

MODELE BIZNESOWE DLA PROSUMENTÓW I CAŁEGO ŁAŃCUCHA DOSTAW

Sygn. PAB/WIB 2/2023



Raport przygotowany na zlecenie
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Warszawa, luty 2023



PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY

O raporcie

Raport **Modele biznesowe dla prosumentów i całego łańcucha dostaw** został opracowany na zlecenie Programu Analityczno-Badawczego Fundacji Warszawski Instytut Bankowości

Autorzy

Raport został przygotowany przez zespół w składzie:

Ryszard Ciuła

Krzysztof Grochowski

Krzysztof Kalinowski

Tomasz Kowalak

Agata Krzyżanowska



O programie

Program Analityczno-Badawczy przy Fundacji WIB powstał w 2019 roku jako odpowiedź na potrzeby sektora bankowego w zakresie analizy zjawisk, tworzenia opracowań i porządkowania wiedzy w obszarach cyberbezpieczeństwa i nowych technologii, a także szeroko rozumianego otoczenia sektora bankowego, kształtującego warunki działania banków w Polsce. Prace analityczno-badawcze w ramach programu realizowane są pod kątem możliwości praktycznego wykorzystania ich wyników w celu rozwoju sektora bankowego, podnoszenia poziomu bezpieczeństwa usług oraz kreowania wartości dla klientów bankowości. PAB WIB kładzie duży nacisk na rozwój współpracy ze środowiskami akademickimi i eksperckimi, poszukując synergii w zakresie zainteresowań badawczych autorów oraz potrzeb rozwojowych sektora bankowego.

W ramach programu realizowane są analizy i badania w następujących obszarach:

-  Nowe technologie i cyberbezpieczeństwo
-  Zdolność banków do finansowania gospodarki
-  Bankowość spółdzielcza
-  Rynek nieruchomości
-  Zielony ład i finansowanie energetyki odnawialnej
-  Finansowanie projektów innowacyjnych

Więcej na temat działalności programu na stronie www.pab.wib.org.pl

Kontakt

dr Andrzej Banasiak
Koordynator Programu
m: 696 405 104
e: abanasiak@wib.org.pl

Jacek Gieorgica
m: 603 626 254
e: jgieorgica@wib.org.pl

Warszawski Instytut Bankowości
00-380 Warszawa, ul. Kruczkowskiego 8
t: (22) 182 31 70
e: pab@wib.org.pl

Agnieszka Nierodka
m: 607 484 391
e: anierodka@wib.org.pl

dr Tomasz Pawlonka
m: 505 917 778
e: tpawlonka@wib.org.pl

Spis treści

	Cel raportu i przedmiot badania	6
	Wstęp	8
	Instrumenty wsparcia rozwoju inwestycji prosumenckich	11
	1.1. Ogólne ramy prawne i efekty ich wdrożeń	12
	1.2. Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego (CAPEX)	14
	1.2.1. RPO oraz POliŚ	15
	1.2.2. Mój Prąd	15
	1.2.3. Program „Czyste powietrze”	18
	1.3. Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego (CAPEX)	18
	1.3.1. Mechanizm net metering	18
	1.3.2. Mechanizm net-billing	19
	Ceny paliw i energii w otoczeniu prosumentów	24
	Czynniki opłacalności inwestycji prosumenckich PV w systemie net-billing	28
	Elektroogrzewnictwo jako instrument poprawy opłacalności inwestycji w instalację PV – alternatywa dla sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej	35
	Uwarunkowania opłacalności instalacji prosumenckich w świetle funkcjonowania mikroinstalacji PV na rynku energii	40
	5.1. Prosument indywidualny	42
	5.2. Prosument biznesowy	47

6.	Rentowność inwestycji w miktoinstalacje PV rozliczane na zasadach net-billing lub net metering	51
6.1.	Uwagi wstępne dotyczące wymiarowania prosumenckich instalacji PV	52
6.2.	Case study – gospodarstwo domowe	54
6.2.1.	Założenia	54
6.2.2.	Wyniki i wnioski	58
6.2.3.	Wariant alternatywny – dodatkowa inwestycja w magazyn ciepła	60
6.3.	Case study – prosument biznesowy	61
6.3.1.	Założenia	61
6.3.2.	Wymiarowanie instalacji i interpretacja wyników	62
7.	Polski łańcuch dostaw firm obsługujących inwestycje prosumenckie – szanse dla przemysłu dostaw urządzeń dla instalacji działających w systemie net-billing	64
8.	Podsumowanie i rekomendacje	70
	Załącznik 1	73

Cel raportu i przedmiot badania



Raport został opracowany w celu przybliżenia sektorowi bankowemu odpowiedzi na pytanie, czy spowolnienie rozwoju na rynku prosumenckim mają charakter trwały, czy jedynie przejściowy. W konsekwencji, jakie są perspektywy dalszego jego rozwoju w nowym systemie rozliczeń prosumentów (tzw. net-billing) oraz następstw tego w obszarze innych usług, takich jak Demand Side Response (DSR) czyli Reakcja Strony Popytowej oraz magazynowania energii czyli kolejnych obszarów inwestowania, finansowaniem którego sektor bankowy mógłby być zainteresowany.

Celem szczegółowym jest identyfikacja i charakterystyka warunków opłacalności finansowania kredytem mikroinstalacji fotowoltaicznych dla małych prosumentów biznesowych, czyli mikroinstalacji PV o mocy do 50 kW, jako potencjalnie najbardziej atrakcyjnych, zgrupowanych w sektorze Małych i Średnich Przedsiębiorstw (MSP).

Niezależnie od powyższego, opis rynku prosumenckiego nie może abstrahować od segmentu gospodarstw domowych, gdyż to jego dynamiczny i lawinowy rozwój doprowadził do konieczności wprowadzenia zmian w systemie rozliczeń nadwyżek energii elektrycznej wprowadzanej do sieci,

które w odbiorze medialnym zostały ocenione jako niekorzystne. Spowodowało to obniżenie oceny atrakcyjności inwestycji w instalacje prosumenckie. W tej sytuacji konieczne jest przedstawienie zarówno opisu istoty wprowadzonych zmian, jak i oceny ich faktycznego skutku dla atrakcyjności inwestycyjnej celem jej zrationalizowania.

Analiza w szczególności przybliży nowy, obowiązujący od początku II kw. 2022 roku system rozliczeń energii „net-billing” w porównaniu do poprzedniego systemu jakim był „net metering” mającego zastosowanie w przypadku mikroinstalacji PV przyłączonych do sieci przed 1 kwietnia 2022 roku. W raporcie przedstawiono różnice w sposobie rozliczeń nadwyżek energii elektrycznej wprowadzanych do sieci elektroenergetycznej, produkowanej w instalacji fotowoltaicznej o mocy do 50 kW.

Przedstawiona analiza uwzględniająca dostępne systemy wsparcia finansowego, obrazuje racjonalne modele biznesowe dla uwarunkowań technicznych i ekonomicznych działalności prosumenckiej, determinujące przesłanki opłacalności projektów mikroinstalacji z punktu widzenia inwestora i finansującego go banku.

Wstęp



Zgodnie z Ustawą o odnawialnych źródłach energii (OZE) z dnia 20 lutego 2015 roku z późniejszymi zmianami prosumenci energii odnawialnej to odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną z OZE wyłącznie na własne potrzeby w mikroinstalacji, czyli w instalacji o mocy do 50 kW. Prosumenci mogą być nie tylko gospodarstwa domowe, ale i inne podmioty takie jak przedsiębiorstwa, gminy, stowarzyszenia, kościoły, uczelnie, jednostki oświatowe, spółdzielnie, wspólnoty mieszkaniowe, zakłady opieki zdrowotnej, fundacje i podmioty bez szczególnej formy prawnej. W przypadku kategorii innych niż gospodarstwa domowe warunkiem korzystania z praw prosumenckich jest to, aby produkcja energii elektrycznej w mikroinstalacji nie stanowiła przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej¹. Przywilejem prosumentów jest możliwość wprowadzenia na określonych zasadach nieskonsumowanych nadwyżek wytworzonej energii z mikroinstalacji do sieci elektroenergetycznej. Od kształtu tych zasad silnie zależy ocena opłacalności inwestycji.

Podkreślenia wymaga fakt, że prosumenci, jako uczestnicy rynku energii funkcjonują w otoczeniu zdeterminowanym z jednej strony poprzez legislację, zarówno ogólną, np. określającą zasady cenotwórstwa na rynku energii elektrycznej, jak i dedykowaną im bezpośrednio. W szczególności opisane poniżej modele rozliczania energii czyli net metering i net-billing (wprowadzony od kwietnia 2022 roku). Z drugiej zaś strony przez strukturę podmiotową (stopień koncentracji) i organizacyjną oraz technologiczną (miks energetyczny) rynku energii, która z kolei determinuje realny kształt efektów wspomnianej powyżej legislacji, w tym poziom i zmienność cen energii oraz ryzyk technicznych, na jakie eksponowani są prosumenci w praktyce.

Dotychczas (od 2016 roku do 31 marca 2022 roku) model prosumencki opierał się na zasadzie net meteringu (tzw. systemie opustów), czyli bezgotówkowym rozliczaniu wprowadzonej i pobranej energii elektrycznej z sieci w proporcji 1:0,8², czyli z 20-procentową stratą na rzecz możliwości magazynowania energii w sieci. Rozliczenie w tym modelu obejmuje instalacje przyłączone do 31 marca 2022 roku i trwa przez okres kolejnych 15 lat. Natomiast od dnia 1 kwietnia 2022 roku obowiązującym systemem roz-

liczeniowym dla nowo przyłączanych mikroinstalacji OZE jest net-billing polegający na wartościowym rozliczaniu energii w oparciu o rynkową miesięczną cenę energii elektrycznej podawaną przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE).

Istotną przewagą mikroinstalacji nad instalacjami o mocach powyżej 50 kW (małe instalacje) jest to, iż nie wymagają uzyskania pozwolenia na budowę bez względu na to czy zlokalizowane są na budynku czy na gruncie³. Ponadto zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD) mają obowiązek przyłączania mikroinstalacji do sieci na podstawie zgłoszenia (czyli budowa mikroinstalacji nie wymaga wydania warunków przyłączenia do sieci i ubiegania się o koncesję, ani wpisu do rejestru małych instalacji, stanowiących dla większych instalacji istotną barierę wejścia na rynek). Przyłączenie instalacji odbywa się bez ponoszenia kosztów przez prosumenta i następuje w ciągu 30 dni od daty złożenia kompletnego zgłoszenia.

W Polsce liczba prosumentów przekroczyła 1,21 miliona, a łączna moc ich instalacji na koniec 2022 roku wyniosła ponad 9,25 GW. Oznacza to że średnia moc mikroinstalacji wynosi 7,6 kW. Duży wpływ na nadspodziewanie dobre wyniki na rynku prosumenckim miały rządowe programy wsparcia finansowego Mój Prąd i RPO oraz Program „Czyste Powietrze”, który pozwolił wykorzystać nadwyżki energii „zmagazynowane w sieci” w okresie letnim do zasilenia pomp ciepła w okresie zimowym. Pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV w Unii Europejskiej w 2021 roku Polska znalazła się na drugim miejscu, zaraz za Niemcami⁴, ze wstępnych szacunków można stwierdzić, że również w roku 2022 Polska będzie z jednym z czołowych krajów UE pod względem przyrostu mocy zainstalowanych w PV. Natomiast pod względem liczby prosumentów Polska jest trzecim rynkiem na świecie. Prosumenci stanowią niemalże 80% mocy zainstalowanej w fotowoltaice w Polsce. Scenariusz IEO prognozy mocy zakłada, że moc 20 GW w fotowoltaice zostanie osiągnięta w 2025 roku, a w 2030 skumulowana moc zainstalowana może wynieść nawet 28,5 GW, w tym 11 GW mocy w źródłach prosumenckich indywidualnych i 4 GW u prosumentów biznesowych (autoproducentów).

1 Działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydany-
mi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 roku
o statystyce publicznej (Dz.U. z 2022 r. poz. 459 i 830).

2 Dla instalacji powyżej 10 kW jest to stosunek 1:0,7.

3 O ile odrębne przepisy nie stanowią inaczej, przykładem są cmentarze,
które są trwale związane z gruntem.

4 Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2022, IEO, maj 2022.



przez prosumentów indywidualnych (gospodarstwa domowe).

Dlatego w raporcie podjęto próbę wyjaśnienia czy spowolnienie na rynku prosumenckim ma racjonalne uzasadnienie. Czy wynika z przyczyn ekonomicznych (faktyczne pogorszenie opłacalności), wzrostu ryzyk technicznych (wynikających np. ze stanu sieci dystrybucyjnych), wyczerpania potencjału powierzchni dachów, dostępnych powierzchni pod panele PV i nasycenia się rynku czy też – w dobie kryzysu klimatycznego, energetycznego i zagrożenia bezpieczeństwa dostaw paliw – ma charakter irracjonalny. Nie mniej ważne jest pytanie czy w nowych uwarunkowaniach można rozwijać prosumenckie modele biznesowe atrakcyjne, w pełni racjonalne i odporne na zakłócenia oraz opłacalne ekonomicznie.

Rozdział I. Instrumenty wsparcia rozwoju inwestycji prosumenckich



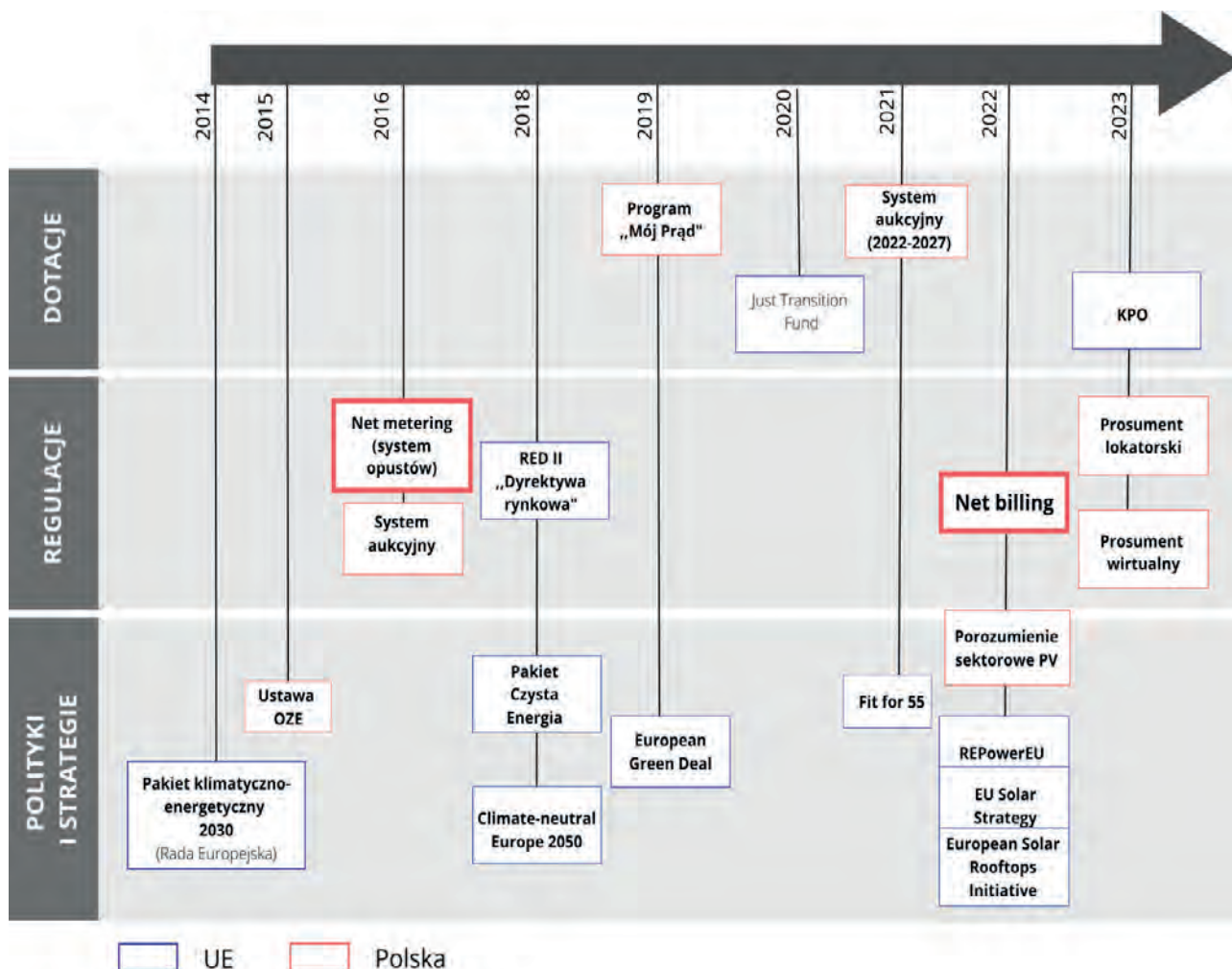
1.1. Ogólne ramy prawne i efekty ich wdrożeń

Rozważane mechanizmy wspierania rozwoju prosumentów są efektem długotrwałego, konsekwentnie wdrażanego procesu politycznego, legislacyjnego i organizacyjnego realizowanego najpierw w Unii Europejskiej, a potem w Polsce, co zilustrowano na Rysunku 1, oraz Rysunku 2.

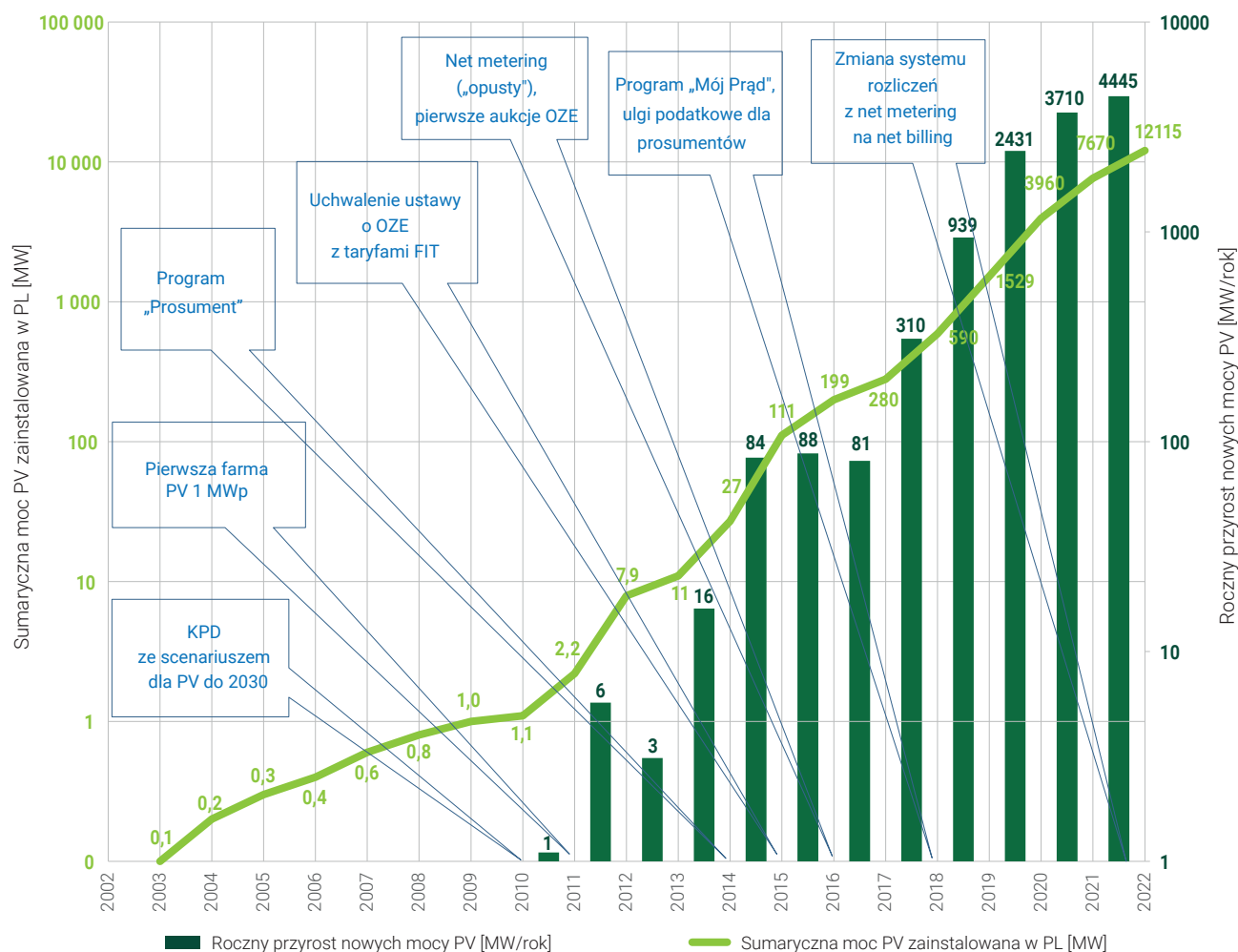
Z punktu widzenia rozwoju rynku prosumenckiego kluczowe, osiągnięte w ubiegłych latach kamienie milowe to nowelizacja ustawy o OZE w 2016 roku, w której zdefiniowano pojęcie prosumenta w gospodarstwie domowym oraz mechanizm rozliczania nadwyżek energii w systemie net metering. Kolejnym bodźcem do rozwoju było wdrożenie rządowego programu „Mój Prąd” definiującego narzędzia finansowego wsparcia

inwestycji mikroinstalacji prosumenckich oraz kolejna nowelizacja ustawy o OZE w 2022 roku, w której system net metering został zastąpiony przez systemem net-billing rozliczany kosztowo. Te wszystkie zmiany wpłynęły na bardzo dynamiczny rozwój rynku fotowoltaicznego w Polsce, który w przeciągu dwóch lat stał się praktycznie trzecim rynkiem europejskim z jeszcze sporym potencjałem. Na podstawie danych opublikowanych przez Agencję Rynku Energii (ARE) moc zainstalowana na koniec 2022 roku wyniosła 12 115 MW. Jest to przyrost o 4445 MW mocy w stosunku do roku 2021 (w roku 2021 było to o 3710 MW). Prawie 4,5 GW mocy zainstalowanej w 2022 roku plasują Polskę na trzecim miejscu w Europie pod względem przyrostu mocy zaraz za Hiszpanią i Niemcami. Na Rysunku 2 przedstawiono rozwój i wzrost rynku PV w Polsce na przestrzeni dwudziestu lat – w korelacji ze zmianami prawa.

Rysunek 1. Kamienie milowe w polityce UE kształtujące rozwój fotowoltaiki w ostatnich 10 latach i wdrażanie ich do polskiego prawa (od czasu publikacji pierwszego raportu „Rynek fotowoltaiki w Polsce”).



Źródło: Oprac. własne IEQ.

**Rysunek 2.** Sumaryczna moc zainstalowana źródeł PV oraz roczny przyrost ich mocy w Polsce na przestrzeni lat.

Źródło: IEO na podstawie raportów „Rynek fotowoltaiki w Polsce” i ARE.

Fotowoltaiczny boom w Polsce zaczął się w sektorze gospodarstw domowych i mikroinstalacji prosumenckich w roku 2019, co przedstawiono na Rysunku 3. Rozwój ten zainicjowały systemy dofinansowań oraz system rozliczeń nadwyżek energii net metering. Duża chęć posiadania własnej elektrowni słonecznej zaczęła się praktycznie pod koniec roku 2019, gdzie kwartalny przyrost mocy wyniósł ponad 300 MW. W kolejnych kwartałach moc mikroinstalacji wzrastała, a moment szczytowy przypadła na przełom 2021 i 2022 roku. Tylko w I kw. 2022 roku zainstalowano 1,3 GW mocy mikroinstalacji. W II kw. 2022 roku jeszcze zaobserwowany został przyrost o około 1 GW. Sytuacja dynamicznego wzrostu wynikała z wejścia w życie (od II kw. 2022) systemu rozliczenia net-billing, dlatego inwestorzy chcieli przyłączyć swoje instalacje do sieci przed tym terminem.

W kwartale gdzie przyrost mocy mikroinstalacji wyniósł ponad 1,3 GW, zamontowano około 152

tys. sztuk instalacji PV o średniej mocy 8,3 kW, natomiast dziennie (przez I kw. 2022) montowano po około 1700 instalacji – patrz Tabela 1.

System net-billing (druga połowa roku 2022) nieco spowolnił rozwój inwestycji w mikroinstalacje, gdzie w III kw. 2022 roku przyłączono 375 MW mocy, czyli znacznie mniej niż przez ostatnie miesiące. Natomiast sumaryczna moc zainstalowana w mikroinstalacjach prosumenckich na koniec 2022 roku wyniosła 9,25 GW mocy co stanowi ponad 76% całej mocy PV zainstalowanej w Polsce.

System rozliczeń prosumentów net metering wyczerpał swoje proste możliwości polegające na replikacji prostych rozwiązań bez zwracania uwagi na ograniczenia techniczne. System net-billing nieco spowolnił rozwój instalacji prosumenckich, głównie z uwagi na konieczność nauczania się nowych zasad przez instalatorów, prosumentów, a także przez

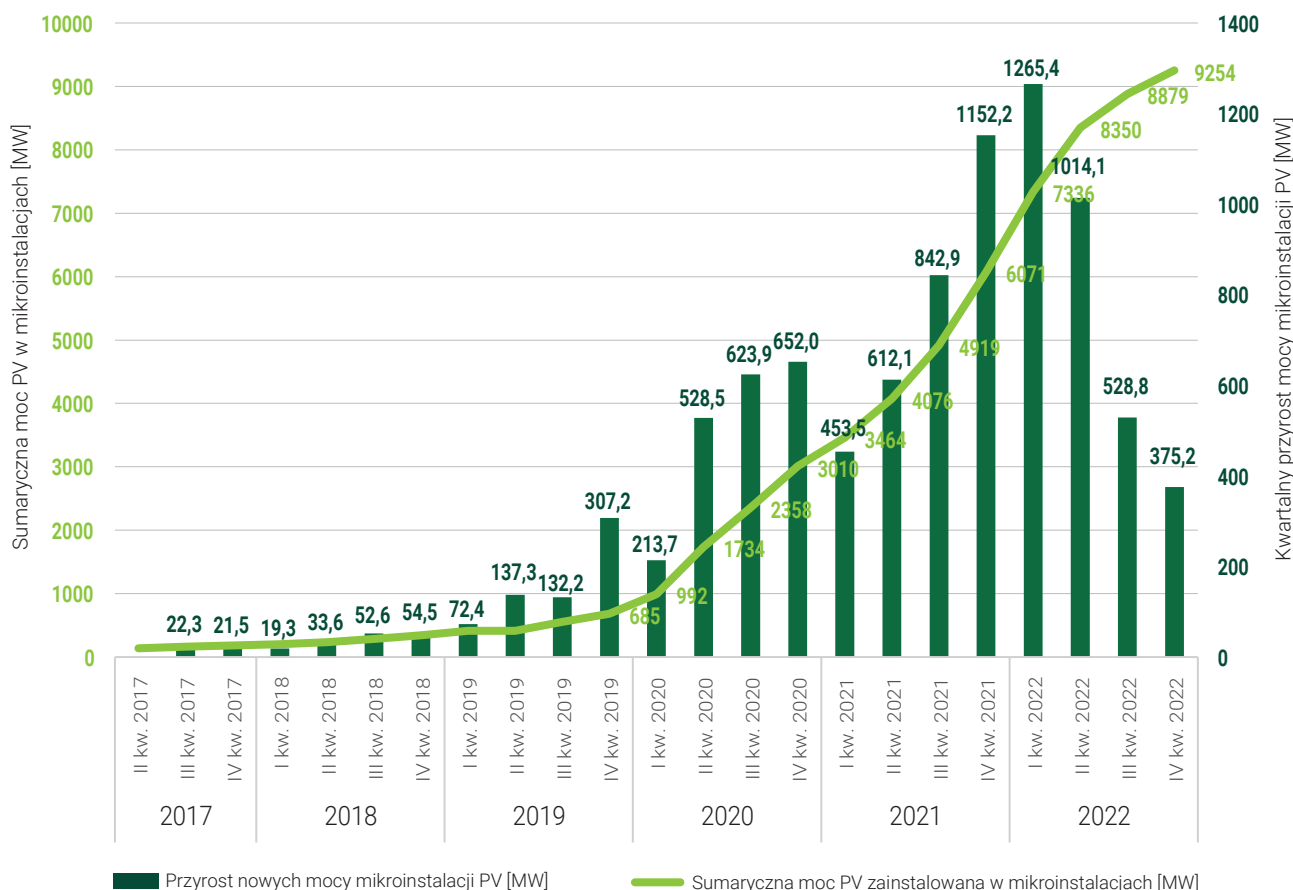
Tabela 1. Liczby dotyczące montażu mikroinstalacji w kwartale z największym przyrostem.

I kwartał 2022 – największy przyrost mikroinstalacji PV w Polsce		
Liczba zainstalowanych mikroinstalacji PV	Średnia moc mikroinstalacji PV	Liczba mikroinstalacji PV montowanych w trakcie jednego dnia
152 817 [szt.]	8,28 kW	1698 [szt.]

Źródło: ARE, oprac. IEQ.

Powyższe liczby świadczą o bardzo dobrze rozwiniętym łańcuchu dostaw dla fotowoltaiki dla gospodarstw domowych i możliwościach wykorzystania krajowego zasobu wykonawczego w realizacji mikro inwestycji także w nowych obszarach zastosowań fotowoltaiki.

