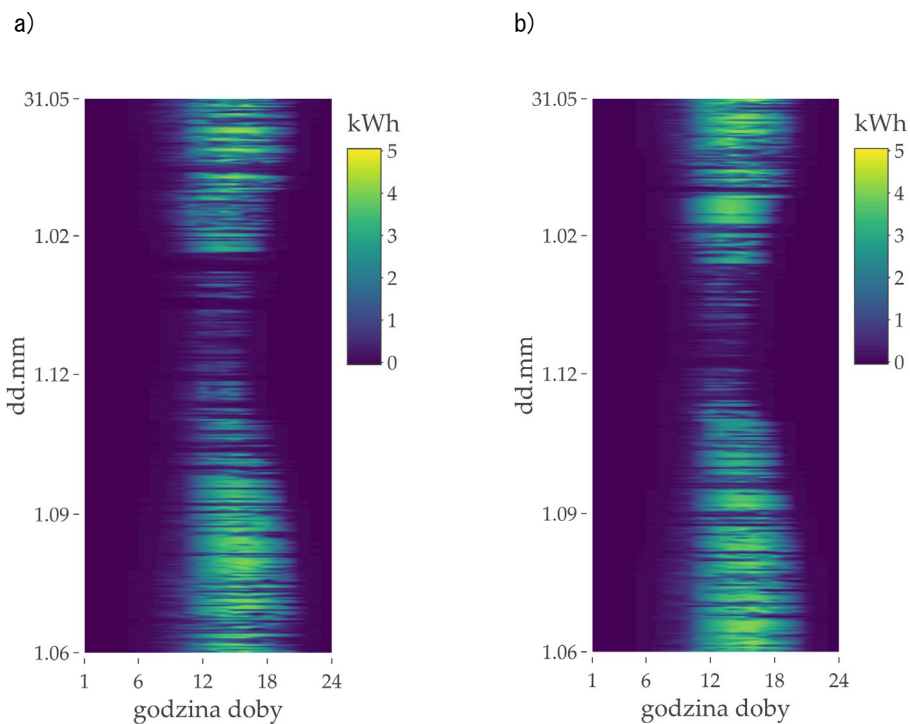
Fig. 3.1. Photograph of a 5 kWp photovoltaic micro-installation in the Małopolskie voivodship

⁹ W pracy nie analizowano wpływu zastosowania inwertera dla magazynu energii jedno- lub trójfazowego. W obu przypadkach często może występować konieczność bilansowania międzyfazowego. W przypadku inwertera trójfazowego objawia się to w czasie rozładowywania magazynu energii: praktycznie równa ilość energii dostarczana na każdej fazie, ale zużycie energii w domowych warunkach rzadko jest równe na wszystkich fazach.



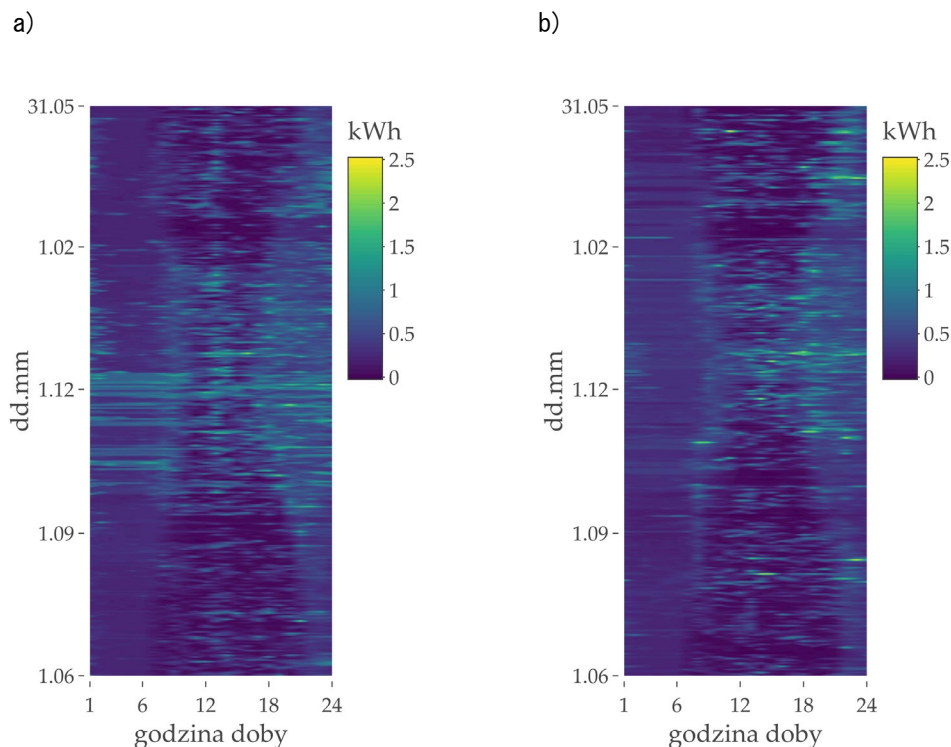
Rys. 3.2. Schemat instalacji i połączeń do sieci wraz z dwukierunkowym licznikiem energii w mikroinstalacji PV 5 kWp w województwie małopolskim
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.2. Diagram of installation and connection to the grid with a bidirectional energy meter of micro-installation in the Małopolskie Voivodeship



Rys. 3.3. Energia wyprodukowana (EPV) w: a) pierwszym roku funkcjonowania instalacji PV (06.2020–05.2021), b) w drugim roku funkcjonowania instalacji PV (06.2021–05.2022)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.3. Energy produced (EPV) in a) the first year of operation of the PV installation (06/2020–05/2021), b) the second year of operation of the PV installation (06/2021–05/2022)



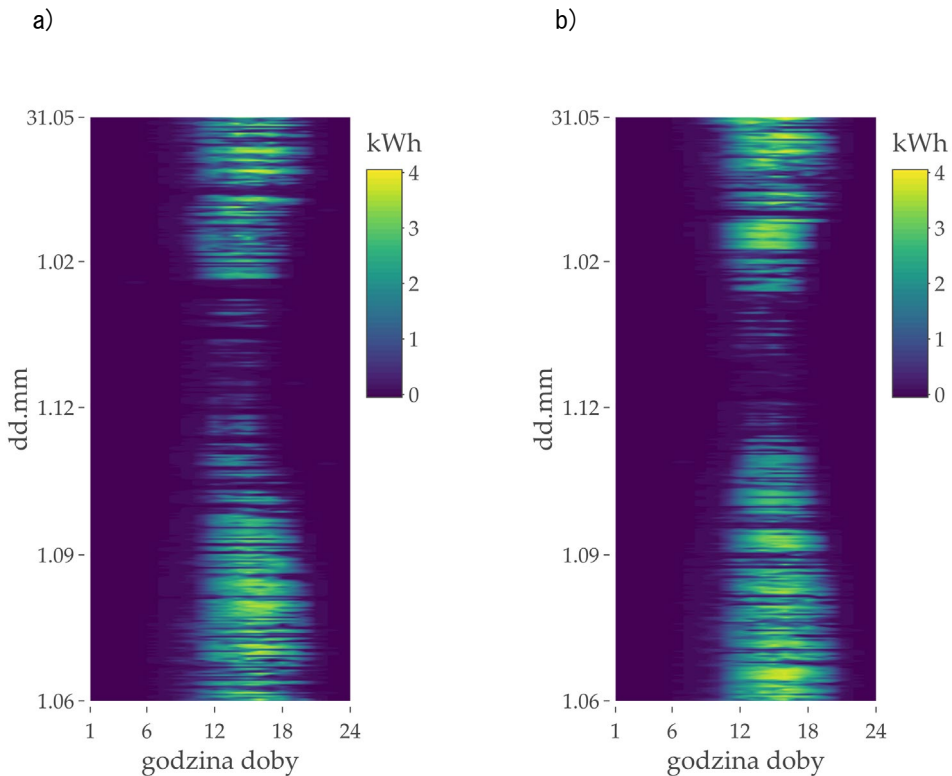
Rys. 3.4. Energia pobrana z sieci (EP) w: a) pierwszym roku funkcjonowania instalacji PV (06.2020–05.2021), b) drugim roku funkcjonowania instalacji PV (06.2021–05.2022)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.4. Energy received from the grid (EP), in: a) the first year of operation of the PV installation (06/2020–05/2021), b) the second year of operation of the PV installation (06/2021–05/2022)

Dla obu lat widać wpływ azymutu kąta zainstalowania paneli fotowoltaicznych (zwrócone w kierunku południowo-zachodnim, azymut 225°) co powoduje, że produkcja energii w godzinach 6–12 jest znacznie niższa niż w godzinach 12–18. Zauważyć można okresy znacznie niskiej produktywności energii zwłaszcza w styczniu 2021 roku. Ogólnie intensywność produkcji energii z PV jest niższa w miesiącach październik–marzec (godzinowa produkcja poniżej 2 kWh) oraz krótszy w tym okresie jest czas produkcji energii z PV w ciągu doby (wystąpiły dni z zerową produkcją energii, a w słoneczne dni czas produkcji poniżej 8 godzin), w porównaniu do pozostałych miesięcy roku (godzinowa produkcja czasami powyżej 4 kWh oraz czas produkcji powyżej 14 godzin na dobę).

Na wykresie energii pobranej z sieci do prosumenta można zauważyć pewne odwzorowanie informacji o energii wyprodukowanej (widoczny cień podobny do kształtu klepsydry jak dla poprzedniej pary rysunków rys. 3.3) – wtedy energia pobrana do użytkownika jest niższa. Zauważalna jest zwiększona ilość energii pobranej w miesiącach zimowych, a także okresy zwiększonego poboru energii w godzinach nocnych głównie na potrzeby ogrzewania



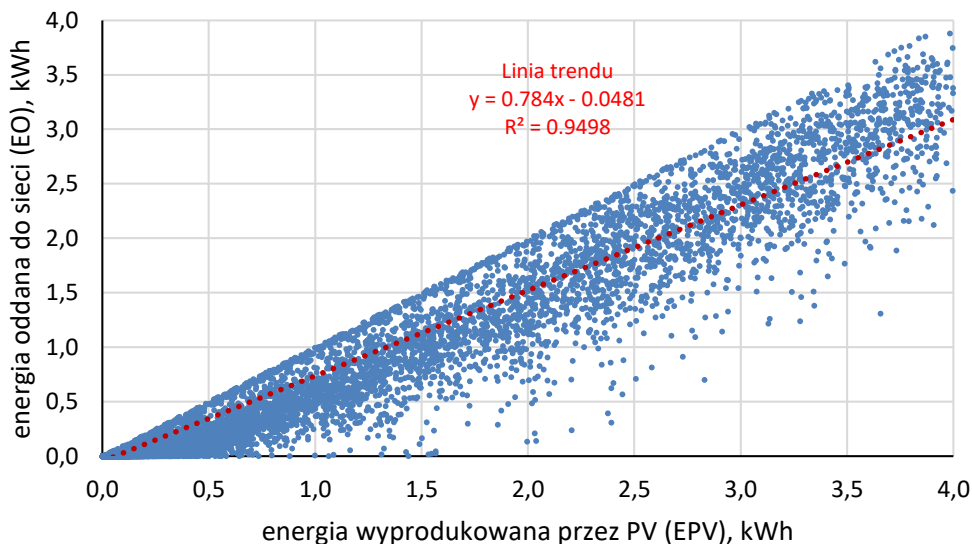
Rys. 3.5. Energia oddana do sieci (EO) w: a) pierwszym roku funkcjonowania instalacji PV (06.2020–05.2021); b) drugim roku funkcjonowania instalacji PV (06.2021–05.2022)

Źródło: Opracowanie własne

Fig. 3.5. Energy sent to the grid (EO) in a) the first year of operation of the PV installation (06/2020–05/2021), b) the second year of operation of the PV installation (06/2021–05/2022)

jednego pomieszczenia (grzejnik elektryczny, moc około 1 kW). W lutym 2021 widoczny jest wpływ okresu urlopowego mieszkańców analizowanego budynku na zmniejszone zużycie energii elektrycznej (pomiędzy 8 a 16 praktyczny brak poboru energii elektrycznej – systemy instalacyjne np. ogrzewanie, router internetowy oraz lodówka jest bilansowana przez produkcję energii z fotowoltaiki).

Wartości na wykresach energii oddanej do sieci są podobne do wartości występujących na wykresie energii wyprodukowanej: najwyższą zgodność osiągają one dla stosunkowo wysokich godzinowych wartości produkcji energii. Natomiast najniższe dopasowanie występuje dla najniższych godzinowych wartości produkcji energii, ponieważ w tych godzinach występuje wysoki procent autokonsumpcji energii. Współczynnik korelacji Spearmana pomiędzy wartościami energii oddanej i energii wyprodukowanej dla analizowanego okresu wynosi ponad 0,95. Szczegóły zamieszczono na rysunku 3.6. Analizę dla pierwszych miesięcy funkcjonowania instalacji zawarto w pracy (Olczak i Komorowska 2021).



Rys. 3.6. Energia oddana do sieci (EO) w funkcji energii wyprodukowanej w instalacji PV (EPV)
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.6. Energy sent to the grid (EO) as a function of the energy produced in the PV installation (EPV)

3.3. Zbiór 289 mikroinstalacji prosumenckich

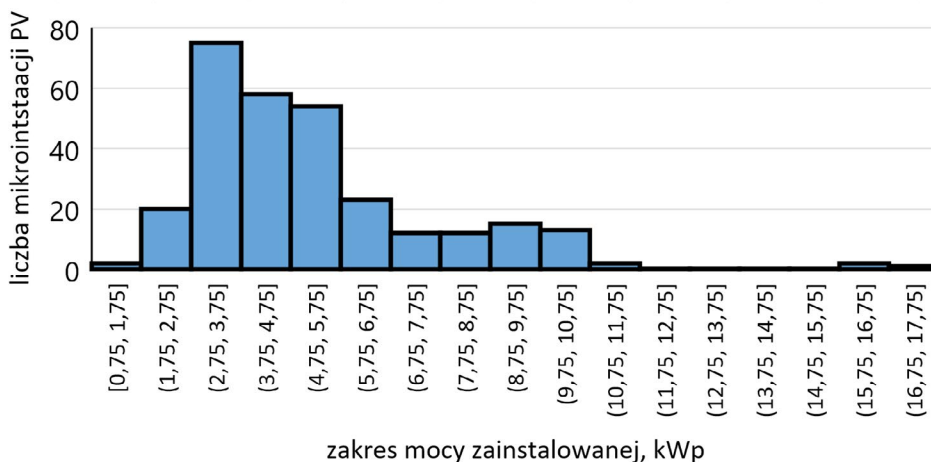
Analizie poddano zbiór 289 mikroinstalacji prosumenckich (z fotowoltaiką) dla których zgromadzono godzinowe dane z dwukierunkowych liczników energii (energia pobrana i energia oddana) za 2019 rok.

Zakres mocy analizowanych mikroinstalacji zaprezentowano na rysunku 3.7.

Średnia moc analizowanych 289 instalacji fotowoltaicznych to 5,08 kWp i jest to wartość niższa niż dla instalacji powstałych w ramach programu Mój Prąd (Olczak i in. 2021c), na dzień 25.05.2022 313 448 instalacji o średniej mocy 5,76 kWp (NFOŚiGW 2022b) oraz z wszystkich mikroinstalacji 7,3 kWp (1 006 tys. mikroinstalacji, dane na 31.03.2022) (PTPi-REE 2022a). Statystykę opisową zebranych danych ze zbioru instalacji zawarto w tabeli 3.1.

Dla analizowanego zbioru instalacji wyznaczono średnie wartości energii pobranej oraz energii oddanej dla poszczególnych godzin i dni roku. Tak obliczone wartości, dla godzin wybranych dni, zamieszczono na rysunku 3.8.

Ze względu na wykazaną średnią wartość pokazane na rysunku 3.8 przebiegi energii pobranej są zawsze większe od zera. Dla poszczególnych jednostkowych instalacji godzinowa wartość energii pobranej może przyjmować wartości zerowe – przykład rys. 3.4. Dla dni poza miesiącami letnio-wiosennymi widoczny jest poranny szczyt poboru energii, a dla wszystkich dni wieczorny szczyt poboru energii. Występowanie szczytu wieczornego



Rys. 3.7. Rozkład mocy instalacji prosumenckich uwzględnionych w analizach
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.7. Distribution of the power of prosumer installations included in the analyses

Tabela 3.1

Statystyka opisowa danych ze zbioru 289 prosumenckich mikroinstalacji fotowoltaicznych

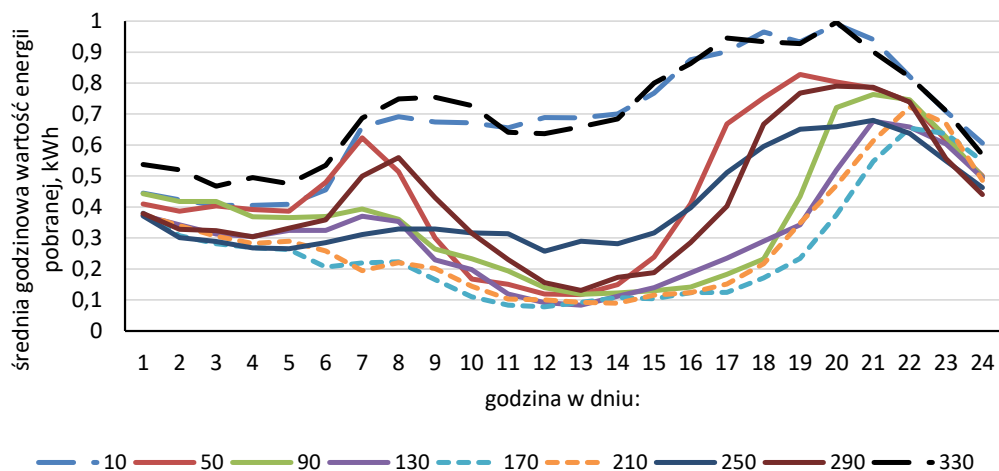
Table 3.1

Descriptive statistics of data from a set of 289 prosumer photovoltaic micro-installations

Parametr	Moc instalacji [kWp]	Energia oddana do sieci [kWh]	Energia pobrana z sieci [kWh]
Średnia	5,08	0,423	0,533
Mediana	4,48	0	0,270
Minimalna wartość	0,75	0	0
Maksymalna wartość	17,20	14,344	23,093
Odchylenie standardowe	2,47	0,974	0,786
Procent danych o wartości zero	0,00	58%	8%
Suma	1 469,07	1 071 288	1 348 278

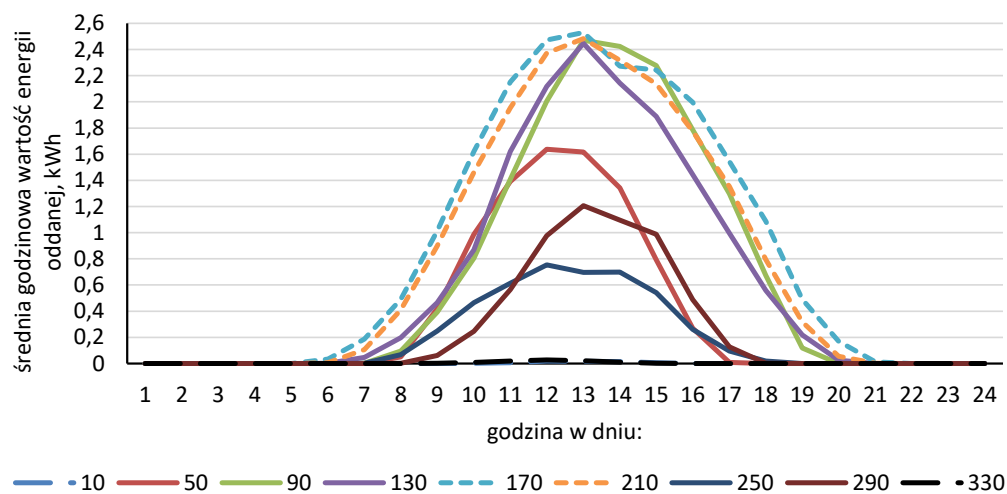
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych OSD.

poboru energii zawiera się w godzinach 18–22, a zmienność zależy głównie od pory roku. Maksymalna średnia dobową wartość energii pobranej to około 1 kWh w ciągu godziny, a minimalna to około 0,1 kWh (widoczny wpływ produkcji energii z PV w stosunku do dni w miesiącach jesienno-zimowych). Średnia wartość energii pobranej w godzinach nocnych (1–5) to około 0,4 kWh.