Rysunek 3. Sumaryczna moc zainstalowana w mikroinstalacjach PV oraz roczny przyrost nowych mocy instalacji prosumenckich w Polsce.



Źródło: PTPIREE, ARE, oprac. IEQ.

banki i instytucje finansujące. Ale dał też bodźce do lepszego wymiarowania instalacji oraz inwestycji w dodatkowe urządzenia, które będą mogły wykorzystać nadwyżki energii. Takim rozwiązaniem może być magazynowanie nadwyżek w ciepłej wodzie na potrzeby CWU, oraz przesunięcie jej zużycia na wieczorny szczyt zapotrzebowania.

1.2. Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego (CAPEX)

Mechanizmy wsparcia inwestycyjnego polegają na bezpośrednim dofinansowaniu inwestycji (pokryciu w formie dotacji całości lub określonej części nakładu inwestycyjnego. Ich „siła” zależy od stopnia do-



stępnego dofinansowania (całość lub część) nakładu do poniesienia) oraz katalogu aktywów, na które dofinansowania może być udzielone (źródło wytwórcze oraz także elementy współpracujące z nim). Ostatnim, jakkolwiek też istotnym czynnikiem, jest złożoność lub prostota procedur formalnych oraz ich długotrwałość.

Rozróżniamy programy finansowane ze środków unijnych (RPO oraz POLiŚ) oraz ze środków krajowych (Program „Mój Prąd”).

1.2.1. RPO oraz POLiŚ

Regionalne Programy Operacyjne (RPO) i Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko (POLiŚ) na lata 2014–2020 to programy dofinansowywane z Funduszy Europejskich realizowane na skalę odpowiednio regionalną i krajową. Część budżetu przeznaczana jest na wsparcie technologii odnawialnych źródeł energii i poprawę ich udziału w miksie energetycznym Polski. Do końca 2021 roku podpisano ponad 2800 umów dotyczących projektów związanych z energią słoneczną, które stanowiły aż 92% wszystkich realizowanych projektów w zakresie OZE.

Według danych otrzymanych od Ministerstwa Funduszy i Polityki Regionalnej (MFIPR), w ramach programów RPO i POLiŚ całkowite nakłady inwestycyjne instalacji słonecznych przekroczyły 7 miliardów złotych, z czego łączna kwota dofinansowania tych projektów ze środków Unii Europejskiej wyniosła ponad 4,27 miliardów złotych.

Większość dofinansowań w skali kraju otrzymują gminne wspólnoty samorządowe (63%), znacznie

mniej mikro lub małe (18%) i średnie lub duże (10%) przedsiębiorstwa. Wyróżniono jeszcze kategorie stowarzyszenia (4%), związki wyznaniowe (0,2%) oraz inne (4%), do których zaliczane są m.in. fundacje, wspólnoty mieszkaniowe, uczelnie i banki.

Nadchodząca edycja POLiŚ na lata 2021-2027, zwana FEnIKS (Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko), będzie wspierać obniżenie emisyjności gospodarki i poprawę funkcjonowania sieci elektroenergetycznych, która jest konieczna przy zniesieniu ograniczeń dostępu mikroinstalacji do sieci. Natomiast najnowsza, czwarta odsłona programu „Mój Prąd”, z budżetem 350 milionów złotych, wprowadziła dotacje do magazynów energii cieplnej i elektrycznej, które umożliwią zużycie wyprodukowanej przez mikroinstalacje energii w czasie największego zapotrzebowania. Dzięki temu prosumenci zbliżą się do wykorzystania potencjału tkwiącego w odnawialnych źródłach energii oraz zyskają większą niezależność od gazu i paliw stałych.

1.2.2. Program Mój Prąd

„Mój Prąd” to program fundowany przez NFOŚiGW, który dofinansowuje mikroinstalacje. Od rozpoczęcia pierwszego naboru w 2019 roku do grudnia 2022 roku zapewnił indywidualnym prosumetom wsparcie w wysokości 1,74 miliarda złotych. Znacznie przyczynił się do wzrostu udziału sektora prosumenckiego na polskim rynku – w 2021 r.oku prosumenci stanowili niemal 80% pod względem mocy zainstalowanej w fotowoltaice.

Całkowita kwota dofinansowania w ramach konkursów w czterech naborach programu „Mój Prąd” wy-

Tabela 2. Zestawienie rezultatów programów RPO i POLiŚ z programem „Mój Prąd” (nabory od pierwszego do czwartego).

	RPO i POLiŚ na lata 2014-2020 (stan na grudzień 2021 roku)	Program „Mój Prąd” nabory od pierwszego do czwartego (stan na grudzień 2022 roku)
Całkowita moc zainstalowana	1261,21 MW	2394,47 MW
Całkowita liczba podpisanych umów	2837	412 089
Całkowite nakłady inwestycyjne	7,02 mld PLN	10,81 mld PLN
Łączna kwota dofinansowania	4,27 mld PLN	1,74 mld PLN

Źródło: IEQ.



niosła ok. 16,1% sumy nakładów inwestycyjnych projektów, natomiast całkowita kwota dofinansowania przez UE w ramach konkursów RPO i POLiŚ na koniec 2021 roku – ok. 60,8%. Oznacza to, że pojedynczy projekt nowej instalacji słonecznej może być w większej części refundowany z Funduszy Europejskich.

Program „Mój Prąd” jako rządowy program wspierania rozwoju prosumenckich instalacji wykorzystujących odnawialne źródła energii, w szczególności źródła PV, został rozpoczęty w 2019 roku i w kolejnych latach jest rozwijany (ewoluuje) w kierunku coraz większej atrakcyjności dla jego beneficjentów. Czwarta edycja programu „Mój Prąd” rozszerzona została o możliwości dofinansowania magazynów energii.

Mój Prąd 2019–2020

Program, ogłoszony 23 lipca 2019 roku, skierowany został do gospodarstw domowych. Głównym jego celem było zwiększenie produkcji energii z mikro źródeł fotowoltaicznych, a jego budżet wynosił 1 miliard złotych. Dofinansowanie w formie bezzwrotnej obejmowało do 50% kosztów kwalifikowanych (zakupu i montażu paneli fotowoltaicznych z niezbędnym oprzyrządowaniem) instalacji o mocy zainstalowanej 2–10 kW i wynosiło nie więcej niż 5000 złotych. Jeżeli wnioskodawca otrzymał dofinansowanie lub był w trakcie realizacji inwestycji fotowoltaicznej w ramach innego programu, nie mógł ubiegać się o ponowne wsparcie w ramach programu „Mój Prąd”. Beneficjentem programu mogła być osoba fizyczna, która jest stroną umowy przyłączeniowej

2022 – Mój Prąd 4.0

W kwietniu 2022 roku ilościowy system rozliczania prosumenckich (net metering) został zastąpiony systemem wartościowym (net-billingiem), w którym nadwyżki energii są wyceniane według rynkowych miesięcznych cen energii. Wprowadzona zmiana systemu rozliczeń prosumenckich, odruchowo oceniona przez rynek jako pogorszenie warunków funkcjonowania, sprawiła, że rozwój sektor instalacji PV o mocy do 50 kW spadł do poziomów sprzed 1–2 lat wcześniej. Żeby ten efekt, choć częściowo zrównoważyć, program „Mój Prąd” został zmodyfikowany do wersji 4.0

Osoby, które uruchomiły swoje instalacje fotowoltaiczne przed 1 kwietnia 2022 roku, mogły nadal rozliczać się w systemie opustów, nie mogą jednak skorzystać z dotacji „Mój Prąd” 4.0. Wnioski o dofinansowanie z programu składać mogły wyłącznie osoby, które rozliczają się w systemie net-billingu, co stanowiło bodziec ekonomiczny do przejścia w rozliczeniach prosumenckich do nowego systemu.

Beneficjentami mogli być posiadacze instalacji fotowoltaicznych zbudowanych po 31 stycznia 2020 roku jeszcze w systemie net metering, którzy chcieliby rozliczać się w systemie net-billing lub prosumenckim, którzy przyłączą mikroinstalację fotowoltaiczną po 1 kwietnia 2022 roku.

„Mój Prąd” 4.0 pozwalał finansować cztery grupy urządzeń (ich zakup, montaż, transport, uruchomienie i odbiór):

- ▶ instalacje fotowoltaiczne – zakup, montaż, transport oraz odbiór i uruchomienie mikroinstalacji fotowoltaicznych (bez kosztów zakupu i montażu licznika),
- ▶ urządzenia do magazynowania energii – akumulatory, które spełniają dwa warunki: minimalna pojemność 2 kWh, cena w przeliczeniu na 1 kWh maksymalnie 4000 złotych,
- ▶ urządzenia do magazynowania ciepła – zasobniki c.w.u. i bufor ciepła zasilane przez pompę ciepła, kocioł elektryczny lub z grzałką elektryczną, urządzenia integrujące funkcje bufora ciepła i zasobnika c.w.u. oraz pompy ciepła typu powietrze/woda,
- ▶ urządzenia do zarządzania energią.

Wniosek o dofinansowanie mógł dotyczyć zakupu i montażu samej instalacji fotowoltaicznej, instalacji z wybranym urządzeniem lub samego urządzenia do magazynowania energii, ciepła lub zarządzania energią.

2023 – Mój Prąd 5.0

Z dniem 15 grudnia 2022 roku w ramach programu „Mój Prąd” 4.0 zwiększyła się o 2000 złotych kwota dofinansowania, którą prosument może uzyskać.



W przypadku zgłoszenia do dofinansowania samej mikroinstalacji PV kwota dofinansowania wyniesie do 50% kosztów kwalifikowanych, lecz nie więcej niż 6000 złotych.

W przypadku zgłoszenia do dofinansowania domowej mikroinstalacji fotowoltaicznej (PV) wraz z magazynem energii kwota dofinansowania wyniesie:

- ▶ do mikroinstalacji do 50% kosztów kwalifikowanych, lecz nie więcej niż 7000 złotych,
- ▶ do magazynu ciepła do 50% kosztów kwalifikowanych, lecz nie więcej niż 5000 złotych,
- ▶ do magazynu energii do 50% kosztów kwalifikowanych, lecz nie więcej niż 16 000 złotych.

Wprowadzono szereg ułatwień proceduralnych w dostępie do wsparcia. Wnioskodawcy, którzy otrzymali wypłatę dofinansowania w ramach programu Mój Prąd 4.0 we wcześniejszej wysokości, nie muszą

składać nowego wniosku. Koszty kwalifikowane zostaną dla nich ponownie przeliczone w ramach nowego poziomu dofinansowania. W przypadku, gdy przysługiwać będzie większe dofinansowanie, zostanie wypłacona różnica pomiędzy kwotą otrzymaną a naliczoną według nowych zasad.

Termin składania wniosków o dotację z programu „Mój Prąd” został przedłużony do 31 marca 2023 roku. Równolegle można korzystać z innych źródeł dofinansowania instalacji fotowoltaicznej, w tym z ulgi termomodernizacyjnej oraz programu Czyste Powietrze.

Jak wynikało z danych OSD, w pierwszych miesiącach po zmianie zasad rozliczeń z net metering na net-billing, liczba zgłoszeń o przyłączenie nowej instalacji spadła o ponad 90%. Spadek zainteresowania fotowoltaiką można było również zauważyć po wynikach programu „Mój Prąd”. Złożenie wniosku o dotację w 2022 roku było bowiem warunkowane rozliczaniem się w net-billingu. W efekcie, dzien-

Tabela 3. Zestawienie parametrów programu „Mój Prąd”.

Net metering (od 1 lipca 2016 r.)			Net-billing (od 1 kwietnia 2022 r.)							
Mój Prąd			Mój Prąd 4.0					Mój Prąd 5.0		
data montażu instalacji	po 30.06.2019	po 01.07.2021	po 15.04.2022					po 15.12.2022		
przedmiot dofinansowania	PV									
moc PV	2 – 10 kW									
elementy dodatkowe				PV + magazyn energii cieplnej	PV + magazyn energii elektrycznej o mocy od 2 kW	PV + EMS/ HEMS pod warunkiem zakupu magazynu		PV + magazyn ciepła (zasobnik c.w.u, bufor ciepła)	PV + akumulator*)	PV + urządzenie do zarządzania energią
wysokość dofinansowania [% k. kwalifik.]	50									
kwota dofinansowania [zł]	5000	3000	4000	5000 + 5000	5000 + 7500	5000 + 3000	6000	7000 + 5000	7000+ 16000	3000
maksymalnie	5000	3000	20500					31000		

* pojemność min. 2 kWh. Cena max. 4000 PLN/kWh.

Źródło: IEO

na liczbę zgłoszeń do programu „Mój Prąd 2022” w pierwszych miesiącach wynosiła ok. 10–20, by w październiku sięgnąć ok. 200. Dla porównania, podczas obowiązywania zasady net metering w programie „Mój Prąd” składano nawet kilka tysięcy wniosków dziennie.

Zwiększenie wysokości dotacji w „Mój Prąd” 5.0 może sprawić, że zainteresowanie energią słoneczną wśród odbiorców indywidualnych znów wzrośnie. Jednocześnie wyższe dofinansowanie do magazynów energii i ciepła pozwoli ożywić rynek towarzyszący fotowoltaice. Aktualne wsparcie w tym zakresie było bowiem niewystarczające, biorąc pod uwagę ceny magazynów energii.

Zestawienie porównawcze ewoluujących w czasie wielkości dofinansowań programu „Mój Prąd” przedstawiono w Tabeli 3.

1.2.3. Program Czyste powietrze

Program Czyste powietrze jest zorientowany na ograniczanie niskiej emisji poprzez dofinansowanie inwestycji w termomodernizację budynków, inwestycje w mikro źródła PV, oraz wymianę kotła na rzecz zastępowania ich pompami ciepła. W obszarze stanowiącym przedmiot niniejszego raportu szczególne znaczenie ma ostatni z wymienionych elementów. Z punktu widzenia prosumentów korzyść wynikająca z zastosowania pompy ciepła (zakupionej ze wsparciem z programu) zasilanej energią elektryczną z własnego źródła PV, wykorzystującego możliwość okresowego zmagazynowania wytworzonej energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, jaką zapewnił opisany poniżej mechanizm net metering, dała podstawę dla lawinowego rozwoju prosumenckich instalacji PV.

1.3. Mechanizmy wsparcia operacyjnego (OPEX)

Mechanizmy wsparcia operacyjnego polegają na tworzeniu warunków samodzielnego refinansowania poniesionych przez beneficjenta nakładów inwestycyjnych w ciężar korzyści eksploatacyjnych – w wyniku ułatwień w ekonomicznie efektywnym zagospodarowaniu chwilowych nadwyżek produkowanej energii. W przedmiotowym obszarze mechanizmy te mogą przybrać postać dedykowanych mechanizmów rozliczania nadwyżek energii (w Polsce: net meteringu i net-billingu) lub dedykowanej ceny,

po jakiej nadwyżkowa energia jest sprzedawana (FIT/FIP), ułatwiających bankowalność inwestycji.

1.3.1. Mechanizm net metering

Ustawa określająca zasady dla Odnawialnych Źródeł Energii w Polsce wyszła w życie 20 lutego 2015 roku. Od tamtej pory prawo to było wielokrotnie nowelizowane. Istotną dla fotowoltaiki w przedsiębiorstwach była nowelizacja z 2016 roku, kiedy ustawa wyróżniła wśród inwestorów produkujących energię w mikroinstalacjach „prosumentów” i „przedsiębiorców”. Wprowadzona zmiana umożliwiła przedsiębiorcom posiadającym instalację PV poniżej 50 kW wytwarzającą energię na cele prowadzonej działalności gospodarczej wprowadzanie do sieci niewykorzystanych nadwyżek z instalacji, a dokładniej jej sprzedaży po cenach rynkowych, czyli wtedy ok. 17 groszy za kWh. W takim układzie kredytowanie instalacji w przedsiębiorstwie umożliwiałoby zwrot z inwestycji w okresie jej eksploatacji. Opłacalność instalacji jest tym większa, im większy jest poziom autokonsumpcji, a w efekcie korzyści w postaci kosztu unikniętego. Warto przy tym podkreślić, że w przypadku działalności gospodarczej profil zużycia energii jest znacznie lepiej skorelowany z uzyskami z instalacji PV, niż w budynkach mieszkalnych gospodarstw domowych. Kolejną kluczową zmianą było objęcie firm systemem prosumenckim w sierpniu 2019 roku. Od tej pory małe i średnie przedsiębiorstwa (MŚP) mogą korzystać z przywilejów prosumenta o ile wytwarzanie energii elektrycznej nie stanowi przedmiotu ich przeważającej działalności gospodarczej.

Lawinowy rozwój fotowoltaicznych instalacji prosumenckich (w gospodarstwach domowych) nastąpił pod rządami przepisów ustawy prawo energetyczne, wprowadzonych w 2016 roku, określanych mianem zasady „net metering”. Podstawą tej regulacji było założenie możliwości magazynowania energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej, zgodnie z którą prosument okresowe nadwyżki energii produkowanej w jego źródle wprowadzał do sieci, by w dogodnym dla niego momencie odebrać „swoją” energię zdeponowaną wcześniej w sieci. Koszt świadczonej przez OSD „usługi magazynowania energii” był przez prosumenta pokrywany w formie „opustu”. Bezpłatnemu odbiorowi podlegała jedynie część zdeponowanej energii (odpowiednio: 70% – instalacja do 10 kW lub 80% – instalacja 10–50 kW). Podstawą realizacji opisanego powyżej mechanizmu był dwukierunkowy pomiar godzinowy energii: wprowadzanej do sie-



ci i pobieranej z sieci przez prosumenta, stąd jego nazwa „net metering”.

Fundamentalne założenie zasady „net metering” oparte było na dwóch kardynalnych błędach: technicznym i ekonomicznym. Z uwagi na fizykę zjawiska, magazynowanie energii elektrycznej w sieci elektroenergetycznej nie jest technicznie możliwe, co odróżnia energię elektryczną od paliwa gazowego lub ciepła, dla których sieć przesyłowa lub dystrybucyjna w określonych granicach może pełnić rolę magazynu wykorzystując dopuszczalną „deltę” ciśnień lub temperatur. W przypadku energii elektrycznej takich możliwości nie ma. Parametr fizyczny, jakim jest „pojemność sieci” umożliwia jedynie jej operatorowi na reagowanie na bieżące zmiany poziomu generacji, nadążanie za zmianami poboru energii, celem utrzymania równowagi bilansowej.

W praktyce więc nadwyżka energii wprowadzanej do sieci przez prosumenta jest na bieżąco konsumowana przez odbiorców zlokalizowanych w jego okolicy, a zasięg obszaru sieciowego, w którym to zjawisko zachodzi zależy wyłącznie od wolumenu energii wprowadzanej oraz od topologii sieci. Natomiast na potrzeby „odbioru” energii nominalnie zdeponowanej w innym interwale czasowym konieczne jest jej wytworzenie na potrzeby tego poboru. W tym miejscu tkwi drugi błąd w założeniach – tym razem ekonomiczny. Wartość energii wytwarzanej na potrzeby „odzyskania energii zdeponowanej” – z uwagi na inną chwilę czasową jej faktycznego wytworzenia – jest z definicji inna niż wartość energii wcześniej wprowadzonej do sieci. Poziom tej różnicy jest dodatkowo zmienny w czasie, gdyż zależy od wielu czynników. Nie ma więc ekonomicznego uzasadnienia „odzysku” bezpłatnego a dokładnie po stałej cenie wynikającej wyłącznie z wartości procentowej wymiarującej wolumen opustu.

Fałszywa atrakcyjność modelu net metering wynikała z jego prostoty z punktu widzenia prosumenta. Było dla niego całkowicie obojętne, kiedy energię wprowadzał do sieci i kiedy ją „odbierał”. Tym samym, niejako „przy okazji”, model ten utrwalał w społeczeństwie lukę edukacyjną, zgodnie z którą „prąd jest z gniazdka” i jest dostępny w taki sam sposób w każdej chwili.

Przykładowo, z punktu widzenia prosumenta tak uproszczony model doskonale się sprawdzał w przypadku ogrzewania z wykorzystaniem pompy ciepła zasilanej energią z własnych paneli PV. W praktyce nadwyżka energii z PV produkowanej latem zasilala

na bieżąco sąsiadów prosumenta. Natomiast na potrzeby zasilenia pompy ciepła w sezonie zimowym konieczne było dostarczenie mu energii wyprodukowanej na bieżąco w elektrowniach systemowych. Tym samym, wobec wciąż aktualnej struktury mixu energetycznego z dominującym udziałem węgla, rozwój ogrzewnictwa opartego na pompach ciepła wcale – wbrew głoszonym hasłom – nie spełnia celów polityki klimatycznej. Co więcej, model net metering był technicznie neutralny dla systemu elektroenergetycznego dopóki skala ilościowa jego zastosowań była zaniedbywalna względem poboru energii ogółem. W miarę rozwoju ilościowego zaczął być źródłem narastających problemów sieciowych i systemowych, co wymusiło jego zmianę.

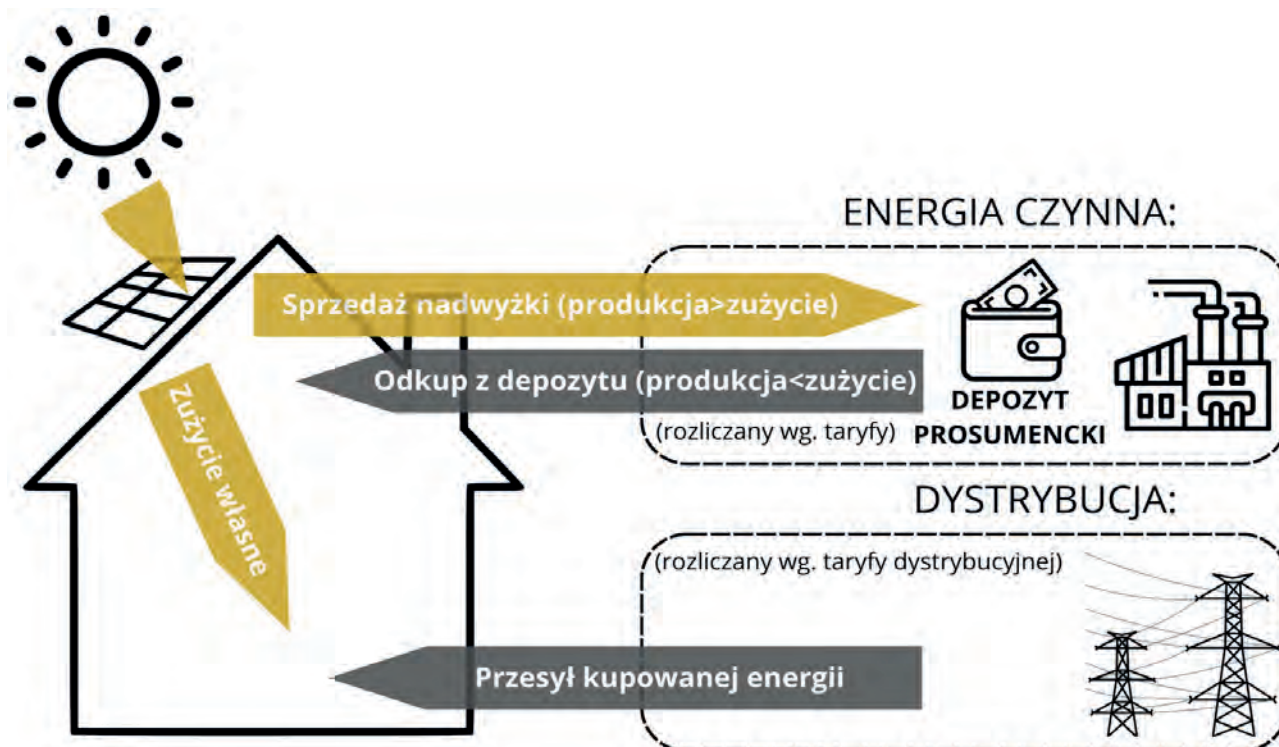
1.3.2. Mechanizm net-billing

W 2019 roku kolejną nowelizacją ustawy o OZE model net metering został zastąpiony modelem net-billing, z horyzontem jego stosowania przez 15 lat. Zgodnie z tym modelem energia nadwyżkowa wyprodukowana przez prosumenta nie „czeka” zdeponowana w sieci na jej odbiór. Jest wprowadzana do sieci przez prosumenta na zasadzie sprzedaży (środki ze sprzedaży lokowane są w indywidualnym depozycie prosumenckim) a pobierana przez niego jako odbiorcę z sieci na zasadzie zakupu. Prosument zgromadzone środki w swoim depozycie może przeznaczyć jedynie na zakup energii czynnej (kiedy produkcja < zużycie), natomiast koszt opłaty dystrybucyjnej ponoszony jest zgodnie z taryfą (poza dostępnym depozytem). Schemat działania systemu net-billing przedstawiony jest na Rysunku 4.

Różnica w cenie zakupu i sprzedaży, obrazująca zmieniające się uwarunkowania pracy KSE, jest motywatorem do podjęcia przez prosumenta aktywności lepiej dopasowujących jego działania do tych uwarunkowań. Polegają one w szczególności na unikaniu bezrefleksyjnego wpychania energii do sieci w okresach jej nadmiaru (kiedy cena energii jest niska) i pobierania energii z sieci w okresach jej deficytu (kiedy jej cena jest wysoka).

Ogólne założenia zasady net-billing są prawidłowe (radikalnie lepsze niż zasady net metering). Jednakże poprawność jej funkcjonowania silnie zależy od sposobu zdefiniowania cen energii na strumieniach sprzedaży do sieci i zakupu z sieci, a jej atrakcyjność ekonomiczna zależy dodatkowo od umiejętności zarządzania przez prosumenta strumieniami energii pobieranymi i oddawanymi do sieci (nakłada na pro-

Rysunek 4. Zasada rozliczeń energii elektrycznej z mikroinstalacji PV w systemie net-billing.



Źródło: IEO.

sumenta obowiązek świadomego uczestniczenia w procesach rynku energii).

Zgodnie z ustawą Prawo Energetyczne cena sprzedaży energii przez prosumenta do sieci do 30 czerwca 2024 roku jest ustalana przez PSE SA jako „miesięczna cena rynkowa” (RCEm). Zasluguje na uwagę fakt, że zgodnie z ustawą możliwe jest dokonanie zmian ex post w ogłoszonej miesięcznej rynkowej cenie energii. Zgodnie z art. 11y ust. 1. pkt. 8 ustawy Prawo energetyczne, Operator Informacji Rynku Energii (którego funkcję wykonuje PSE SA) w przypadku otrzymania korekty danych pomiarowych, dostarczanych przez OSD, oblicza skorygowaną wartość miesięcznej rynkowej ceny energii. Warunkiem dokonania (ogłoszenia) korekty jest wykazanie (wyliczenie) różnicy większej niż 0,1%. Ustawa nie przewiduje górnej granicy tej korekty, jakkolwiek w praktyce różnica ta nie przekroczyła dotychczas 2%.

Do obliczania rynkowej miesięcznej ceny energii PSE SA korzysta ze wzoru:

$$RCEm = \frac{\sum_{t \in T} (E_t * RCE_t)}{\sum_{t \in T} E_t}$$

gdzie:

E_t – sumaryczny wolumen energii elektrycznej wprowadzanej do sieci elektroenergetycznej w okresie rozliczania niezbilansowania t przez prosumentów energii odnawialnej oraz prosumentów zbiorowych energii odnawialnej wytwarzających energię elektryczną w mikroinstalacjach lub małych instalacjach, przyłączonych do sieci operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych, posiadających bezpośrednie połączenia z siecią przesyłową oraz posiadających zawartą umowę na świadczenie usług dystrybucyjnych z co najmniej 200 000 odbiorców końcowych [MWh],

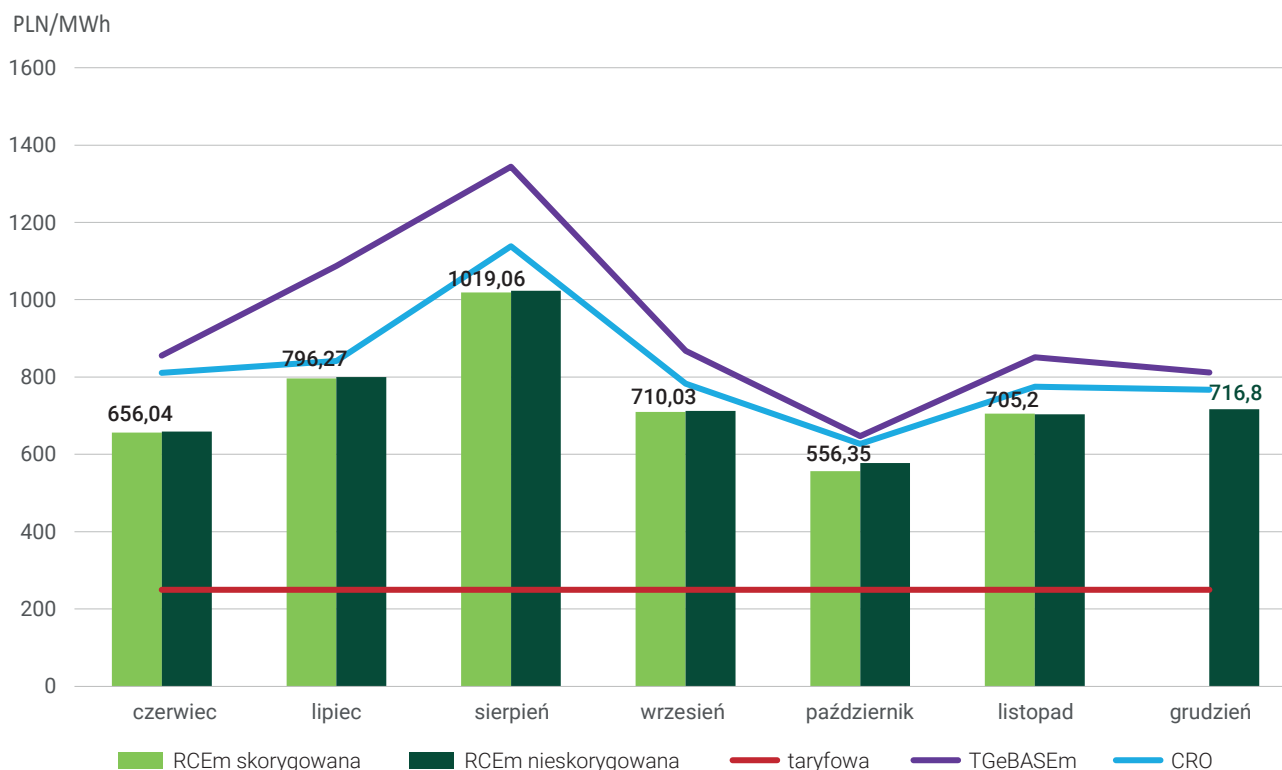
RCE_t – rynkowa cena energii elektrycznej, o której mowa w art. 4b ust. 4 i 6 ustawy o OZE, w okresie rozliczania niezbilansowania t , przy czym jeżeli RCE_t ma wartość ujemną dla danego okresu t , to dla tego okresu t przyjmuje się RCE_t równą zero [zł/MWh],

T – zbiór okresów rozliczania niezbilansowania w miesiącu.

W praktyce $RCEm$ jest więc ważona wolumenem energii wprowadzonej przez wszystkich prosumentów (w mikroinstalacjach lub małych instalacjach) przyłączonych do sieci pięciu operatorów: ENEA



Rysunek 5. Wartości RCEm za kolejne miesiące roku 2022 vs cena energii wg taryfy zatwierdzonej przez prezesa URE oraz wartości średnie miesięczne wybranych produktów: TGeBASE oraz CRO.



Źródło: IEO na podstawie <https://enerad.pl/aktualnosci/rynkowa-cena-energii-elektrycznej-a-net-billing-cena-sprzedazy/>.

Operator sp. z o.o., ENERGIA-OPERATOR S.A., PGE Dystrybucja S.A., Stoen Operator sp. z o.o., TAURON Dystrybucja S.A.

Wartości RCEm za rok 2022 (od początku ich stosowania) przedstawiono na Rysunku 5.

Cena zakupu energii przez prosumenta zależy od charakteru kontraktu stanowiącego podstawę tego zakupu. W przypadku klasycznych prosumentów (odbiorców w gospodarstwach domowych) w dalszym ciągu obowiązuje prawo odbiorcy do korzystania z taryfy w umowie kompleksowej (zakup energii po cenie ustalonej w taryfie zatwierdzonej przez Prezesa URE – aktualnie na poziomie 251–254,75 zł/MWh, w zależności od sprzedawcy kompleksowego, co zaznaczono linią czerwoną)

W efekcie, w okresie przejściowym – od 1 lipca 2022 do 30 czerwca 2024 roku – mechanizm net-billing nie będzie jeszcze w praktyce „wymuszał” dynamicznej, proefektywnościowej zmiany zachowań prosumentów, uwzględniających wewnątrzdobowe wahania ceny energii. Wysokości cen energii zarówno na strumieniu odsprzedaży nadwyżek ener-

gii do sieci jak i zakupu na potrzeby własne będą relatywnie stabilne (w odniesieniu do dynamicznie zmieniających się z godziny na godzinę kosztów zaopatrzenia odbiorcy w energię). Okres ten ma służyć przygotowaniu narzędzi technicznych obsługi modelu docelowego. Tym nie mniej – biorąc pod uwagę inercję decyzji taryfowych i politycznie uwarunkowaną tendencję do zaniżania cen energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych – związany ze wzrostem cen paliw wzrost ceny energii na rynku hurtowym, a z drugiej strony, opłacalność inwestycji prosumenckiej, gwarantującej zaopatrzenie w energię własną po koszcie stałym, wynikającym wyłącznie z poniesionych nakładów inwestycyjnych i dodatni bilans wymiany energii z siecią wydaje się być niezagrażoną opcją dodaną pomimo zmiany mechanizmu wsparcia.

Zauważyć przy tym należy, że w okresie przejściowym, tj. do połowy 2024 roku narzucony ustawowo mechanizm rozliczania nadwyżek jest systematycznie mniej korzystny dla prosumenta niż ekspozycja na otwarty rynek. Zarówno indeks giełdowy TGeBASEm, jak i indeks Rynku Bilansującego CRO w każdym miesiącu rozpatrywanego okresu osiągały wartości

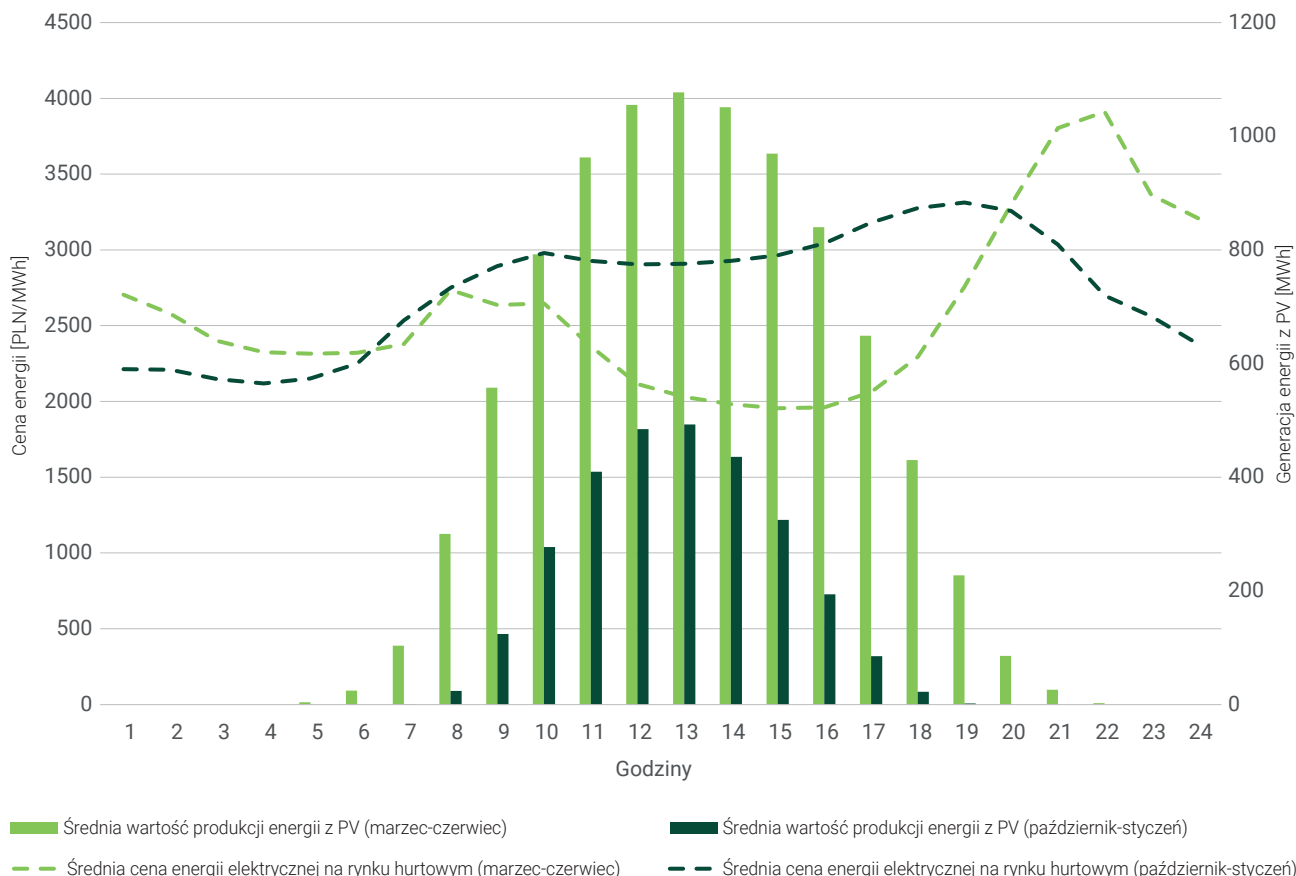
wyższe od RCEm. Kwestię tę widać w szczytowym (wiosenno-lętnim) okresie generacji energii z PV. W tych miesiącach fotowoltaika w znacznym stopniu obniża cenę energii na rynku hurtowym w godzinach słonecznych. Co przekłada się na niższą cenę RCEm (kanibalizm cenowy). Biorąc pod uwagę miesiące zimowe, cena ta jest na stabilniejszym poziomie gdyż fotowoltaika ma dużo mniejszą generację co przekłada się na wyższe ceny RCEm, ale za to mniej energii jest sprzedawane. Porównanie omówionych przypadków można zobaczyć na Rysunku 6.

Od 1 lipca 2024 roku sprzedaż nadwyżek energii prosumenckiej ma się odbywać po cenie godzinowej. Dotychczas źródłem informacji o cenach godzinowych jest TGE. W powiązaniu z ewentualnym wprowadzeniem dla odbiorców energii taryf dynamicznych, a przynajmniej taryf wielostrefowych w obrocie i dystrybucji (z ceną energii i stawką sieciową zmienną zróżnicowanymi w poszczególnych godzinach doby) wykreuje to podstawę do rzeczywistego wdrożenia mechanizmów optymalizujących

cych zachowania odbiorców energii i prosumentów z punktu widzenia możliwości i potrzeb KSE jako całości. W konsekwencji pozwoli to na uniknięcie nadmiernego wzrostu kosztów zaopatrzenia odbiorców w energię elektryczną.

Mechanizmy optymalizujące zachowanie prosumentów, o których mowa powyżej to przede wszystkim wymagające wdrożenia narzędzia zarządzania własnym popytem w funkcji bieżącej rynkowej ceny energii (infrastruktura sieci domowej). Różne formy lokalnego zagospodarowania nadwyżek energii z bieżącej produkcji PV, w tym wykorzystanie jej do celów grzewczych w formule Power to Heat (P2H), ewentualnie pozyskanie kompetencji do przesuwania w czasie oddawania do sieci (sprzedaży) pozostałych nadwyżek energii względem momentu ich wytworzenia (krótkotrwałe magazynowanie odwracalne energii elektrycznej). Docelowo, atrakcyjność każdego z tych modeli optymalizowania zachowań będzie zależeć od głębokości i przewidywalności spreadu na godzinowych cenach energii.

Rysunek 6. Średnie godzinowe ceny energii elektrycznej na rynku hurtowym z korelacją generacji PV dla wybranych miesięcy w 2022 roku.



Źródło: TGE, PSE, ENTSO-E, oprac. IEQ.



Tabela 4. Porównanie rozliczania nadwyżek energii wprowadzanej do sieci przez prosumentów w systemach net metering i net-billing.

Podmiot	Net metering		Net-billing	
	Zasada	Skutek	Zasada	Skutek
Prosument w gospodarstwie domowym	Opust 0,8 dla mikroinstalacji <10kWp	Przepadek nadwyżki energii zmagazynowanej w sieci ponad wolumen odebrany w cyklu rocznym	Sprzedaż energii po cenie RCEm; zakup energii czynnej po cenie taryfowej w umowie kompleksowej	Wynik finansowy zależny od: relacji cen zakupu i sprzedaży; relacji wolumenów energii kupowanej i sprzedawanej
	Opust 0,7 dla pozostałych mikroinstalacji			

Źródło: IEO.

Zachodzi jednak pytanie, jaka będzie wiarygodność indeksów giełdowych, stanowiących podstawę rozliczeń wg modelu net-billing, po rezygnacji z obliża giełdowego. Jej skutkiem prawdopodobnie będzie bowiem spadek wolumenu obrotów i płynności tego rynku.

Poniżej, w Tabeli 4, zestawiono różnice w sposobie rozliczeń nadwyżek energii wprowadzanych do sieci elektroenergetycznej w nowym i poprzednim systemie prosumenckim.

FIT (Feed-in-tariff) jest to najprostszy mechanizm wspierania rozwoju nowej technologii wytwarzania energii ze źródeł rozproszonych (wspierania drobnych inwestorów). Polega na ustawowym określe-

niu stałej ceny energii, po jakiej nadwyżki ponad autokonsumpcję są sprzedawane do zdefiniowanych przedsiębiorstw obrotu przez z góry określony okres. Pozwala to zdjąć z inwestora ryzyko wynikające ze zmienności cen na rynku energii, a w konsekwencji obniżyć koszt dostępu do kapitału.

FIP (Feed-in-Premium) jest odmianą powyższego, polegająca na gwarantowaniu dopłaty do ceny inwestora, jeżeli cena rynkowa spadła poniżej jej poziomu, z analogicznym efektem końcowym.

Niestety, w odniesieniu do inwestorów w mikroinstalacjach PV (prosumentów) w Polsce żaden z tych mechanizmów nie został zastosowany.

Rozdział II. Ceny paliw i energii w otoczeniu prosumentów





Na otoczenie rynkowe prosumentów składają się następujące elementy, generujące ryzyka modyfikowane odpowiednio do ich charakteru:

- ▶ Legislacyjne zasady wspierania prosumentów, przedstawione powyżej, podlegające ustawicznemu nowelizacji. Źródłem ryzyka mogą być zmiany w zakresie narzędzi wsparcia eksploatacyjnego, natomiast odporność na te ryzyka rośnie ze wzrostem stopnia lokalnego wykorzystania własnej produkcji energii.
- ▶ Zmienność cen na rynku energii elektrycznej, determinujących poziom osiągalnych korzyści w formule kosztów unikniętych. W tym przypadku korzyścią kredytobiorcy jest zwiększenie jego odporności na zakłócenia w dostawie energii elektrycznej z sieci oraz na zachwianie płynności finansowej z powodu drastycznego wzrostu cen energii dostępnej z sieci.

Od 2019 roku, po wieloletnim okresie względnej stabilizacji, obserwowany jest systematyczny wzrost poziomu cen energii dla odbiorców w gospodarstwach domowych, co – wobec wdrożenia zasady net-billing – oznacza wzrost atrakcyjności inwestowania we własne źródło energii elektrycznej z maksymalizacją autokonsumpcji.

Od 2021 roku wzrostowi cen energii elektrycznej towarzyszy dynamiczny wzrost cen gazu ziemnego oraz węgla, co dodatkowo zwiększa atrakcyjność prosumeryzmu zorientowanego na cele grzewcze w ramach autokonsumpcji lokalnie pozyskanej energii.

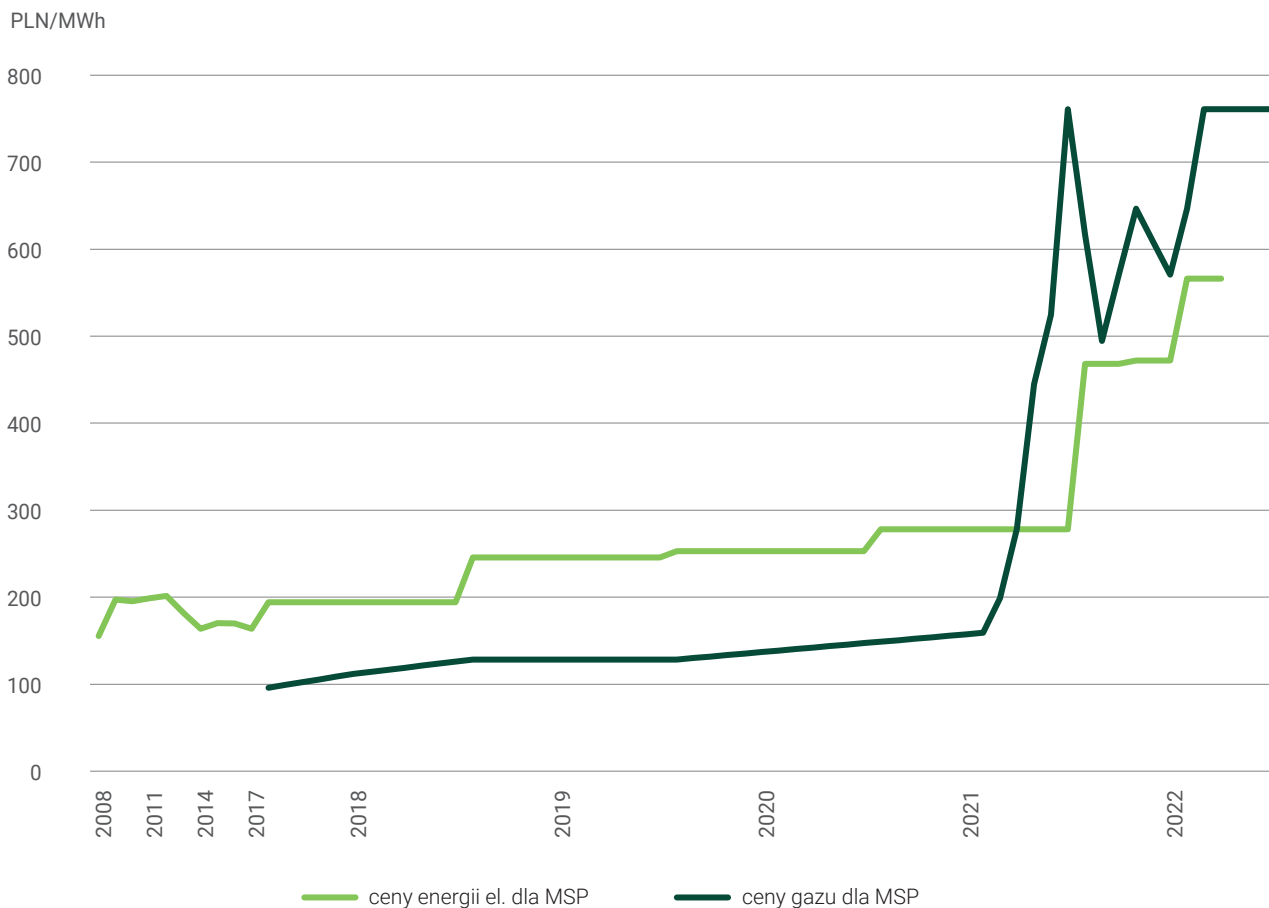
Zmienność cen na rynku energii elektrycznej i paliw stosowanych do ogrzewania, determinujących atrakcyjność wykorzystania „własnej” produkcji energii elektrycznej w formule P2H. Odporność na te ryzyka rośnie ze wzrostem umiejętności realizowania przez prosumenta gry cenowej na potrzeby P2H: lokalne-

Rysunek 7. Ceny detaliczne energii i jej nośników dla gospodarstw domowych.



Źródło: URE.

Rysunek 8. Ceny detaliczne EE 2011 (2016–2022) na rynku konkurencyjnym, z których korzystają firmy (MSP). Wartości cen energii elektrycznej – średnioroczne, za wyjątkiem roku 2022, gdzie przedstawiono wartości średnie kwartalne dla kw. I–III.



Źródło URE, PGNiG.

go wykorzystania własnej produkcji ciepła z energii elektrycznej gdy ceny hurtowe energii elektrycznej są niskie i przechodzenia na CHP z paliw kopalnych gdy ceny energii elektrycznej rosną powyżej określonego progu.

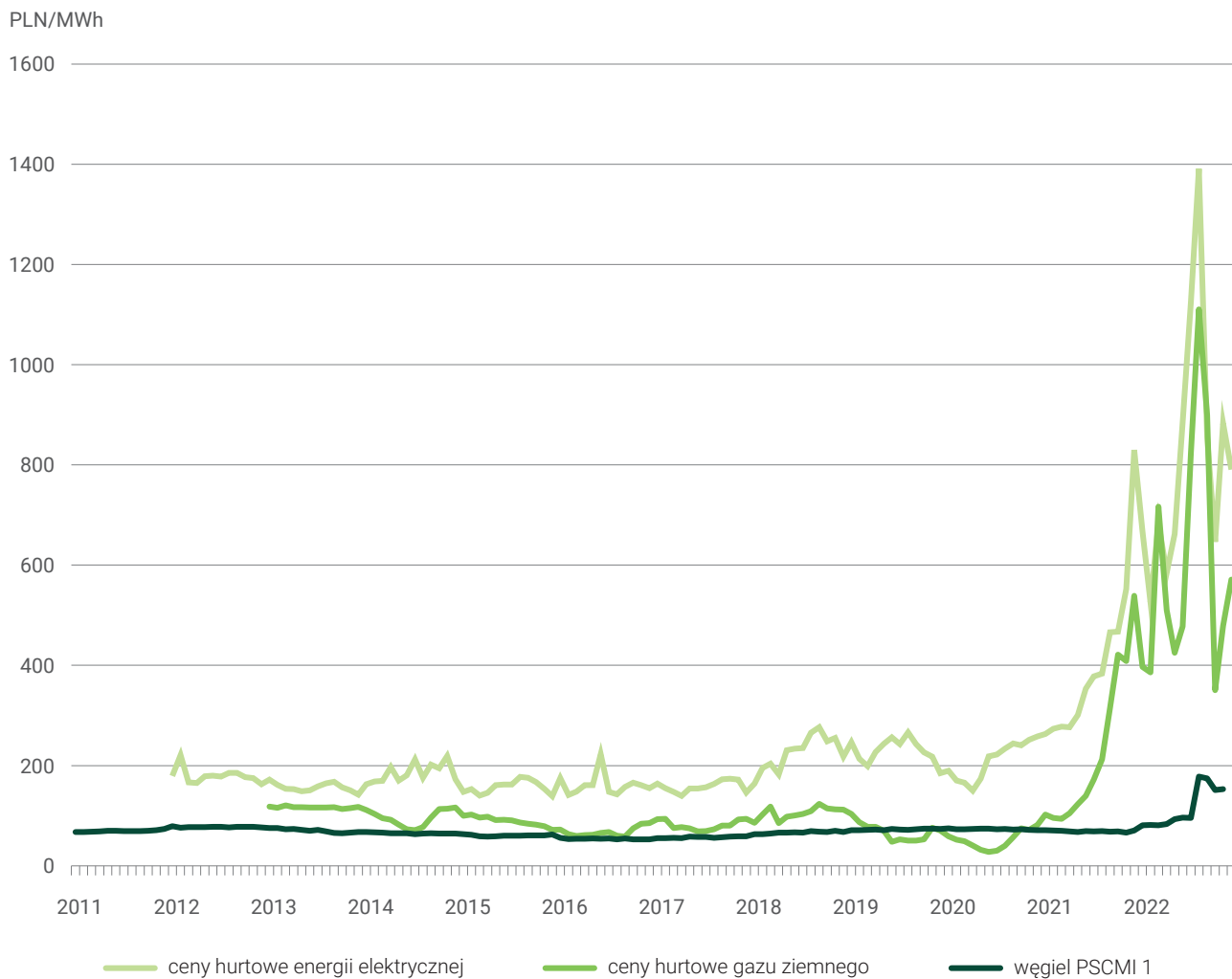
Ceny nośników kopalnych energii, a w konsekwencji ceny hurtowe energii elektrycznej, wykazują w okresie ostatnich 5–15 lat wspólną dynamikę zmian. Przez relatywnie długi okres były generalnie stabilne, podlegały jedynie nieznacznym wahaniom, natomiast od 2020–2021 roku podlegają dynamicznemu wzrostowi. W głównej mierze jest to efektem

agresywnej polityki Federacji Rosyjskiej – zwłaszcza na rynku gazu, oraz skutków ubocznych sankcji nałożonych na import paliw rosyjskich w odpowiedzi na agresję Federacji Rosyjskiej przeciwko Ukrainie. Jest to forma zmaterializowania ryzyka politycznego obciążającego paliwa kopalne.

Ceny detaliczne krytycznych dla ogrzewnictwa nośników energii, jakimi są paliwa gazowe i węgiel, podążają za cenami hurtowymi, z amplitudą dodatkowo powiększoną o marżę detaliczną (węgiel) modyfikowaną przy tym politycznie taryfami dla paliwa gazowego.



Rysunek 9. Ceny hurtowe energii elektrycznej i jej nośników.



Źródło: TGE.

Rozdział III. Czynniki opłacalności inwestycji prosumenckich PV w systemie net-billing





System rozliczeniowy net-billing obejmuje prosumentów, którzy posiadają mikroinstalacje o mocy do 50 kW, przy czym prosumenci o mocach szczytowych do 10 kW wspierani są programem rządowym „Mój Prąd”, którego jest już piąta edycja rozpoczęta pod koniec 2022 roku. Natomiast instalacje w przedziale mocy 50 kW do 1 MW, jeszcze nie wymagające koncesji – a tym samym nie posiadające przymiot „energetyki zawodowej” podlegają ogólnym regułom rynku, tj. mają kompetencję do zakupu i sprzedaży energii elektrycznej na rynku.

Tym samym, ocena opłacalności inwestowania, co do zasady jednolita dla wszystkich kategorii prosumenta, wymaga uwzględnienia szczegółowych uwarunkowań wynikających z posiadanej lub planowanej do zainstalowania mocy szczytowej źródła PV, zestawionych w Tabeli 5.

Arbitraż kosztów koniecznych do poniesienia i przychodów możliwych do osiągnięcia w przypadku prosumenta pod rządami aktualnie obowiązującej legislacji dokonuje się na następujących płaszczyznach:

Nakłady inwestycyjne do poniesienia na prosumencką mikroinstalację PV oraz ewentualnie pomniejszone o dotację bezzwrotną w ramach programu wsparcia „Mój Prąd” i bieżące niewielkie koszty serwisowania tej instalacji wyznaczają jednostkowy koszt energii elektrycznej ze źródła prosumenckiego. Koszt ten może być dla prosumentów objętych mechanizmem net-billing, zwiększony w przypadku odprowadzenia do sieci na tyle dużej nadwyżki względem bieżącego zapotrzebowania, że jej część nie ulegnie wykorzystaniu w ramach okresowego finansowego rozliczania depozytu prosumenckiego. Natomiast równoważy go koszt uniknięty zaopatrzenia w energię elektryczną z sieci w odniesieniu do energii z PV zużywanej na bieżąco.

Co więcej, energia elektryczna pobierana z sieci w ramach rozliczania depozytu prosumenckiego wg mechanizmu net-billing jest obciążona wszystkimi kosztami dystrybucyjnymi wynikającymi z taryfy lokalnego OSD, a w odniesieniu do energii elektrycznej jako towaru ma zastosowanie różnica pomiędzy ceną przy jakiej energia jest wprowadzana do depozytu; „sprzedawana” (aktualnie wg rynkowej miesięcznej ceny energii z poprzedniego, publikowanej przez PSE) – i „kupowana” z sieci – wg bieżących cen taryfy lub umowy.

Oznacza to, że prosument rozliczający się w mechanizmie net-billing powinien być zainteresowany maksymalnym wykorzystaniem energii wyprodukowanej we własnym źródle w ramach autokonsumpcji bezpośredniej, tzn. bez „oddawania” energii do sieci i rozliczania jej poprzez depozyt prosumencki. Osiągnąć ten cel można dwoma drogami:

- ▶ minimalizując inwestycję w mikroinstalację, tak by jego moc chwilowa nie przekraczała chwilowego zapotrzebowania na energię w całym okresie funkcjonowania instalacji,
- ▶ gospodarując nadwyżkę energii elektrycznej np. w formie elektro-ogrzewnictwa.

Podkreślenia wymaga fakt, że ograniczanie zakresu inwestycji względem możliwości technicznych, wynikających w szczególności z powierzchni dachu możliwej do efektywnego wykorzystania, prowadzi do zawyżania wysokości jednostkowych nakładów na instalację PV. Przekłada się to z kolei na wzrost opisanego powyżej kosztu jednostkowego uzyskiwanej energii. Natomiast lokalne zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej w formie ciepła wymaga zastąpienia lub uzupełnienia posiadanych aktywów grzewczych, wykorzystujących paliwa kopalne, aktywami elektro-grzewczymi, tj. przetworni-

Tabela 5. Systemy rozliczenia dla prosumentów.

Moc szczytowa zainstalowana	Do 10 kW	Od 10 kW do 50 kW	Od 50 kW do 1 MW
Dedykowane wsparcie	„Mój Prąd”	brak	brak
Dedykowany mechanizm rozliczeń	net-billing	net-billing	brak
Kompetencje rynkowe	brak	brak	kupno/sprzedaż energii na rynku

Źródło: IEQ.

kiem energia elektryczna → ciepło (np. w postaci bojlera lub kotła elektrodowego) oraz – z uwagi na przesunięcie w czasie procesów generacji energii elektrycznej i zapotrzebowania na ciepło – elementu magazynującego ciepło. W przypadku prosumenta indywidualnego, zainteresowanego wykorzystaniem ciepła wyłącznie w formie C.W.U., obydwie wymienione funkcje (przetwornika i magazynu) pełni bojler. Należy jednak zauważyć, że takie rozwiązanie, z uwagi na silną sezonowość wytwarzania energii elektrycznej z instalacji PV jest w pełni funkcjonalne wyłącznie w sezonie wiosenno-letnim (od marca do października). W pozostałym okresie roku dostępność C.W.U. musi zapewnić instalacja dotychczasowa (dodatkowa). Korzyść prosumenta wynikać może w takim przypadku wyłącznie z:

- ▶ ograniczenia zużycia paliwa kopalnego,
- ▶ zwiększenia komfortu (brak konieczności utrzymywania w pracy kotła dwufunkcyjnego w okresie letnim, tylko na potrzeby C.W.U., kiedy jego funkcja grzewcza jest zbędna).