Rys. 3.8. Średnie godzinowe wartości energii pobranej z sieci (EP) w wybrane dni roku dla 289 instalacji
Źródło: opracowanie własne

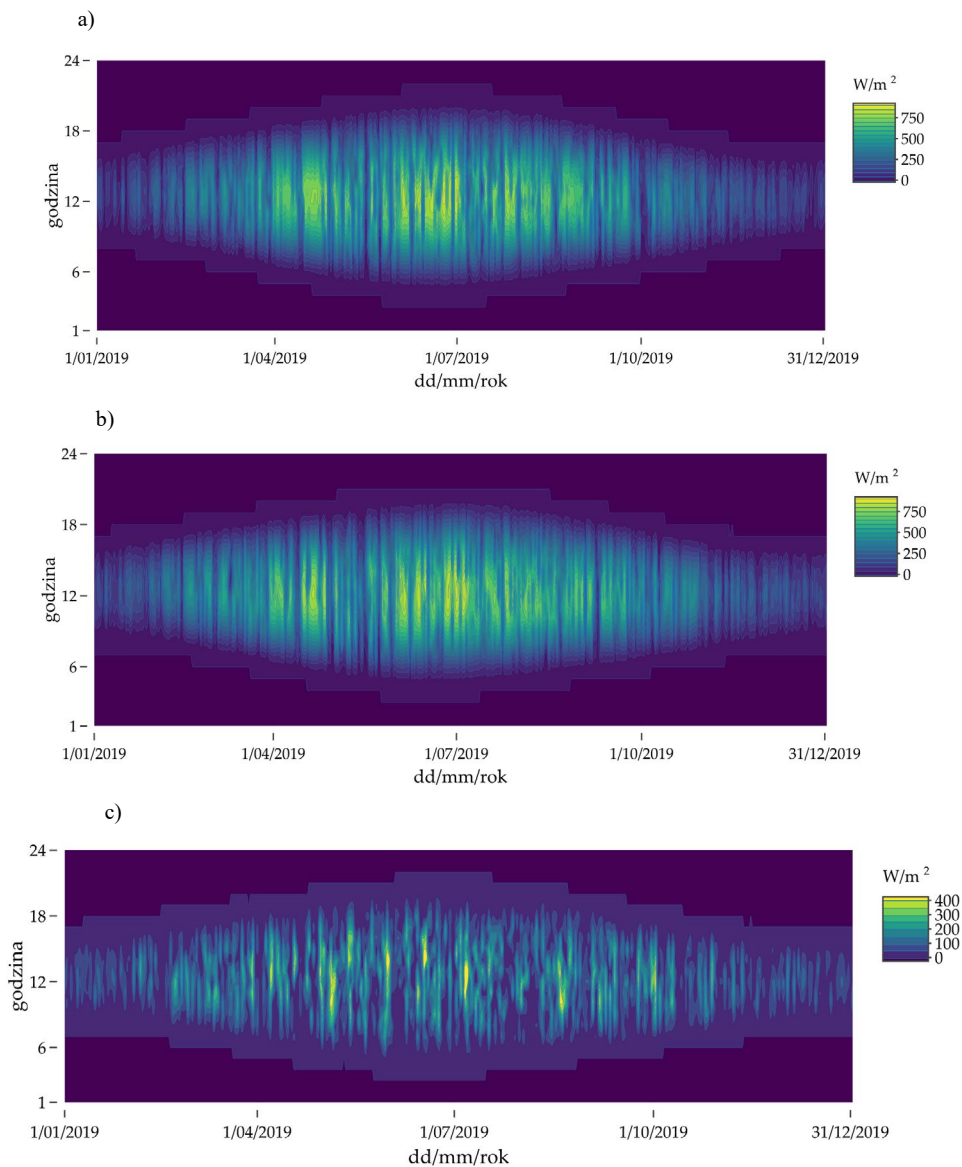
Fig. 3.8. Average hourly values of energy received from the grid (EP) on selected days of the year for 289 installations



Rys. 3.9. Średnie godzinowe wartości energii oddanej do sieci (EO) w wybrane dni roku dla 289 instalacji
Źródło: opracowanie własne

Fig. 3.9. Average hourly energy sent to the grid (EO) on selected days of the year for 289 installations

W dziesiątym i trzydziestym dniu roku wartości energii oddanej praktycznie są równe zero. Natomiast dla 170. i 220. dnia roku godzinowa wartość oddanej energii osiąga około 2,5 kWh. Widoczny też jest szerszy zakres godzin (np. 7–19.) w których godzinowe



Rys. 3.10. Natężenie promieniowania słonecznego na płaszczyznę poziomą dla: a) Koszalin; b) Kalisz; c) wartość bezwzględna różnic w natężeniu promieniowania słonecznego pomiędzy Koszalinem a Kaliszem
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych z serwisu ERA5 (Copernicus 2022)

Fig. 3.10. Solar radiation intensity on horizontal plane for a) Koszalin city, b) Kalisz city; the absolute value of the differences in the intensity of solar radiation between Koszalin and Kalisz city

wartości energii oddanej są większe od zera w miesiącach wiosenno-letnich niż w pozostałych miesiącach (np. dla 290. dnia roku 9–17. godzina).

Celem tej rozszerzonej analizy dla 289 mikroinstalacji (w stosunku do wykazanej wcześniej jednej mikroinstalacji) było:

1) Uzyskanie reprezentatywnych rezultatów pozwalających na wyciągnięcie uogólnionych wniosków.

2) Eliminacja statystyczna (poprzez większą liczbę analizowanych instalacji) wpływu nietypowego umiejscowienia instalacji (wpływającego na godziny z maksymalną produkcją energii) lub nietypowego profilu konsumpcji energii przez prosumenta – godziny o największym poborze energii do użytkownika.

3) Uwzględnienie efektu dywersyfikacji geograficznej (m.in. wpływ pogody głównie nasłonecznienia, instalacje znajdują się w różnych województwach), różnych konfiguracji instalacji (typ, rodzaj, kąt nachylenia, azymut) – przykład rys. 3.10 oraz przesunięcia czasowego u różnych konsumentów/producentów energii z fotowoltaiki (różne profile konsumpcji energii).

Dla 2145 godzin w 2019 roku wartość natężenia promieniowania słonecznego dla Kalisza była wyższa od 200 W/m^2 , a dla 222 godzin (czyli ponad 10% z wyżej wymienionych godzin) różnica tej wartości, pomiędzy Kaliszem a Koszalinem, była wyższa od 200 W/m^2 .

4. Metodyka obliczeń i symulacji zastosowania magazynów energii

W ramach pracy opracowano metodykę obliczeń wpływu zastosowania magazynu energii w instalacji prosumenckiej PV na profil przepływu energii: z i do zewnętrznej sieci elektroenergetycznej. W ramach niej dokonuje się obliczenia energii pobranej i oddanej (do/z instalacji), w przypadku zastosowania magazynu energii (różne warianty i strategie – szczegóły w rozdziale 4.2) bazujące na zarejestrowanych godzinowych profilach energii pobranej i oddanej.

W obliczeniach przyjęto następujące założenia:

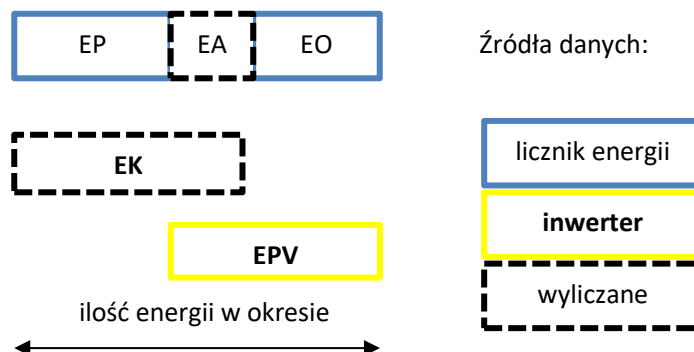
- całkowita sprawność procesu magazynowania, $\eta = 90\%$ (Amanor-Boadu i in. 2018; Komorowska i in. 2022; Tauron 2022a);
- profil konsumpcji energii w gospodarstwie domowym nie zmienia się pomimo zamontowania magazynu energii. Oczywiście jest, że pewne zmiany nastąpią, jednak nie zakłada się znaczącej zmiany godzin korzystania z urządzeń pobierających energię elektryczną. Taka zmiana (w celu zwiększenia wartości współczynnika autokonsumpcji) może być zauważalna np. w przypadku zamontowania instalacji fotowoltaicznej;
- uwzględniono tylko użyteczną pojemność magazynu energii, bez wnikania w procesy towarzyszące zmniejszaniu się pojemności magazynu wraz z wiekiem i liczbą cykli pracy.

Wśród ograniczeń analiz można wyróżnić między innymi brak uwzględnienia:

- wpływu zmiany zapotrzebowania na energię w gospodarstwie domowym w skali lat (Kryzia i in. 2020),
- wpływu zmiany nasłonecznienia i temperatury w skali godzin rok do roku (Canales i in. 2020),
- wpływu zmniejszającej się produktywności paneli PV w skali lat (Iwaszczuk i Trela 2021; Kim i in. 2021; Phinikarides i in. 2015) lub w wyniku zabrudzeń lub częściowego zacielenia (Kreft i in. 2020),
- wpływu zmniejszającej się użytecznej pojemności magazynu energii w skali lat (Komorowska i in. 2022),
- wpływu uwzględnienia danych godzinowych w stosunku do zmienności zapotrzebowania na energię oraz zmienności produkcji energii z PV. Zmienność ta często powinna być mierzona w skali minutowej a nie godzinowej,
- analizy przepływów energii na każdej fazie oddzielnie. W pracy uwzględniono natomiast bilansowanie międzyfazowe, szeroko stosowane przez OSD.

Dla każdej instalacji wykonano oddzielne obliczenia, w kolejnym kroku zastosowano uśrednianie wyników (szczegóły np. wzór 1) dla danych z grupy NI_m = 289 instalacji. Obli-

czenia bazowały na podstawie danych o godzinowych wartościach energii: pobranej, oddanej oraz energii wyprodukowanej w budynku przez instalację PV. Powiązanie tych parametrów zawarto na rysunku 4.1.



Rys. 4.1. Powiązanie wartości parametrów EP , energia autokonsumowana (EA), i energia konsumowana (EK) i energii produkowanej w instalacji PV (EPV)

Źródło: opracowanie własne na podstawie (Olczak i in. 2021a)

Fig. 4.1. Linking the value of i , Self-Consumed Energy (EA), EO , Consumed Energy (EK) and PV energy production (EPV)

$EO(NI, \tau)$ – energia oddana do sieci z instalacji prosumenckiej o numerze NI ($1 \dots 289$), i w godzinie τ roku [kWh].

$EP(NI, \tau)$ – energia pobrana z sieci do instalacji prosumenckiej o numerze NI , i w godzinie τ roku [kWh].

Wartości energii wyprodukowanej (EPV) pomniejszone o wartości energii oddanej (EO) to wartości energii autokonsumowanej (EA). Natomiast wartości EP powiększone o wartości EA są równe wartości energii konsumowanej (EK).

a) Obliczenia rzeczywiste parametru DDD :

Wyznaczenie uśrednionych wartości przepływu energii $DH(\tau d, dr)$ dla każdej godziny τd dnia dr (gdy ilość energii oddawanej do sieci jest wyższa od ilości energii pobieranej: DH przyjmuje wartości dodatnie, natomiast gdy ilość energii pobieranej z sieci jest wyższa od ilości energii oddawanej, DH przyjmuje wartości ujemne):

$$DH(\tau d, dr) = \frac{\sum_{NI=1}^{Nm} (EO(\tau d, dr, NI) - EP(\tau d, dr, NI))}{Nm} \quad (1)$$

gdzie:

dr – dzień roku obliczeniowego ($1 \dots 365$),

τd – godzina doby.

W przypadku pojedynczej instalacji: $NI_m = 1$, $NI = 1$. Dla zbioru 289 instalacji: $NI_m = 289$, $NI = 1 \dots 289$.

Wyznaczenie maksymalnej różnicy w przepływie energii dla każdego dnia:

$$DDD(dr) = \max(DH(dr)) - \min(DH(dr)) \quad (2)$$

Wartość $\max(DH(dr))$ jest równa w przybliżeniu maksymalnej dziennej wartości energii oddanej: $\max EO(dr)$, a wartość $\min(DH(dr))$ jest równa w przybliżeniu ujemnej maksymalnej wartości energii pobranej $-\max EP(dr)$. Maksymalna w skali roku różnica w przepływie energii dla każdego dnia jest wyznaczana następująco:

$$\max DDD = \max(DDD(dr = 1 \dots 365)) \quad (3)$$

4.1. Obliczenia symulacyjne

b) Obliczenia dla pierwszej godziny roku:

Zainicjowanie wartości początkowych dla każdej instalacji oraz pojemności $ES0$:

$$EOS(NI, \tau = 1, ES0) = 0$$

$$EPS(NI, \tau = 1, ES0) = 0$$

$ES0$ – użytkowa pojemność magazynu energii elektrycznej (zakres 1–12, przyjęty m.in. na podstawie (Błoński 2021; Skłodowska 2022; Tauron 2022a)) [kWh].

EOS – energia oddana do sieci przez prosumenta, w przypadku użycia magazynu o pojemności $ES0$ [kWh].

$\tau = 1$ – pierwsza godzina roku.

EPS – energia pobrana z sieci do prosumenta, w przypadku użycia magazynu o pojemności $ES0$ [kWh].

Obliczenie teoretycznej ilości energii zgromadzonej w magazynie po pierwszej godzinie roku:

$$ESS(NI, \tau = 1, ES0) = ES0 + EO(NI, 1) - EP(NI, 1) \quad (4)$$

ESS – energia aktualnie zgromadzona w magazynie energii w przypadku użycia magazynu o pojemności $ES0$ w danej godzinie i w danej instalacji [kWh].

W przypadku teoretycznego przekroczenia (ze względu na godziny nocne przekroczenie to w praktyce nie jest możliwe) maksymalnej pojemności dokonywane są następujące obli-

czenia (ustawienie aktualnej pojemności jako $ES0$ – równanie 5; obliczenie skorygowanej w stosunku do zainicjowanej powyżej wartości początkowej ilości energii oddanej EOS – równanie 6):

Jeżeli $ESS(NI, \tau = 1, ES0) > ES0$, to:

$$ESS(NI, \tau = 1, ES0) = ES0 \quad (5)$$

$$EOS(NI, \tau = 1, ES0) = ESS(NI, \tau = 1, ES0) - ES0 \quad (6)$$

W przypadku wystąpienia teoretycznego całkowitego rozładowania magazynu energii (pokrycie niedoboru energii przez pobranie energii z sieci): ustawienie aktualnej pojemności magazynu energii równej zero – równanie 7; obliczenie ilości energii pobranej EOS – równanie 8.

Jeżeli $ESS(NI, \tau = 1, ES0) < 0$, to:

$$ESS(NI, \tau = 1, ES0) = 0 \quad (7)$$

$$EPS(NI, \tau = 1, ES0) = EP(NI, 1) - (ES0 + EO(NI, 1)) \quad (8)$$

W każdym z wymienionych wyżej przypadków dodatkowo inicjowana jest wartość $ESSS$:

$$ESSS(NI, \tau = 1, ES0) = 0 \quad (9)$$

$ESSS$ – narastająca (w ciągu roku obliczeniowego) wartość energii zmagazynowanej (pochodzącej z produkcji energii w instalacji PV), zawsze w pierwszej godzinie roku (noc) $\tau = 1$, $ESSS = 0$ kWh.

c) Obliczenia dla kolejnych godzin roku τ : od 2 do 8760 (tj. obliczenia dla kolejnych dni i godzin doby)

c1) Dla godziny w dobie, umożliwiającej ładowanie, czyli jeżeli $\tau d \geq ogrH$

$ogrH$ – godzina doby, od której może być magazynowana energia w magazynie, dla wcześniejszej godziny w dniu nadwyżka energii jest oddawana do sieci, pomimo nawet niepełnego poziomu naładowania magazynu energii.

τd – godzina doby.

W przypadku teoretycznego naładowania magazynu energii ponad dopuszczalną pojemność (wprowadzenie ograniczenia ładowania energii do maksymalnej pojemności $ES0$), czyli:

Jeżeli $(ESS(NI, \tau - 1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau)) > ES0$, to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ES0 \quad (10)$$

Przypadek, kiedy w danej, aktualnej godzinie dnia jest dopuszczalne ładowanie magazynu energii, tj. spełniony jest warunek ograniczenia godzinowego ładowania energii:

Jeżeli ($\tau d > ogrH$), to:

W przypadku teoretycznego naładowania magazynu energii ponad dopuszczalną pojemność (wprowadzenie ograniczenia ładowania energii do maksymalnej pojemności $ES0$, przy wyżej wymienionym warunku godzinowym) – analogicznie jak w równaniu 10, czyli:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) > ES0$), to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ES0 \quad (11)$$

W przypadku rozładowania magazynu energii poniżej maksymalnej pojemności $ES0$:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \leq ES0$), to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \quad (12)$$

W przypadku teoretycznego rozładowania magazynu energii poniżej minimalnej pojemności:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) < 0$), to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (13)$$

c2) Dla godziny w dobie, w której ładowanie magazynu nie jest uprawnione, czyli: jeżeli $\tau d < ogrH$

Przypadek, gdy ilość energii zgromadzonej w magazynie energii ESS jest większa od zera:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau-1, ES0) > 0$), to:

Przypadek, w którym godzinowe przepływy energii (EO i EP) nie doprowadziłyby do pełnego rozładowania magazynu energii:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) > 0$), to:

Przypadek, w którym godzinowa wartość EO jest wyższa lub równa od wartości EP , skutkuje brakiem zmiany aktualnej ilości energii zmagazynowanej ESS :

Jeżeli ($-EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \geq 0$), to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau-1, ES0) \quad (14)$$

Przypadek, w którym godzinowa wartość EO jest niższa od wartości EP , skutkuje zmniejszeniem aktualnej ilości energii zmagazynowanej ESS :

Jeżeli ($-EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) < 0$), to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \quad (15)$$

Natomiast w przypadku, w którym godzinowe przepływy energii (EO i EP) doprowadziłyby do pełnego rozładowania magazynu energii (teoretyczna wartość ESS dla τ mniejsza od zera), wprowadzana jest następująca korekta:

Jeżeli $(ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) < 0)$, to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (16)$$

Przypadek, gdy ilość energii zgromadzonej w magazynie energii w godzinie poprzedzającej jest równa zero:

Jeżeli $(ESS(NI, \tau-1, ES0) = 0)$, to:

Przypadek, w którym godzinowa wartość EP jest wyższa niż wartość EO :

Jeżeli $(ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) < 0)$, to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (17)$$

Przypadek, w którym godzinowa wartość EP jest niższa lub równa wartości EO :

Jeżeli $(ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \geq 0)$, to:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau-1, ES0) - EP(NI, \tau) + EO(NI, \tau) \quad (18)$$

d) Obliczenia wartości energii pobranej (EPS) i oddanej (EOS) w przypadku zastosowania magazynowania energii

Przypadek, w którym ilość energii zmagazynowanej ESS jest wyższa od zera, oznacza to zerową ilość energii pobranej EPS w danej godzinie:

Jeżeli $ESS(NI, \tau, ES0) > 0$, to:

$$EPS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (19)$$

Przypadek, w którym ilość energii zmagazynowanej ESS jest równa zero:

Jeżeli $ESS(NI, \tau, ES0) = 0$, to:

Jeżeli $EP(NI, \tau) - ESS(NI, \tau-1, ES0) - EO(NI, \tau) > 0$, to:

$$EPS(NI, \tau, ES0) = EP(NI, \tau) - ESS(NI, \tau-1, ES0) - EO(NI, \tau) \quad (20)$$

Jeżeli $(EP(NI, \tau) - ESS(NI, \tau-1, ES0) - EO(NI, \tau) \leq 0)$

$$EPS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (21)$$

Przypadek, w którym ilość energii zmagazynowanej ESS jest równa maksymalnej pojemności użytkowej magazynu energii $ES0$:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau, ES0) = ES0$), to:

$$EOS(NI, \tau, ES0) = EO(NI, \tau) - EP(NI, \tau) - (ESS(NI, \tau, ES0) - ESS(NI, \tau - 1, ES0)) \quad (22)$$

Przypadek, w którym ilość energii zmagazynowanej ESS jest mniejsza niż maksymalna pojemność użytkowa $ES0$:

Jeżeli ($ESS(NI, \tau, ES0) < ES0$), to:

Przypadek, w którym godzinowa ilość energii pobranej z sieci w przypadku zastosowania magazynu energii EPS jest równa zero:

Jeżeli ($EPS(NI, \tau, ES0) = 0$), to:

Przypadek, w którym godzinowa wartość EO jest większa od EP :

Jeżeli ($EO(NI, \tau) - EP(NI, \tau) > 0$), to:

$$EOS(NI, \tau, ES0) = EO(NI, \tau) - EP(NI, \tau) - (ESS(NI, \tau, ES0) - ESS(NI, \tau - 1, ES0)) \quad (23)$$

Przypadek, w którym godzinowa wartość EO jest mniejsza od wartości EP :

Jeżeli ($EO(NI, \tau) - EP(NI, \tau) < 0$), to:

$$EOS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (24)$$

Przypadek, w którym godzinowa ilość energii pobranej z sieci w przypadku zastosowania magazynu energii EPS jest większa od zera:

Jeżeli $EPS(NI, \tau, ES0) > 0$, to:

$$EOS(NI, \tau, ES0) = 0 \quad (25)$$

Uproszczoną wersję wyżej przedstawionej metodyki obliczeniowej przedstawiono w formie algorytmu na rysunku 4.2.

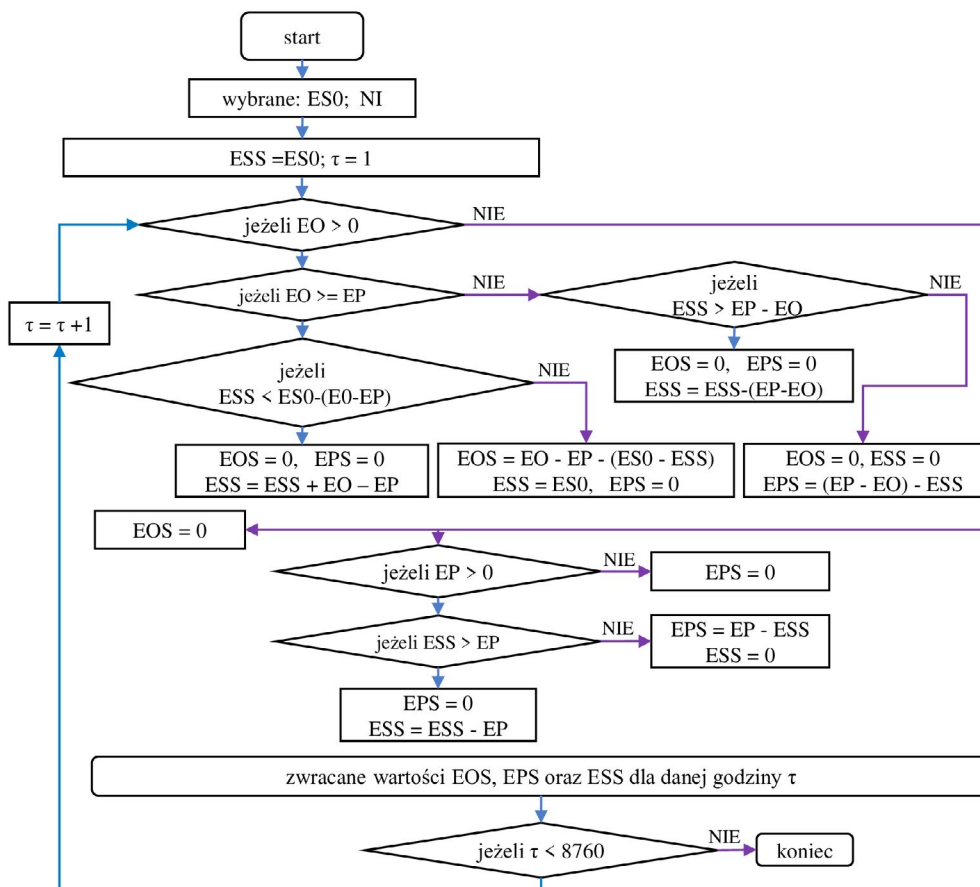
e) Obliczenie wpływu strat energii z tytułu sprawności oraz sumy magazynowanej energii elektrycznej

W przypadku, w którym ilość energii zmagazynowanej ESS w danej godzinie się zwiększyła, obliczany jest przyrost energii zmagazynowanej ΔESS :

Jeżeli $ESS(NI, \tau, ES0) - ESS(NI, \tau - 1, ES0) > 0$, to:

$$\Delta ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau, ES0) - ESS(NI, \tau - 1, ES0) \quad (26)$$

ΔESS – przyrost energii zmagazynowanej w ciągu godziny [kWh].



Rys. 4.2. Algorytm obliczania wartości ESS , EOS i EPS , przedstawiony w sposób uproszczony: bez uwzględniania ograniczenia godzinowego i sprawności η
Źródło: opracowanie własne

Fig. 4.2. Algorithm for calculating ESS , EOS and EPS value, presented in a simplified way: without taking into account the hourly limit and the efficiency η

Następnym krokiem było obliczenie strat energii w procesie jej magazynowania, posłużono się równoważnikiem łącznej straty energii na procesach: ładowania magazynu, straty na przechowywaniu energii oraz rozładowaniu magazynu energii:

$$ESSL(NI, \tau, ES0) = (1 - \eta) \cdot \Delta ESS(NI, \tau, ES0) \quad (27)$$

$ESSL$ – ilościowa strata energii w procesie magazynowania energii elektrycznej w ciągu godziny [kWh].

Następnie ponownie obliczono wartość ESS z uwzględnieniem wyżej wymienionych strat energii. Straty zostały uwzględnione w obliczeniach w sposób uproszczony: odejmując wartość strat od wartości energii aktualnie zgromadzonej w magazynie energii:

$$ESS(NI, \tau, ES0) = ESS(NI, \tau, ES0) - ESSL(NI, \tau, ES0) \quad (28)$$

$$ESSS(NI, \tau, ES0) = ESSS(NI, \tau - 1, ES0) + (ESS(NI, \tau, ES0) - ESS(NI, \tau - 1, ES0)) \quad (29)$$

$ESSS$ – narastająca (w ciągu roku obliczeniowego) wartość energii zmagazynowanej [kWh].

f) Obliczenie średnich wartości

Jako „parametr statystyczny” do analizy w sposób łączny 289 instalacji wybrano średnią arytmetyczną. Pozwala ona na multiplikowanie zaobserwowanego wpływu zastosowania magazynu energii na o wiele większe liczby instalacji. Średnią wartość użyto także dlatego, że w zbiorze danych nie wykryto znaczących odchyżeń w godzinowych danych o energii pobranej, ani o energii oddanej.

Według poniższego wzoru obliczono dla przypadku zastosowania magazynu energii, bez ograniczenia godzinowego magazynowania energii: godzinową średnią wartość energii oddanej:

$$EOSm(\tau, ES0) = \frac{\sum_{NI} EOS(NI, \tau, ES0)}{NI} \quad (30)$$

$EOSm$ – średnia wartość z 289 instalacji dla energii oddanej w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności $ES0$, dla godziny τ , bez ograniczenia godzinowego magazynowania energii.

Dla przypadku zastosowania magazynu energii, z ograniczeniem godzinowym magazynowania energii: godzinową średnią wartość energii oddanej – poniższy wzór:

$$EOSm(\tau, ogrH, ES0) = \frac{\sum_{NI} EOS(NI, \tau, ogrH, ES0)}{NI} \quad (31)$$

$EOSm$ – średnia wartość z 289 instalacji dla energii oddanej do sieci w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności $ES0$, dla godziny τ , z ograniczeniem godzinowym magazynowania energii $ogrH$.

Następnie obliczono, dla przypadku zastosowania magazynu energii, bez ograniczenia godzinowego magazynowania energii: godzinową średnią wartość energii pobranej – poniższy wzór:

$$EPSm(\tau, ES0) = \frac{\sum_{NI} EPS(NI, \tau, ES0)}{NI} \quad (32)$$

$EPSm$ – średnia wartość z 289 instalacji dla energia pobrana z sieci w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności $ES0$, dla godziny τ , bez ograniczenia godzinowego magazynowania energii.

Dla przypadku zastosowania magazynu energii, z ograniczeniem godzinowym jego ładowania obliczono godzinową średnią wartość energii pobranej według poniższego wzoru:

$$EPSm(\tau, ogrH, ES0) = \frac{\sum_{NI} EPS(NI, \tau, ogrH, ES0)}{NI} \quad (33)$$

$EPSm$ – średnia wartość z 289 instalacji dla energia pobrana z sieci w przypadku zastosowania magazynu energii o pojemności $ES0$, dla godziny τ , z ograniczeniem godzinowym magazynowania energii $ogrH$.

Zastosowanie strategii ładowania (ograniczenia godzinowego) skutkuje mniejszym wykorzystaniem magazynu energii. Sumę energii zmagazynowanej w zależności od $ES0$ i $ogrH$ (ESr) w skali roku wyznaczono według wzoru:

$$ESr(ES0, ogrH) = \frac{\sum_{NI} ESSS(NI, \tau = 8760, ES0, ogrH)}{NIm} \quad (34)$$

NIm – w przypadku pojedynczej instalacji: $NIm = 1$, $NI = 1$; dla zbioru 289 instalacji: $NIm = 289$, $NI = 1 \dots 289$.

W celu porównania wpływu ograniczenia godzinowego na wyżej wymienione zmniejszenie wykorzystania magazynu energii zaproponowano parametr: przeliczeniowa roczna liczba cykli ładowania magazynu energii ($PRLCL$). Parametr ten wyznaczany jest według poniższego wzoru:

$$PRLCL(ES0, ogrH) = \frac{ESr(ES0, ogrH)}{ES} \quad (35)$$

g) Obliczenie wartości autokonsumowanej energii, tylko dla instalacji Łęki

Obliczenia wartości autokonsumowanej energii dla każdej godziny roku dla instalacji:

$$EA(\tau) = EPV(\tau) - EO(\tau) \quad (36)$$

EA – ilościowa godzinowa wartość energii autokonsumowanej (z bieżącej produkcji energii z fotowoltaiki EPV) [kWh].

Następnie wyznaczono procentowy udział wartości energii autokonsumowanej w energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną w danej godzinie (wzór 37) oraz wartość energii konsumowanej w budynku (wzór 38).

$$sEA(\tau) = \frac{EA(\tau)}{EPV(\tau)} \cdot 100\% \quad \text{dla } EPV(\tau) > 0 \quad (37)$$

$$EK(\tau) = EP(\tau) + EA(\tau) \quad (38)$$

Wartość energii autokonsumowanej w każdej godzinie roku w przypadku zastosowania magazynu energii elektrycznej (EAS) wyznaczono według wzoru:

$$EAS(\tau, ES0, ogrH) = EK(\tau) - EPS(\tau, ES0, ogrH) \quad (39)$$

Suma roczna autokonsumpcji, bez magazynu energii (obliczenia na danych rzeczywistych) EAr :

$$EAr(rok) = \sum_{\tau=1}^{8760} EA(\tau) \quad (40)$$

Suma roczna autokonsumowanej energii w przypadku zastosowania magazynu energii (obliczenia symulacyjne) $EASr$:

$$EASr(rok, ES0, ogrH) = \sum_{\tau=1}^{8760} EAS(\tau, ES0, ogrH) \quad (41)$$

Średnia roczna wartość autokonsumpcji, bez magazynu energii (obliczenia na danych rzeczywistych) $EAr2$:

$$EAr2 = \frac{EAr(rok=1) + EAr(rok=2)}{2} \quad (42)$$

Średnia roczna wartość autokonsumpcji w przypadku zastosowania magazynu energii (obliczenia symulacyjne) $EASr2$:

$$EASr2(ES0, ogrH) = \frac{EASr(rok=1, ES0, ogrH) + EASr(rok=2, ES0, ogrH)}{2} \quad (43)$$

Dla zbioru 289 instalacji nie wyznaczono wartości energii autokonsumowanej, ze względu na brak danych godzinowych o energii wyprodukowanej (EPV).

4.2. Warianty magazynowania i strategię ładowania magazynów energii

W analizie uwzględniono następujący zakres użytecznej pojemności magazynów energii: od 1 do 12 kWh z krokiem co 1 kWh. W zakresie strategii ładowania bazowym rozwiązaniem jest brak ograniczeń w zakresie ładowania energii: w takim przypadku każda nadwyżka energii pochodzącej z fotowoltaiki będzie w miarę możliwości magazynowana (do maksymalnej pojemności magazynu energii). Rozładowywanie magazynu energii będzie realizowane, gdy bieżąca produkcja energii z PV nie wystarcza (a jest zgromadzona energia w magazynie), aby pokryć potrzeby energetyczne budynku. Podstawowym ograniczeniem rozładowania magazynu energii jest aktualny poziom naładowania.

Kolejne rozważane strategie ładowania ograniczają czas ładowania, wybrano następujące godziny: H10 (godzina 10), H11, H12, H13 i H14. Ograniczenie godzinowe oznacza godzinę, przed którą danego dnia niedopuszczalne jest ładowanie magazynu energii (pomimo występowania nadwyżki energii, czyli gdy wartość *EO* jest wyższa niż wartość *EP*). Potencjalnie wybrane zalety ograniczenia godzinowego, w stosunku do magazynowania energii bez takiego ograniczenia, są podczas szczytu:

a) porannego zużycia energii – energia oddawana do sieci pozostaje bez zmian w stosunku do opcji bez magazynu (w przypadku, gdy ograniczenie godzinowe jest ustawione po wystąpieniu szczytu porannego);

b) południowych godzin oddawania energii – ograniczenie energii oddawanej do sieci w stosunku do opcji bez magazynu, w zależności od pojemności magazynu i ustawionej godziny ograniczenia;

c) wieczornych godzin wysokiej konsumpcji energii elektrycznej: praktycznie bez wpływu na niwelację szczytu; niemniej jednak może się zdarzyć, że ograniczenie godzinowe wpłynie na niższy poziom naładowania magazynu energii w godzinach wieczornych, co skutkuje mniejszym pokryciem zapotrzebowania na energię wieczorem i/lub w nocy, a nawet następnego dnia.

Wady wprowadzenia ograniczenia godzinowego magazynowania energii, w stosunku do magazynowania energii bez ograniczeń godzinowych, to:

a) mniejsza ilość zmagazynowanej energii w ciągu roku → mniejsze wykorzystanie infrastruktury (magazynu energii);

b) ryzyko, że zdarzą się dni, w których nadwyżka energii (energia oddana) wystąpi tylko przed określoną godziną, będącą ograniczeniem (względny pogodowy). Spowoduje to brak nawet częściowego naładowania magazynu energii w ciągu dnia, pomimo niezerowej sumy nasłonecznienia w skali dnia.

Przeanalizowano strategię ładowania magazynów bez wpływu sterowania zdalnego np. przez operatora lub zarządcy klastra/spółdzielni energetycznej, czyli zarządzanie nie jest realizowane w sposób centralny.

Z punktu widzenia prosumenta (właściciela magazynu energii) w jego ekonomicznym interesie jest jak największe wykorzystanie magazynu energii dla potrzeb *PV* (przy stałych cenach/taryfach), tj. maksymalizacja liczby cykli pracy (ładowania/rozładowywania). Maksy-

malizacja liczby cykli pracy wpływa na uzyskanie krótszego prostego czasu zwrotu pomimo krótszego okresu eksploatacji (szybsze zużycie magazynu), ponieważ niska liczba cykli pracy na rok (generuje niską wartość NPV) wiąże się także ze zmniejszeniem pojemności czynnej magazynu energii ze względu na jego wiek (Komorowska i in. 2022). Należy nadmienić, że nie każdego dnia będzie mógł być realizowany pełny cykl naładowania i rozładowania magazynu energii, zwłaszcza przy większych pojemnościach magazynu.

h) Obliczenia symulacyjne parametru DDD w zależności od użytecznej pojemności magazynowej i godzinowego ograniczenia ładowania:

Wyznaczenie uśrednionego przepływu energii dla każdej godziny każdego dnia (energia oddawana do sieci w obliczeniach przyjmuje wartości dodatnie, natomiast energia pobierana przyjmuje wartości ujemne) jest realizowane według poniższego wzoru:

$$DH(\tau d, dr, ES0, ogrH) = \frac{\sum_{NI=1}^{NIm} EOS(\tau d, dr, NI, ES0, ogrH) - EPS(\tau d, dr, NI, ES0, ogrH)}{NIm} \quad (44)$$

NIm – w przypadku pojedynczej instalacji: $NIm = 1, NI = 1$; dla zbioru 289 instalacji: $NIm = 289, NI = 1 \dots 289$.

Maksymalną różnicę w przepływie energii dla każdego dnia DDD wyznaczono według wzoru:

$$DDD(dr, ES0, ogrH) = \max(DH(dr, ES0, ogrH)) - \min(DH(dr, ES0, ogrH)) \quad (45)$$

Następnie wyznaczono maksymalną różnicę DDD w skali roku, czyli $maxDDD$:

$$maxDDD(ES0, ogrH) = \max(DDD(dr = 1 \dots 365, ES0, ogrH)) \quad (46)$$

i) Oszacowanie mocy niezbędnej do równoważenia przepływów energii z mikroinstalacji w skali różnej ich liczby

Wartości $maxDDD$, w zależności od użytecznej pojemności magazynu energii oraz godziny doby ograniczającej czas ładowania magazynu energii posłużyły do oszacowania mocy niezbędnej do równoważenia przepływów energii z mikroinstalacji w skali różnej ich liczby (LM). Obliczenia wyżej wymienionej mocy równoważącej (NP) wykonano według poniższego wzoru.

$$NP(LM, ES0, ogrH) = \frac{maxDDD(ES0, ogrH) \cdot LM}{1000000h} \quad (47)$$

NP – moc równoważąca maksymalne dobowe różnice w przepływach energii dla liczby LM mikroinstalacji [GW].

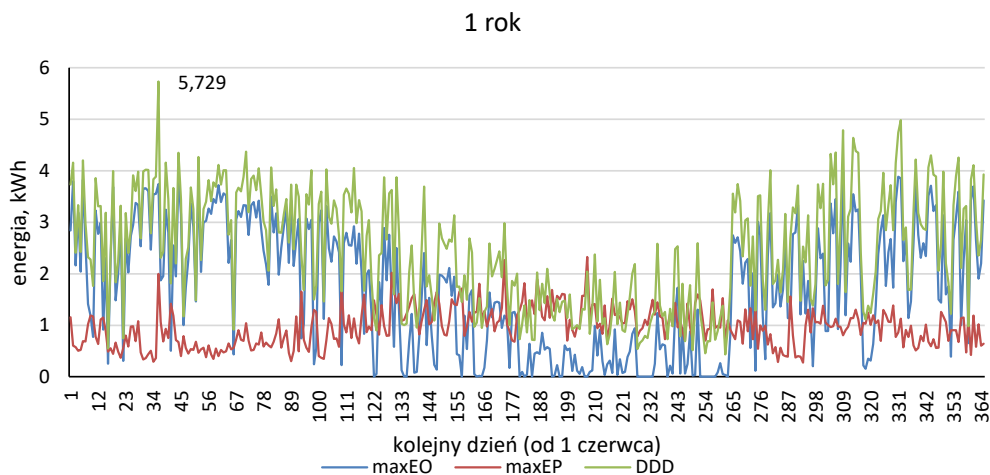
Zaproponowana metoda oszacowania nie uwzględnia innej struktury wielkości instalacji fotowoltaicznych niż przedstawionych na rysunku 3.7, a średnia moc mikroinstalacji PV podłączonych do sieci ulega zwiększeniu. W 2021 średnia moc wyniosła 7,62 kWp i była o 1kWp wyższa niż w 2020 r. (PTPiREE 2022b).

5. Wyniki obliczeń i symulacji

Zgodnie z przedstawioną metodyką w rozdziale 4 obliczono wskaźniki charakteryzujące maksymalne roczne różnice w dziennych przepływach energii z/do prosumenckiej mikroinstalacji fotowoltaicznej.