Jeżeli natomiast nadwyżka wytwarzanej energii elektrycznej jest systematycznie większa od zapotrzebowania na energię na potrzeby C.W.U., racjonalne jest rozważenie wykorzystania jej do celów grzewczych (CO). Wymaga to jednak zbudowania

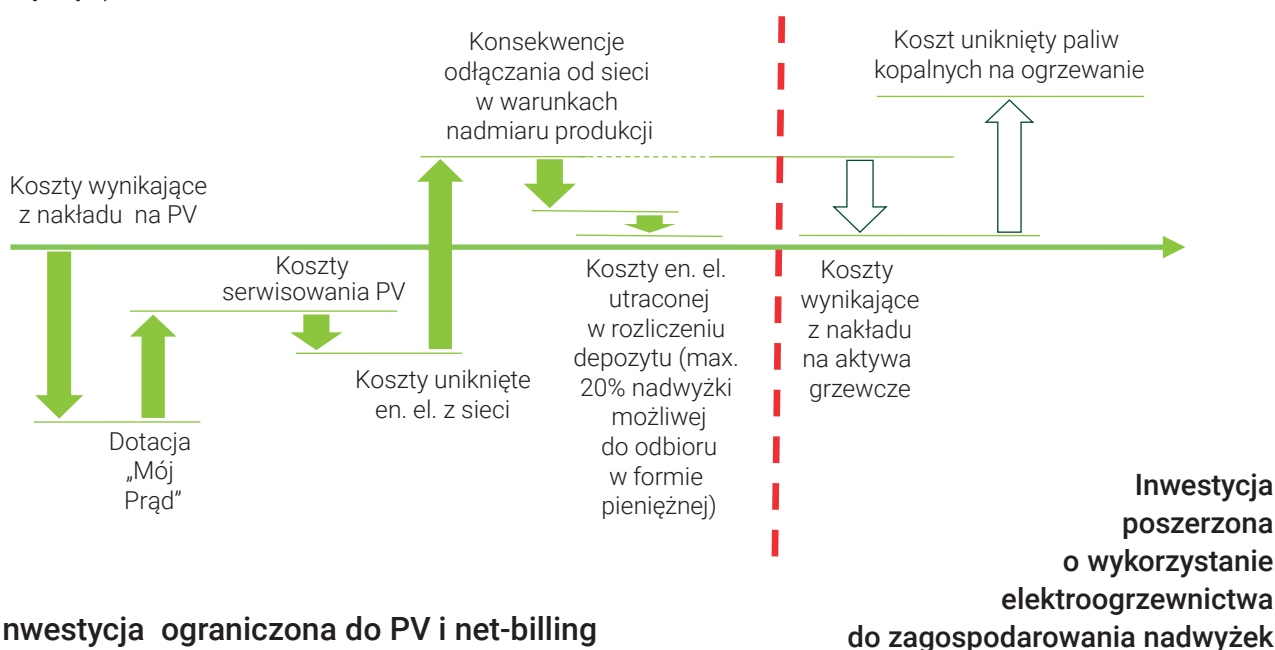
zdolności do magazynowania ciepła w większej skali i w dłuższym okresie, co zazwyczaj pozostaje poza zasięgiem prosumentów indywidualnych, ale może być natomiast istotne oraz w zasięgu finansowym prosumentów biznesowych. W przypadku, gdy są w stanie wolumen energii elektrycznej z własnej instalacji PV uzupełnić energią z innych źródeł OZE, np. wiatrowych w ramach kontraktów PPA, pozwala to zrationalizować objętość (pojemność) sezonowego magazynu ciepła przy konsekwentnej rezygnacji z paliw kopalnych jako głównego nośnika energii na potrzeby ogrzewania.

Na Rysunku 10 przedstawiono schematycznie opisane powyżej relacje właściwe dla prosumenta dysponującego instalacją o mocy do 10 kW (prosumenta indywidualnego). W ich przypadku mechanizm net-billing nie przewiduje możliwości sprzedaży nadwyżek energii na rynek.

Uruchomienie opcji wykorzystania nadwyżek energii w formie „power to heat” (P2H) eliminuje ryzyko ponoszenia skutków odłączenia od sieci z powodów napięciowych (cała produkcja energii elektrycznej konsumowana jest lokalnie) oraz ryzyko utraty nadwyżki z depozytu prosumenckiego.

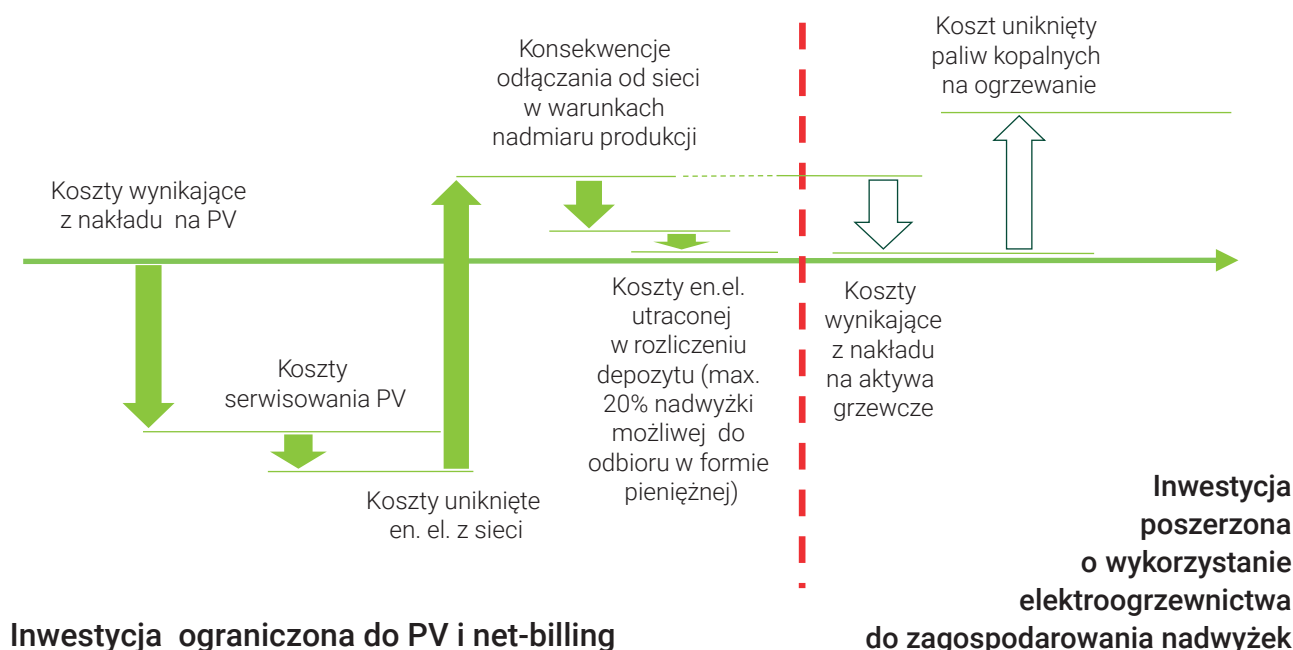
Odmienne kształtują się te warunki w odniesieniu do podmiotów dysponujących instalacją

Rysunek 10. Prosument do 10 kW – bilans kosztów w okresie życia instalacji (net-billing ze wsparciem Programem „Mój Prąd”).



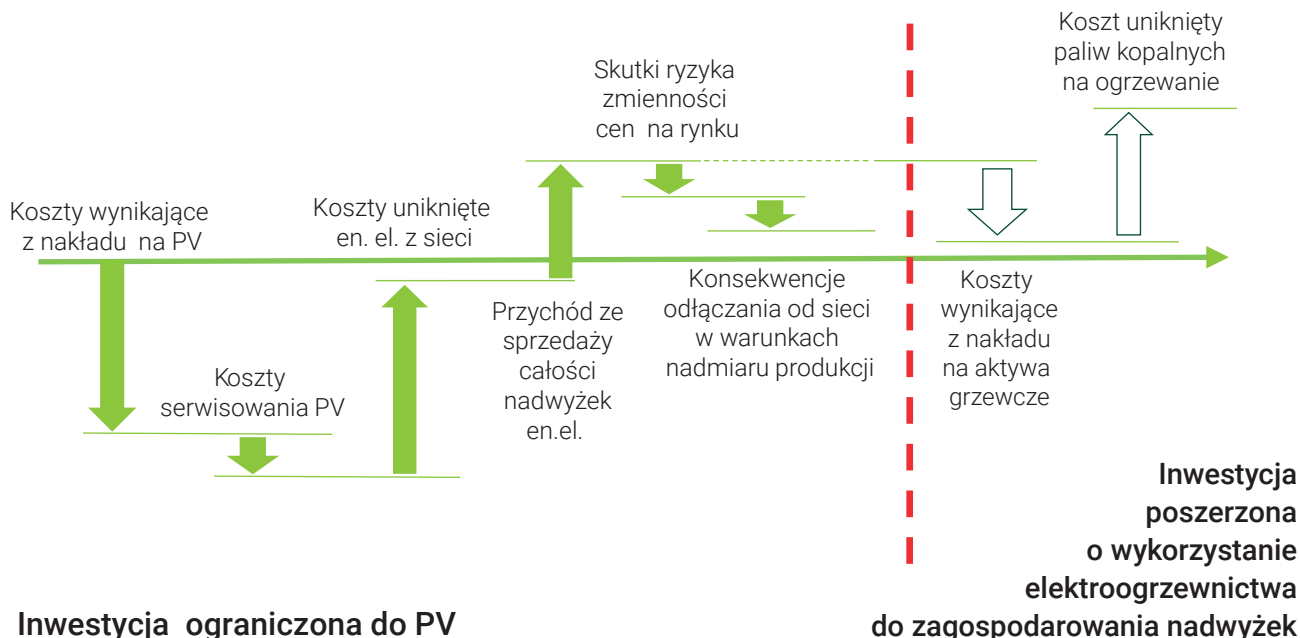
Źródło własne, oprac. IEQ.

Rysunek 11. Prosument od 10 do 50 kW (net-billing bez wsparcia Programem „Mój Prąd”).



Źródło własne, oprac. IEO.

Rysunek 12. Prosument biznesowy (autoproducent) o mocy instalacji PV od 50 kW do 1 MW (zagospodarowanie nadwyżek na rynku energii).



Źródło własne, oprac. IEO.

PV o mocy szczytowej w przedziale od 10kW do 50kW. W ich przypadku nie ma zastosowania dotacja w ramach programu „Mój Prąd”, natomiast prosumenci są nadal objęci ryzykiem utraty nadwyżek w ramach systemu net-billing. Przedstawiono to na Rysunku 11.

Jeszcze inaczej relacje te przebiegają w przypadku prosumentów (autoproducentów) dysponujących instalacją o mocy z przedziału od 50 kW do 1MW, których nie dotyczy zarówno Program „Mój Prąd”, jak i system rozliczeń net-billing, za to mogą „grać” na rynku energii czyli wykorzystywać nadmierną

energię na potrzeby własne jak również sprzedawać nadwyżki, co przedstawiono na Rysunku 12.

Podkreślenia wymaga, że schematy przepływów energii w tak rozbudowanej instalacji prosumenta są zmienne w czasie i ze zmienną intensywnością zachodzą w różnych relacjach pomiędzy poszczególnymi jej elementami. Dlatego tak ważnym elementem jest:

- ▶ właściwa konfiguracja instalacji PV odnośnie parametrów poszczególnych jej elementów (mocy i pojemności),
- ▶ właściwy schemat połączeń, umożliwiający przepływy w pożądanym relacjach,
- ▶ system zarządzania przepływami energii umożliwiający optymalne wykorzystanie posiadanych aktywów w trybie zautomatyzowanym.

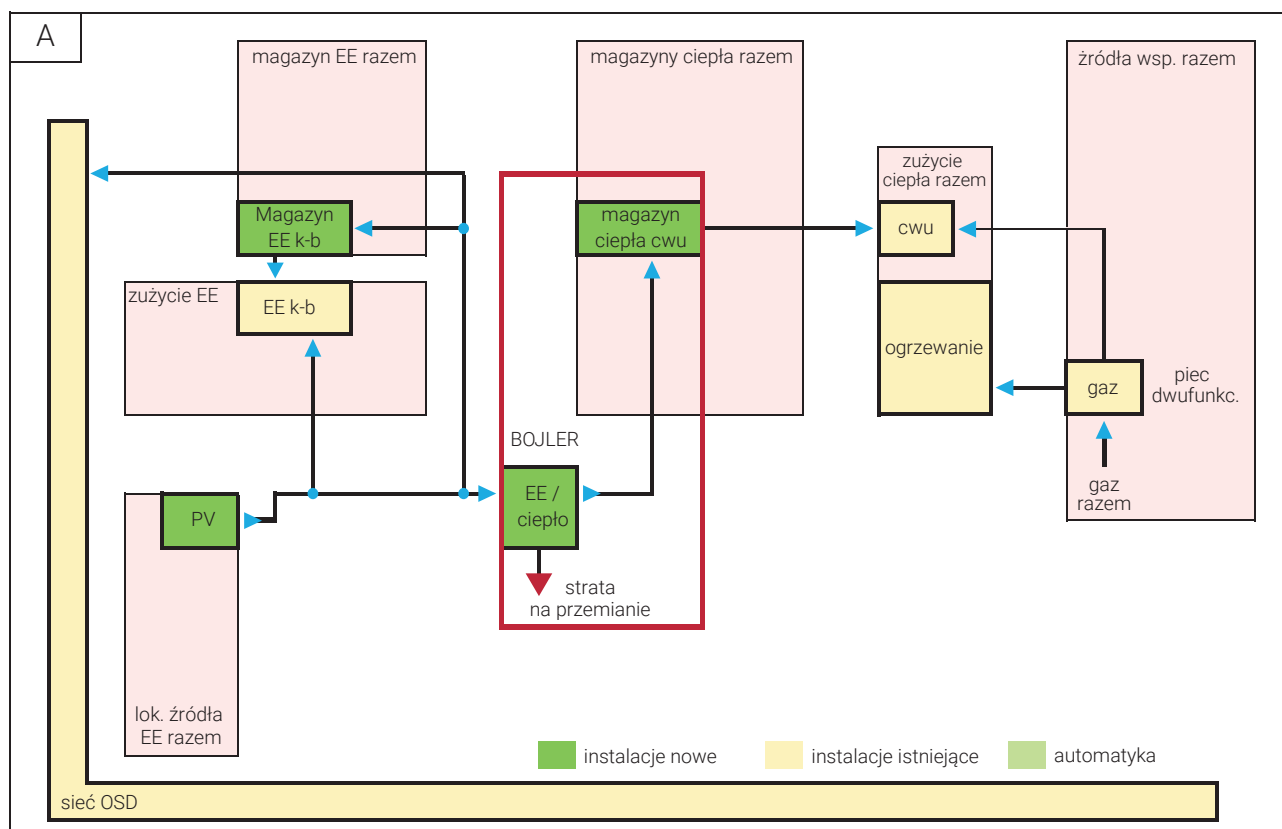
Na Rysunku 13 przedstawiono ogólny schemat instalacji PV prosumenta w gospodarstwie domowym zainteresowanego „grą” na strefach czasowych ta-

ryfy dla energii elektrycznej z wykorzystaniem magazynu bateryjnego oraz wykorzystaniem nadwyżek energii elektrycznej do zaspokojenia zapotrzebowania na C.W.U.

Warto podkreślić, że w pierwotnej koncepcji prosumeryzmu opartego na net metering obiektami tworzącymi ekosystemu prosumenta były tylko sieć, instalacja PV i zużycie własne energii elektrycznej (lewa, dolna część schematu). System net-billing nakazuje uwzględnienie w procesie planowania inwestycji i jej użytkowania instalacji prosumenckiej szeregu innych elementów i czynników (ceny energii, domowe instalacje energetyczne, magazyny energii, zapotrzebowanie na różne nośniki energii, w tym energię elektryczną, ciepło i ciepłą wodę oraz automatyka).

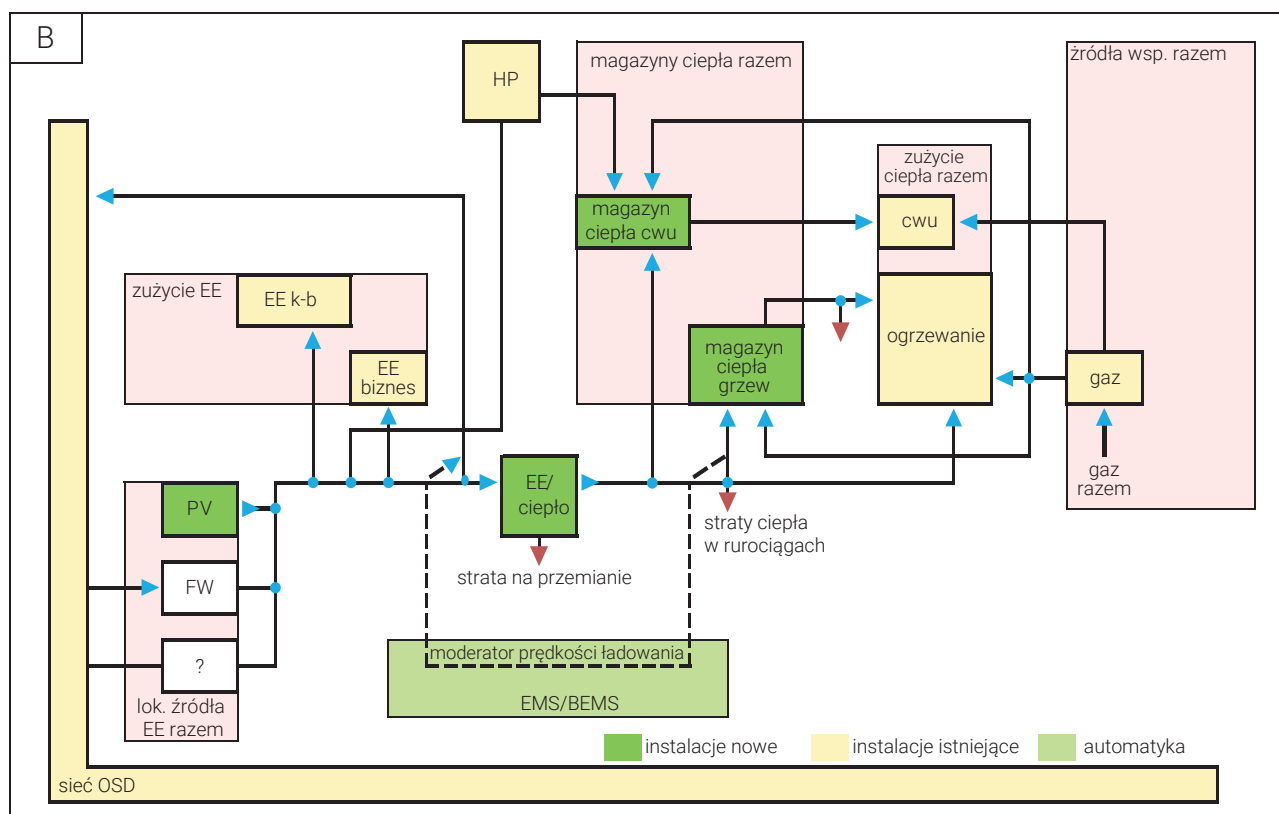
Na Rysunku 14 przedstawiono konfigurację inwestycji prosumenta biznesowego do 50 kW, zainteresowanego wykorzystaniem nadwyżek energii elektrycznej z instalacji PV do ograniczenia zapotrzebowania na paliwa kopalne na cele grzewcze i do C.W.U. zużywanej w celach socjalnych, bez magazynu bateryjnego energii elektrycznej.

Rysunek 13. Ogólny schemat instalacji prosumenta w gospodarstwie domowym.



Źródło własne, oprac. IEO.

Rysunek 14. Ogólny schemat instalacji prosumenta biznesowego.



Źródło własne, oprac. IEO.

Schemat instalacji (ekosystem) prosumenta biznesowego jest bardziej złożony niż od systemu, w jakim działa prosument indywidualny.

Kluczowe czynniki warunkujące opłacalność

Biznesplan inwestycyjny w instalację PV musi uwzględniać następujące czynniki o działaniu przeciwnym:

- **Moc zainstalowana szczytowa instalacji PV** względem teoretycznie dostępnej z uwagi na powierzchnię możliwe do efektywnego wykorzystania. Im jest większa, tym bardziej pokryte mogą być potrzeby własne i tym niższy jest koszt jednostkowy pozyskanej energii elektrycznej (stosunek uzyskanej energii do nakładów inwestycyjnych powiększonych o koszty serwisowania). Od pewnego poziomu szczytowej mocy zainstalowanej PV pojawia się większy wolumen energii nadwyżkowej, której zagospodarowanie może być źródłem strat (przychodów niższych od kosztu pozyskania energii) i tym bardziej rośnie ryzyko odłączeń od sieci związanych z nieopanowanymi przez

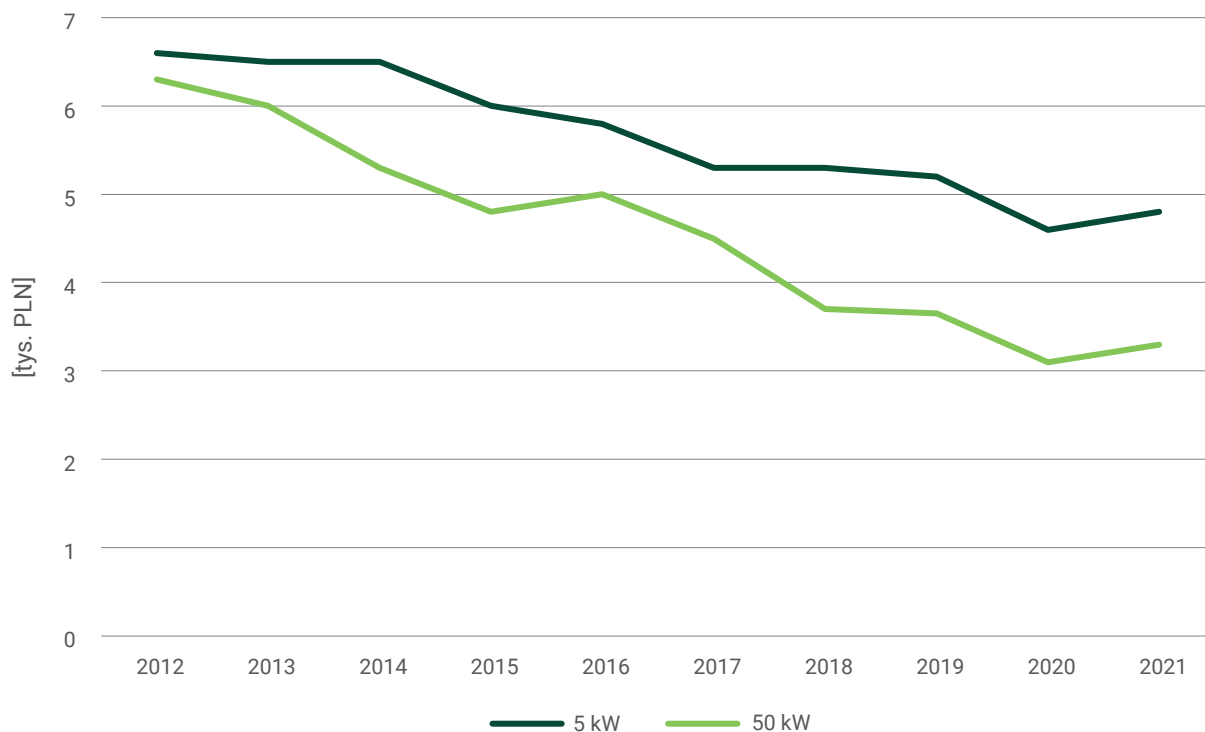
OSD problemami napięciowymi sieci dystrybucyjnej. Kwestia przeciążeń w sieci i odłączeń instalacji nie jest zależna od inwestora, ale jest wypadkową także sąsiedzkich instalacji PV, jakkolwiek maksymalizowanie mocy szczytowej zainstalowanej w każdym przypadku zwiększa ryzyko pojawienia się problemów napięciowych i automatycznych odłączeń.

- Wolumen nadwyżek energii odprowadzanych do sieci zależy od profilu potrzeb własnych inwestora i jego gotowości (zdolności) do zainwestowania w dodatkowe aktywa. W przypadku prosumenta w gospodarstwie domowym statystycznie obserwowane jest przesunięcie profilu konsumpcji w kierunku godzin popołudniowo-wieczornych względem profilu generacji z maksimum w godzinach południowych.

Czynnikiem podnoszącym zgodność tych profili jest sposób **dyslokacji paneli PV względem stron świata** polegający na ich podzieleniu zorientowane na wschód i zachód zamiast jednolitej orientacji na południe. Uzyskuje się w ten sposób obniżenie maksimum generacji energii z instalacji PV w godzi-



Rysunek 15. Zależności jednostkowej ceny (nakładu inwestycyjnego) od mocy źródła PV – w funkcji czasu i w funkcji wielkości mocy.



Źródło własne IEQ.

nach południowych (o największym promieniowaniu słonecznym) na rzecz wydłużenia godzin aktywności źródła generacji PV w kierunku godzin porannych

i popołudniowych. W ten sposób możliwe jest wykorzystanie na autokonsumpcję większej ilości energii niż oddanie jej do sieci.

Rozdział IV. Elektroogrzewnictwo jako instrument poprawy opłacalności inwestycji w instalację PV – alternatywa dla sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej



Magazynowanie energii (wg Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944) oznacza odroczenie, w systemie energetycznym, końcowego zużycia energii elektrycznej w stosunku do momentu jej wytworzenia lub przekształcenie jej w inną postać energii, umożliwiającą jej magazynowanie. Tak więc, zgodnie z dyrektywą energia słoneczna może być magazynowana nie tylko w postaci energii elektrycznej, ale również w dowolnej innej, np. – ciepła. Świadomość tego faktu jest niska, a sama dyrektywa – wdrażana zbyt wolno. Z tego powodu koszty naszej transformacji są wyższe i wszyscy na tym tracimy. Magazynowanie energii (w szczególności tej pochodzącej z OZE) w postaci ciepła bazuje na taniej, niezawodnej i szeroko dostępnej technologii. Staje się ona dzisiaj coraz bardziej potrzebna, nie tylko dużym obiektom ciepłowniczym, ale również zwykłym gospodarstwom domowym. Wobec kryzysu na rynku paliw właściciele domów, w tym prosumenci, których udział w rynku PV jest przeważający, upatrują zmniejszenia kosztów w elektro-ogrzewnictwie.

Do tej pory „magazynem” energii dla prosumentów rozliczanych w systemie net metering była sieć elektroenergetyczna. Net-billing – nowy system rozliczeń prosumentów – zachęca użytkowników domowych instalacji PV, aby jak najwięcej energii skonsumowali w miejscu jej produkcji, czyli nie sprzedawali jej do sieci w okresach, gdy jest jej za dużo w stosunku do potrzeb wszystkich odbiorców energii. Po sukcesach kilku poprzednich edycji programu „Mój Prąd” aby wspierać wzrost autokonsumpcji energii w systemie net-billing Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej uruchomił kolejną, już piątą edycję programu. W obecnej edycji są dofinansowywane nie tylko instalacje fotowoltaiczne, ale również magazyny ciepła i energii oraz systemy zarządzania energią. Wspierane mogą być zarówno zalecane magazyny bateryjne, jak i niedoceniane magazyny ciepła, tzn. standardowe zasobniki i bufor CO i CWU. W programie „Mój Prąd” 5.0. można uzyskać dofinansowanie do 5000 złotych na magazyny ciepła oraz do 3000 złotych na system zarządzania, dzięki którym w tańszy sposób niż w magazynach bateryjnych (pomimo wyższego dofinansowania aż do 16 000 złotych) można zgromadzić nadwyżki energii elektrycznej z PV w formie ciepłej wody.

Magazyn ciepła, np. w postaci ciepłej wody, ma zdolność przechowywania energii elektrycznej przez godziny, a nawet doby, a jego działanie można zoptymalizować na wiele sposobów dzięki prostej automatyce. Typowym rozwiązaniem jest grzanie bądź dogrzewanie wody w zasobniku w czasie

występowania nadwyżek energii z PV. Ciepłą wodę (CWU) można następnie zużyć w godzinach wieczornych, kiedy zapotrzebowanie na nią jest największe.

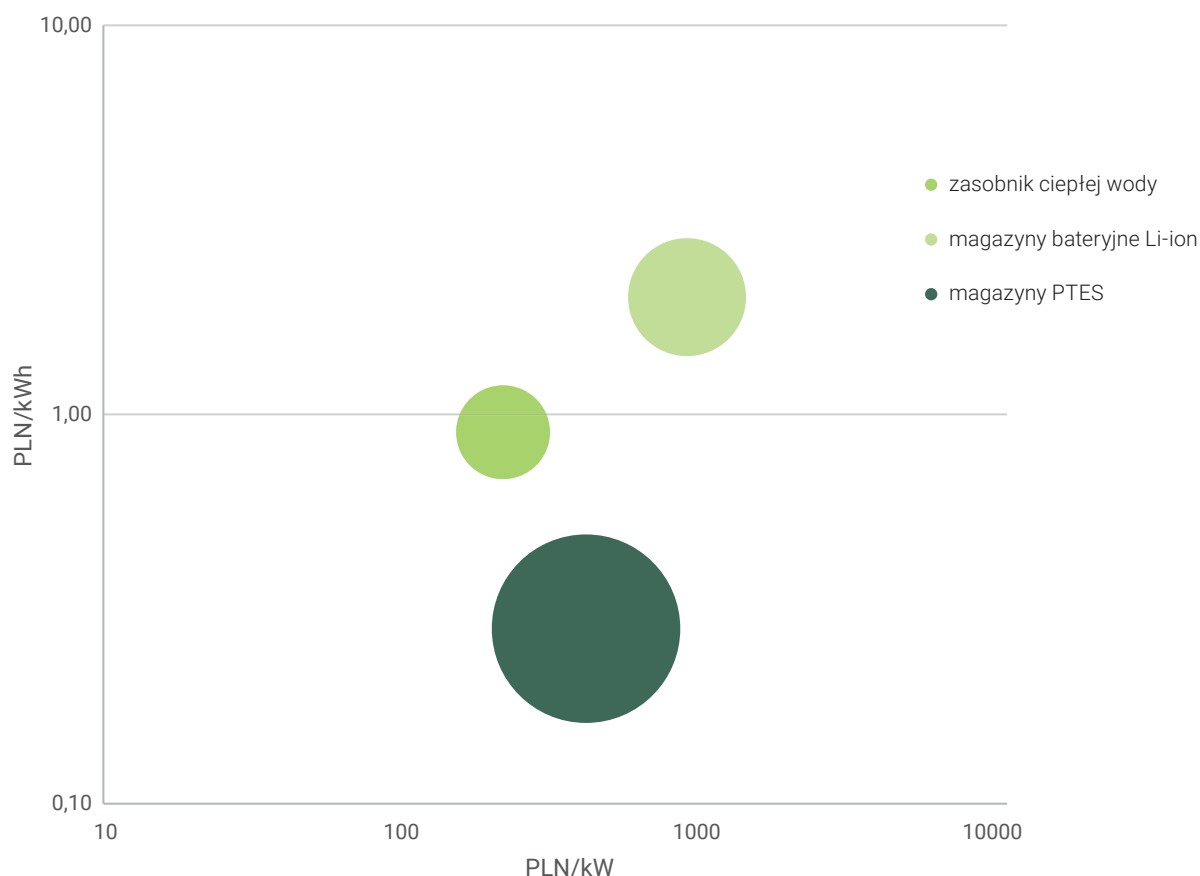
W tym wypadku podstawową substancją magazynującą i nośnikiem ciepła jest woda. Sprawdza się ona w funkcji magazynu ciepła z powodu jej dostępności, łatwości w przechowywaniu, wysokiej pojemności cieplnej oraz możliwości wykorzystywania jej bez przemiany fazowej. Główną wadą wodnego magazynu ciepła jest natomiast jego objętość. Alternatywnym rozwiązaniem może być zastosowanie magazynu ciepła opartego na materiałach zmienofazowych tzw. PCM (Phase Change Materials). W powyższych warunkach wydajność takiego systemu może być nawet pięciokrotnie wyższa niż magazynu wodnego o tej samej objętości. Tego typu konstrukcje nie są jeszcze popularne w Europie, ale co ciekawe w Polsce jest producent, który może zaoferować również i takie rozwiązanie.

W oparciu o badania ankietowe producentów różnej wielkości magazynów energii i przyjęte założenia dotyczące cykli pracy, określono zakresy kosztów różnych typów magazynów energii, w tym domowych magazynów ciepła dla prosumentów, pełniących często rolę bojlera gorącej wody z zasobnikiem. Jako założenie przyjęto jeden cykl działania magazynów dziennie (przez 365 dni) oraz aktualne ceny energii elektrycznej w godzinach ich zasilania, jak również żywotność na poziomie 10 lat.

Do określenia kosztów CAPEX wykorzystano „Bazę danych magazynów ciepła 2022” opracowaną przez IEO oraz dostępne krajowe i zagraniczne raporty naukowe, jak również analizy branżowe (PIME) dotyczące magazynów energii. Na Rysunku 16 pokazano wyniki analiz zestawiając zakresy kosztów (średnia koła) dla dobowo-godzinowych domowych zasobników ciepłej wody i magazynów bateryjnych litowo-jonowych oraz dla sezonowych magazynów ciepła dla ciepłowni miejskich (typu PTES).

Skorzystano ze skali logarytmicznej, gdyż domowe zasobniki ciepła są zdecydowanie tańsze w sensie wysokości nakładów inwestycyjnych w przeliczeniu na jednostkę mocy (PLN/kW) oraz kosztów magazynowania ciepła nawet poniżej 1 PLN/kWh w stosunku do magazynów elektrycznych.

Rozliczenie prosumentów w systemie net-billing do 30 czerwca 2024 roku będzie odbywać się po rynkowej miesięcznej cenie energii, którą podaje PSE.

**Rysunek 16.** Porównanie kosztów magazynowania ciepła.

Źródła: LAZARD'S LEVELIZED COST OF STORAGE ANALYSIS; Dostępne i przyszłe formy magazynowania energii – Raport Fundacji WWF Polska; 2020
Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment; PIME. IEO: Baza danych magazynów ciepła 2022. Oprac. IEO.

W styczniu 2023 roku prosumenci sprzedawali energię po cenie z grudnia 2022 roku, która wynosiła 716,80 PLN/MWh i dotyczyła tylko tych bieżących nadwyżek energii, które nie przekraczają rocznego zużycia energii w gospodarstwie domowym (reszta energii ma w rozliczeniu cenę równą zero). Jest to cena stosunkowo konkurencyjna do ceny zakupu energii w taryfie, natomiast warto dodać że odkupując tę energię z powrotem odbiorca końcowy może nabyć jedynie energię czynną (wykorzystując depozyt prosumencki), ale musi ponosić jeszcze opłaty dystrybucyjne. W związku z włączaniem się do KSE nowych mocy PV, ceny hurtowe energii spadać będą w szczególności w godzinach największej generacji PV. Kiedy zatem od 1 lipca 2024 roku wejdzie w życie rozliczenie prosumentów po cenie bieżącej z rynku hurtowego oraz (najprawdopodobniej) taryfy dynamiczne dla dotychczasowych odbiorców w grupie taryfowej „G” (najwyższe ceny w szczycie wieczornym i porannym) obecny, uproszczony rachunek ekonomiczny prosumenta ulegnie zmianie. Zmiana ta z pewnością będzie bodźcem dla prosumentów do zwiększenia autokonsumpcji i magazynowania

energii w szczytach generacji z PV oraz wykorzystania wieczorem lub kolejnego dnia rano nadwyżek energii w celu pokrycia potrzeb związanych z przygotowaniem CWU lub wsparcia ogrzewania (CO).

Na podstawie dostępnych danych dotyczących zasobnika ciepła (TES) przeprowadzono wstępną analizę opłacalności zastosowania zasobnika o pojemności 8 kWh w gospodarstwie domowym do CWU w porównaniu z ogrzewaniem wody grzałką elektryczną w okresie zapotrzebowania. Moc ładowania i rozładowania została ograniczona tylko do 3 kW, aby upewnić się, że chwilowa moc elektryczna nie jest zbyt wysoka dla domów mieszkalnych. Koszty energii elektrycznej dla ładowania zasobnika oraz dla grzałki elektrycznej przyjęto na podstawie dwustrefowej taryfy energii elektrycznej G12 z uwzględnieniem kosztów dystrybucji (wg OSD), gdzie energia elektryczna jest droższa w godzinach szczytu niż w okresie nocnym.

Do analizy przyjęto gospodarstwo domowe zamieszkiwane przez pięcioosobową rodzinę. Zapotrze-

bowanie na ciepłą wodę użytkową wynosi średnio ok. 8 kWh/dobę (obliczenie zapotrzebowania na CWU oparto na polskiej normie DIN V 18599-8:2007-02).

Do analizy przyjęto standardowy profil dobowy zużycia CWU, pokazujący poranny szczyt zużycia po nocy (6:00–9:00) oraz szczyt wieczorny (większy) po całym dniu (16:00–22:00). Należy zaznaczyć, że magazyn będzie wykonywał jeden cykl dziennie przez 365 dni w roku (ładowanie/rozładowanie).

W analizie założono ładowanie zasobnika w godzinach 23:00–6:00, kiedy cena energii elektrycznej w taryfie G12 jest niższa (0,3672 PLN/kWh), niż roz-

ładowanie podczas zapotrzebowania na CWU. Koszt ładowania zasobnika porównano z podgrzewaniem wody grzałką elektryczną w okresie zapotrzebowania (do zasilania grzałki wykorzystano cenę energii z okresu „wyższej ceny” wynoszącą 0,5803 PLN/kWh). Założono również, że nie ma strat w zasobniku ciepła i że ogrzewanie elektryczne ma 100% sprawności.

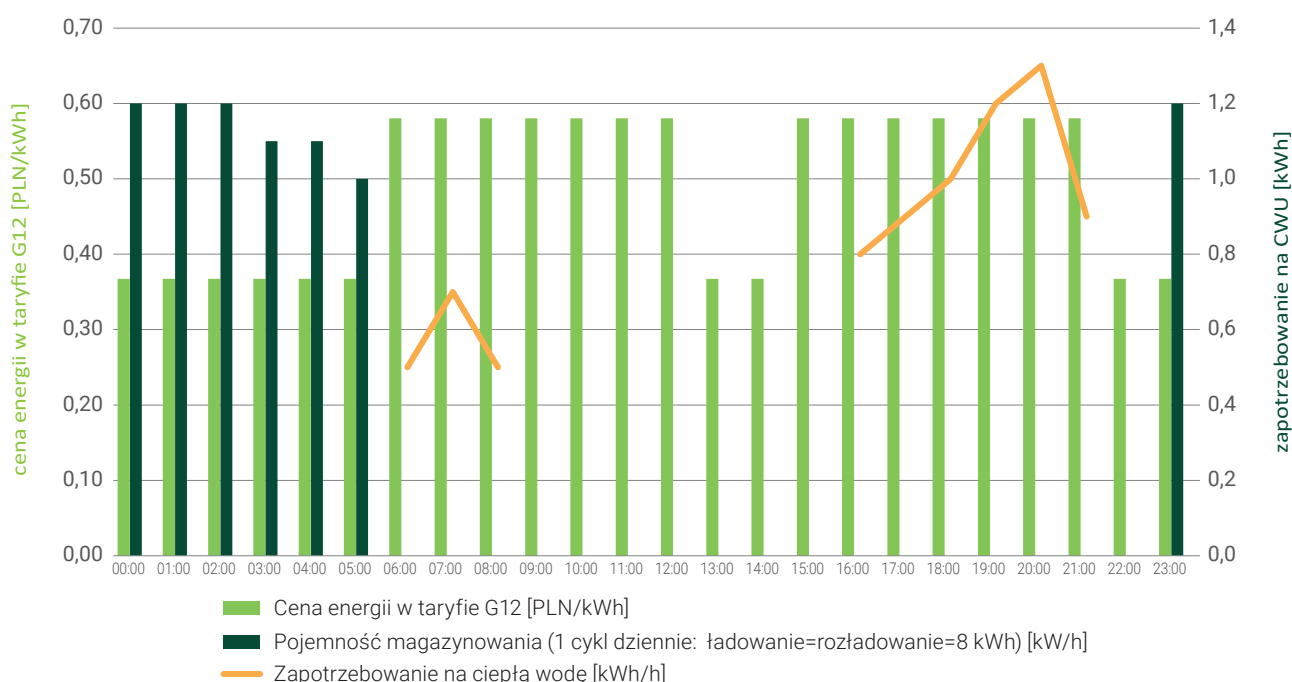
Ogólnie taryfy ToU prowadzą do stabilnej pracy zasobnika TES: 10 godzin na ładowanie i 10 godzin na magazynowanie ciepła na potrzeby CWU w (zazwyczaj) dwóch przedziałach czasowych dziennie. Aby upewnić się, że bezpiecznik elektryczny do-

Tabela 6. Zestawienie „godzina po godzinie” procesów ładowania i rozładowania magazynu ciepła.

	00:00	01:00	02:00	03:00	04:00	05:00	06:00	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00	23:00
Cena energii w taryfie G12 [PLN/kWh]	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,37	0,37	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,37	0,37
Zapotrzebowanie na ciepłą wodę [kWh/h]							0,5	0,7	0,5								0,8	0,9	1,0	1,2	1,3	0,9		
Pojemność magazynowania (1 cykl dziennie: ładowanie=rozładowanie=8 kWh) [kW/h]	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1	1,0	0,5	0,7	0,5								1,0	1,0	1,1	1,0	1,2	1,0		1,2
Koszt ładowania [PLN/h]	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4																		0,4
Koszt elektrycznego podgrzewacza bez zasobnika [PLN/h]							0,3	0,4	0,3								0,6	0,6	0,6	0,6	0,7	0,6		
Straty przy magazynowaniu ciepła [kWh/h]	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Koszt ładowania netto [PLN/h]	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4																	0,0	0,4

Źródło: opracowanie własne IEO.

Rysunek 17. Ceny energii wg taryfy G12 PGE Dystrybucja, zestawione z zapotrzebowaniem na c.w.u. dla rodziny pięcioosobowej.



Źródło: IEO na podstawie Taryfy G12 PGE Dystrybucja, zatwierdzonej przez Prezesa URE na 2022r. oraz danych pozyskanych przez IEO w ramach Projektu ComBioTES.



mowej instalacji elektrycznej jest wystarczający, przyjęto stosunkowo niską moc ładowania z sieci <1,2 kW (oznacza to niską wydajność ładowania i powolny proces). Na podstawie takiego ogólnego modelu działania dokonano uproszczonej oceny ekonomicznej.

Wstępne wyniki analizy okazały się bardzo pozytywne. Dzienny koszt załadowania magazynu ciepła przy przyjętych założeniach wyniósł 2,9 PLN/dzień, podczas gdy podgrzanie tej samej ilości wody w celu zaspokojenia zapotrzebowania na CWU przez grzałkę elektryczną wyniosło znacznie więcej, bo 4,6 PLN/dzień. Jest to ponad połowę mniej. Jeśli założymy takie oszczędności w skali roku, to wyniosą one 622,3 PLN/rok. Wartość ta daje dużo optymizmu i możliwości wykorzystania magazynów ciepła w porównaniu z zarządzaniem energią elektryczną i wyborem okresu niskich cen. Założenia te zostały przedstawione w Tabeli 6.

Ten prosty model nie uwzględnia kilku zmiennych czynników, takich jak straty i różne zapotrzebowanie w dni powszednie i weekendy, ale pokazuje pewne możliwości i dobry kierunek, w którym warto podążać. Podsumowanie w formie graficznej przedstawiono Rysunku 17.

Przeprowadzone obliczenia dotyczyły uproszczonych taryf dynamicznych – tzw. Time of Use (ToU), ograniczonych tylko do dwóch stref o różnych cenach, na przykładzie taryfy G12. Docelowo, po zmianie systemu na w pełni dynamiczne taryfy dla wszystkich gospodarstw domowych, możliwe będzie jeszcze bardziej elastyczne zarządzanie całym systemem domowym.

W takiej sytuacji dodatkowym atutem systemu ogrzewania CWU jest instalacja fotowoltaiczna, która w ciągu dnia produkuje energię elektryczną i kieruje ją do podgrzewacza w celu ładowania zasobnika. Dzięki instalacji PV i prostej automatyce będzie można jeszcze bardziej obniżyć koszt ładowania zasobnika, a tym samym całkowity koszt CWU niż przy niższych cenach.

Łatwo można wykazać, że te korzyści będą rosły z roku na rok i już obecnie powinny być analizowane przez inwestujących w rozwiązania prosumenckie oraz uwzględniane w atrakcyjnej ofercie instalatorskiej. Jest to też szansa dla krajowego przemysłu produkującego i eksportującego zasobniki ciepła i bufora, na wejście z dotychczasowymi produktami (lub nowymi, w szczególności o większej pojemności cieplnej) na powstający nowy rynek inteligentnego i zielonego elektro-ogrzewnictwa.

Rozdział V. Uwarunkowania opłacalności instalacji prosumenckich w świetle funkcjonowania mikroinstalacji PV na rynku energii





Przedstawione business case określają ramy oceny atrakcyjności prosumenckich projektów inwestycyjnych aplikujących o dofinansowanie dla rozwiązań prosumenta indywidualnego i małego prosumenta biznesowego, z uwzględnieniem aktualnie obowiązującego systemu net-billing.

Zakres racjonalnego inwestowania podejmowanego przez prosumenta jest zależny od konfiguracji jego potrzeb w zakresie energii elektrycznej i ciepła oraz przyjętych priorytetów ich zaspokajania. Konfiguracje te przedstawiono w Tabeli 7.

W tabeli wyróżniono zielonym tłem elementy podane szczegółowej analizie business case'ów w dalszej części raportu.

Aktywa służące zaspokojeniu potrzeb biznesowych i komunalno-bytowych (k.-b.) różnią się parametrami, dlatego w powyższym zestawieniu muszą być postrzegane odrębnie, pomimo pozornego podobieństwa ich nazw. Zróżnicowanie to wynika z różnic pomiędzy profilami zapotrzebowania na ciepło na potrzeby c.w.u. oraz grzewcze odbiorców komunalno-bytowych i biznesowych

Tabela 7. Konfiguracja potrzeb energetycznych oraz różnych wariantów form ich zaspokajania w zależności od przyjętych priorytetów.

Charakter inwestora			
Prosument w gospodarstwie domowym		Prosument biznesowy	
Potrzeby	Źródła pokrycia zapotrzebowania	Potrzeby	Źródła pokrycia zapotrzebowania
Komunalno-bytowe		Biznesowe	
Ciepła woda użytkowa	Źródło zewnętrzne	Ciepła woda użytkowa	Źródło zewnętrzne
	Pompa ciepła		Pompa ciepła
	Magazyn ciepła dla c.w.u. k.-b.		Magazyn ciepła dla c.w.u. – socj.
Ogrzewanie	Źródło zewnętrzne	Ogrzewanie	Źródło zewnętrzne
	Pompa ciepła		Pompa ciepła
	Magazyn ciepła dla ogrzewania k.-b.		Magazyn ciepła dla ogrzewania biz.
Energia elektryczna (profil G)	Sieć OSD	Ciepło/chłód technolog.	Źródło zewnętrzne
			Pompa ciepła
			Magazyn ciepła dla ogrzewania biz.
Energia elektryczna (profil G)	Lokalne źródło PV	Energia elektryczna (profil C lub B)	Sieć OSD
			Lokalne źródło PV
			Lokalna FW lub inne OZE
Energia elektryczna (profil G)	Magazyn en. el. dla potrzeb k.-b.	Energia elektryczna (profil C lub B)	Magazyn en. el. dla potrzeb biznesowych

Źródło: IEQ.



oraz stopnia dopasowania tych profili do profilu generowania energii z PV.

Dla oceny opłacalności inwestycji kluczowe są:

- ▶ Jednostkowe nakłady inwestycyjne i faktyczna produktywność instalacji wytwórczych.
- ▶ Jednostkowe nakłady inwestycyjne i sprawność instalacji magazynowania energii.
- ▶ Profile zapotrzebowania prosumenta na energię elektryczną i ciepło.
- ▶ Warunki ekonomiczne zakupu uzupełniającego energii elektrycznej lub ciepła oraz sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej.

5.1. Prosument indywidualny

Parametry techniczne obiektu:

Dom jednorodzinny o powierzchni użytkowej 193 m², przyłączony do sieci nN z mocą umowną 14kW, ogrzewany dwufunkcyjnym piecem gazowym o mocy 27,7 kW zasilanym z sieci gazowej. Dodat-

kowo, zaopatrzenie w c.w.u. jest realizowane z wykorzystaniem pompy ciepła, potrzeby elektryczne zaspokajane częściowo z dachowej instalacji PV o mocy 3,135 kWp.

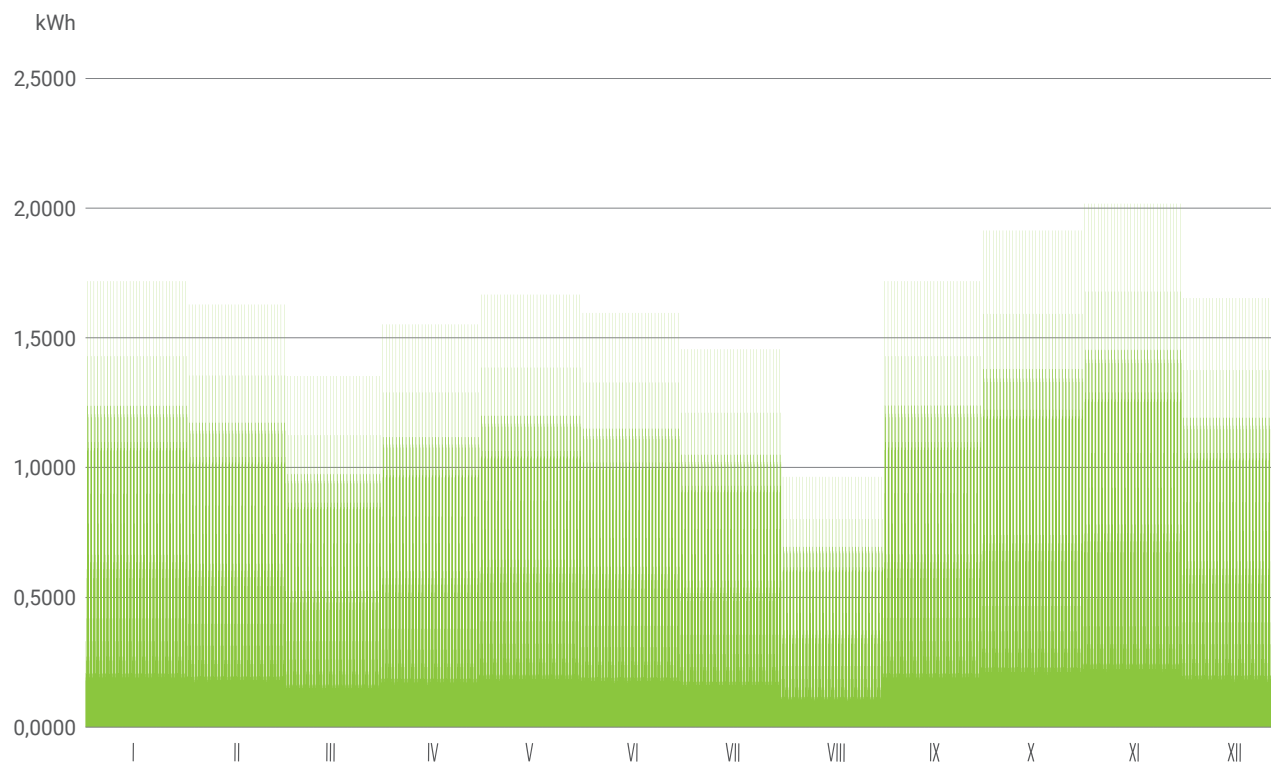
Na Rysunku 18 przedstawiono profil zapotrzebowania na energię elektryczną. Szczegółowy proces jego wyznaczenia wobec braku źródłowych danych pomiarowych przedstawiono w **Załączniku 1**.

Znajomość tego profilu, nawet w wersji przybliżonej, jest niezbędna celem porównania z godzinową produkcją energii elektrycznej z prosumenckiej instalacji PV, którą przedstawiono, na podstawie rzeczywistych pomiarów z falownika, na Rysunku 19 – jako godzinowy w skali roku.

Na Rysunku 20 przedstawiono profil zapotrzebowania całkowitego na ciepło w rozpatrywanym obiekcie z wyszczególnieniem stałego w okresie roku zapotrzebowania na c.w.u.

Jak wynika z przedstawionych powyżej wartości dobowej generacji energii z PV oraz zapotrzebowania na ciepło ogółem, lokalne źródło PV nie jest w stanie pokryć tego zapotrzebowania, Odmienne kształtuje

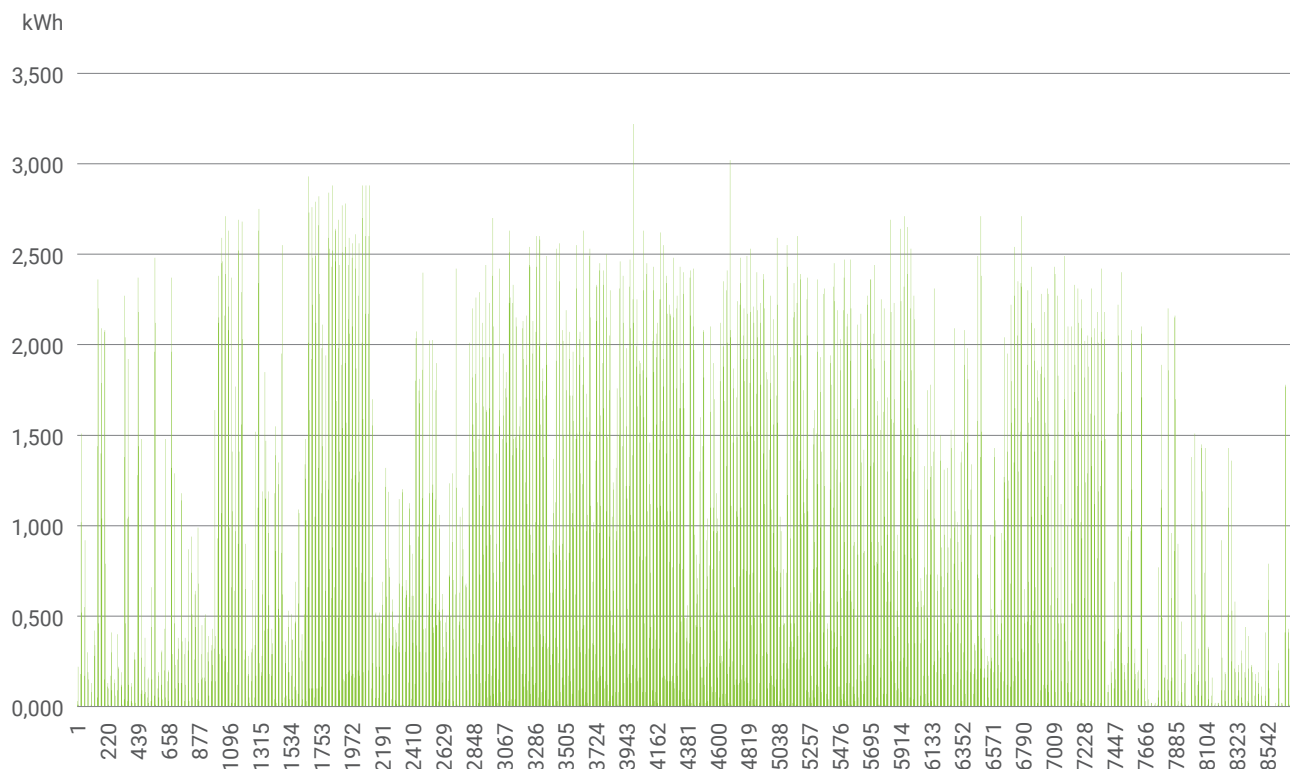
Rysunek 18. Orientacyjny profil godzinowy – roczny zużycia energii elektrycznej odbiorcy indywidualnego.



Źródło: IEQ.

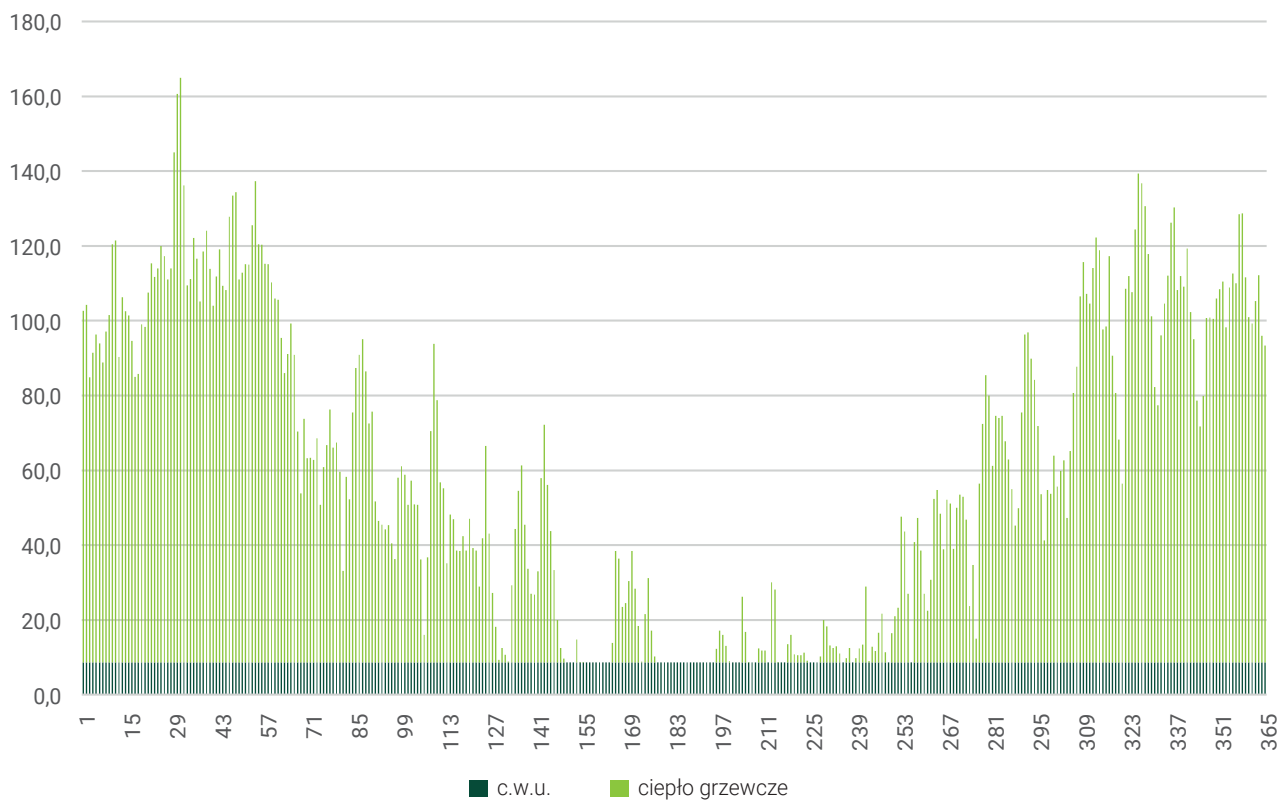


Rysunek 19. Profil godzinowy generacji energii elektrycznej z PV.