5.1. Mikroinstalacja prosumencka o mocy 5 kWp – Łęki

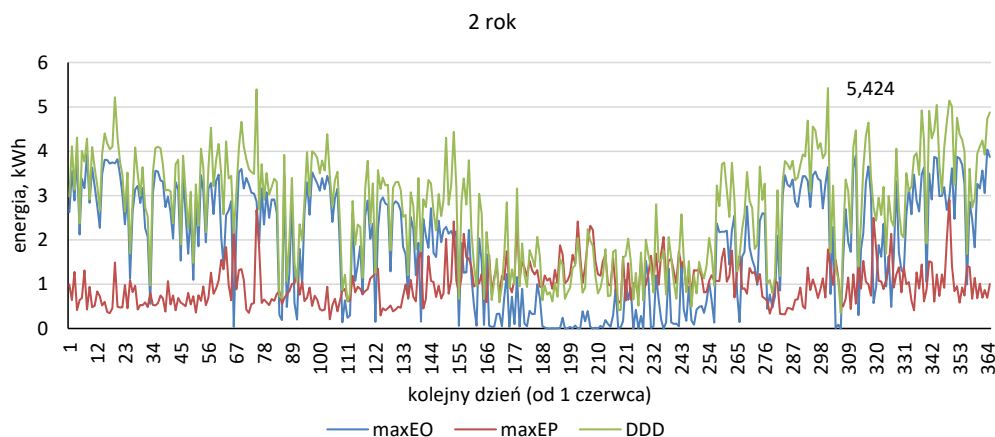
Dla każdego dnia w analizowanym okresie (06.2020–05.2022) obliczono maksimum dzienne energii pobranej i oddanej oraz dzienne sumy maksymalnych wartości energii pobranej i oddanej (*DDD*) dla przypadku bez magazynowania energii. Wyniki dla poszczególnych lat naniesiono na rysunkach 5.1 i 5.2, godziny występowania dziennych maksimów zawarto na rysunku 5.3.



Rys. 5.1. Maksymalne dzienne wartości EO i EP oraz wartości DDD dla pierwszego roku analizy, tj. 1.06.2020–31.05.2021
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.1. Maximum daily EP and EP values and DDD values for the first year of analysis, i.e., 01/06/2020–31/05/2021

Maksymalna roczna wartość *DDD* (*maxDDD*) 5,729 kWh wystąpiła dnia 7 lipca 2020 roku, przy czym roczna maksymalna wartość *maxEP* wyniosła 1,995 kWh, a wartość *maxEO* wyniosła 4,739 kWh. Można zauważyć, że *maxEP* osiąga wyższe wartości w miesiącach jesienno-zimowych, a niższe w wiosenno-letnich. Natomiast *maxEO* wykazuje odwrotne tendencje, z tym, że z większym rozrzutem, co powoduje, że najwyższe wartości *DDD* osiągnęte są w miesiącach wiosenno-letnich.



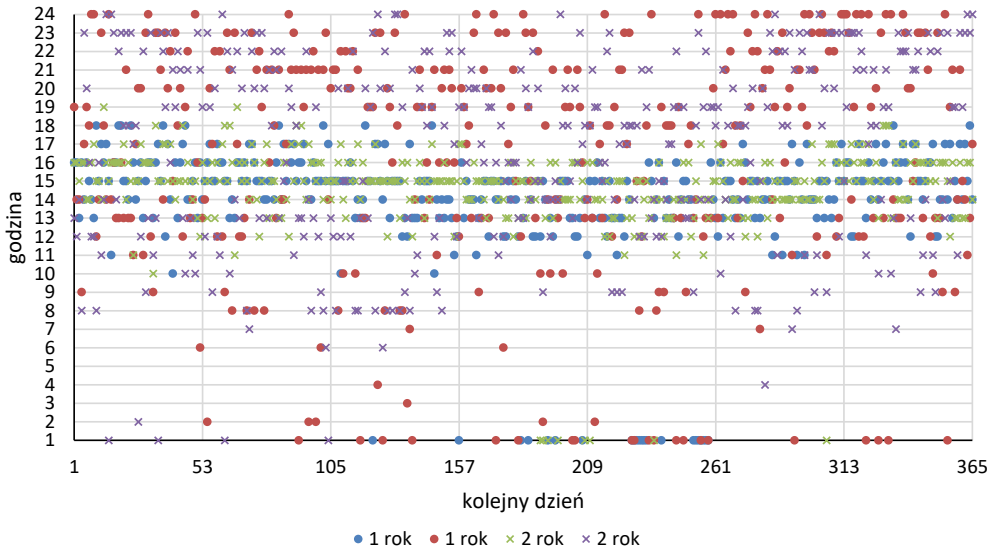
Rys. 5.2. Maksymalne dzienne wartości *EO* i *EP* oraz wartości *DDD* dla drugiego roku analizy, tj. 1.06.2021–31.05.2022
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.2. Maximum daily *EO* and *EP* values and *DDD* values for the second year of analysis, i.e., 01/06/2021–31/05/2022

Maksymalna dla drugiego roku funkcjonowania instalacji wartość *DDD* 5,424 kWh wystąpiła 28 marca 2022 roku, przy czym roczna maksymalna wartość *maxEP* wyniosła 2,906 kWh, a wartość *maxEO* wyniosła 4,04 kWh. Można zauważyć podobnie jak dla pierwszego roku analizy, że *maxEP* osiąga wyższe wartości w miesiącach jesienno-zimowych, a niższe w wiosenno-letnich. Natomiast *maxEO* wykazuje odwrotne tendencje, z tym, że z większym rozrzutem, co powoduje, że najwyższe wartości *DDD* osiągnęte są w miesiącach wiosenno-letnich.

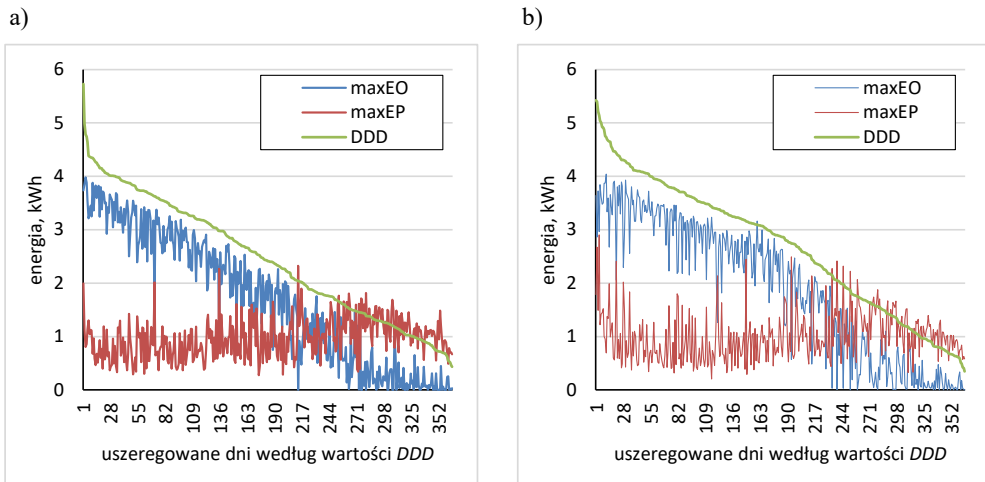
Maksimum energii oddanej obserwowane było głównie pomiędzy 13 a 16 godziną w miesiącach wiosenno-letnich, natomiast w miesiącach jesienno-zimowych między 12 a 15 godziną. Większy rozrzut wartości niż dla energii oddanej, zanotowano w godzinie występowania maksimum dziennego energii pobranej. W tym przypadku jedynie między 3 a 7 godziną rano stosunkowo rzadko występowało maksimum dziennego energii pobranej.

Dodatkowo wykreślono krzywe z posortowanymi malejąco dziennymi maksymalnymi wartościami energii pobranej i oddanej oraz krzywe posortowanych malejąco wartości *DDD* (rys. 5.4).



Rys. 5.3. Godziny występowania maksymalnych dziennych wartości EO i EP dla pierwszego i dla drugiego roku analizy 1.06.2020–31.05.2022
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.3. Hours of occurrence of the maximum daily EO and EP values for the first and second year of analysis 01/06/2020–31/05/2022



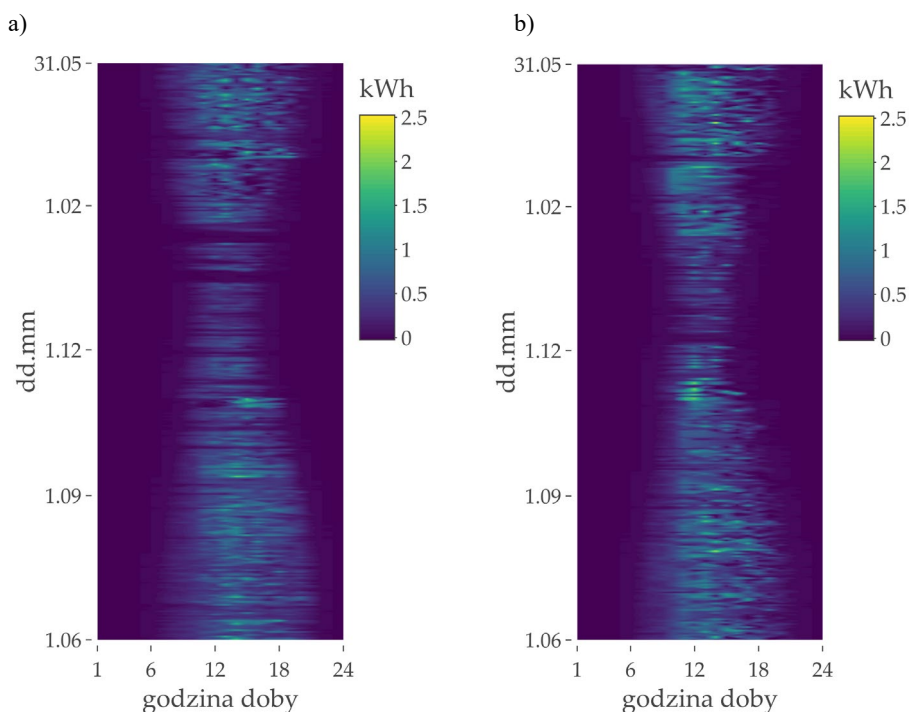
Rys. 5.4. Uszeregowane malejąco według wartości DDD krzywe maksymalnych dziennych wartości EO ($maxEO$) i EP ($maxEP$), dla: a) pierwszego, b) drugiego roku analizy; wartości uszeregowane według wartości DDD
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.4. Descending ordering of the curves of the maximum daily EO ($maxEO$) and EP ($maxEP$) values and the DDD values for: a) the first, b) the second year of the analysis; each parameter ordered by DDD

W pierwszym roku analizy podczas 140 dni wartość DDD była większa od 3 kWh, w drugim roku analogicznie w 170 dniach. Należy zaznaczyć, że znaczenie dla równoważenia przepływów energii w prosumenckich instalacjach (w skali KSE) mają wysokie wartości DDD .

Wyniki w zakresie wartości autokonsumpcji dla pierwszego i drugiego roku pracy, bez magazynu energii

Dla analizowanej prosumenckiej mikroinstalacji obliczono według wzorów z rozdziału 4.1. godzinowe wartości energii autokonsumowanej dla dwóch lat działania instalacji (rys. 5.5).

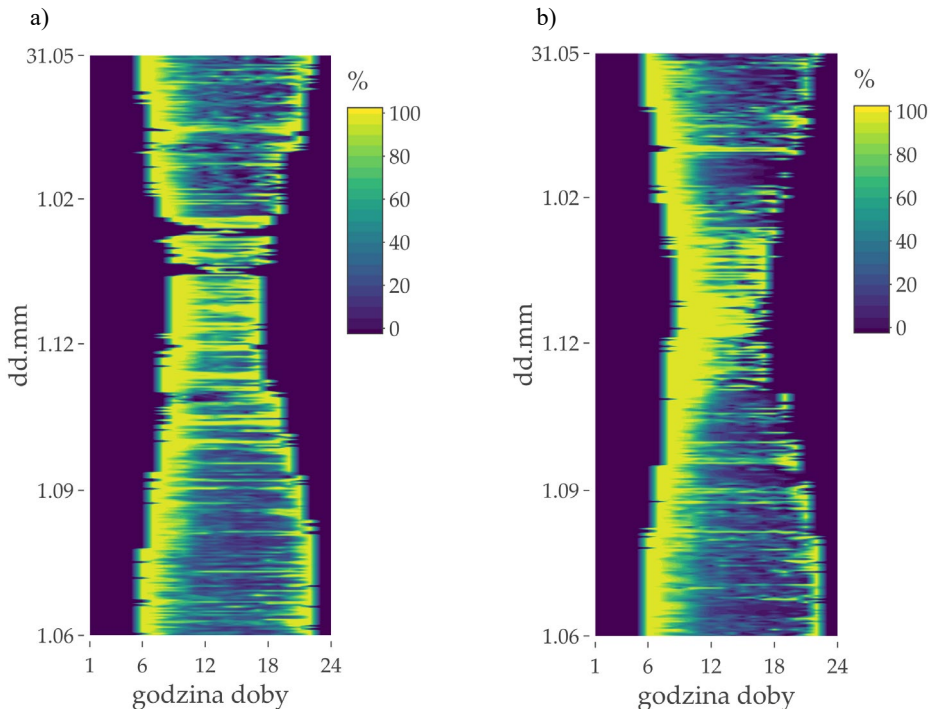


Rys. 5.5. Wartości energii autokonsumowanej EA tj. pochodzącej bezpośrednio z produkcji energii w instalacji fotowoltaicznej; a) dla pierwszego roku analizy, b) dla drugiego roku analizy

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.5. Self-consumed EA energy values, i.e. energy coming directly from the production of energy in the photovoltaic installation; a) for the first year of analysis, b) for the second year of analysis

Wartości autokonsumpcji energii w instalacji są stosunkowo podobne do wartości produkowanej energii w instalacji (rys. 3.3.). Szczegółowa analiza podobieństwa i zależności dla pierwszych 4 miesięcy funkcjonowania instalacji została zawarta w artykule (Olczak i Komorowska 2021). Aby wyszczególnić zależność wolumenu autokonsumpcji od wolumenu produkcji energii, autokonsumpcję zaprezentowano jako procent energii wyprodukowanej przez instalację fotowoltaiczną w każdej godzinie (rys. 5.6).



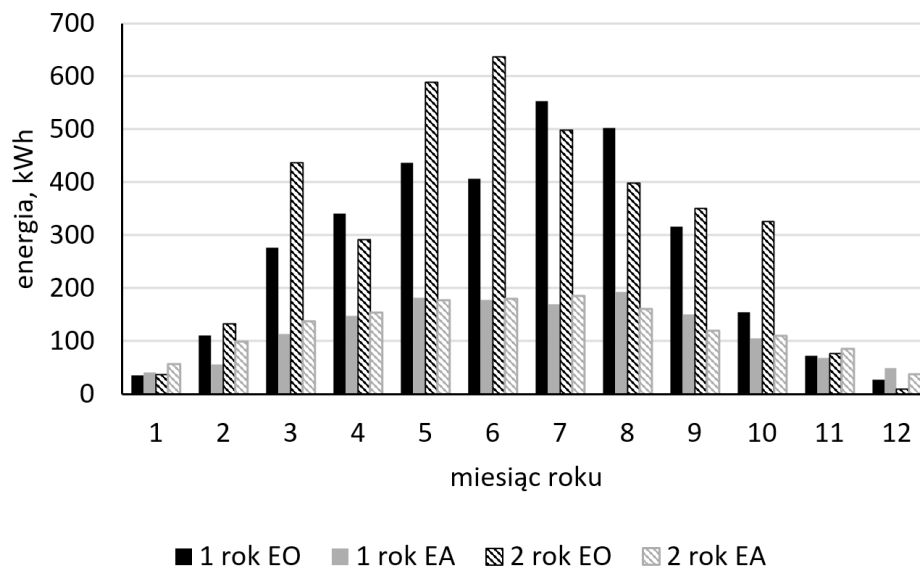
Rys. 5.6. Procentowa wartość energii autokonsumowanej (*sEA*) w energii wyprodukowanej w danej godzinie przez instalację fotowoltaiczną; a) dla pierwszego roku analizy, b) dla drugiego roku analizy

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.6. Percentage of self-consumed energy (*sEA*) in the energy produced in a given hour by the photovoltaic installation; a) for the first year of analysis, b) for the second year of analysis

Na podstawie powyższych wykresów można zauważyć, że w godzinach porannych i wieczornych (cały rok) oraz w miesiącach zimowych (w godzinach wytwarzania energii przez instalację *PV*) procentowy udział autokonsumpcji w energii wyprodukowanej osiąga znacznie wyższe wartości niż w godzinach okołopołudniowych w miesiącach wiosenno-letnich. Dzieje się tak zwłaszcza przy niskich wolumenach produkowanej energii, podobną zależność w formie funkcyjnej wykazano w pracy (Olczak i Komorowska 2021). W sposób zbiorczy wartości energii autokonsumowanej oraz energii oddanej w skali poszczególnych miesięcy i lat zobrazowano na rysunku 5.7.

W miesiącach zimowych ilość energii autokonsumowanej (konsumpcja energii na bieżąco wyprodukowanej z *PV*) przewyższa ilość energii oddanej do sieci (szczególnie w grudniu, zarówno w 2020, jak i w 2021 roku). Natomiast w czerwcu, zwłaszcza w 2021 roku, ta proporcja była diametralnie odwrotna: ilość energii oddanej była ponad trzy razy wyższa niż ilość energii autokonsumowanej. Tym samym energia oddana przy tak wysokich nadwyżkach jest wirtualnie magazynowana w systemie elektroenergetycznym (opustowym), w ramach programu *Prosument*.



Rys. 5.7. Wartości energii autokonsumowanej (EA) i oddawanej do sieci (EO) w poszczególnych miesiącach/w latach

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.7. Values of self-consumed and sent to the grid energy in months/years

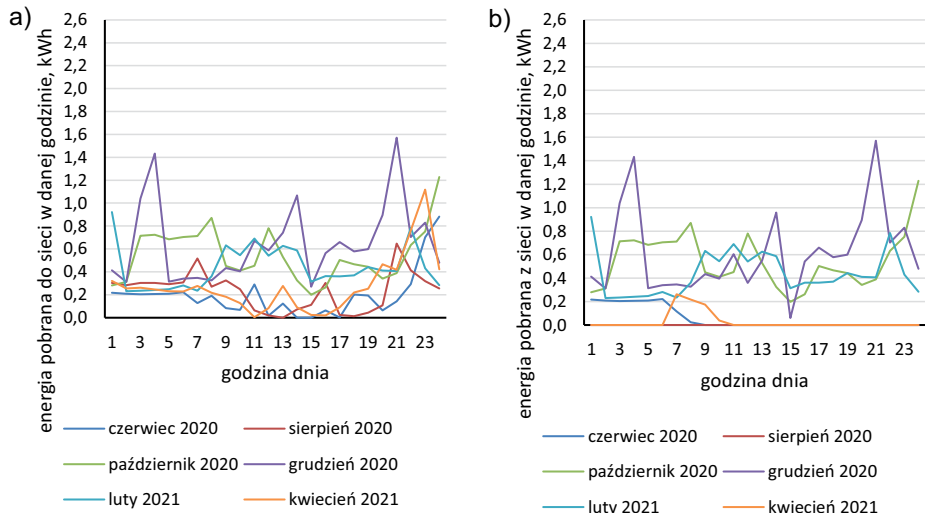
5.1.1. Zastosowanie magazynu o pojemności 5 kWh (symulacja)

Przykład zastosowania magazynu energii o pojemności użytecznej ES_0 5 kWh zamieszczono, w zakresie energii pobranej z sieci do użytkownika, na rysunkach 5.8 i 5.9 oraz w zakresie energii oddanej do sieci na rysunkach 5.10 i 5.11. Rysunki zawierają wyniki obliczeń dla co 60. dnia roku.

Wpływ magazynowania energii jest zauważalny dla wybranych (losowo co 60. dnia roku) dni kwietnia, czerwca i sierpnia pierwszego roku funkcjonowania instalacji. Dla przykładu z czerwca 2020 r. do godziny 8 występowały wartości godzinowego poboru energii wynikające z: niskiej produkcji energii z instalacji PV dnia poprzedniego i/lub wysokiej wartości konsumpcji energii w godzinach wieczornych dnia poprzedniego. Brak wpływu magazynowania energii na wartości energii pobranej można zaobserwować dla wybranych dni w październiku, grudniu i lutym.

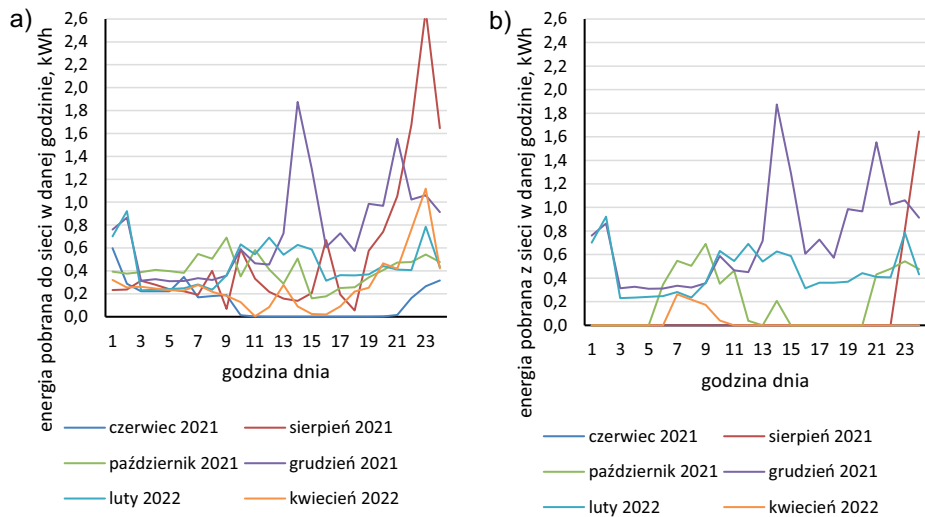
Magazyn o użytecznej pojemności $ES_0 = 5$ kWh praktycznie wyeliminował pobór energii z sieci w czerwcu i sierpniu, a częściowo w kwietniu w drugim roku funkcjonowania instalacji, nie miał natomiast wpływu na wartości energii pobranej w grudniu 2020 i 2021 oraz w październiku 2020 roku.

Na podstawie danych przedstawionych na dwóch powyższych rysunkach można stwierdzić, że magazynowanie energii zmniejsza ilość energii oddawanej do sieci zwłaszcza rano



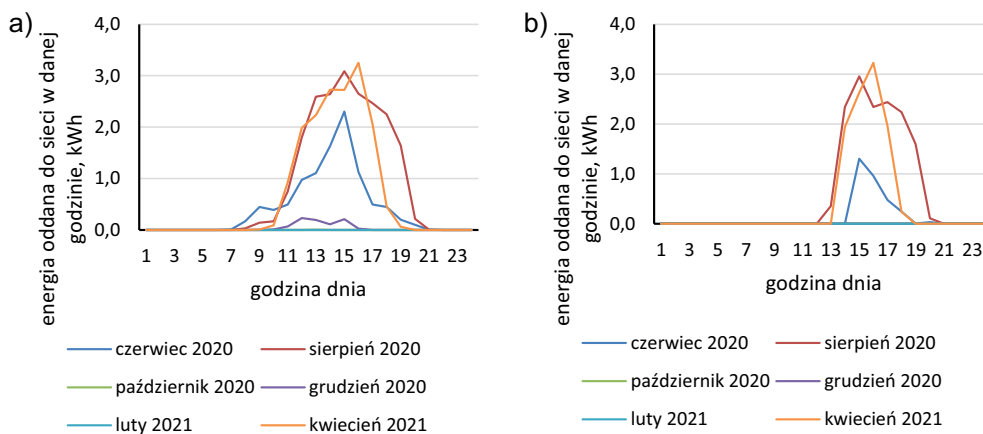
Rys. 5.8. Energia pobrana dla co 60. dnia w pierwszym roku funkcjonowania instalacji Łęki;
a) bez, b) z magazynem energii $ES0 = 5$ kWh
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.8. Energy consumed for every 60th day in the first year of operation of the installation Łęki;
a) without, b) with an energy storage $ES0 = 5$ kWh



Rys. 5.9. Energia pobrana dla co 60. dnia w drugim roku funkcjonowania instalacji Łęki; a) bez,
b) z magazynem energii $ES0 = 5$ kWh
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.9. Energy consumed for every 60th day in the second year of operation of the installation Łęki; a) without,
b) with an energy storage $ES0 = 5$ kWh



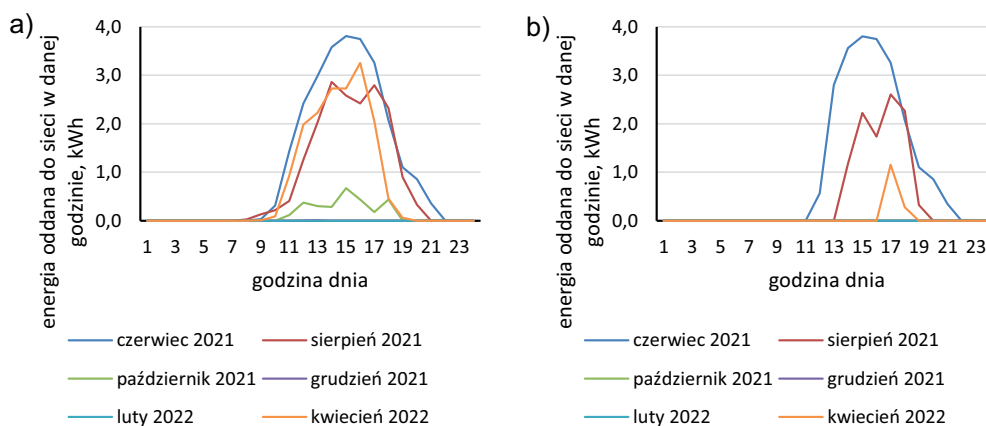
Rys. 5.10. Energia oddana dla co 60. dnia w pierwszym roku funkcjonowania instalacji Łęki;

a) bez, b) z magazynem energii $ES0 = 5$ kWh

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.10. Energy sent to the grid every 60th day in the first year of operation of the installation Łęki;

a) without, b) with an energy storage $ES0 = 5$ kWh



Rys. 5.11. Energia oddana do sieci dla co 60. dnia w drugim roku funkcjonowania instalacji Łęki;

a) bez magazynu, b) z magazynem energii $ES0 = 5$ kWh

Źródło: opracowanie własne

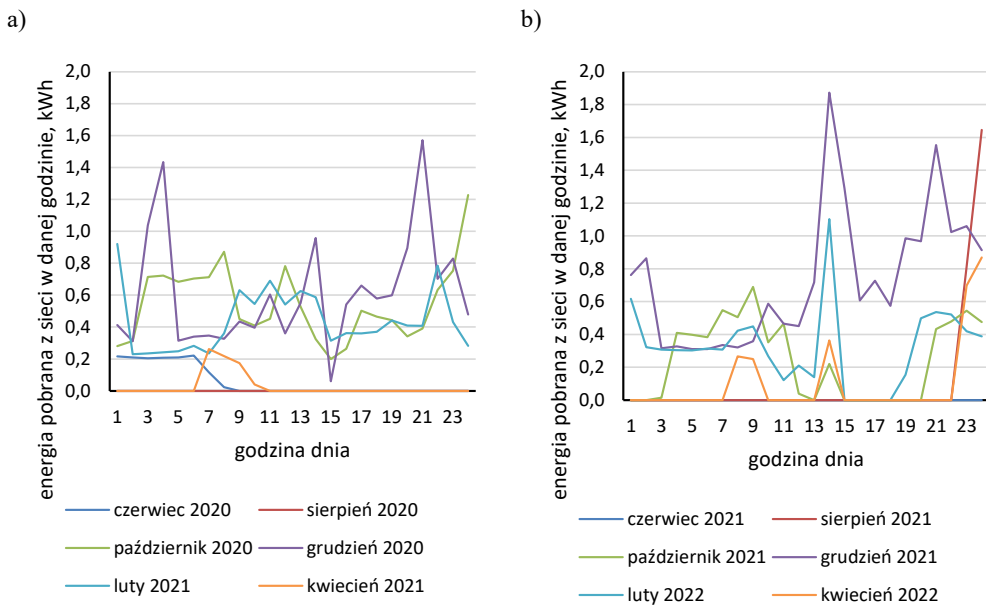
Fig. 5.11. Energy sent to the grid every 60th day in the second year of operation of the installation Łęki;

a) without, b) with an energy storage $ES0 = 5$ kWh

(godziny 8–11) dla miesięcy wiosenno-letnich. Natomiast całkowicie zapobiega wypływowi energii do sieci w październiku, grudniu i lutym. W każdym z wyżej wymienionych przypadków zmniejszenie energii oddanej do sieci powoduje zwiększenie wartości energii autokonsumowanej (uwzględniając straty energii w procesie magazynowania).

5.1.2. Zastosowanie magazynu energii 5 kWh, strategii ładowania H13 (symulacja)

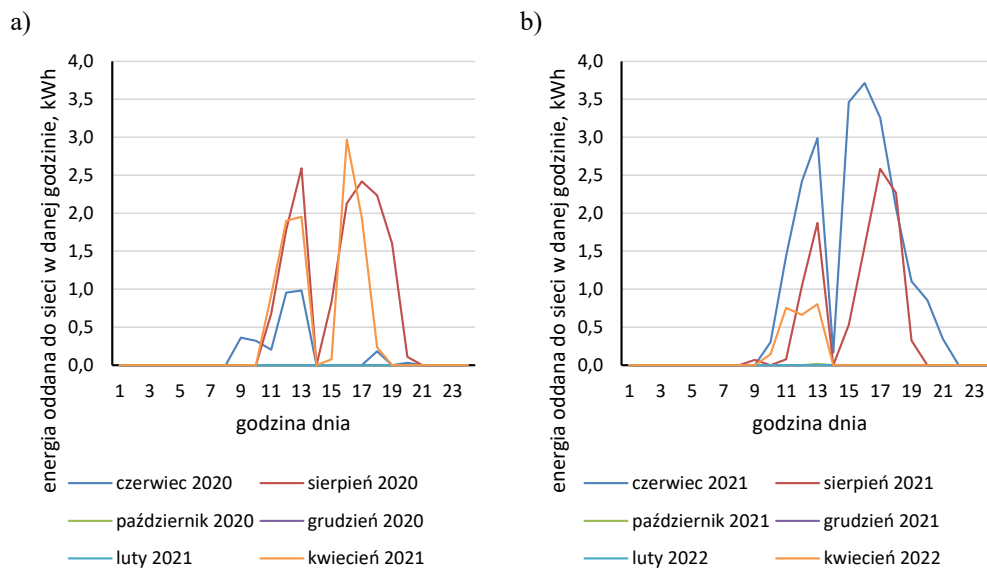
Dzienne wybrane profile energii pobranej z sieci dla magazynu energii, o użytecznej pojemności $ES0$ 5 kWh i strategii ładowania H13, naniesiono na rysunku 5.12, natomiast dla energii oddanej profile zawarto na rysunku 5.13.



Rys. 5.12. Energia pobrana dla co 60. dnia; a) w pierwszym, b) w drugim roku, funkcjonowania instalacji z magazynem $ES0 = 5$ kWh i ograniczeniem godzinowym ładowania od 13. godziny: ogrH = H13
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.12. Energy received from the grid for every 60th day; a) in the first, b) in the second year of operation of the installation with a warehouse $ES0 = 5$ kWh and charging limitation from the 13th hour: ogrH = H13

W sierpniu w obu latach, energia pobrana w ciągu godzin 1–22 wynosiła 0 kWh. Dla czerwca w 2020 r. do godziny 8 następował pobór energii, a dla czerwca 2021 r. pobór wyniósł 0 kWh. Największe wartości energii pobranej zostały osiągnięte (czyli bez większych zmian od sytuacji bez zastosowania magazynu energii) dla wybranych dni lutego, października i grudnia, dla dwóch analizowanych lat.



Rys. 5.13. Energia oddana dla co 60. dnia; a) w pierwszym, b) w drugim roku funkcjonowania instalacji z magazynem $ES0 = 5$ kWh i ograniczeniem ładowania od 13 godziny: ogrH = H13
Źródło: opracowanie własne

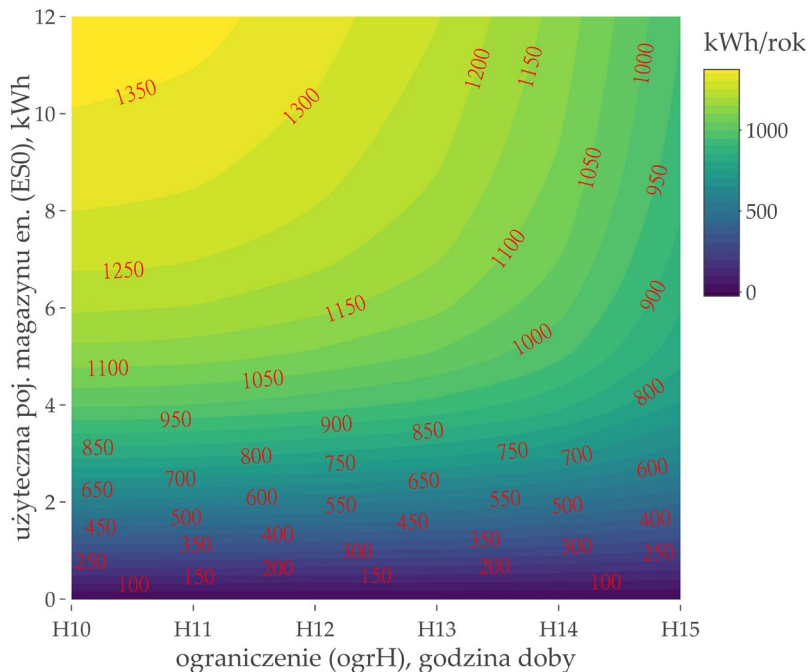
Fig. 5.13. Energy sent to the grid for every 60th day; a) in the first, b) in the second year of operation of the installation with the storage $ES0 = 5$ kWh and charging limitation from 13th hour: ogrH = H13

W kwietniu i w sierpniu 2021 r. widoczne jest zmniejszenie wartości energii oddanej do sieci w godzinach 13 i 14 ze względu na przyjętą strategię ładowania (ograniczenie godzinowe ładowania do godziny 13). W czerwcu 2020 r. i 2021 r. wartość energii oddanej także zdecydowanie zmniejszyła się po godzinie 13. W październiku, grudniu i lutym, dzięki zastosowaniu magazynu energii, nie wystąpił wypływ energii z instalacji do sieci (zerowe wartości energii oddanej).

5.1.3. Wielowariantowa analiza pojemności magazynów energii i strategii ładowania (symulacja)

Wyniki symulacji zastosowania różnych wielkości pojemności magazynów energii oraz różnych strategii ładowania, w postaci średniej rocznej (z dwóch lat) wartości energii zmagazynowanej ESr naniesiono na rysunku 5.14.

Jak wykazano na powyższym rysunku średnia z dwóch lat z ilościowej wartości zmagazynowanej energii ESr zależy od użytecznej pojemności magazynowej $ES0$ oraz od strategii ładowania ogrH. Przy $ES0$ 6 kWh najwięcej ilościowo można zmagazynować przy ograniczeniu godzinowym H10 około 1210 kWh/rok energii, co oznacza około 202 przeliczeniowych pełnych cykli ładowania magazynu (PRLCL). Zmiana strategii ładowania na H13 oznacza



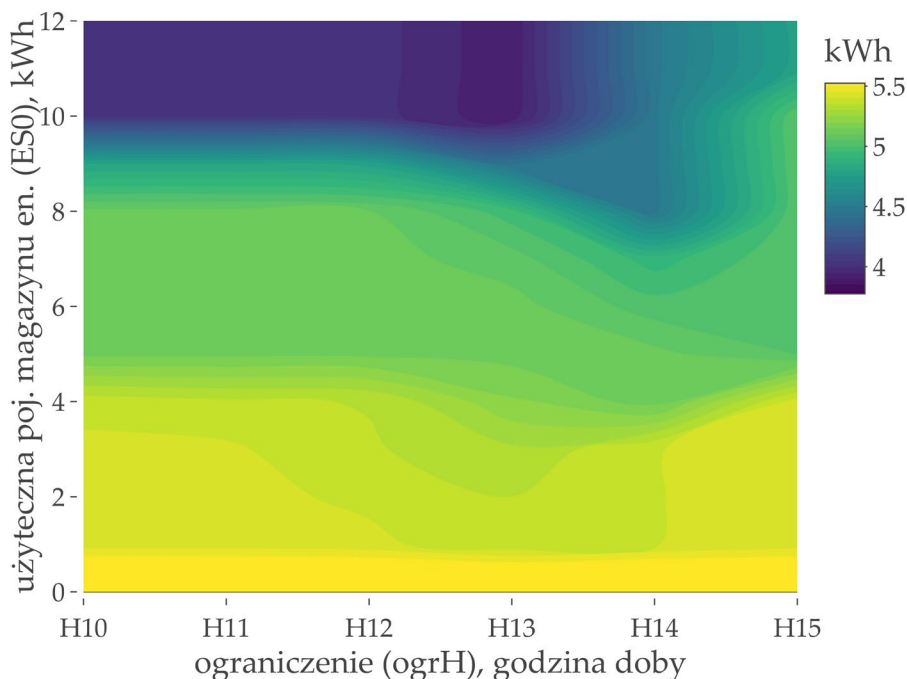
Rys. 5.14. Ilościowa wartość zmagazynowanej energii – średnia z dwóch lat wartości ESr w zależności od użytecznej wielkości/pojemności magazynu energii i godziny ograniczenia startu ładowania dla instalacji 5 kWp w Łękach
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.14. Quantitative value of stored energy – the average of the sum from two years value of ESr depending on the effective capacity of the energy storage and the time of charging start limitation for the 5 kWp installation in Łęki

spadek ilościowy zmagazynowanej energii do 1120 kWh/rok. Co znamienne, przy ogrH H15, ilość energii możliwej do zmagazynowania jest najmniejsza spośród analizowanych ograniczeń: dla $ES0$ 6 kWh jest to 870 kWh, a dla $ES0$ 12 kWh: 960 kWh. Czyli dwukrotne zwiększenie pojemności magazynowej, przy ogrH = H15, skutkuje ilościowym zwiększeniem energii możliwej do zmagazynowania o około 10%.

Wartości maksymalne spośród dobowych $maxDDD$ dla 2 lat wyznaczono i zamieszczono na rysunku 5.15.

Dla użytecznej pojemności magazynowej 1 kWh maksymalna dla dwóch lat wartość $maxDDD$ to około 5,7 kWh z nieznacznym obniżeniem dla godz. 12 i 13 (strategie ładowania H12 i H13). Przy zastosowaniu magazynu energii o pojemności 6 kWh można zauważyć zmniejszenie wartości $maxDDD$ dla ogrH równego H13. Dla pojemności 6 kWh i ogrH = H15 $maxDDD$ wynosi ok. 5 kWh, strategia (ograniczenie) ta wpływa na obniżenie $maxEP$ w skali dnia, a jest bez wpływu na $maxEO$. Maksymalne zmniejszenie wartości $maxDDD$ (dla 2 lat) jest osiągnięte dla $ES0 = 12$ kWh (spośród analizowanego zakresu wartości) i ogrH =



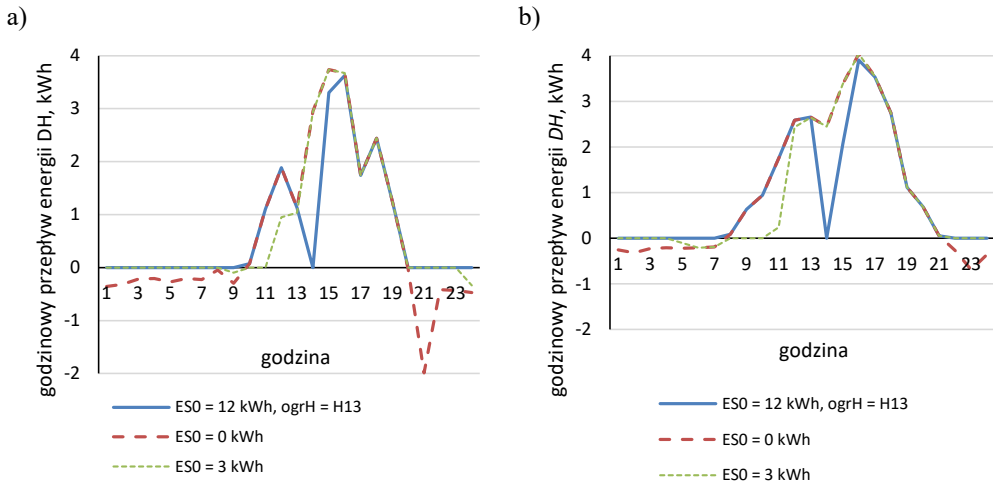
Rys. 5.15. Maksymalna z dwóch lat wartość $maxDDD$ w zależności od użytecznej wielkości/pojemności magazynu energii i godziny ograniczenia startu ładowania (ogrH)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.15. The maximum value of $maxDDD$ from two years depending on the effective size/capacity of the energy storage and the time of charging start limitation (ogrH)

H13; dotyczy to dnia 7 lipca 2020 roku szczegóły (rys. 5.16a). Natomiast na rysunku 5.16b przedstawiono zmianę godzinowych wartości przepływów energii DH dla 7 lipca 2020 roku. Dla tego dnia wartość DDD była najwyższa dla opcji bez magazynu energii, czyli osiągnęła $maxDDD$ dla 2 lat (rys. 5.15).