Źródło: IEO.

Rysunek 20. Profil roczny zapotrzebowania dobowego na ciepło (c.w.u. plus grzewcze).



Źródło: opracowanie własne IEO na podstawie informacji z obiektu badanego.

się ten obraz w odniesieniu do pokrycia zapotrzebowania jedynie na c.w.u.

Profil godzinowy w okresie doby zapotrzebowania na c.w.u. przedstawiono na Rysunku 21.

Wynikowy bilans energii w poszczególnych godzinach roku przedstawiono na Rysunku 22.

Wartości dodatnie na wykresie przedstawionym na Rysunku 22 to nadwyżki energii elektrycznej do wykorzystania ponad bieżące zapotrzebowanie na energię elektryczną, natomiast wartości ujemne – to bieżące zapotrzebowanie z sieci.

Zgodnie z prawami elektrotechniki, energią wyprodukowaną lokalnie w źródle PV jest konsumowana na bieżąco w najbliższym otoczeniu źródła, dopiero jej okresowe nadwyżki są fizycznie oddawane do sieci. -

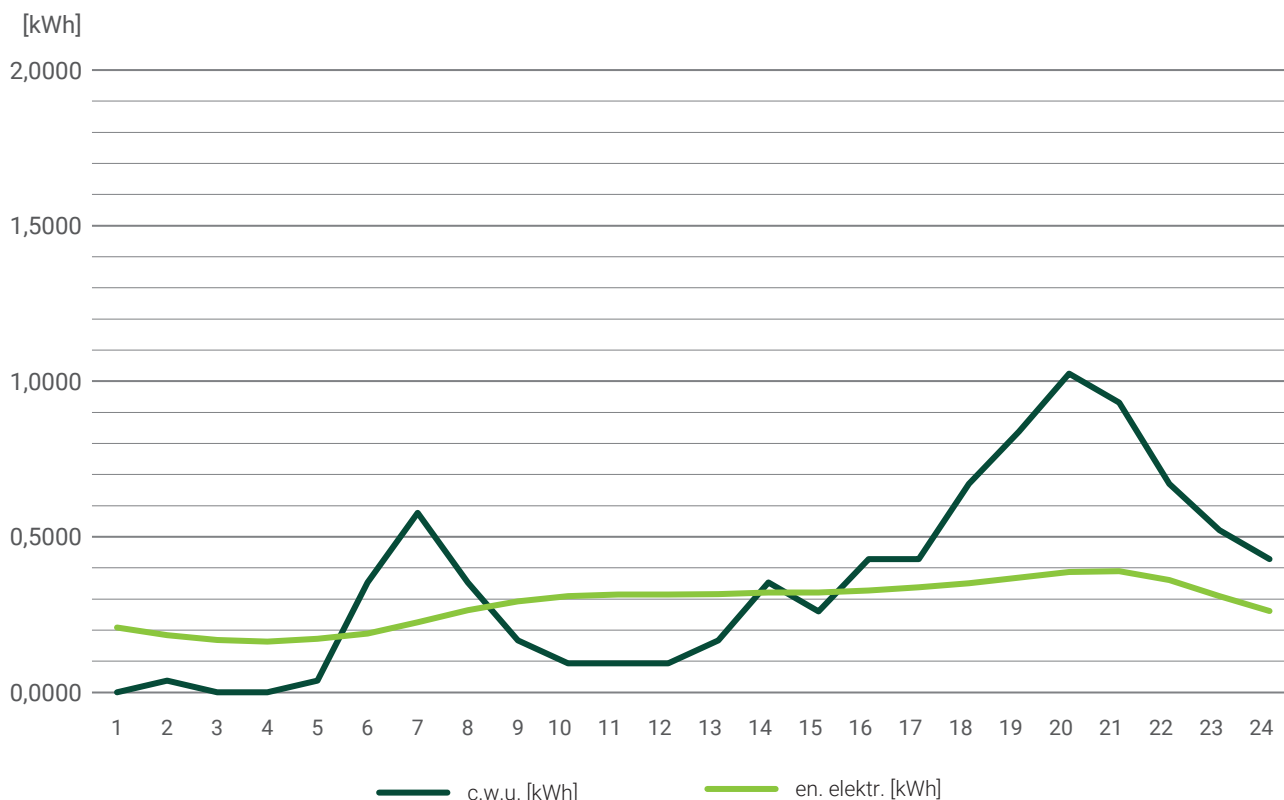
Z tego względu do dalszych rozważań przyjęto, że wykorzystanie energii elektrycznej wyprodukowanej w lokalnym źródle PV dotyczy wyłącznie nadwyżki

ponad bieżące lokalne zapotrzebowanie. Wykorzystanie to może przybrać postać dwojaką: na ciepło – na bieżące zapotrzebowanie w danej godzinie, a w przypadku nadwyżek do wykorzystania w kolejnych godzinach po zmagazynowaniu w magazynie ciepła. Dopiero w przypadku gdy skumulowana podaż nadwyżek energii z PV przekracza pojemność magazynu ciepła – nadwyżki te podlegają sprzedaży w formule net-billing.

Na Rysunku 23 przedstawiono powyższy bilans dla wybranej doby – 28 marca 2022 roku, natomiast na Rysunku 24 bilans ciepła przeznaczanego na c.w.u. i przepływającego przez magazyn ciepła.

Przyrost mocy zainstalowanej w PV nie eliminuje potrzeby uzupełnienia energii na potrzeby c.w.u. z sieci w okresie jesienno-zimowym, skutkować to będzie jednak zwiększeniem wolumenu okresowych nadwyżek energii elektrycznej do odsprzedaży ze wszystkimi ryzykami wynikającymi z mechanizmu net-billing, związanymi z kanibalizmem cenowym w okresach sprzedaży wymuszonej nadpodażą energii, wysokimi cenami zakupu energii

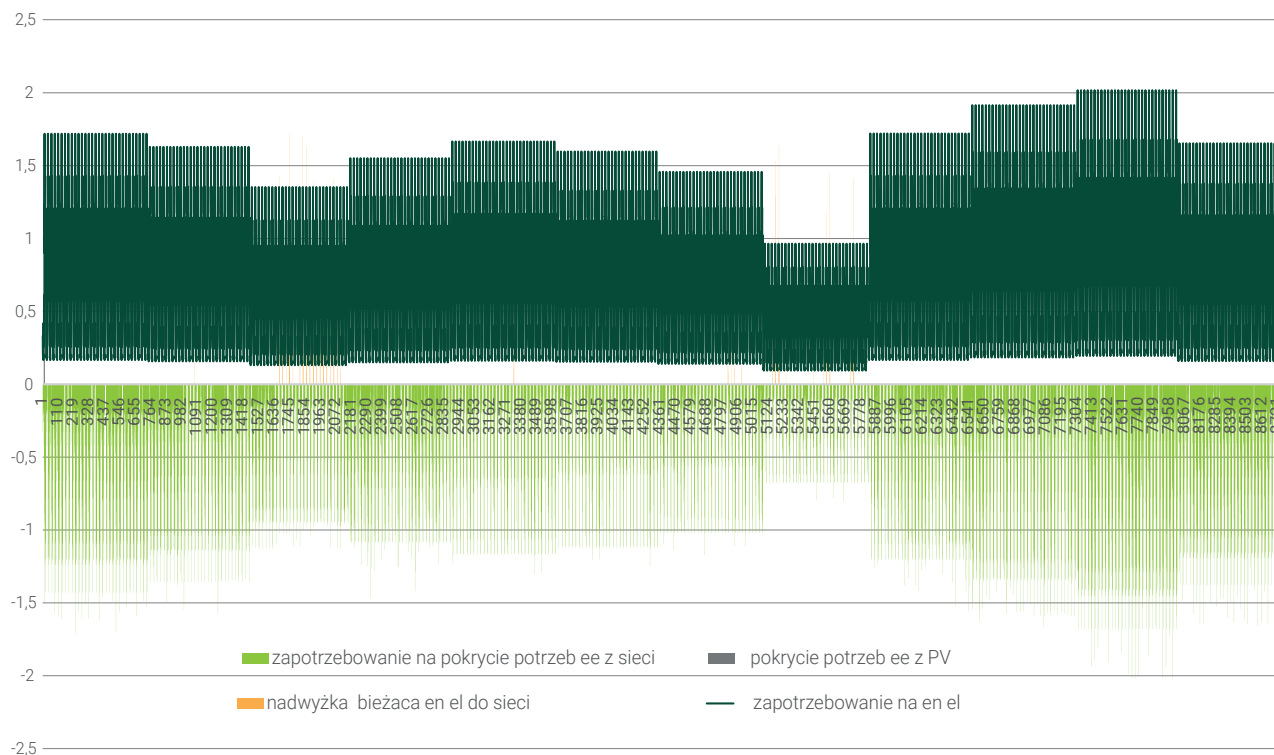
Rysunek 21. Profil godzinowy zapotrzebowania dobowego na c.w.u. zestawiony z profilem godzinowym zapotrzebowania na energię elektryczną.



Źródło: Opracowanie IEO na potrzeby projektu COMBIOTES.

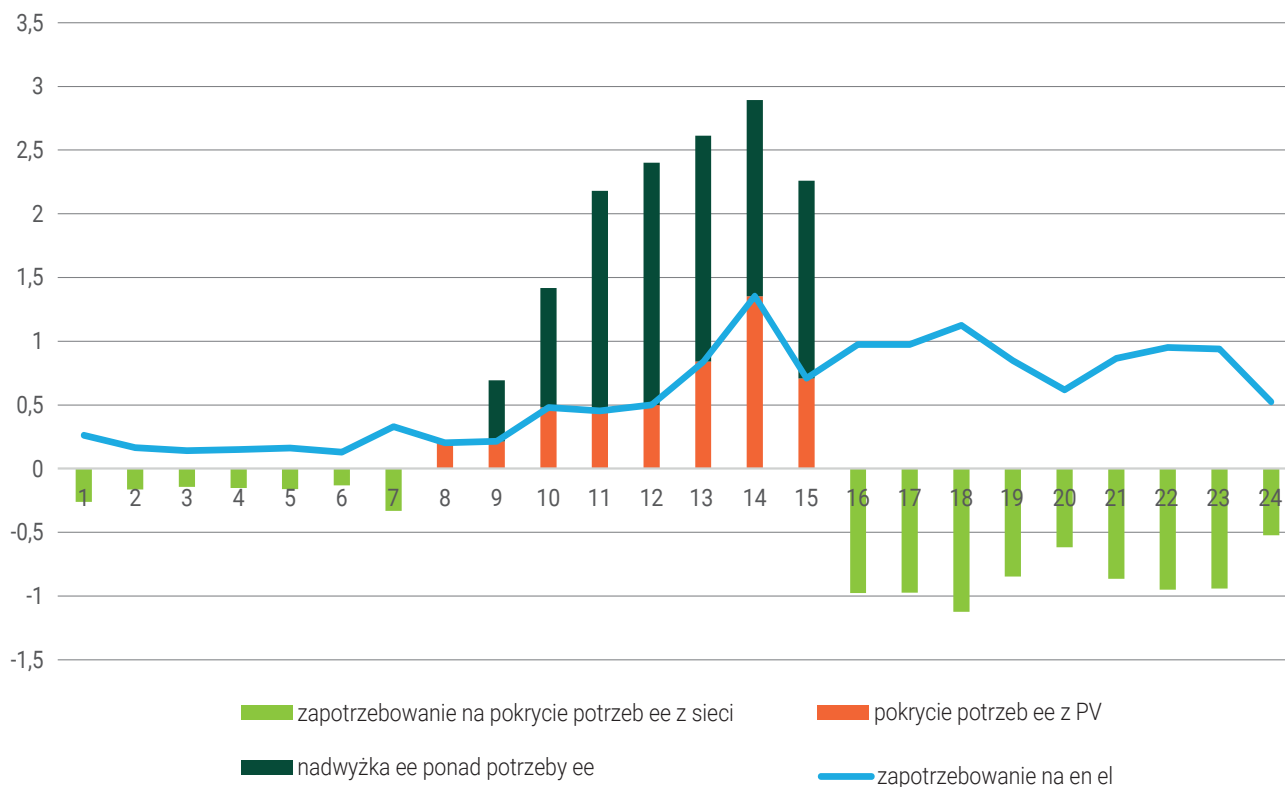


Rysunek 22 Bilans godzinowego zapotrzebowania na energię elektryczną z sieci (wartości ujemne i nadwyżki generacji energii z PV w poszczególnych godzinach doby dla analizowanego obiektu – źródło PV o mocy 3,15 kW, magazyn ciepła 9 kWh).



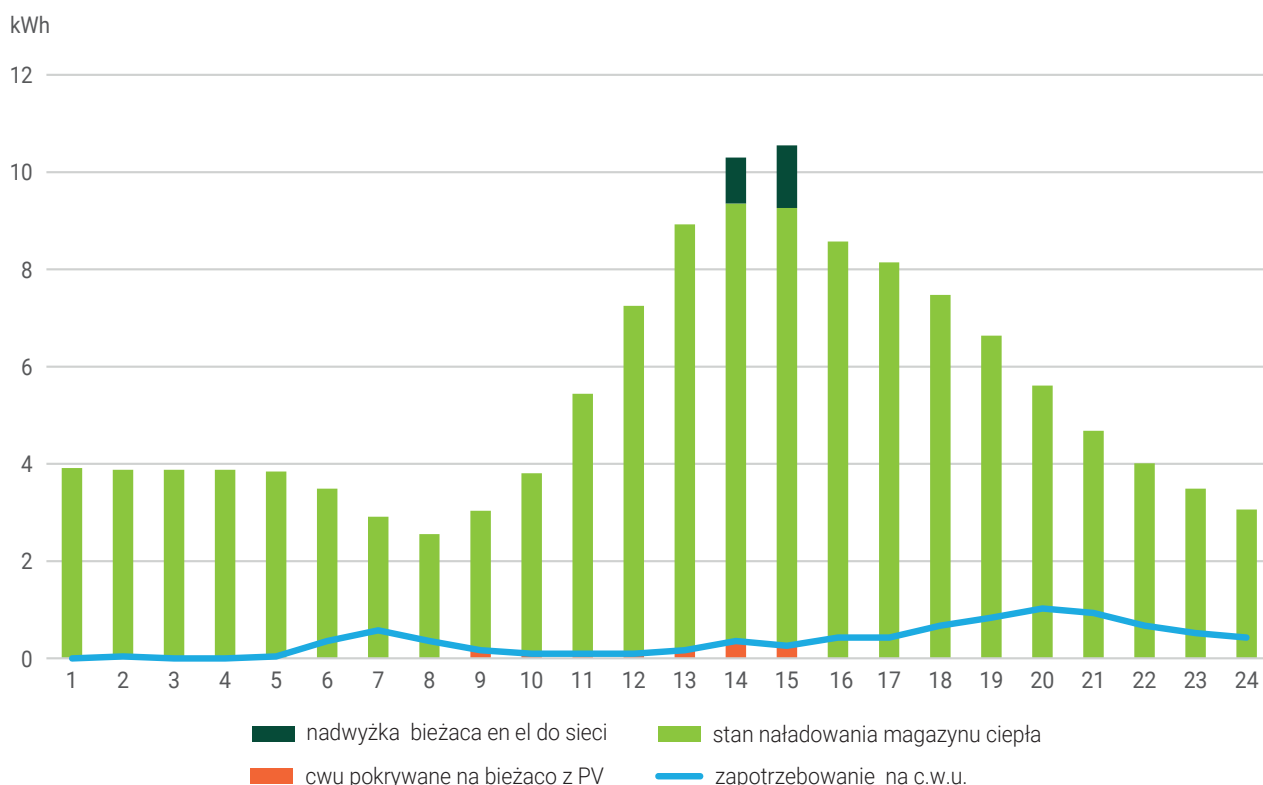
Źródło: opracowanie własne IEQ.

Rysunek 23. Bilans godzinowy energii elektrycznej dla doby 28 marca 2022 roku.



Źródło: opracowanie własne IEQ.

Rysunek 24. Bilans godzinowy magazynu ciepła dla c.w.u., dla przykładowej doby 28 marca 2022 roku.



Źródło: opracowanie własne IEQ.

na potrzeby własne w szczycie wieczornym oraz potencjalną utratą zdeponowanych nadwyżek finansowych. Natomiast wzrost pojemności magazynu – ze względu na relatywnie niski poziom strumienia energii na c.w.u. ciepła nie jest w stanie wyeliminować potrzeby sprzedaży nadwyżek energii do sieci.

Optymalizacja wzajemnych relacji pomiędzy mocą źródła PV i pojemnością magazynu ciepła wymaga przeprowadzenia rachunku optymalizacyjnego, uwzględniającego nakłady inwestycyjne na źródło PV i magazyn ciepła, koszty eksploatacji obydwu aktywów oraz koszty zaopatrzenia w energię elektryczną z sieci – ponoszone i uniknięte.

Warunki zmiany systemu rozliczeń z net metering na net-billing

► Zmiana modus operandi:

Model net-billing wymaga dostosowania zachowań prosumenta jako dostawcy energii elektrycznej do sieci oraz jako odbiorcy energii na potrzeby

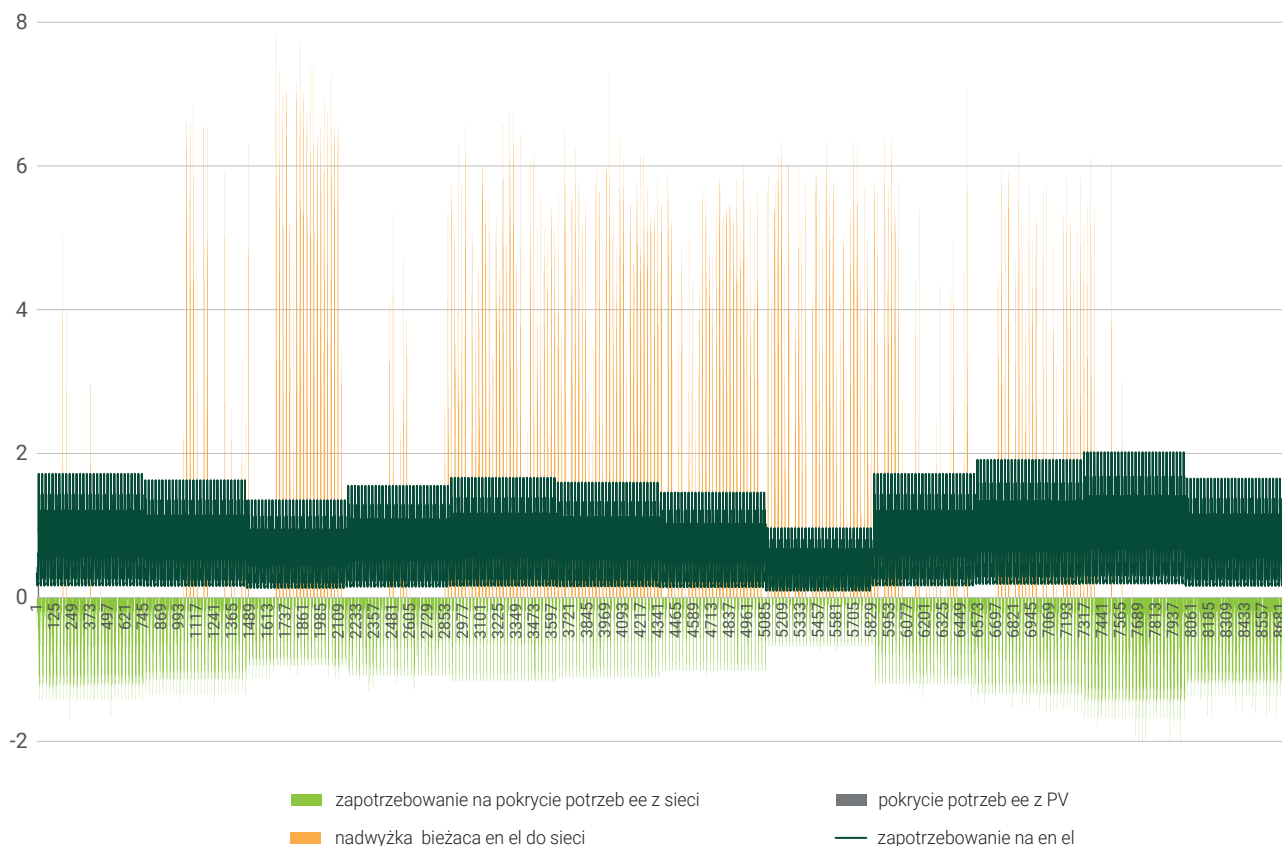
własne do bieżących zmian ceny energii na rynku hurtowym (na strumieniu energii sprzedawanej) oraz do dynamiki zmian ceny energii elektrycznej w zakupie (ew. indeksowanej ceną hurtową). Wymaga to nabycia umiejętności zarówno obserwowania wspomnianych zmian cen, jak i prognoz generacji energii z PV oraz zdolności do odpowiedniego dostosowywania własnych zachowań do tych przesłanek. Ze względu na intermitentny charakter źródła PV zmiana zachowań może dotyczyć wyłącznie świadomego sterowania krzywą własnego popytu, w taki sposób, by minimalizować z jednej strony pobór energii z sieci a z drugiej konieczność sprzedaży nadwyżek.

► Zakres niezbędnych inwestycji:

- Zoptymalizowany dobór mocy zainstalowanej źródła PV i pojemności magazynu ciepła na potrzeby c.w.u.
- Opomiarowanie źródła PV (na ogół w standardzie dostawy), przyłącza z siecią i magazynu ciepła w sposób pozwalający na zdalną bieżącą obserwację przepływów energii w obrębie całej instalacji.



Rysunek 25. Bilans godzinowy magazynu ciepła dla c.w.u., dla przykładowej doby 28 marca 2022 roku ze źródłem 9kWp i magazynem ciepła 30 kWh.



Źródło: opracowanie własne IEQ.

- Wyposażenie kluczowych odbiorów własnych w infrastrukturę pozwalającą w sposób zautomatyzowany wpływać na krzywą poboru według predefiniowanych i aktualizowalnych scenariuszy.

Przykładowo, na Rysunku 25, przedstawiono bilans energii z nieoptymalnie dobranymi parametrami instalacji: 9 kWp oraz 30 kWh.

Jak widać „proporcjonalne” zwiększenie pojemności magazynu nie ograniczyło nadwyżki energii elektrycznej podlegającej odsprzedaży, wynikającej ze zwiększenia mocy PV względem zapotrzebowania lokalnego.

► Oczekiwane efekty ekonomiczne:

- Ograniczenie poboru energii elektrycznej z sieci, w szczególności w okresach jej najwyższych cen (koszt uniknięty).
- Ograniczenie sprzedaży energii ze źródła PV w okresach obniżonej ceny na rynku hurtowym.

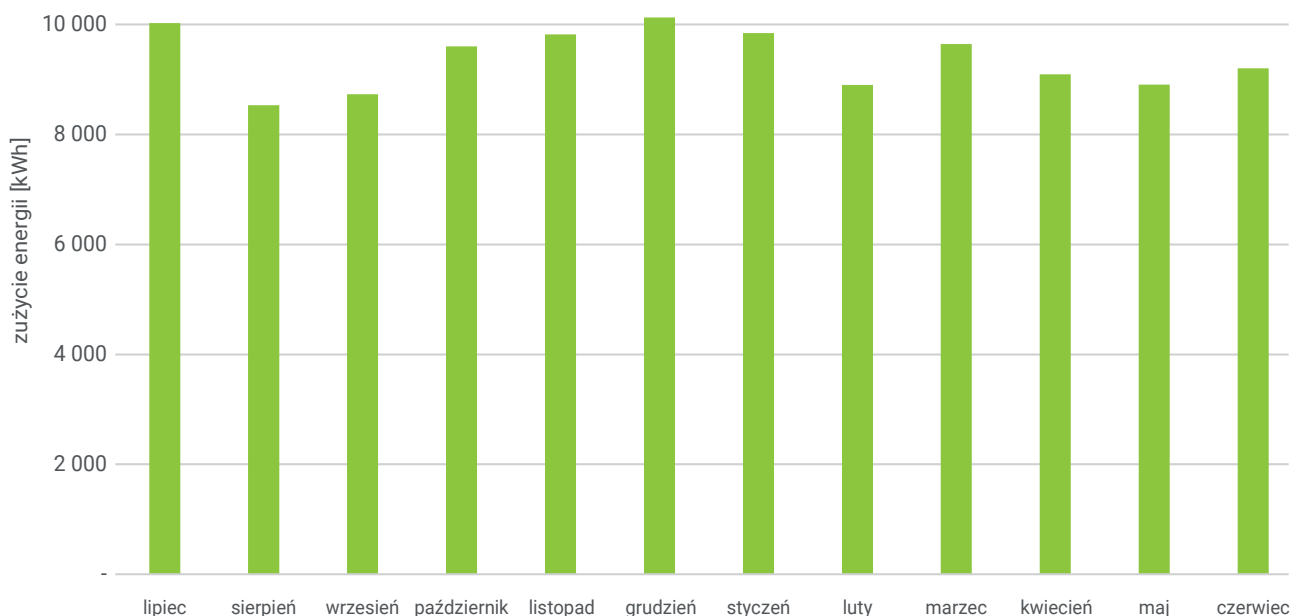
- Ograniczenie kosztów ogrzewania c.w.u. z wykorzystaniem alternatywnego nośnika energii pierwotnej.

5.2. Prosument biznesowy

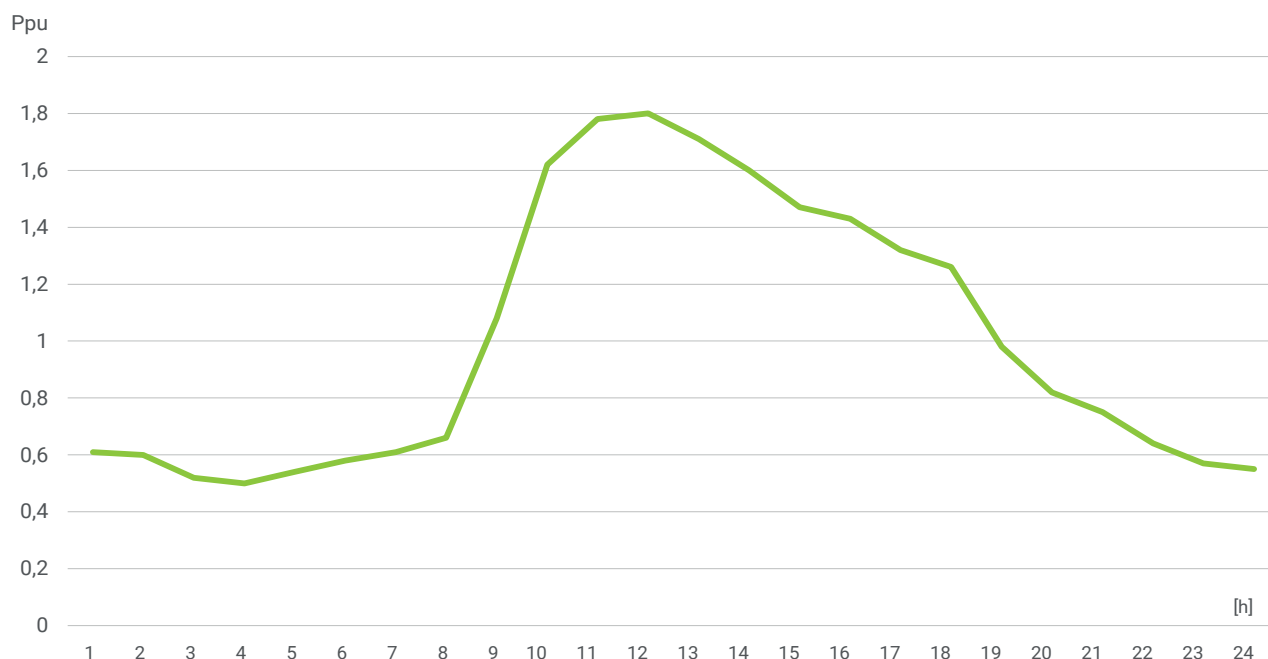
Budowlani: budynek biurowy- trzypietrowy, ogrzewany z sieci CO.

Grupa taryfowa C21, moc umowna 50 kW, całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną, na podstawie faktur za okres lipiec 2021 – czerwiec 2022 w wysokości 112 411 kWh, średnie miesięczne zużycie energii elektrycznej: 9,36 MWh, o sezonowo wyrównanym profilu – przedstawiono je na Rysunku 26.

Ze względu na brak źródłowej informacji o profilu bieżącym (godzinowym) zapotrzebowania na energię elektryczną do analizy wykorzystano dane literaturowe dla obiektów biurowych – przedstawiono je na Rysunku 27.

**Rysunek 26.** Miesięczne zużycie energii elektrycznej.

Źródło: IEO na podstawie faktur dostarczonych przez analizowany podmiot.

Rysunek 27. Typowy profil godzinowy dobowy zapotrzebowania na energię elektryczną obiektu biurowego.

Źródło: IEO na podstawie: Piotr Banasiak, Anna Gorczyca-Goraj, Maksymilian Przygodzki. Analiza grafików obciążeń wybranego segmentu odbiorców niskiego napięcia, Politechnika Śląska „Energetyka” – styczeń 2017).

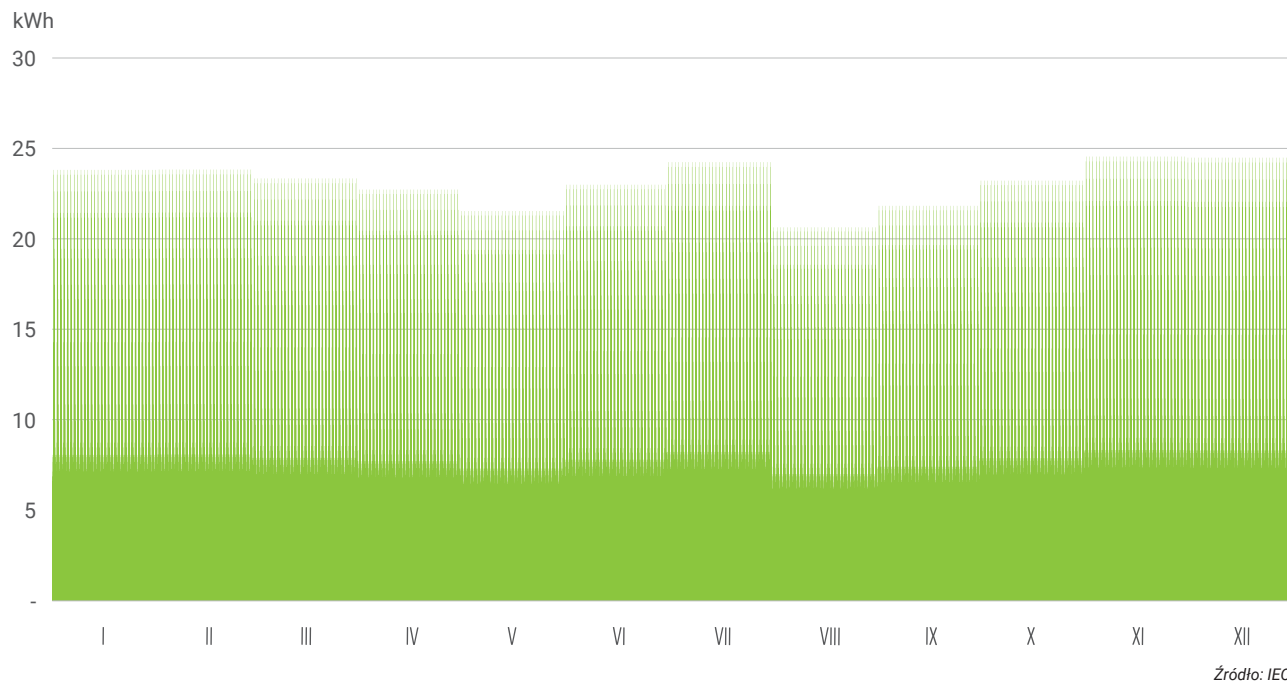
Na tej podstawie uproszczony sposób profil godzinowy roczny zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono na Rysunku 28. Profil ten pozwala na analizę przypadku z ograniczoną dokładnością. W realnych analizach warunków finansowania konkretnych inwestycji ich podstawą powinien być go-

dzinowy profil obciążenia udostępniony dla rozpatrywanego odbiorcy przez OSD.

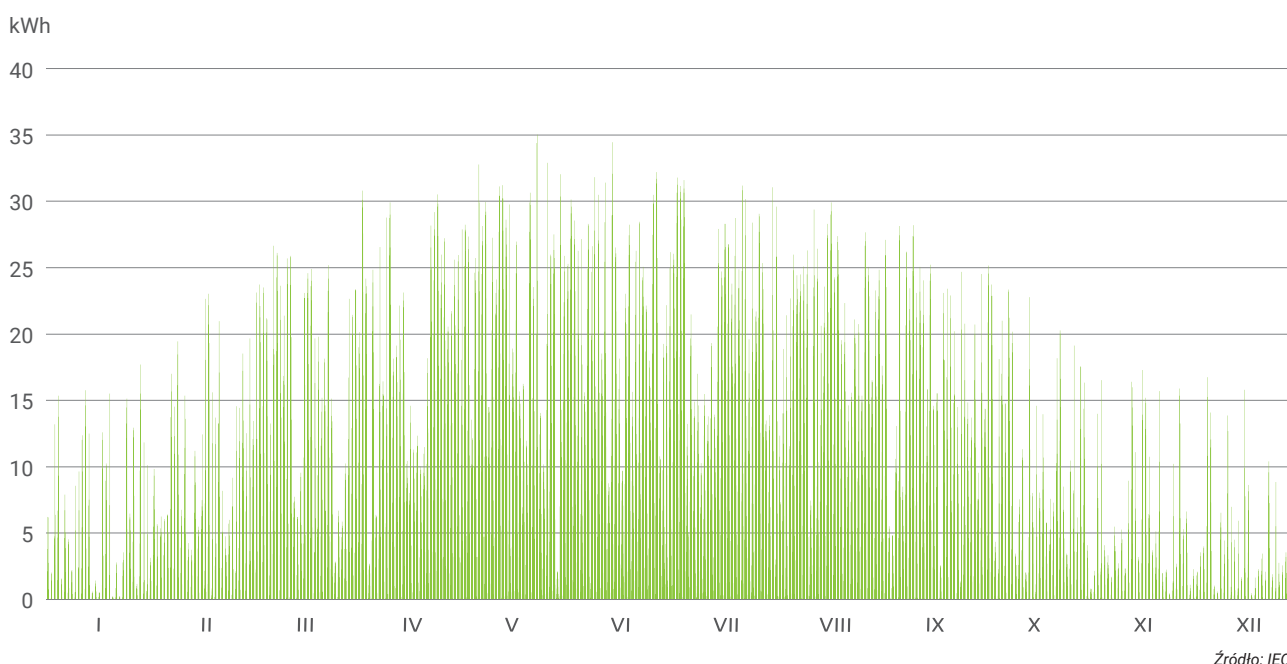
Dla obiektu zasymulowano programem PVSol produkcję energii elektrycznej z instalacji prosumenckiej, w dwóch wariantach zorientowania paneli względem



Rysunek 28. Uproszczony profil godzinowy roczny zapotrzebowania na energię elektryczną obiektu biurowego.



Rysunek 29. Profil godzinowy produkcji energii elektrycznej z instalacji PV z panelami zorientowanymi na południe.

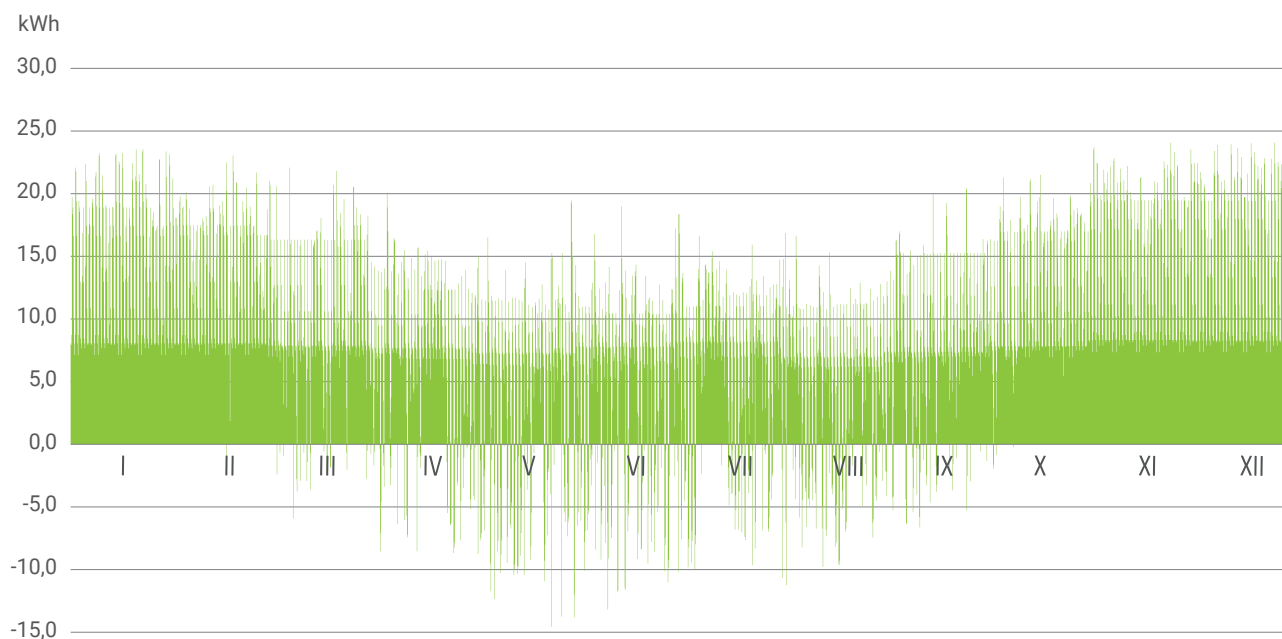


stron świata: na południe i na wschód. Podejście to wynikało z zaistnienia przeciwstawnych okoliczności: ze względu na orientację budynku względem stron świata możliwe było lepsze wykorzystanie powierzchni dachu przy zorientowaniu paneli na wschód, tj. inaczej niż w podejściu standardowym. Z kolei model podzielenia paneli na zorientowane na wschód i na zachód nie był brany pod uwagę ze względu na zacinienie od strony zachodniej.

Na Rysunku 29 przedstawiono profil godzinowy energii oddanej do sieci z instalacji z panelami zorientowanymi na południe, z całkowitą produkcją roczną „oddaną do sieci” w wysokości 73 783 kWh.

Na Rysunku 30 przedstawiono bilans godzinowy energii, wartość dodatnia oznacza potrzebę zasilania obiektu energią kupowaną z sieci, ujemna nadwyżkę energii oddawaną do sieci w wysokości łącz-

Rysunek 30. Bilans godzinowy energii w obiekcie biurowym wyposażonym w instalację PV zorientowaną na południe.



Źródło: IEQ.

nej 3375 kWh i, zgodnie z mechanizmem net-billing, podlegającą „odsprzedaży” poprzez depozyt.

Na przykładzie analizowanego business case konkretnego obiektu budowlanego, z jego usytuowaniem względem stron świata i jego otoczeniem, w przypadku zorientowania paneli na wschód wyniki są mniej korzystne, mniejsza jest produkcja energii z PV, w wysokości 33 599 kWh w mniejszym stopniu zaspokaja potrzeby lokalne (pobór energii z sieci musi być wyższy), a nadwyżka energii do odsprzedaży jest mniejsza i wynosi 2605 kWh. Podobnie nie był analizowany wariant z panelami rozłożonymi symetrycznie na wschód i na zachód (teoretycznie korzystniejszy) ze względu

na zacinienie występujące od strony zachodniej. Warianty ten nie były brane pod uwagę w dalszych rozważaniach, w raporcie zostały wspomniane jedynie jako ilustracja znaczenia wstępnych analiz na etapie formułowania założeń do projektu.

Relacja wolumenu nadwyżek energii kierowanych do sprzedaży względem zapotrzebowania własnego wskazuje, że ryzyko nieodzyskania środków finansowych z depozytu jest pomijalne. W tej sytuacji nie wydaje się racjonalne rozważanie dodatkowej inwestycji w postaci magazynu ciepła na potrzeby c.w.u. lub, istotnie droższego, magazynu baterijnego energii elektrycznej.

Rozdział VI. Rentowność inwestycji w mikroinstalacje PV rozliczane na zasadach net-billing lub net metering



6.1. Uwagi wstępne dotyczące wymiarowania prosumenckich instalacji PV

Wybór odpowiedniej wielkości gospodarstwa domowego lub obiektu biurowego (jako przykładowego prosumenta biznesowego) najbardziej reprezentatywnego pod względem zużycia energii w systemach rozliczeń na zasadach net-billing lub net metering nie jest oczywistym, a szczególnie w przypadku rozliczeń energii w systemie net-billing. Ten sam problem dotyczy doboru wielkości instalacji PV.

Wybór wielkości instalacji w systemie net metering był relatywnie prosty. Prosumenci wybierali mikroinstalację PV produkującą rocznie między 1–1,25 MWh na każdy 1 MWh rocznego zużycia energii elektrycznej, co nie sprzyjało wysokim współczynnikom autokonsumpcji. W systemie net-billing sytuacja nie jest już tak prosta, gdyż depozyt prosumencki, czyli przychody otrzymane ze sprzedaży energii do sieci może być wykorzystany jedynie na zakup energii czynnej, a ewentualna nadwyżka przepada po zakończeniu okresu rozliczeniowego (roku).

Oznacza to, że w celu poprawnego zwymiarowania instalacji, oprócz oczekiwanego stopnia autokonsumpcji oraz oczekiwanego rocznego zużycia energii (które to dane wystarczyły do względnie optymalnego zwymiarowania instalacji PV w systemie net metering), obecnie konieczne jest dodatkowo dokonanie założeń o oczekiwanym godzinowym profilu zapotrzebowania na energię, godzinowym profilu produkcji energii przez instalację oraz godzinowym profilu ceny, po której możliwa będzie sprzedaż energii do sieci, jak również założeń dotyczących godzinowego profilu cen zakupu energii (w podziale na koszty energii czynnej oraz zmienną składową opłat dystrybucyjnych).

W przypadku net metering, co do zasady cena energii z sieci dostarczana do gospodarstwa domowego nie zmieniała się częściej niż raz do roku. Z uwagi na fakt, iż w analizach ekonomicznych żywotność takich projektów zakłada się zwykle na poziomie 15

lub 25 lat, w przypadku net-billing mamy do czynienia z koniecznością zaprognozowania czterech co najmniej godzinowych szeregow czasowych (produkcje i zużycie energii oraz jej ceny) o długości między 131,4 tys. a niespełna 220 tys. obserwacji każdy. Powyższy fakt sprawia, że inwestycja rozliczana na zasadach net-billingu charakteryzuje się dużo większym ryzykiem związanym z rozkładem wspomnianych zmiennych, a ryzyko to jest tym większe, im mniejszy jest stopień autokonsumpcji wyprodukowanej energii lub czym bardziej przewymiarowana jest instalacja PV.

Także w systemie net metering, z uwagi na pewne korzyści związane ze wzrostem poziomu autokonsumpcji, z perspektywy stopy zwrotu z inwestycji, opłacalna mogła być budowa nieco mniejszej instalacji, niż ta wyznaczona z algorytmu opisanego powyżej. Jednak zmienność stopy zwrotu względem wielkości instalacji ceteris paribus była dużo mniejsza niż ma to miejsce w obecnym systemie.

W następstwie wcześniejszych analiz o charakterze technicznym i powyższych uwarunkowań, sporządzono ekonomiczne studium przypadków dla gospodarstwa domowego zużywającego rocznie 5 MWh energii elektrycznej przy referencyjnej mocy dachowej instalacji PV – 5 kW oraz ekonomiczne studium przypadku dla prosumenta biznesowego o rocznym zużyciu energii wynoszącym 112 MWh i mocy dachowej instalacji PV – 38 kW (wyniki symulacji programem PV*Sol, moc instalacji wynika dostępnej powierzchni dachu). Na Rysunku 31 pokazano przykładowe ułożenie instalacji 38 kW na dachu dla prosumenta biznesowego.

Podstawowe dane o instalacji:

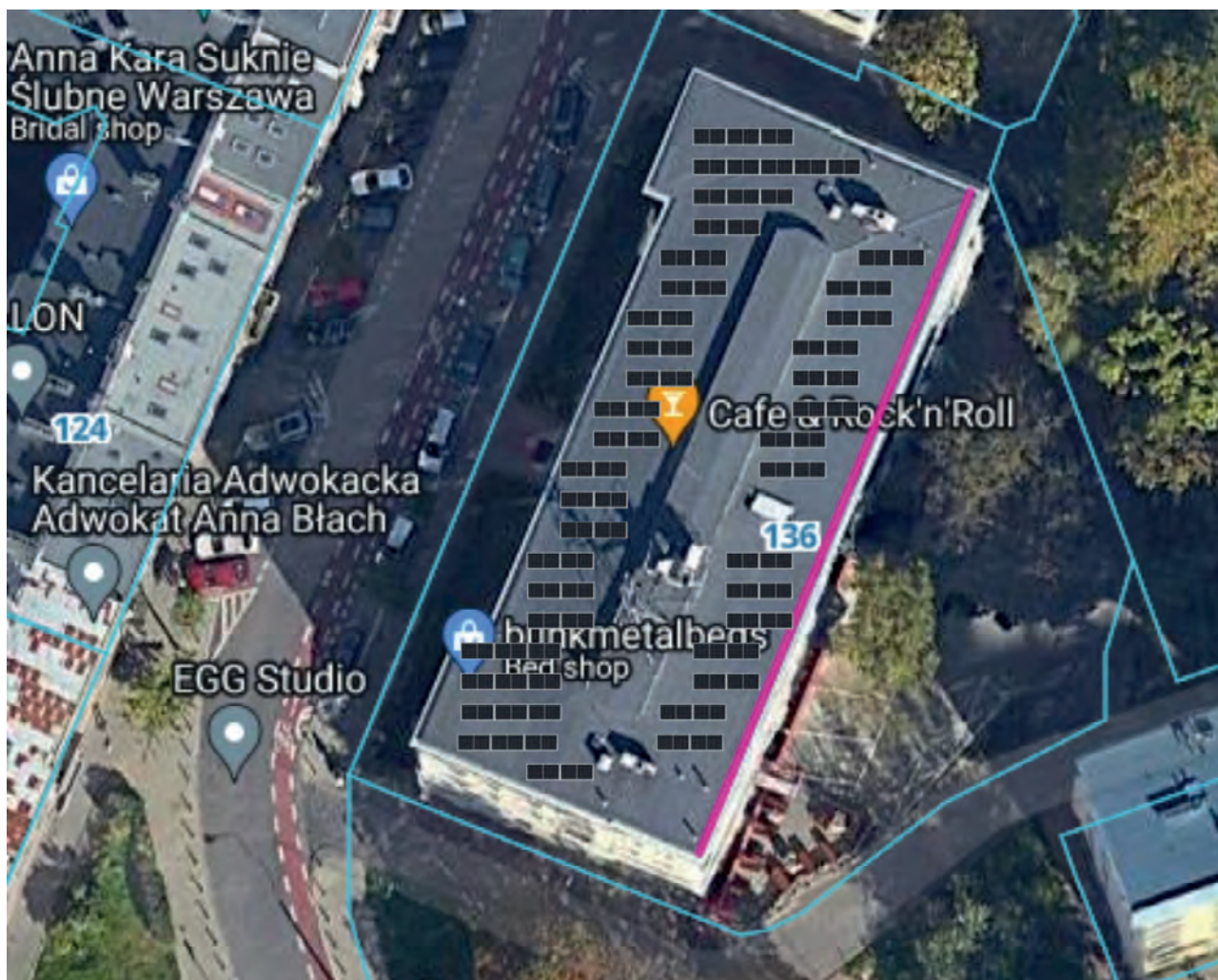
- ▶ Usytuowanie modułów w kierunku południowym na konstrukcji wsporczej pod kątem 15° na dachu płaskim.
- ▶ Moduły monokrystaliczne o mocy 455W – 83 sztuki.
- ▶ Falownik sieciowy o mocy 36 kW.
- ▶ Roczna produkcja energii elektrycznej (symulacji) wynosi 38 628 kWh.

Uznano ten przypadek jako reprezentatywny dla dalszych analiz ekonomicznych.

W przypadku gospodarstwa domowego punktem

5 Wartość ta dotyczyła mikroinstalacji o mocy nie przekraczającej 10 kWp. Dla większych instalacji, o mocy zainstalowanej z przedziału 10–50 kWp maksymalna racjonalna wartość tego parametru wynosiła 1,42, z uwagi na możliwość odbioru jedynie 70% energii wprowadzonej do sieci, a nie 80% jak miało to miejsce przy mniejszych instalacjach.

Rysunek 31. Dachowa instalacja PV u prosumenta biznesowego.



Źródło: IEO.

wyjścia stała się wcześniej analizowana od strony technicznej realna instalacja prosumenta indywidualnego, która miała odpowiednio moc PV wynoszącą 3,15 kW przy rocznym zużyciu energii wynoszącym 6 MWh (tzw. „dobry przykład” braku przewymiarowania), czyli została dobrana tak aby współczynnik autokonsumpcji miał wysoką wartość. Na Rysunku 32 pokazano fotografię budynku z instalacją PV w gospodarstwie domowym.

Podstawowe dane o instalacji:

- ▶ Usytuowanie modułów w kierunku południowo-zachodnim pod kątem 25o na dachu skośnym.
- ▶ Moduły monokrystaliczne o mocy 285W – 11 sztuk.

- ▶ Falownik sieciowy o mocy 3 kW.
- ▶ Roczna rzeczywista produkcja energii elektrycznej wynosi 3505 kWh.

Do dalszych analiz przeskalowano dane z realnej instalacji do wielkości typowej dla inwestycji realizowanych dotychczas w net metering i net-billing, przyjmując, że gospodarstwo domowe zużywa rocznie 5 MWh energii elektrycznej przy referencyjnej mocy dachowej instalacji PV – 5kW. Analizy wrażliwości przeprowadzone w tym rozdziale służyły m.in. potwierdzeniu zasadności zwiększania stopnia autokonsumpcji w systemie net billing, także poprzez rozważanie możliwości budowy magazynu energii, w szczególności obecnie najtańszego magazynu ciepła (z uwzględnieniem wsparcia z programu „Mój Prąd”).

Rysunek 32. Dachowa instalacja PV u prosumenta indywidualnego (istniejąca).



Źródło: IEO.

6.2. Case study – gospodarstwo domowe

6.2.1. Założenia

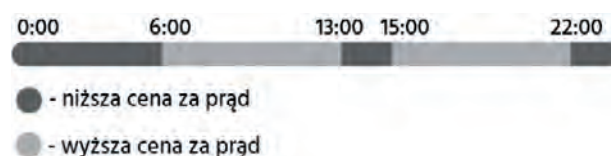
Przeanalizowano przypadek gospodarstwa domowego zużywającego 5 MWh rocznie, z uwagi na fakt iż jest to wielkość reprezentatywna dla dotychczasowych mikro prosumentów. Koszty instalacji założono na podstawie danych gromadzonych w ramach prac na raporcie IEO Rynek Fotowoltaiki w Polsce⁶.

Produktywność instalacji PV w pierwszym roku została dobrana na podstawie przykładowej symulacji dla instalacji dachowej w centralnej Polsce wykonanej w programie PV*Sol. Stopę procentową wykorzystaną do dyskontowania ustalono na poziomie stopy wolnej od ryzyka +2 pkt. proc., gdzie za estymator stopy wolnej od ryzyka przyjęto wartość WIBOR6M.

► Ceny energii elektrycznej

Założenie dotyczy sytuacji na rynku w 2023 roku (zakup energii elektrycznej) – dane bazują na zatwierdzonej taryfie, w podziale na ceny „zamrożone” poniżej 2 MWh oraz na ceny energii dla konsumpcji powyżej 2 MWh rocznie.

Do analiz przyjęto przypadek prosumenta korzystającego z efektów „mrożenia cen” (dzięki obniżeniu zużycia energii z sieci w efekcie autokonsumpcji energii z instalacji PV), korzystającego z taryfy dwustrefowej z obniżoną ceną energii w środku dnia (m.in. wpływ zwiększonej generacji PV).



Jeśli chodzi o ceny sprzedaży nadwyżek energii z instalacji PV do sieci, to założony rozkład cen

⁶ Badanie rynku fotowoltaicznego na potrzeby raportu IEO „Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2023”, <https://ieo.pl/pl/raport-pv-2023>.

**Tabela 8.** Wybrane założenia dotyczące analizowanego projektu.

Zmienna	Wartość	Jednostka
roczne zużycie prądu (bez CWU)	5000	kWh
Koszt instalacji PV	5000	PLN/kW
w tym koszt inwertera	800	PLN/kW
Roczna produktywność instalacji PV	1 060,7	kWh/kW
roczna degradacja modułów	0,5	%
Stopa procentowa	9	%

Źródło: IEQ.

Tabela 9. Taryfy za energię dla gospodarstw domowych w 2023 roku w [PLN/kWh].

Poniżej limitu 2000 kWh			
ceny brutto	energia czynna	dystribucja	całkowita
strefa dzienna	0,217934	0,374166	0,5921
strefa nocna	0,288629	0,095571	0,3842
Po przekroczeniu limitu 2000 kWh			
ceny brutto	energia czynna	dystribucja	całkowita
strefa dzienna	1,254234	0,374166	1,6284
strefa nocna	0,962129	0,095571	1,0577

Źródło: IEQ.

dla 2023 roku prezentuje się następująco (rozkład miesięczny oparty na cenie rozliczeniowej RCEm z rozdziału 1).

Założono że część zmienna opłaty dystrybucyjnej będzie co do zasady wyglądać jak dotychczas, jeśli chodzi o rozkład w czasie, jednak będzie ona rosła średnio o 2% rocznie.

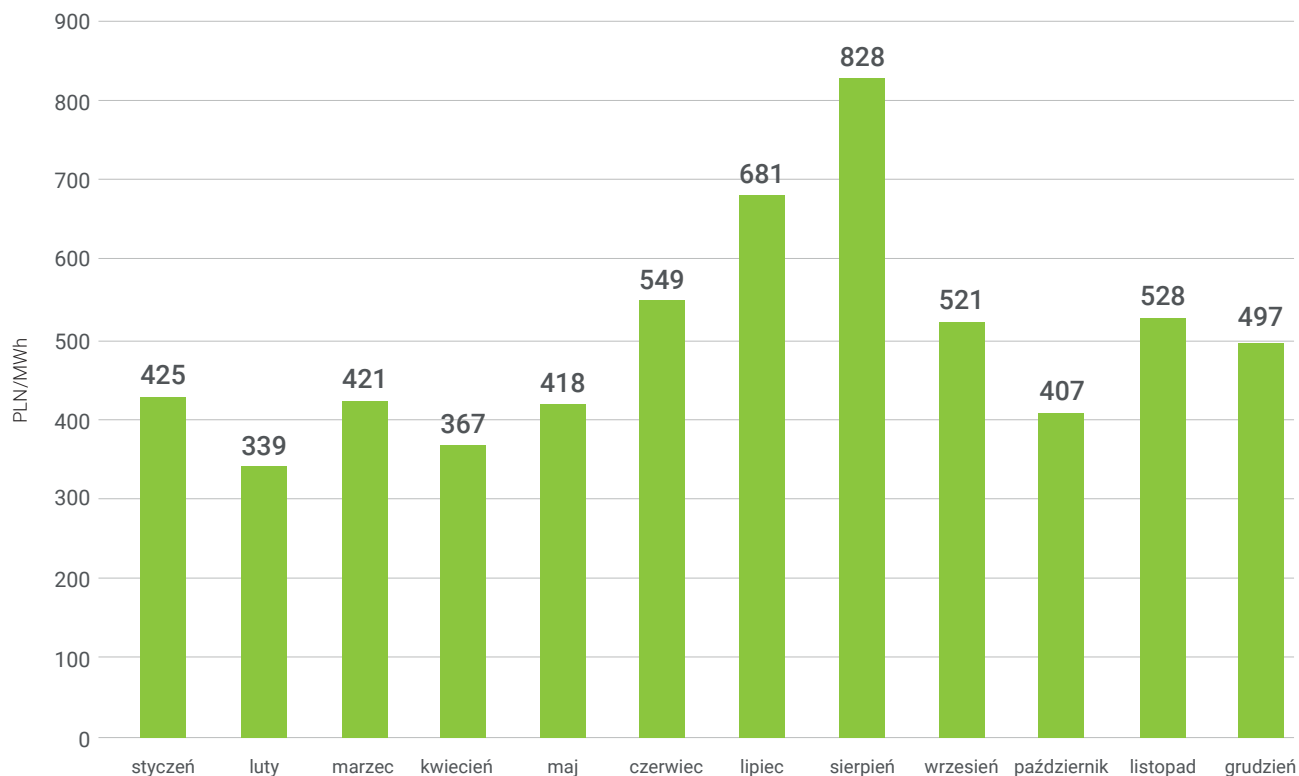
W celu oszacowania 25-letniego, godzinowego profilu cen giełdowych energii elektrycznej posłużono się autorską, długoterminową prognozą cen energii, oraz rozkładem odchyleń od średniej w cyklu rocznym.

Profil cen godzinowych określono na podstawie danych z 2022 roku (patrz Rysunek 35), na podstawie których w latach od połowy 2022 roku, przez rok 2023, aż do połowy 2024 roku określana jest wysokość indeksu RCEm (por. Rysunek 33).