7 lipca 2020 r. maksymalna dobowa dodatnia wartość przepływu energii DH została zmniejszona z 3,74 (bez magazynu) do 3,67 kWh (z magazynem energii $ES0 = 12$ kWh, ogrH = H13). Przed wprowadzeniem opcji magazynowania energii, godzina, dla której nastąpiło maksimum dodatniego przepływu energii to 15, a maksimum ujemnego przepływu energii wystąpiło o godzinie 21. W przypadku zastosowania magazynu energii maksimum dodatniego przepływu osiągnięte jest dla godziny 16, a ujemna wartość przepływu energii nie wystąpiła dla żadnej godziny (oznacza to brak wystąpienia poboru energii z sieci do użytkownika/prosumenta). W tym też dniu badana instalacja prosumencka (z magazynem) nie wpłynęła negatywnie na ilość energii konsumowanej w skali KSE podczas wieczornego szczytu poboru energii. Wyliczona wartość DDD bez opcji magazynowania energii to 5,729 kWh, a po zastosowaniu magazynu energii nastąpił jej spadek do 3,671 kWh (czyli o 35,9%).



Rys. 5.16. Godzinowe przepływy energii z/do instalacji prosumenckiej *DH* dla a) 7 lipca 2020, b) 30 maja 2022 roku; dla opcji magazynowania energii ($ES0 = 12$ kWh, $ogrH = H13$) oraz bez opcji magazynowania energii ($ES0 = 0$ kWh) i z magazynem energii $ES0 = 3$ kWh

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.16. Hourly energy flows *DH* for; a) 7th July 2020, b) 30th May 2022; for installation with energy storage ($ES0 = 12$ kWh, $ogrH = H13$) and without energy storage ($ES0 = 0$ kWh)

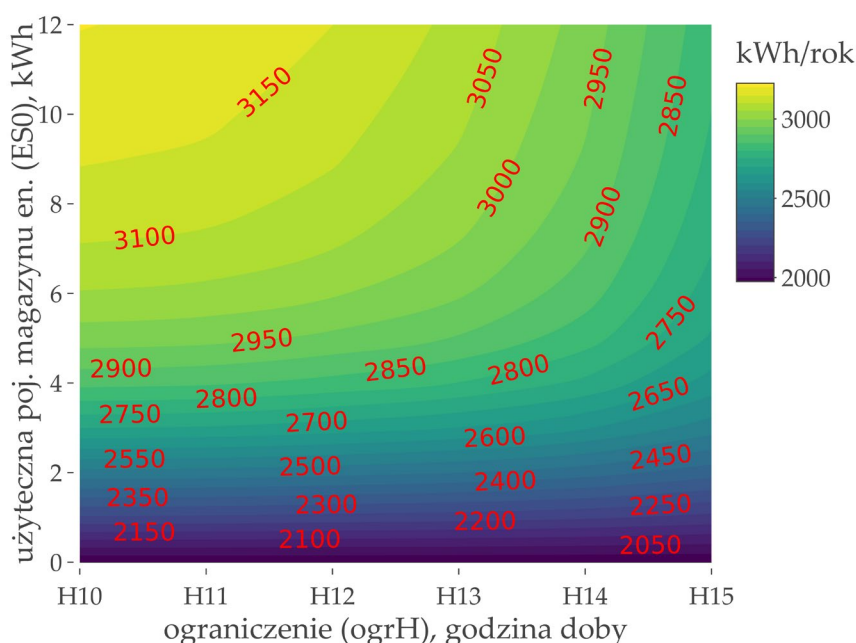
W przypadku zastosowania magazynu energii $ES0$ 3 kWh (bez strategii ładowania) maksymalna wartość dodatnich przepływów energii (maksimum z wartości *DH*) nie została zmniejszona w stosunku do opcji bez magazynu energii. Oprócz godziny 24 nie wystąpiły ujemne godzinowe przepływy energii. Oznacza to, że ta użyteczna pojemność magazynu energii powoduje zmniejszenie poboru energii w newralgicznych dla *KSE* godzinach podczas wieczornego szczytu poboru energii.

30 maja 2022 roku maksymalna dobowa dodatnia wartość przepływu energii *DH* została zmniejszona z 4,04 kWh (bez magazynu) do 3,91 kWh (z magazynem energii $ES0 = 12$ kWh, $ogrH = H13$). Przed wprowadzeniem opcji magazynowania energii godzina, dla której nastąpiło maksimum dodatniego przepływu energii to 16, a maksimum ujemnego przepływu energii wystąpiło o godzinie 23. W przypadku opcji magazynowania energii maksimum osiągnięte jest dla godziny 16, a ujemna wartość przepływu energii nie wystąpiła dla żadnej godziny (oznacza to brak wystąpienia poboru energii z sieci do prosumenta). W tym też dniu badana instalacja prosumencka (z magazynem energii) nie wpłynęła negatywnie na ilość energii konsumowanej podczas wieczornego szczytu poboru energii. Wartość *DDD* bez opcji magazynowania energii to 4,73 kWh, a po zastosowaniu magazynu energii nastąpił spadek do 3,91 kWh (o 17,3%).

W przypadku zastosowania magazynu energii $ES0$ 3 kWh (bez strategii ładowania) maksymalna wartość dodatnich przepływów energii (maksimum z wartości *DH*) nie zosta-

ła zmniejszona w stosunku do opcji bez magazynu energii. Wystąpiły ujemne godzinowe przepływy energii tego dnia: 6 i 7 godzina. W godzinie 8, 9 i 10 wartość przepływu energii DH była równa zero (produkcja i konsumpcja energii całkowicie bilansowana przez magazyn energii), powoduje to brak dostarczania energii do KSE podczas porannego szczytu poboru energii elektrycznej. Nie jest to sytuacja pożądana przy obecnym stanie systemu elektroenergetycznego, potwierdza to także okres rozliczeń stawek taryfowych dziennych i nocnych dla odbiorców indywidualnych.

Średnie wartości rocznej sumy energii autokonsumowanej w instalacji (z dwóch lat analizy) przedstawiono na rysunku 5.17.



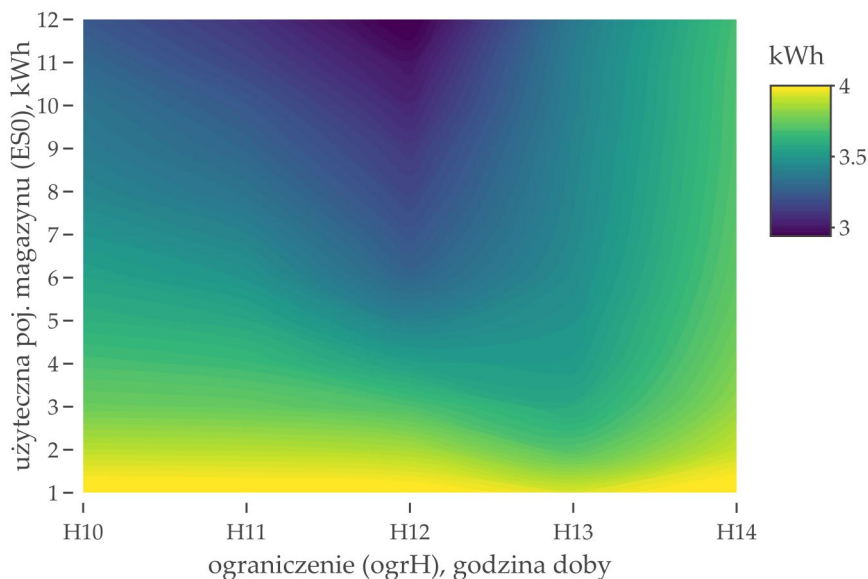
Rys. 5.17. Ilościowa wartość autokonsumpcji energii $EASr2$ – średnia z sumy z dwóch lat analizy w zależności od użytecznej wielkości/pojemności magazynu energii i godziny ograniczenia startu ładowania
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.17. Quantitative value of self-consumption of energy $EASr2$ – the average of the sum of two years of analysis depending on the effective size/capacity of the energy storage and the time of limitation of the charging start

Brak stosowania magazynu energii oznacza wartość autokonsumpcji $EAr2$ równą 2000 kWh/rok (jest to jedyny przypadek, w którym $EAr2$ jest równy $EASr2$). Stosując magazyn energii o użytecznej pojemności 6 kWh oraz strategię ładowania H10, wartość autokonsumpcji $EASr2$ wyniesie 3040 kWh, a przy strategii ładowania H15 wartość ta osiągnie 2740 kWh/rok.

5.2. Wyniki symulacji dla zbioru 289 mikroinstalacji prosumenckich

Maksymalne wartości DDD dla roku ($maxDDD$), dla zbioru 289 instalacji, w zależności od użytecznej pojemności magazynu i strategii ładowania (godziny ograniczenia) zawarto na rysunku 5.18. Procentowy udział tych wartości w maksymalnej wartości (osiąganej dla opcji bez magazynu energii) przedstawiono na rysunku 5.19.

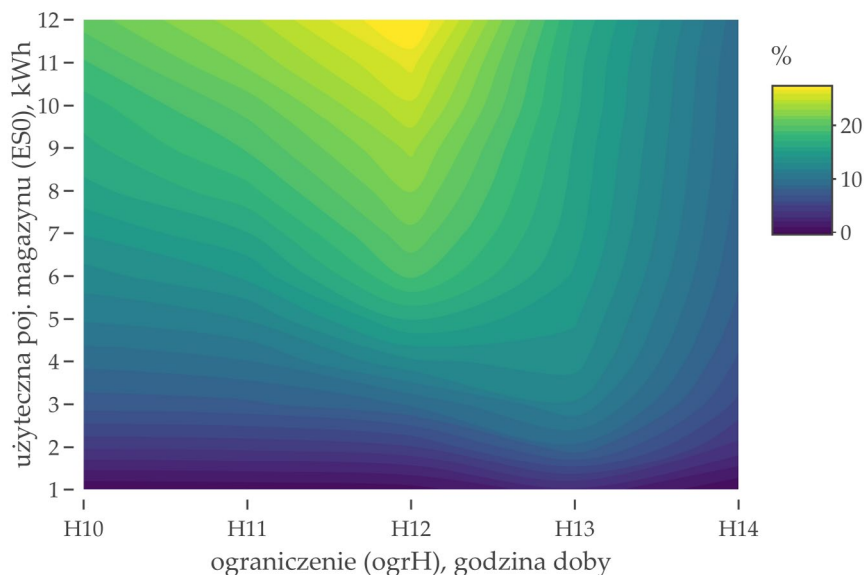


Rys. 5.18. Maksymalna roczna wartość różnicy w dobowych przepływach energii ($maxDDD$) bazująca na wyliczeniach średnich przepływów energii dla poszczególnych dni roku, w zależności od użytecznej pojemności magazynu energii oraz godziny doby ograniczającej czas ładowania

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.18. The maximum annual value of the difference in daily energy flows ($maxDDD$) based on the calculation of average energy flows for individual days of the year, depending on the effective capacity of the energy storage and the hour of the day limiting the charging time

W przypadku niestosowania magazynu energii $maxDDD$ wynosi 4,05 kWh. W przypadku zastosowania magazynu energii o użytecznej pojemności 1 kWh, bez ograniczenia godzinowego wartość ta nie zmienia się, a w przypadku ograniczenia godzinowego H13 osiąga minimum 3,95 kWh. Dla $ES0$ od 2 do 4 kWh także minimalna wartość $maxDDD$ została osiągnięta dla H13. Natomiast dla użytecznej pojemności magazynu od 5 kWh wzwyż minimalna wartość $maxDDD$ zostaje osiągnięta dla ograniczenia godzinowego H12 (dla $ES0 = 5$ kWh: 3,41 kWh, dla 12 kWh: 2,91 kWh). Zwiększenie pojemności magazynu z 6 do 12 kWh oznacza różnice w wartości $maxDDD$: dla ograniczenia godzinowego H10 0,32 kWh, a dla ograniczenia godzinowego H12 0,38 kWh.



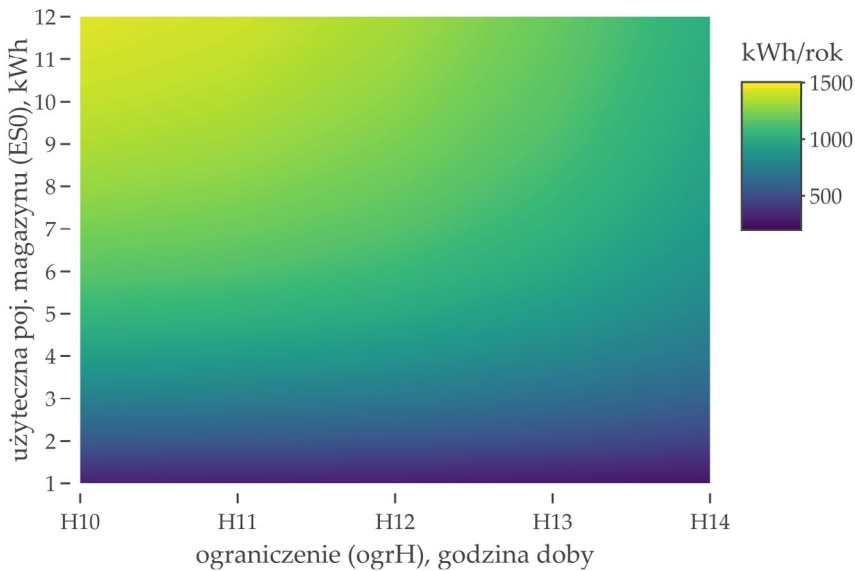
Rys. 5.19. Procentowa wartość zmniejszenia wartości rocznego $maxDDD$, w zależności od użytecznej pojemności magazynu energii $ES0$ oraz godziny doby ograniczającej czas ładowania $ogrH$
Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.19. Percentage value of the annual $maxDDD$ reduction, depending on the effective capacity of the energy storage $ES0$ and the hour of the day limiting the charging time $ogrH$

Stosując magazyn energii o użytecznej pojemności 12 kWh i strategię ładowania H12, obniżenie wartości $maxDDD$ w stosunku do maksymalnej wartości (czyli bez magazynu energii) wyniesie 28,2%. Dla użytkowych pojemności magazynowych od 4 do 12 kWh ograniczenie godzinowe H12 oznacza najwyższy poziom spadku wartości $maxDDD$. Natomiast przy niższych użytkowych pojemnościach magazynu najwyższy spadek wartości $maxDDD$ występuje przy H13. Zastosowanie magazynu energii o pojemności 1 kWh bez strategii ładowania nie powoduje zmniejszenia wartości $maxDDD$. Natomiast dla pojemności $ES0$ równej 2 kWh zmniejszenie wartości $maxDDD$ wynosi 4%.

Na rysunku 5.20 zaznaczono średnią ilość (dla 289 instalacji) energii zmagazynowanej w mikroinstalacjach w ciągu roku w funkcji użytecznej pojemności magazynu energii oraz ograniczenia godzinowego $ogrH$.

W przypadku niestosowania magazynu energii ilość magazynowanej energii w ciągu roku to 0 kWh, wraz ze wzrostem użytecznej pojemności magazynowej rośnie średnia ilość magazynowanej energii w ciągu roku. Maksymalna wartość ESr to 1452 kWh zostaje osiągnięta w przypadku użytecznej pojemności magazynu 12 kWh i ograniczenia godzinowego H10. Ta ilość zmniejsza się wraz ze wzrostem wartości godzinowego ograniczenia. Najwyższe wykorzystanie jednostkowe magazynu energii jest dla najniższych analizowanych pojemności magazynu energii, aby to wykazać, dokonano przeliczenia wyników z powyższego rysunku,



Rys. 5.20. Średnia ilość energii zmagazynowanej w magazynie energii dla zbioru 289 instalacji w ciągu roku (ESr)
Źródło: opracowanie własne

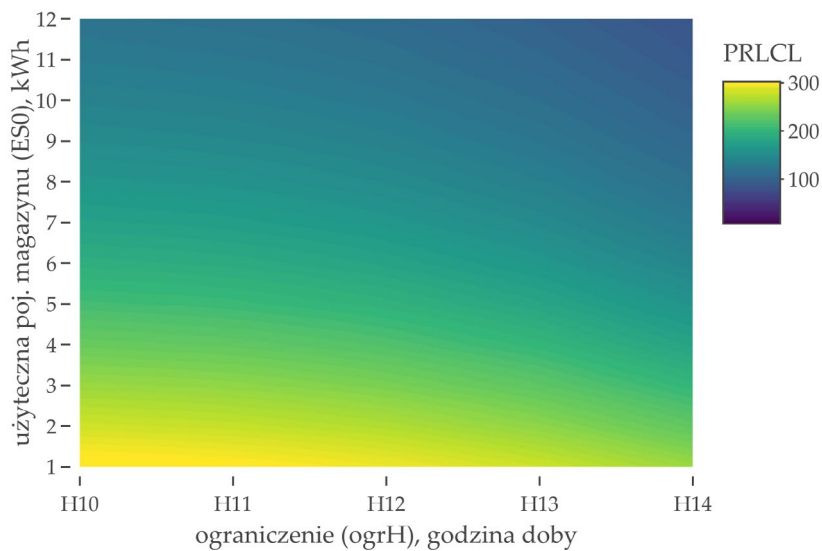
Fig. 5.20. Average amount of energy stored in energy storage for a set of 289 installations per year (ESr)

dzieląc je przez wartość efektywnej pojemności magazynu. W ten sposób uzyskano wartości $PRLCL$, a wyniki zawarto na rysunku 5.21.

W przypadku stosowania magazynu energii o użytecznej pojemności magazynowej $ES0$ 1 kWh i ograniczeniu godzinowym H10, ilość energii zmagazynowanej w ciągu roku ESr to około 312 kWh. Oznacza to teoretyczną liczbę cykli ładowania $PRLCL$ 312 na rok. Przy zwiększeniu użytecznej pojemności magazynowej do 4 kWh, ilość zmagazynowanej energii w ciągu roku zmniejsza się do 233 kWh na 1 kWh pojemności magazynowej. Najmniejsza wartość $PRLCL$ osiągnięta jest dla użytecznej pojemności magazynowej $ES0$ równej 12 kWh i ograniczenia godzinowego H14: 84 cykli na rok.

5.3. Oszacowanie wartości NP dla różnej liczby mikroinstalacji PV w skali kraju

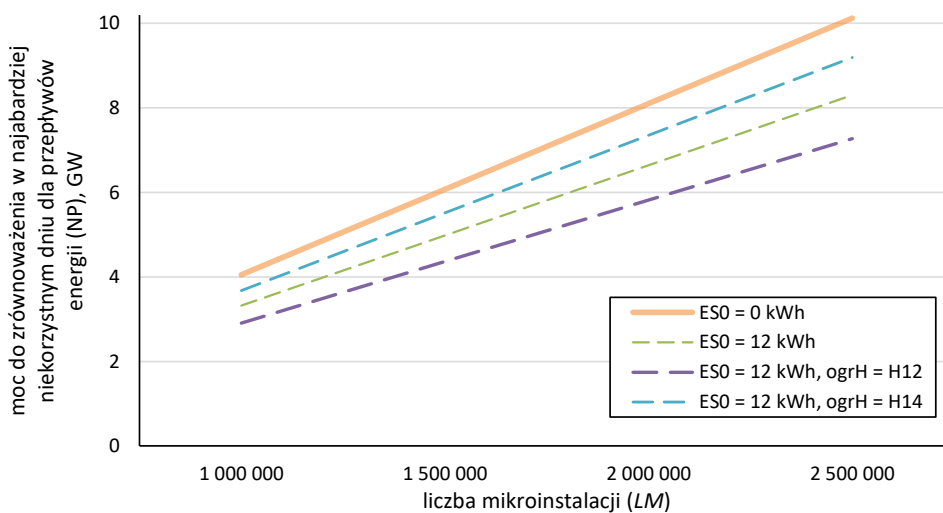
Wyznaczone w rozdziale 5.2. wartości DDD ze zbioru 289 instalacji pozwoliły na określenie wartości mocy potrzebnej do zrównoważenia w najbardziej niekorzystnym dniu dla przepływów energii (NP) w skali zależnej od liczby mikroinstalacji LM . Rozważany zakres wartości LM wynika: w przypadku minimum (1 mln) to faktyczna liczba mikroinstalacji w pierwszej połowie 2022 roku (PTPiREE 2022a), a w przypadku maksimum to liczba równa mniej więcej połowie jednorodzinnych domów mieszkalnych w Polsce (Newseria 2022). Wyniki w postaci wyznaczonych wartości NP zawarto na rysunku 5.22.



Rys. 5.21. Średnia dla 289 instalacji jednostkowa (na kWh pojemności) ilość energii zmagazynowanej w magazynie energii w ciągu roku (PRCL)

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.21. Average for 289 installations unit (per kWh of capacity) amount of energy stored in the energy storage during the year (PRCL)



Rys. 5.22. Wyznaczone wartości NP dla wybranych wariantów i strategii magazynowania energii w zależności od liczby mikroinstalacji LM

Źródło: opracowanie własne

Fig. 5.22. NP values for selected variants and strategies of energy storage depending on the number of LM micro-installations

Magazynowanie energii bez odpowiednio dobranego ograniczenia godzinowego tylko o kilka procent zmniejsza wartość NP . Maksymalne zmniejszenie mocy potrzebnej do równoważenia występuje przy $ES0$ równym 12 kWh (spośród analizowanych wariantów) oraz ogrH H12. Obserwowane (w publikowanych godzinowych danych przez KSE) wartości energii oddanej do sieci (w skali KSE) przez fotowoltaikę przekraczają niekiedy 6 GWh w ciągu godziny, np. w wybrane dni czerwca 2022 roku (PSE 2022d). Na te publikowane wartości energii dostarczonej przez PV do KSE składa się produkcja energii elektrycznej w instalacjach fotowoltaicznych w różnej skali, nie tylko analizowanych mikroinstalacji, wśród których znaczenie (w zależności od aktualnej relacji wartości EPV do EK (Olczak i Komorowska 2021)) ma autokonsumpcja energii (Olczak i in. 2021b; Olczak i Komorowska 2021), wykazana także na rysunku 5.6.

Oprócz ukazanego na powyższym rysunku zmniejszenia wartości NP bazującej na zmniejszeniu wartości $maxDDD$, znaczenie dla KSE ma zmiana godzin występowania $maxEP$ i $maxEO$, co wykazano na rysunku 5.16.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Przeanalizowano wpływ mikroinstalacji fotowoltaicznych na nierównomierność przepływu energii elektrycznej, na linii gospodarstwo domowe – sieć energetyczna, w skali pojedynczej instalacji oraz w skali 289 instalacji prosumenckich. Ten wpływ określono zarówno dla przypadku bez zastosowania magazynu energii elektrycznej, jak również stosując różne warianty (wielkości) i strategię magazynowania energii. W tym zakresie przebadano następujący zakres użytecznej pojemności magazynowej ES0: 1–12 kWh, oraz różne godziny ograniczenia ładowania, od 10 (H10) do maksymalnie godzina 14 (H14, a H15 w przypadku instalacji Łęki). Ograniczenie to oznacza, że do danej wyznaczonej godziny wszelkie nadwyżki energii w skali instalacji stają się automatycznie energią oddaną do sieci zewnętrznej, pomimo przypadków nienaładowanego w pełni magazynu energii. W zakresie rozładowywania magazynu energii nie proponuje się ograniczeń godzinowych, ponieważ już nawet magazyn o pojemności 3 kWh powoduje zmniejszenie poboru energii w neurwalgicznych godzinach (dla KSE, dla których także często występują maksymalne ceny energii elektrycznej) podczas wieczornego szczytu poboru energii.

Jako miarę wpływu magazynowania energii na stabilizację przepływu energii wybrano *maxDDD*, tj. roczne maksimum z dobowych maksymalnych różnic (*DDD*) przepływów energii (*DH*) w skali instalacji lub zbioru instalacji. Im mniejsza wartość *maxDDD* to tym łatwiej jest zbilansować mikroinstalacje prosumenckie innymi sposobami lub źródłami energii. Wartość *maxDDD* dla opcji bez magazynu energii to dla jednego (średniego) prosumenta 4,05 kWh, oznacza to, że w skali 1 miliona prosumentów różnica pomiędzy energią oddaną i pobraną przez godzinę (największa dzienna różnica) wynosić może ok. 4,05 GWh. Ta godzinowa maksymalna wartość odpowiada różnicy w mocy dostarczonej do KSE równej 4,05 GW. Powinna być ona zbilansowana albo przez inne źródła wytwórcze (np. zwiększenie/zmniejszenie mocy, włączenie/wyłączenie źródeł), albo przez regulację popytu u innych konsumentów energii. W wyniku analiz otrzymano, dla magazynu energii o użytecznej pojemności 12 kWh z ograniczeniem godzinowym H12, spadek maksymalnej nierównomierności (*maxDDD*) o 28,2% w stosunku do opcji bez magazynowania energii. Dla magazynu energii o użytecznej pojemności magazynowania 3 kWh i ograniczeniem godzinowym H13 wystąpił spadek maksymalnej nierównomierności o 9% w stosunku do opcji bez magazynowania energii. Ten przykład wyników świadczy o tym, że zwiększenie czterokrotnie pojemności magazynowania energii spowoduje zmniejszenie maksymalnej

nierównomierności przepływu energii około trzykrotnie (zmniejszenie wynosi 19,2 punktów procentowych). Oprócz spadku wartości *maxDDD* zaobserwowano zmianę godzin występowania zwłaszcza ujemnych wartości przepływów energii z instalacji prosumenckiej. W przypadku instalacji Łęki maksymalny spadek maksymalnej nierównomierności (*maxDDD*) wyniósł 35,9% w stosunku do opcji bez magazynowania energii dla magazynu energii o użytecznej pojemności magazynowania 12 kWh i ograniczeniem godzinowym H13. Wyższa godzina (H13) dla pojedynczej instalacji w stosunku do godziny dla grupy instalacji (maksymalny spadek dla H12) wynika głównie z azymutu instalacji *PV* (kierunek południowo-zachodni). Wykazane powyżej wyniki analiz można głównie odnieść do wykazanych w rozdziale 1.1.3. rezultatów zastosowania magazynów energii uwzględnionych w pracach Mahmuda (wykazał 37% spadek przepływów energii) i Pimma (wykazał możliwość utrzymania szczytowych wartości przepływów energii na tym samym poziomie, co przed zainstalowaniem *PV* przy 3 kWp mocy instalacji *PV* i pojemności magazynu energii 4,5 kWh). Wykazane wyniki w niniejszej pracy stanowią wkład do bieżącego stanu wiedzy w zakresie sposobów bilansowania różnic w przepływie energii elektrycznej w skali kilkuset prosumenckich mikroinstalacji *PV*.

Analizując wyniki symulacji zastosowania magazynów energii pracujących praktycznie bez wprowadzonych ograniczeń godzinowych, zauważono niski ich wpływ na obniżenie nadmiaru energii oddawanej do sieci w godzinach południowych, zwłaszcza dla niższych użytecznych pojemności magazynowych, tj. poniżej 12 kWh. Ponadto w wyżej wymienionym przypadku energia jest magazynowana często wtedy, kiedy obserwowany jest tzw. szczyt poranny poboru energii. Z tym szczytem związana jest potrzeba zwiększenia mocy elektrowni (innych źródeł energii), które w warunkach polskich, są głównie węglowe. Szczyt poranny związany jest także z wyższymi cenami energii niż w godzinach nocnych (głównie 23–5) i w środku dnia (zwłaszcza gdy generacja mocy z fotowoltaiki jest na poziomie min. kilku GW), co prawda ceny te nie przekładają się w sposób wprost na konsumentów, ale pośrednio już tak.

Otrzymane wyniki mogą posłużyć do sporządzenia wytycznych programów pomocowych w zakresie rozwoju rynku magazynowania energii elektrycznej przy prosumenckich instalacjach *PV*.

Kierunki dalszych prac:

1. Rozważenie różnych strategii (ograniczeń godzinowych) wieczornej pracy magazynu energii dla różnych pojemności magazynów, tak aby wybrać godziny rozładowania magazynu energii (np. dokładnie w szczycie poboru energii w *KSE*). Opcjonalnie centralne albo lokalne sterowanie przez *OSD* lub klastr energii.

2. Analiza inteligentnych strategii pracy magazynu energii w zależności od prognozy pogody oraz prognozy konsumpcji energii elektrycznej. W tym także analiza zróżnicowanych wielkości pojemności magazynów w zależności od mocy instalacji fotowoltaicznej.

3. Analiza współwystępowania wysokich wartości produkcji energii z fotowoltaiki i z turbin wiatrowych.

4. Analiza czynników zmniejszających negatywny wpływ fotowoltaiki na przepływy energii w sieci opisanych w niniejszej pracy.

5. Analiza opłacalności ekonomicznej (w skali jednego prosumenta oraz w skali setek tysięcy prosumentów) zaproponowanych rozwiązań w zakresie magazynowania energii, w zależności od poziomu ewentualnych dotacji.

Literatura

- Adamska B. 2013 – Elektrownie szczytowo-pompowe ponad 100-letnia technologia szansą na przyszłość. *Globenergia* 4, s. 40–43.
- Adamska B. 2022 – Magazyny energii niezbędnym elementem transformacji energetycznej. *Energ. Rozproszona* 7, DOI: 10.7494/er.2022.7.55.
- AL Shaqsi i in. 2010 – AL Shaqsi A.Z., Sopian K. i Al-Hinai, A. 2020 – Review of energy storage services, applications, limitations and benefits. *Energy Reports* 6, s. 288–306, DOI: 10.1016/j.egy.2020.07.028.
- Amanor-Boadu i in. 2018 – Amanor-Boadu J.M., Abouzied M.A. i Sánchez-Sinencio E. 2018 – An Efficient and Fast Li-Ion Battery Charging System Using Energy Harvesting or Conventional Sources. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 65, s. 7383–7394, DOI: 10.1109/TIE.2018.2793243.
- Balta-Ozkan i in. 2015 – Balta-Ozkan N., Yildirim J. i Connor P.M. 2015 – Regional distribution of photovoltaic deployment in the UK and its determinants: A spatial econometric approach. *Energy Econ.* 51, s. 417–429, DOI: 10.1016/j.eneco.2015.08.003.
- Bartczak M. 2022 – Magazyny energii jako przyszłość energetyki zeroemisyjnej i podstawa zielonej transformacji. [Online] <https://trimarium.pl/projekt/magazyny-energii-jako-przyszlosc/> [Dostęp: 25.07.2022].
- Błoński R. 2021 – Optymalna dotacja i wielkość magazynu energii dla prosumenta według instalatorów [Online] <https://www.gramzielone.pl/magazynowanie-energii/106947/optimalna-dotacja-i-wielkosc-magazynu-energii-dla-prosumenta-wedlug-instalatorow-01> [Dostęp: 25.07.2022].
- Canales i in. 2020 – Canales F.A., Jadwiszczak P., Jurasz J., Wdowikowski M., Ciapała B. i Kaźmierczak B. 2020 – The impact of long-term changes in air temperature on renewable energy in Poland. *Sci. Total Environ.* 729, DOI: 10.1016/j.scitotenv.2020.138965.
- Chen i in. 2017 – Chen M., Liu H., Qi Q., Xue J. i Ye J. 2017 – Comprehensive economy and technology evaluation of photovoltaic energy storage system. [W:] 2017 China International Electrical and Energy Conference (CIEEC), s. 229–234, DOI: 10.1109/CIEEC.2017.8388451.
- Chiang i in. 1998 – Chiang S.J., Chang K.T. i Yen C.Y. 1998 – Residential photovoltaic energy storage system. *IEEE Trans. Ind. Electron.* 45, 385–394.
- Copernicus 2022 – ERA5 hourly data on single levels from 1979 to present. [Online] <https://cds.climate.copernicus.eu/cdsapp#!/dataset/reanalysis-era5-single-levels?tab=overview> [Dostęp: 3.16.2022].
- Di i in. 2014 – Di F., Li W., Liu F., Zhnag G. i Hui G. 2014 – The Energy Management Strategy of Photovoltaic Energy Storage System. *Advanced Materials Research* 1006–1007, s. 727–731, DOI: 10.4028/www.scientific.net/AMR.1006-1007.727.

- Djamiykov i in. 2018 – Djamiykov T., Nehovski N., Asparuhova K. i Tomchev N. 2018. Optimized photovoltaic-energy storage system. [W:] 2018 Seventh Balkan Conference on Lighting (BalkanLight), s. 1–4, DOI: 10.1109/BalkanLight.2018.8546892.
- Dong i in. 2020 – Dong S., Kremers E., Brucoli M., Rothman R. i Brown S. 2020 – Improving the feasibility of household and community energy storage: A techno-enviro-economic study for the UK. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 131, DOI: 10.1016/j.rser.2020.110009.
- Duda i in. 2022 – Duda J., Kusa R., Pietruszko S., Smol M., Suder M., Teneta J., Wójtowicz T. i Żdanowicz T. 2022 – Development of Roadmap for Photovoltaic Solar Technologies and Market in Poland. *Energies* 15(1), DOI: 10.3390/en15010174.
- Dzikuć i in. 2022 – Dzikuć Maciej, Piwowar A., Dzikuć Maria 2022 – The importance and potential of photovoltaics in the context of low-carbon development in Poland. *Energy Storage and Saving* 1(3), s. 162–165, DOI: 10.1016/j.enss.2022.07.001.
- Enerdata 2022 – Global wind capacities increased by 94 GW in 2021 to 837 GW. [Online] <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/global-wind-capacities-increased-94-gw-2021-837-gw.html> [Dostęp: 12.09.2022].
- energy.instrat.pl 2022a – Generacja energii według technologii. [Online] https://energy.instrat.pl/generation_by_fuel [Dostęp: 12.09.2022].
- energy.instrat.pl 2022b – Scenariusze produkcji – PEP 2040. [Online] https://energy.instrat.pl/generation_scenarios [Dostęp: 12.09.2022].
- energy.instrat.pl 2022c – Scenariusze mocy zainstalowanej – PEP 2040. [Online] https://energy.instrat.pl/installed_power_scenarios [Dostęp: 12.09.2022].
- energy.instrat.pl 2022d – Godzinowe ceny energii elektrycznej Rynek Dnia Następnego. [Online] https://energy.instrat.pl/energy_prices [Dostęp: 12.09.2022].
- Energy Instrat 2022 – Dzienne ceny energii elektrycznej dnia następnego. [Online] https://energy.instrat.pl/energy_prices [Dostęp: 12.09.2022].
- ENTSOE 2021 – Generation by fuel. [Online] http://energy.instrat.pl/generation_by_fuel [Dostęp: 14.07.2022].
- Figura i in. 2017 – Figura R., Szafraniec A., Czaban A. i Lewoniuk W. 2017. Eksploatacja litowo-jonowych magazynów energii. *Autobusy: Technika, Eksploatacja, Systemy Transportowe* 18(12), s. 865–868.
- Frydrychowicz-Jastrzębska G. i Bugała A. 2021 – Solar Tracking System with New Hybrid Control in Energy Production Optimization from Photovoltaic Conversion for Polish Climatic Conditions. *Energies* 14(10), DOI: 10.3390/en14102938.
- Glenk G. i Reichelstein S. 2022 – The economic dynamics of competing power generation sources. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 168, DOI: 10.1016/j.rser.2022.112758.
- Globenergia 2022a – Fatalne dane z rynku mikroinstalacji PV! Tylko 648 nowych instalacji w kwietniu. [Online] <https://globenergia.pl/fatalne-dane-z-rynku-mikroinstalacji-pv-tylko-648-nowych-instalacji-w-kwietniu/> [Dostęp: 12.09.2022].
- Globenergia 2022b – Zmiany w Polityce Energetycznej Polski do 2040 rok – co zakładają? [Online] <https://globenergia.pl/zmiany-w-polityce-energetycznej-polski-do-2040-rok-co-zakladaja/> [Dostęp: 12.09.2022].
- Gulkowski S. 2022 – Specific Yield Analysis of the Rooftop PV Systems Located in South-Eastern Poland. *Energies* 15(10), DOI: 10.3390/en15103666.

- HOMER 2020 – Homer Energy. [Online] <https://www.homerenergy.com/index.html> [Dostęp: 20.10.2020].
- Huang H. i Li Y. 2021 – Optimization Strategy Of Wind-Photovoltaic-Energy Storage Grid Peak Shaving. [W:] 2021 IEEE 2nd China International Youth Conference on Electrical Engineering (CIYCEE), s. 1–7, DOI: 10.1109/CIYCEE53554.2021.9676978.
- IEO 2022a – Podsumowanie II rundy aukcji OZE. [Online] <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1572-podsumowanie-ii-rundy-aukcji-oze> [Dostęp: 14.07.2022].
- IEO 2022b – Aktualizacja prognozy rozwoju krajowego rynku fotowoltaiki do 2025 roku. [Online] <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-rynku-fotowoltaiki-do-2025-roku> [Dostęp: 14.07.2022].
- Interia 2022 – Polacy uważają, że koszty inwestycji w OZE są za wysokie. [Online] <https://zielona.interia.pl/eko-technologie/energetyka/news-polacy-uwazaja-ze-koszty-inwestycji-w-oze-sa-za-wysokie,nId,5777118> [Dostęp: 14.07.2022].
- IRENA 2021a – Renewable Energy Statistics 2021. Abu Dhabi.
- IRENA 2021b – RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2020. Abu Dhabi.
- IRENA 2022 – RENEWABLE POWER GENERATION COSTS IN 2021. Abu Dhab.
- Iwaszczuk i in. 2021 – Iwaszczuk N. i Trela M. 2021 – Analysis of the Impact of the Assumed Moment of Meeting Total Energy Demand on the Profitability of Photovoltaic Installations for Households in Poland. *Energies* 14(6), DOI: 10.3390/en14061637.
- Kaczmarzewski i in. 2022 – Kaczmarzewski S., Matuszewska D. i Sołtysik M. 2022. Analysis of Selected Service Industries in Terms of the Use of Photovoltaics before and during the COVID-19 Pandemic. *Energies* 15(1), DOI: 10.3390/en15010188.
- Kim i in. 2021 – Kim J., Rabelo M., Padi S.P., Yousuf H., Cho E.-C. i Yi J. 2021 – A Review of the Degradation of Photovoltaic Modules for Life Expectancy. *Energies* 14(14), DOI: 10.3390/en14144278.
- Komorowska i in. 2020 – Komorowska A., Benalcazar P., Kaszyński P. i Kamiński J. 2020 – Economic consequences of a capacity market implementation: The case of Poland. *Energy Policy* 144, DOI: 10.1016/j.enpol.2020.111683.
- Komorowska i in. 2022 – Komorowska A., Olczak P., Hanc E. i Kamiński J. 2022 – An analysis of the competitiveness of hydrogen storage and Li-ion batteries based on price arbitrage in the day-ahead market. *International Journal of Hydrogen Energy* 47(66), s. 28556–28572, DOI: 10.1016/j.ijhydene.2022.06.160.
- Kreft i in. 2020 – Kreft W., Filipowicz M. i Żołądek M. 2020 – Reduction of electrical power loss in a photovoltaic chain in conditions of partial shading. *Optik (Stuttg)* 202, DOI: 10.1016/j.ijleo.2019.163559.
- Kryzia i in. 2020 – Kryzia D., Kuta M., Matuszewska D. i Olczak P. 2020 – Analysis of the potential for gas micro-cogeneration development in Poland using the Monte Carlo method. *Energies* 13(12), DOI: 10.3390/en13123140.
- Kulpa i in. 2022 – Kulpa J., Olczak P., Surma T. i Matuszewska D. 2022 – Comparison of Support Programs for the Development of Photovoltaics in Poland: My Electricity Program and the RES Auction System. *Energies* 15(1), DOI: 10.3390/en15010121.
- Lepszy S. 2020 – Analysis of the storage capacity and charging and discharging power in energy storage systems based on historical data on the day-ahead energy market in Poland. *Energy* 213, DOI: 10.1016/j.energy.2020.118815.

- Lu i in. 2020 – Lu Q., Zhang Z. i Lü S. 2020 – Home energy management in smart households: Optimal appliance scheduling model with photovoltaic energy storage system. *Energy Reports* 6, s. 2450–2462, DOI: 10.1016/J.EGYR.2020.09.001.
- Luthander i in. 2016 – Luthander R., Widén J., Munkhammar J. i Lingfors D. 2016. Self-consumption enhancement and peak shaving of residential photovoltaics using storage and curtailment. *Energy* 112, s. 221–231, DOI: 10.1016/j.energy.2016.06.039.
- López Prol i in. 2020 – López Prol J., Steininger K.W. i Zilberman D. 2020 – The cannibalization effect of wind and solar in the California wholesale electricity market. *Energy Economics* 85, DOI: 10.1016/j.eneco.2019.104552.
- Mahmud i in. 2016 – Mahmud K., Morsalin S., Kafle Y.R. i Town G.E. 2016 – Improved peak shaving in grid-connected domestic power systems combining photovoltaic generation, battery storage, and V2G-capable electric vehicle. [W:] 2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), s. 1–4, DOI: 10.1109/POWERCON.2016.7753990.
- Martinez-Bolanos i in. 2020 – Martinez-Bolanos J.R., Udaeta M.E.M., Gimenes A.L.V. i Silva V.O. da 2020 – Economic feasibility of battery energy storage systems for replacing peak power plants for commercial consumers under energy time of use tariffs. *Journal of Energy Storage* 29, DOI: 10.1016/j.est.2020.101373.
- Mesquita i in. 2019 – Mesquita D. de B., de S. Silva J.L., Moreira H.S., Kitayama M. i Villalva M.G. 2019 – A review and analysis of technologies applied in PV modules. [W:] 2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference – Latin America (ISGT Latin America), s. 1–6, DOI: 10.1109/ISGT-LA.2019.8895369.
- Ministerstwo Klimatu 2020. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r. – streszczenie*.
- MKiŚ 2021 – Umowa z ceną dynamiczną – tańsza energia dla aktywnych odbiorców. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/umowa-z-cena-dynamiczna---tansza-energia-dla-aktywnych-odbiorcow> [Dostęp: 21.08.2022].
- MKiŚ 2022. *Rusza czwarta edycja programu Mój Prąd i nowy system rozliczeń dla prosumentów. To kolejny krok w kierunku rozwoju sektora fotowoltaiki*. Ministerstwo Klimatu i Środowiska. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/rusza-czwarta-edycja-programu-moj-prad-i-nowy-system-rozliczen-dla-prosumentow-to-kolejny-krok-w-kierunku-rozwoju-sektora-fotowoltaiki> [Dostęp: 21.08.2022].
- Munzke i in. 2021 – Munzke N., Büchle F., Smith A. i Hiller M. 2021 – Influence of Efficiency, Aging and Charging Strategy on the Economic Viability and Dimensioning of Photovoltaic Home Storage Systems. *Energies* 14(22), DOI: 10.3390/en14227673.
- Newseria 2022 – 14 proc. domów jednorodzinnych w Polsce ma własną instalację fotowoltaiczną. Taka inwestycja stała się korzystniejsza niż lokata bankowa. [Online] <https://biznes.newseria.pl/news/14-proc-domow,p67997755> [Dostęp: 21.08.2022].
- Next 2022 – Czym jest Umowa typu Power Purchase Agreement (PPA)? [Online] <https://www.next-kraftwerke.pl/leksykon/umowa-typu-ppa> [Dostęp: 21.08.2022].
- NFOŚiGW 2022a – Nabór wniosków w ramach Programu Priorytetowego Mój Prąd Część 1) Program Mój Prąd na lata 2021–2023 (MP4). [Online] <https://mojprad.gov.pl/o-programie/nabor-iv> [Dostęp: 21.08.2022].
- NFOŚiGW 2022b – Dotacje z programu Mój Prąd. [Online] <https://mojprad.gov.pl/> [Dostęp: 21.08.2022].

- Niedermeyer F. i Braun M. 2020 – Comparison of Performance-Assessment Methods for Residential PV Battery Systems. *Energies* 13(21), DOI: 10.3390/en13215529.
- Olczak i in. 2019 – Olczak P., Kryzia D., Matuszewska D. i Halbina A. 2019 – Analysis of financial risk of a hard coal mine participation in DSR mechanisms in Poland – A case study. [W:] *E3S Web of Conferences* 123, DOI: 10.1051/e3sconf/201912301005.
- Olczak i in. 2020 – Olczak P., Matuszewska D. i Kryzia D. 2020 – ”Mój Prąd” as an example of the photovoltaic one off grant program in Poland. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 23(2), s. 123–138, DOI: 10.33223/epj/122482.
- Olczak i in. 2021a – Olczak P., Jaśko P., Kryzia D., Matuszewska D., Fyk M.I. i Dyczko A. 2021a – Analyses of duck curve phenomena potential in polish PV prosumer households’ installations. *Energy Reports* 7, s. 4609–4622, DOI: 10.1016/j.egy.2021.07.038.
- Olczak i in. 2021b – Olczak P., Olek M., Matuszewska D., Dyczko A. i Mania T. 2021b – Monofacial and Bifacial Micro PV Installation as Element of Energy Transition – The Case of Poland. *Energies* 14(2), DOI: 10.3390/en14020499.
- Olczak i in. 2021c – Olczak P., Żelazna A., Matuszewska D. i Olek M. 2021c – The “My Electricity” Program as One of the Ways to Reduce CO₂ Emissions in Poland. *Energies* 14(22), DOI: 10.3390/en14227679.
- Olczak P. i Komorowska A. 2021 – An adjustable mounting rack or an additional PV panel? Cost and environmental analysis of a photovoltaic installation on a household: A case study in Poland. *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 47, DOI: 10.1016/j.seta.2021.101496.
- Olczak P. i Kryzia D. 2016 – Analiza możliwości wykorzystania lustrzanych kolektorów nadążnych w warunkach polskich oraz wybór sposobu ich rozmieszczenia. *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* 47(7), s. 259–264, DOI: 10.15199/9.2016.7.1.
- PAN IGSMiE 2021. Ewaluacja funkcjonowania Programu pomocowego w postaci aukcyjnego systemu wsparcia dla wytwórców energii z odnawialnych źródeł w okresie: 01.07.2016–31.12.2020, zatwierdzonego decyzją Komisji Europejskiej z dnia 13 grudnia 2017 r. SA.43697 (2015/N) – Po. [Online] <https://www.gov.pl/web/klimat/raport-koncowy-z-ewaluacji-funkcjonowania-aukcyjnego-systemu-wsparcia-dla-odnawialnych-zrodel-energii-w-latach-2016---2020> [Dostęp: 14.09.2022].
- Papadopoulos i in. 2020 – Papadopoulos V., Knockaert J., Develder C. i Desmet J. 2020 – Peak Shaving through Battery Storage for Low-Voltage Enterprises with Peak Demand Pricing. *Energies* 13(5), DOI: 10.3390/en13051183.
- Pęplowska M. i Olczak P. 2018 – Problematyka doboru kąta posadowienia paneli fotowoltaicznych z uwzględnieniem profilu zapotrzebowania na energię. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* 102, s. 91–100.
- Phinikarides i in. 2015 – Phinikarides A., Makrides G., Zinsser B., Schubert M. i Georgiou G.E. 2015 – Analysis of photovoltaic system performance time series: Seasonality and performance loss. *Renewable Energy* 77, s. 51–63, DOI: 10.1016/j.renene.2014.11.091.
- Pimm, A.J., Cockerill, T.T., Taylor, P.G., 2018. The potential for peak shaving on low voltage distribution networks using electricity storage. *J. Energy Storage* 16, s. 231–242.
- PSE 2022a – Dane Systemowe. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe> [Dostęp: 14.09.2022].
- PSE 2022b – Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023–2032. Konstancin-Jeziorna.

- PSE 2022c – Zapotrzebowanie na energię elektryczną. [Online] https://energy.instrat.pl/total_load [Dostęp: 14.09.2022].
- PSE 2022d – Praca KSE – generacja źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych. Doba handlowa. [Online] <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-dobowe-z-pracy-kse/generacja-zrodel-wiatrowych> [Dostęp: 25.07.2022].
- PTPiREE 2021 – Micro-installations in Poland. [Online] <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce> [Dostęp: 5.06.2021].
- PTPiREE 2022a – Mikroinstalacje w Polsce stan na 31 marca 2022 r. [Online] <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce> [Dostęp: 5.06.2021].
- PTPiREE 2022b – Energetyka w liczbach mikroinstalacje. [Online] <http://www.ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce> [Dostęp: 5.06.2021].
- REN21 2021 – Renewables 2021 Global Status Report. Paris.
- Skłodowska M. 2021 – Ruszyły inwestycje w polskie magazyny energii. [Online] <https://wysokienapiecie.pl/39276-ruszyly-inwestycje-w-polskie-magazyny-energii/> [Dostęp: 5.06.2022].
- Skłodowska M. 2022 – Dopłaty w programie Mój Prąd 4.0 nie pomagają. Polacy nie kupują magazynów energii. [Online] <https://wysokienapiecie.pl/71088-doplaty-w-programie-moj-prad-4-0-nie-pomagaja-polacy-nie-kupuja-magazynow-energii/> [Dostęp: 5.06.2022].
- SolarPower 2022 – World Installs a Record 168 GW of Solar Power in 2021, enters Solar Terawatt Age. [Online] <https://www.solarpowereurope.org/press-releases/world-installs-a-record-168-gw-of-solar-power-in-2021-enters-solar-terawatt-age> [Dostęp: 12.09.2022].
- Sommerfeld i in. 2017 – Sommerfeld J., Buys L., Mengersen K. i Vine D. 2017 – Influence of demographic variables on uptake of domestic solar photovoltaic technology. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 67, s. 315–323, DOI: 10.1016/j.rser.2016.09.009.
- Sureshkumar i in. 2012 – Sureshkumar U., Manoharan P.S. i Ramalakshmi A.P.S. 2012 – Economic cost analysis of hybrid renewable energy system using HOMER. [W:] *IEEE-International Conference on Advances in Engineering, Science and Management, ICAESM-2012*.
- SwiatOZE 2022 – Nie działa ponad 700 instalacji fotowoltaicznych. [Online] <https://swiatoze.pl/nie-dziala-ponad-700-instalacji-fotowoltaicznych-od-bruk-bret-solar-w-gminie-ochotnica-dolna/> [Dostęp: 12.09.2022].
- Tauron 2021 – Taryfa dla energii elektrycznej dla Odbiorców z grup taryfowych G. [Online] <https://www.tauron.pl/ceny-2022> [Dostęp: 12.09.2022].
- Tauron 2022a – Domowy magazyn energii od TAURONA [WWW Document]. Tauron. URL <https://www.tauron.pl/dla-domu/urzedzenia/magazyn-energii> [Dostęp: 12.09.2022].
- Tauron 2022b – Powstał bateryjny magazyn energii w Ochołnicy Dolnej. [Online] <https://www.energetyka-rozproszona.pl/artykuly/powstal-bateryjny-magazyn-energii-w-ochotnicy-dolnej/> [Dostęp: 12.09.2022].
- TGE SA 2021 – Polish Day-Ahead Market. [Online] <https://tge.pl/energia-elektryczna-rdn> [Dostęp: 14.09.2022].
- Thorat S. i Kalkhambkar V.N. 2021 – Management of a Solar-PV System with Energy Storage. *ECTI Transactions on Electrical Engineering, Electronics and Communications* 19(3), s. 233–245, DOI: 10.37936/ecti-ec.2021193.222654.
- Trela M. and Dubel A. 2017 – Comparing the support systems for renewable energy sources in Poland green certificates vs auction systems. *Polityka Energetyczna – Energy Policy Journal* 20(2), s. 105–116.

- Trela M. i Dubel A. 2022 – Net-Metering vs. Net-Billing from the Investors Perspective – Impacts of Changes in RES Financing in Poland on the Profitability of a Joint Photovoltaic Panels and Heat Pump System. *Energies* 15(1), DOI: 10.3390/en15010227.
- Virguez i in. 2021 – Virguez E., Wang X. i Patiño-Echeverri D. 2021 – Utility-scale photovoltaics and storage: Decarbonizing and reducing greenhouse gases abatement costs. *Applied Energy* 282(A), DOI: 10.1016/j.apenergy.2020.116120.
- Yang H. i Lu L. 2007 – The Optimum Tilt Angles and Orientations of PV Claddings for Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Applications. *Journal of Solar Energy Engineering* 129(2), s. 253–255, DOI: 10.1115/1.2212439.
- Zdonek i in. 2022 – Zdonek I., Tokarski S., Mularczyk A. i Turek M. 2022. Evaluation of the Program Subsidizing Prosumer Photovoltaic Sources in Poland. *Energies* 15(3), DOI: 10.3390/en15030846.
- Zhang i in. 2018 – Zhang J., Cho H., Luck R. i Mago P.J. 2018 – Integrated photovoltaic and battery energy storage (PV-BES) systems: An analysis of existing financial incentive policies in the US. *Applied Energy* 212, s. 895–908, DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.12.091.
- Zhao X. i Lyden S. 2016. Control strategies for combined photovoltaic – Energy storage systems connected to the grid. [W:] 2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC). s. 1–6, DOI: 10.1109/AUPEC.2016.7749386.
- Żukowski M. i Radzajewska P. 2015 – Optymalny kąt nachylenia kolektorów słonecznych na terenie Polski. *Ciepłownictwo, Ogrzewnictwo, Wentylacja* 46(4), s. 138–142, DOI: 10.15199/9.2015.4.3.

Electricity storage in prosumer photovoltaic micro-installations

Abstract

In Poland, in 2019–2022, there was a rapid increase in the number and capacity of photovoltaic installations, especially in the field of micro-installations. This dynamic increase took place because some barriers to the use of this technology in Poland were eliminated. Financial barriers to investments, as well as technical and legal barriers (e.g. the possibility of connecting to the network, methods of settlement) have been practically removed. However, among the latter, along with the increase in the saturation of the power grid with PV installations, a barrier appeared related to the unevenness of energy flows (production and consumption), the so-called duck curve, which can be solved by e.g. storing electricity. In the publication various variants of electricity storage and charging strategies (introducing time limits for the energy charging process) were analyzed for one micro-installation over a period of 2 years and for 289 prosumer installations for 1 year. Considered storage variants differed in useful storage capacity from 1 to 12 kWh. On the other hand, the strategies concerned restrictions in the hours of charging the energy storage, the hours between 10 am and 2 pm (3 pm in the case of one prosumer installation) were considered. The data for the calculations came from bi-directional electricity meters from a total of 290 prosumer households.

It has been shown that the storage of electricity in prosumer PV installations without a properly selected charging strategy:

- has a positive effect on reducing energy consumption during the evening peak energy in the National Power System (KSE),
- is unfavorable for the morning peak of energy consumption,
- slightly reduces the outflow of energy to the grid around noon.

In connection with the above, research on the selection of charging strategies has become justified energy storage in prosumer photovoltaic micro-installations. As a result of the analysis, it was found that the charging strategy (limitation of charging hours of the energy storage) depends on the usable capacity of the energy storage.

In the study, a comparative measure was determined for the considered variants and charging strategies, in the form of *maxDDD*, i.e. the maximum annual value of the maximum daily differences in energy flows: delivered and consumed on the scale of a prosumer micro-installation. For the proper functioning of power grids, the *maxDDD* value should be

balanced by the supply or demand side of the electricity market. It corresponds, on a scale of 1 million micro-installations, to a difference in power of 4.05 GW without the use of energy storage, and 3.32 GW in the case of using energy storage with a usable capacity of 12 kWh without a charging strategy, and 2.91 GW in the case of energy storage charging: limiting the charging of the energy storage (capacity of 12 kWh) before 12 noon. The analysis of data from 289 micro-installations made it possible to take into account the effect of geographical diversification (different voivodships, including the impact of weather, mainly insolation), various installation configurations (type, type, angle of inclination, azimuth) and time shifts between prosumers in electricity consumption profiles. The results of the analyzes can be used to define the framework of support programs for investments in electricity storage infrastructure in prosumer photovoltaic micro-installations.

Magazynowanie energii elektrycznej w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych

Streszczenie

W Polsce w latach 2019–2022 wystąpił szybki przyrost liczby i mocy instalacji fotowoltaicznych, zwłaszcza w zakresie mikroinstalacji¹⁰. Ten dynamiczny przyrost miał miejsce, ponieważ nastąpiła niwelacja niektórych barier zastosowania tej technologii w Polsce. Usunięte zostały praktycznie bariery finansowe inwestycji, jak również bariery techniczno-prawne (np. możliwość podłączania do sieci, sposoby rozliczania). Jednak wśród tych drugich, wraz ze wzrostem nasycenia sieci elektroenergetycznej instalacjami PV, pojawiła się bariera związana z nierównomiernością przepływów energii (produkcja i konsumpcja) tzw. *duck curve*¹¹, którą można rozwiązywać poprzez np. magazynowanie energii elektrycznej. W publikacji przeanalizowano różne warianty magazynowania energii elektrycznej oraz strategie jej ładowania (wprowadzanie ograniczeń czasowych dla procesu ładowania energii) dla jednej mikroinstalacji w okresie dwóch lat oraz dla 289 instalacji prosumenckich¹² przez 1 rok. Rozpatrywane warianty magazynowania różniły się użyteczną pojemnością magazynową od 1 do 12 kWh. Natomiast strategie dotyczyły ograniczeń w godzinach ładowania magazynu energii, rozpatrywano godziny pomiędzy 10 a 14 (15 w przypadku jednej instalacji prosumenckiej). Dane do obliczeń pochodziły z dwukierunkowych liczników energii elektrycznej w sumie z 290 prosumenckich gospodarstw domowych.

Wykazano, że magazynowanie energii elektrycznej w prosumenckich instalacjach PV bez odpowiednio dobranej strategii ładowania:

- wpływa korzystnie na zmniejszenie zużycia energii podczas wieczornego szczytu poboru energii w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE),
- jest niekorzystne dla porannego szczytu poboru energii,
- nieznacznie ogranicza wypływ energii do sieci w godzinach okołopołudniowych.

¹⁰ Instalacja fotowoltaiczna o mocy elektrycznej poniżej 50 kW.

¹¹ *Duck curve* – krzywa kacza zapotrzebowania na energię elektryczną w przypadku dużego udziału (przynajmniej kilkadziesiąt procent godzinowego zapotrzebowania) wytwarzania energii przez fotowoltaikę. Występują dwie doliny zapotrzebowania na energię z innych niż PV źródeł: nocna i południowa, oraz dwa szczyty poranny niższy i wieczorny wyższy.

¹² Prosument – podmiot jednocześnie konsumujący, jak i wytwarzający energię elektryczną.

W związku z powyższym zasadne stały się badania w zakresie doboru strategii ładowania magazynów energii w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych. W wyniku analizy stwierdzono, że strategia ładowania (ograniczenie godzin ładowania magazynu energii) zależy od użytkowej pojemności magazynu energii.

W opracowaniu wyznaczano miarę porównawczą dla rozważanych wariantów i strategii ładowania, w postaci *maxDDD*, tj. maksymalną roczną wartość maksymalnych dobowych różnic w przepływach energii: oddanej i pobranej w skali mikroinstalacji prosumenckiej. Do prawidłowego funkcjonowania sieci elektroenergetycznych wartość *maxDDD* powinna być zbilansowana przez stronę podażową lub popytową rynku energii elektrycznej. Odpowiada ona, w skali 1 miliona mikroinstalacji, za różnicę w mocy 4,05 GW bez stosowania magazynów energii, oraz 3,32 GW w przypadku zastosowania magazynów energii o użytkowej pojemności 12 kWh bez strategii ładowania, a także 2,91 GW w przypadku strategii ładowania: ograniczenie ładowania magazynu energii (pojemności 12 kWh) przed godziną 12. Analiza danych z 289 mikroinstalacji pozwoliła uwzględnić efekt dywersyfikacji geograficznej (różne województwa, m.in. wpływ pogody, głównie nasłonecznienia), różnych konfiguracji instalacji (typ, rodzaj, kąt nachylenia, azymut) oraz przesunięcia czasowego pomiędzy prosumentami w profilach konsumpcji energii elektrycznej. Wyniki analiz mogą posłużyć do określenia ram programów wsparcia inwestycji w infrastrukturę magazynowania energii elektrycznej w prosumenckich mikroinstalacjach fotowoltaicznych.