Założono, że już w 2024 roku prosumenci zaczną być rozliczani bezpośrednio wg indeksu TGEBase (por. Rysunek 35).

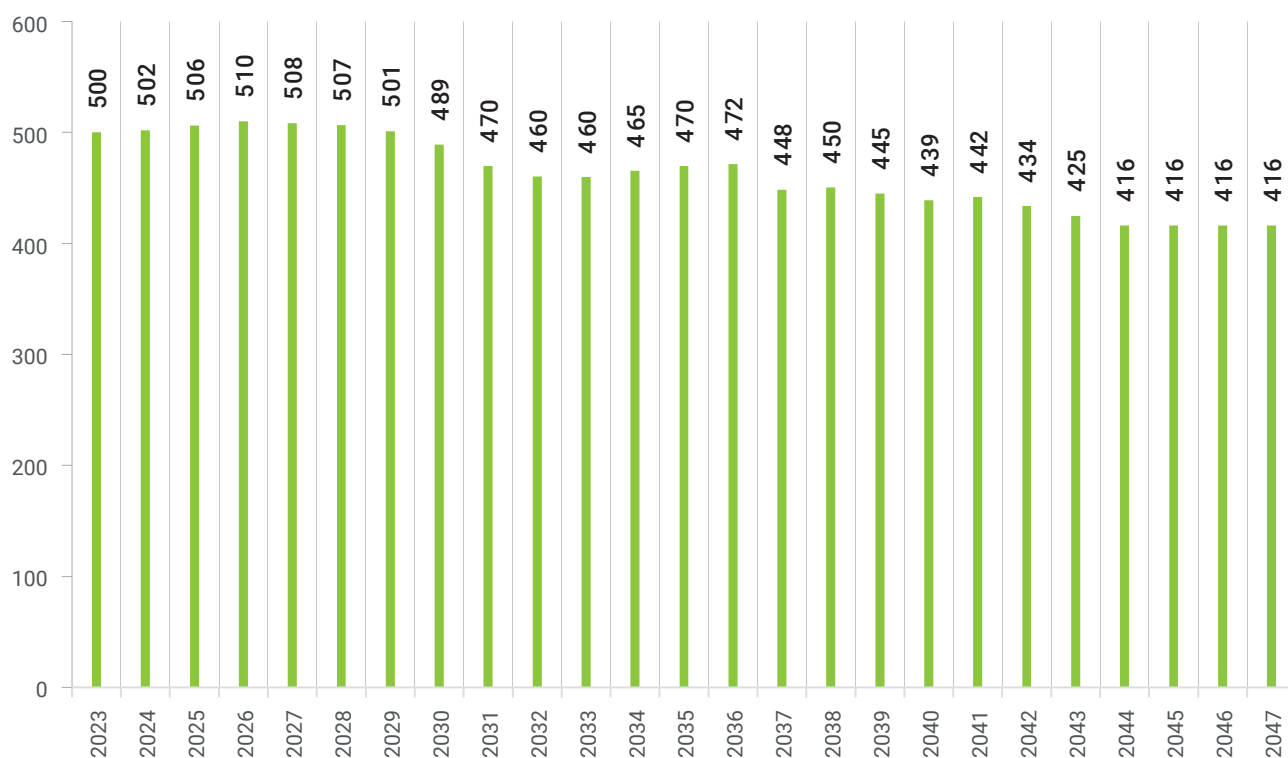
Popyt na energię elektryczną w gospodarstwie domowych oszacowano na podstawie realnego profilu zużycia energii w analizowanym wcześniej gospodarstwie domowym.

Rysunek 33 Prognozowana cena sprzedaży energii przez prosumentów w poszczególnych miesiącach 2023 roku.



Źródło: IEQ.

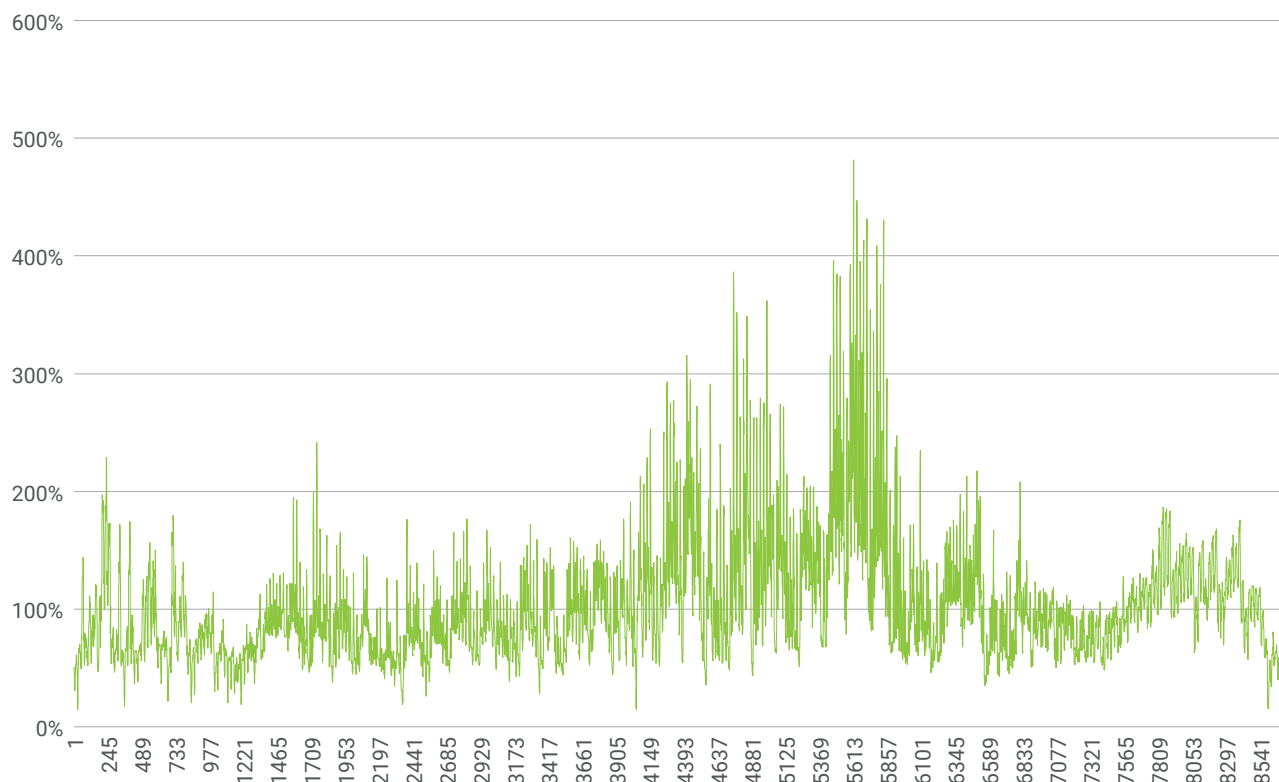
Rysunek 34. Prognoza średniej ceny indeksu TGEBase [PLN/MWh].



Źródło: IEQ.

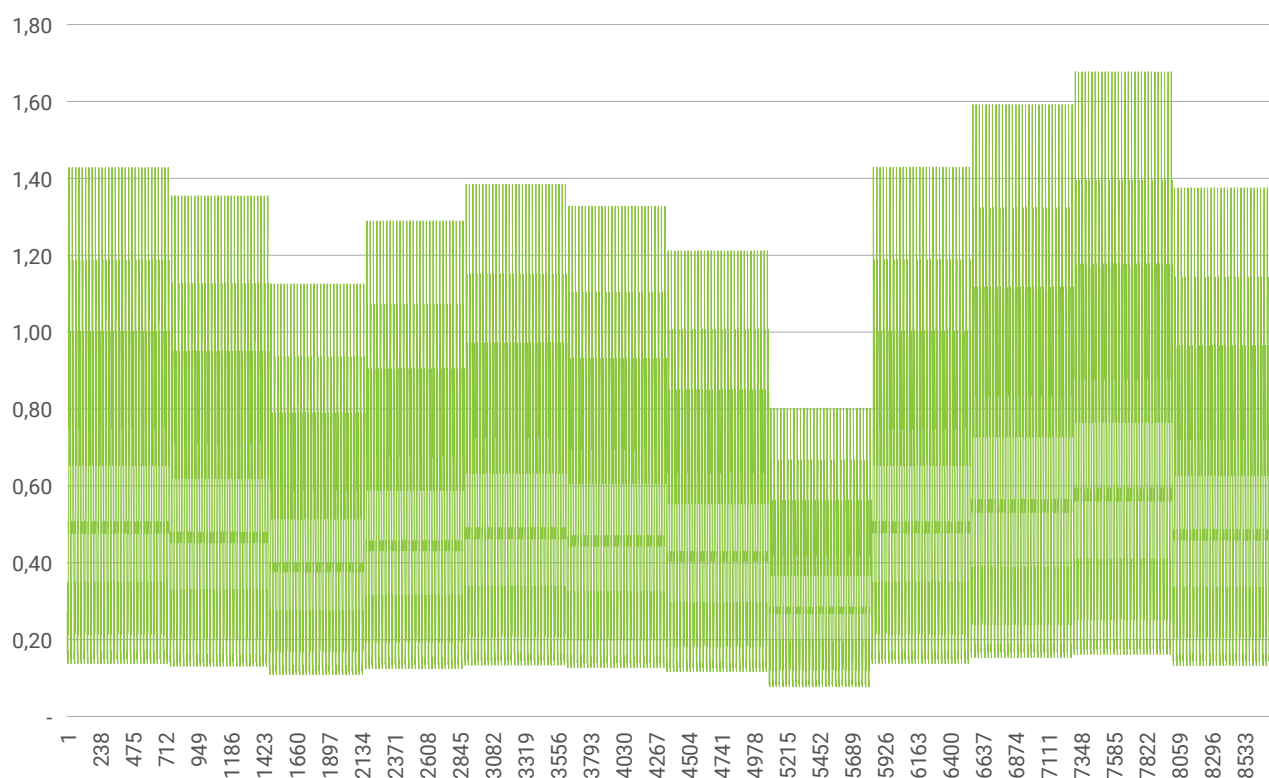


Rysunek 35 Cena w godzinie roku w stosunku do średniej.



Opracowanie IEO – źródło TGE.

Rysunek 36. Godzinowy popyt na energię elektryczną w gospodarstwie domowym, przeskalowany do poziomu 5000 kWh/rok.



Źródło: IEO.

6.2.2. Wyniki i wnioski

Wielkość instalacji (w stosunku do zapotrzebowania na energię elektryczną) ma kluczowe znaczenie. W szczególności w bieżącym roku, gdy ceny energii zostały zamrożone dla zużycia nieprzekraczającego 2MWh/rok. Przeanalizowano wpływ wielkości instalacji na zapotrzebowanie na energię z sieci omawianego gospodarstwa domowego. Okazało się, że nawet instalacja przewymiarowana, tj. produkująca więcej energii niż gospodarstwo domowe wykorzystuje, nie jest w stanie „zbić” zapotrzebowania na energię z sieci do poziomu niższego niż 3 MWh. Oznacza to, że nawet w takim przypadku, koszt nadwyżki ponad 2 MWh będzie większy niż koszt zakupu „pierwszych” 2 MWh energii w danym roku, po cenie zamrożonej.

Jak można się było tego spodziewać, autokonsumpcja maleje wraz ze wzrostem wielkości instalacji ceteris paribus, w skrajnym przypadku przy instalacji 1 kW wynosi niemal 100% (niemal cała energia konsumowana jest na miejscu). Założono jednak że z uwagi na efekty skali (koszty pracy powstałe przy budowie jakiegokolwiek instalacji, niezależnie od jej wielkości) minimalna wielkość rozważanej inwestycji powinna wynosić 3kW.

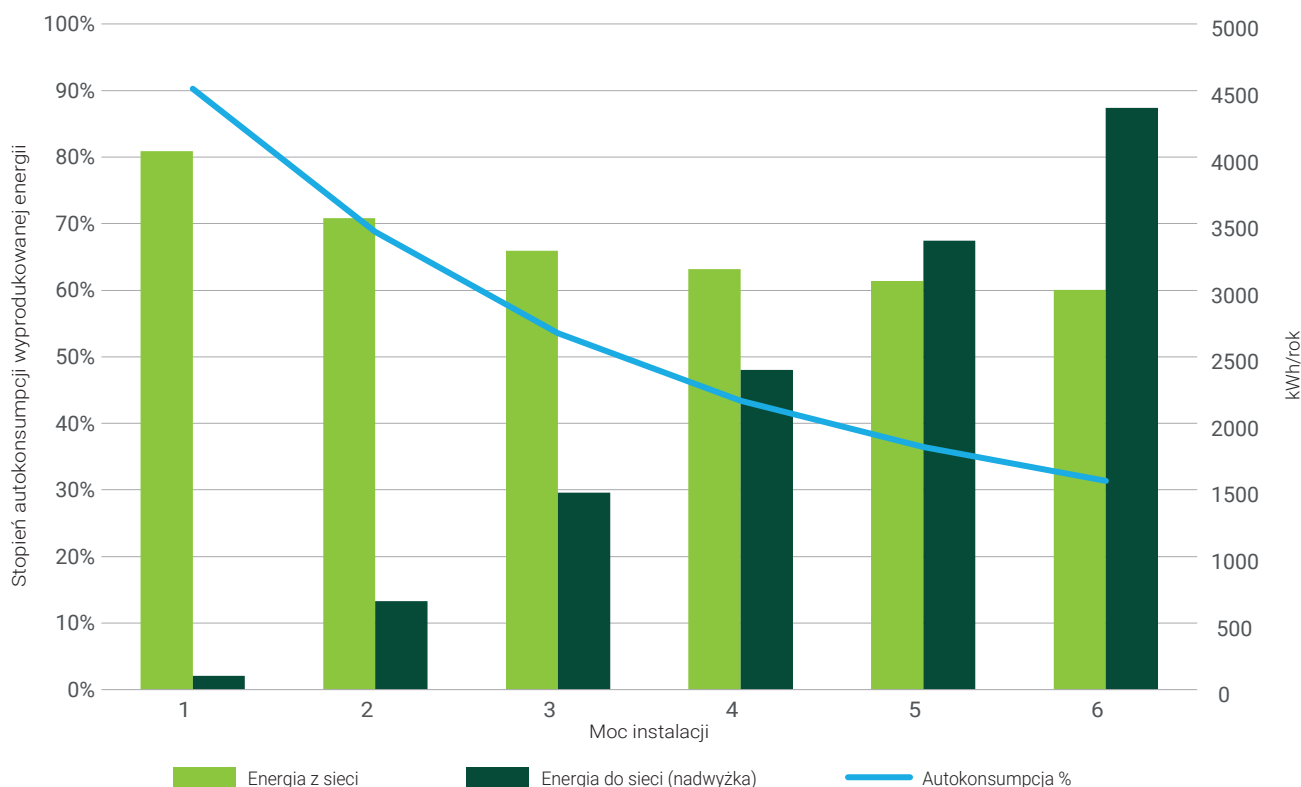
Przeprowadzono analizę przepływów pieniężnych (pominięty koszt zakupu energii elektrycznej vs koszt zakupu instalacji) dla trzech wariantów:

- Mikroinstalacji działającej w systemie net billing.
- Mikroinstalacji działającej w systemie net billing, korzystając z dotacji z programu „Mój Prąd”.
- Wariantu hipotetycznego – mikro instalacji działającej w starym systemie net metering.

Wnioski:

- Zarówno w systemie net-billing (nawet bez dotacji), jak i w net metering wraz ze spadkiem wielkości instalacji, ceteris paribus, rośnie autokonsumpcja co skutkuje wzrostem wewnętrznej stopy zwrotu z zaangażowanych środków. Wpływ ten jest jednak niemalże niezauważalny w przypadku systemu net metering (różnica o 1 pkt. proc. między 3 a 5 kWp), w porównaniu ze zmianą rentowności w systemie net billing (5 pkt. proc. na tym samym przedziale).
- Dotacja z programu „Mój Prąd” charakteryzuje się malejącym udziałem w CAPEX wraz ze wzrostem instalacji (6000 złotych, nie więcej niż 50% koszt-

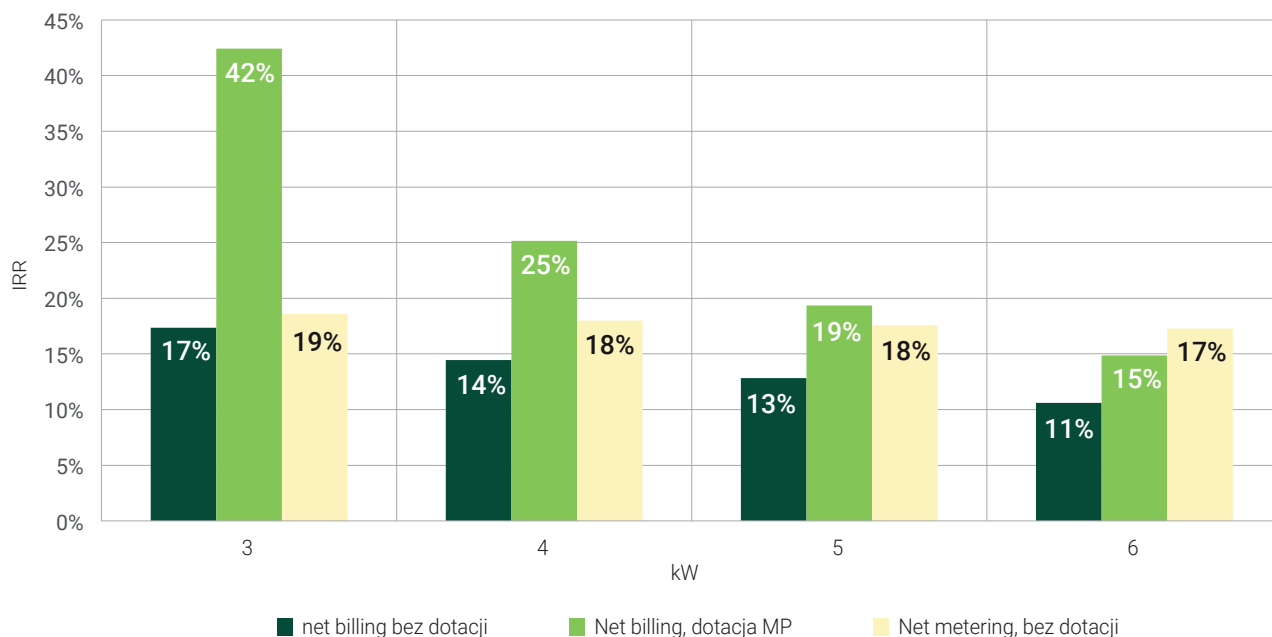
Rysunek 37. Wymiarowanie instalacji PV dla gospodarstwa domowego zużywającego 5 MWh/rok.



Źródło: IEQ.

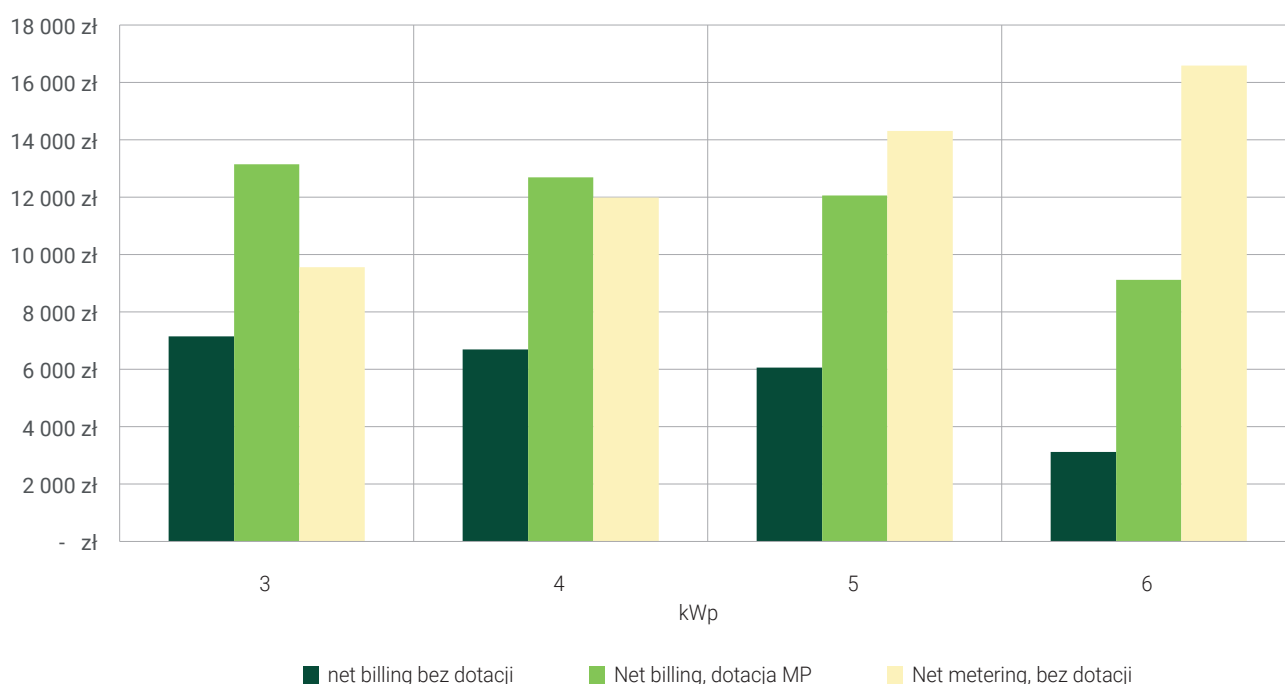


Rysunek 38 Zmienność wewnętrznej stopy zwrotu w zależności od wielkości instalacji.



Źródło: IEQ.

Rysunek 39 Wysokość NPV w zależności od wielkości instalacji.



Źródło: IEQ.

tów). Oznacza to, że przy budowie instalacji 3 kW dotacja stanowi 40% nakładów inwestycyjnych, zaś przy instalacji 5 kW zaledwie 24%.

czas, tj. dla domu zużywającego 5 MWh rocznie – ok. 5 kW) porównywalną, oczekiwaną stopę zwrotu co inwestycja w systemie net metering.

► Obecny system net-billing przy uwzględnieniu dotacji z programu Mój Prąd oferuje (przy wymiarowaniu instalacji w sposób taki, jak dotych-

► Fakty opisane w pkt. 1 i 2 sprawiają, że dużo bardziej opłacalna jest inwestycja w jak najmniejszą instalację (w tym przypadku 3 kWp).

- **Oczekiwana stopa zwrotu z instalacji 3 kW przy uwzględnieniu dotacji wynosi 42%.** Mimo faktu iż ta inwestycja charakteryzuje się istotnie większym ryzykiem związanym z ceną energii elektrycznej (które to ryzyko państwo w całości brało na siebie w systemie net metering) margines bezpieczeństwa dla wewnętrznej stopy zwrotu wydaje się być wystarczający.

6.2.3. Wariant alternatywny – dodatkowa inwestycja w magazyn ciepła

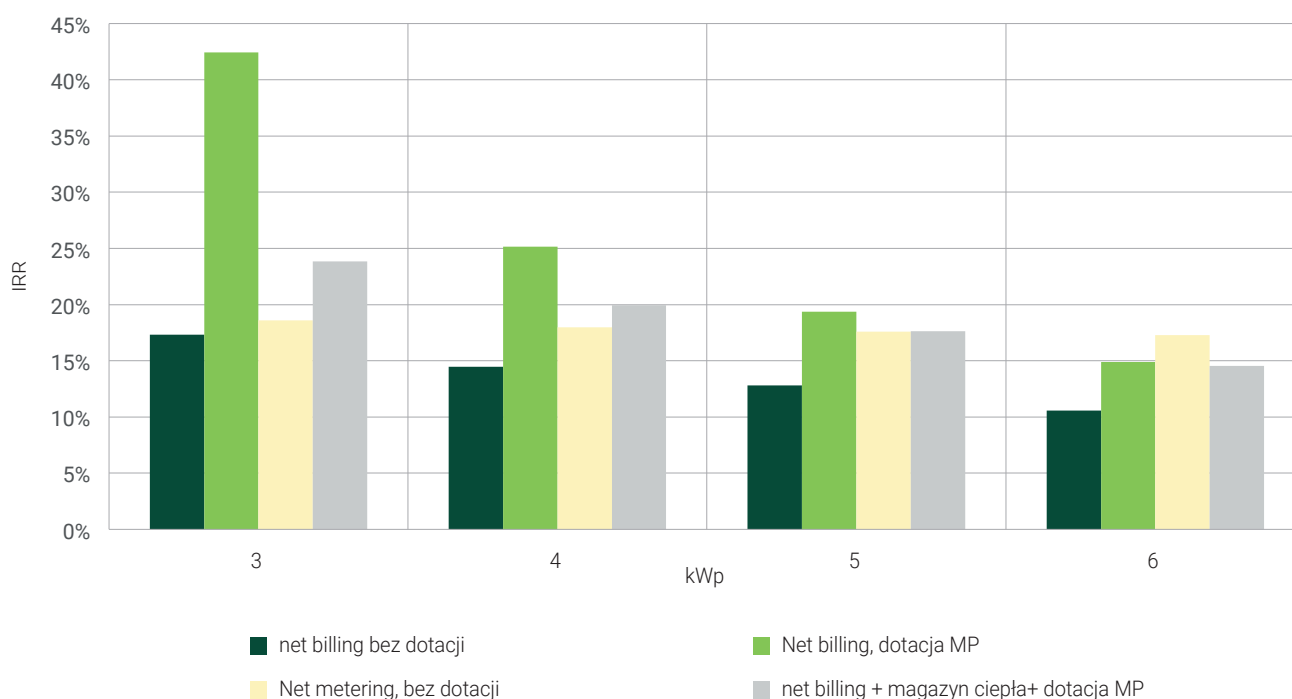
Zakończenie systemu net metering argumentowano (słusznie) tym, iż nie motywuje on do zwiększania stopnia autokonsumpcji. Fakt ten wyraźnie pokazany został na poprzedniej stronie. W celu zwiększenie autokonsumpcji możliwe jest zastosowanie magazynów energii elektrycznej lub magazynów ciepła. W programie „Mój Prąd”, w przypadku zdecydowania się na budowę instalacji wraz z magazynem, dotacja do samej instalacji rośnie o 1000 złotych (do maksymalnego poziomu 7000 PLN), zaś dotacja do magazynu ciepła wynosi 5000 PLN (nie więcej niż 50% wartości magazynu ciepła). W niniejszym punkcie rozważono zakup magazynu ciepła.

Zakup magazynu ciepła jest dobrą inwestycją, w szczególności dla gospodarstw domowych które:

- Nie dysponują jeszcze instalacją do wytwarzania ciepłej wody użytkowej (nowo budowana nieruchomość).
- W otoczeniu których zainstalowano wiele innych instalacji PV, co zwiększa ryzyko nadmiernego podwyższenia napięcia w sieci, a co za tym idzie przymusowego wyłączenia instalacji. W takim wypadku potencjalnie produkowana energia zostałaby zmarnowana.
- W przypadku podmiotów nie dysponujących alternatywnym sposobem przygotowywania CWU (np. bez przyłącza gazowego) lub które z innych przyczyn planują przygotowywać ciepłą wodę użytkową z wykorzystaniem energii elektrycznej.

Założono zakup zbiornika o pojemności roboczej 30 kWh, z grzałką umożliwiającą wykorzystanie nadwyżek energii PV. Założono cenę bojlera na poziomie 6000 złotych brutto, co po odjęciu dotacji na magazyn ciepła (50% kosztu = 3000 PLN) oraz dodatkowego tysiąca złotych na budowę instalacji sprawia, że efektyw-

Rysunek 40. Zmienność wysokości IRR w zależności od wielkości instalacji dla wariantów z magazynem ciepła i bez magazynu.





ny koszt zakupu magazynu dla inwestora będzie wynosił w tym przypadku 2000 złotych (por. rozdział 6.3.1).

Jednocześnie założono, że gospodarstwo domowe zużywać będzie dziennie 4 kWh energii w celu przygotowania ciepłej wody użytkowej, przede wszystkim w godzinach 20–24 (choć zmiana harmonogramu głównego zużycia (kąpiele) na godziny poranne nie zmieniałyby wielce wyników).

Założono również że magazyn, jeśli jest w nim miejsce (woda nie jest nagrzana do maksymalnie możliwej temperatury roboczej) pobiera każde nadwyżki energii PV. Należy zwrócić uwagę że **nie jest to optymalny sposób sterowania ładowaniem magazynu**, lecz został wybrany do zilustrowania tego przykładu ze względu na swoją prostotę. Optymalne byłoby ładowanie jedynie wtedy, gdy możliwa cena sprzedaży energii do sieci jest niższa od pewnego poziomu (zmiennego w czasie) oraz ewentualnie podładowywać magazyn energią z sieci w momentach, gdy jej ceny są niskie.

Wnioski:

- ▶ Jeśli rozważane jest grzanie CWU prądem, w szczególności w letniej części roku, magazyn ciepła w połączeniu z PV i odpowiednią automatyką może być godny rozważenia.

- ▶ Ponownie jak w przypadku bazowym (bez magazynu) najmniejsza instalacja okazała się być tą dającą najwyższy zysk (rozumiany jako pominięte koszty zakupu energii z sieci).
- ▶ Stopa zwrotu mimo dotacji) jest jednak niemal o połowę niższa od tej uzyskanej w przypadku sprzedaży nadwyżek energii do sieci.

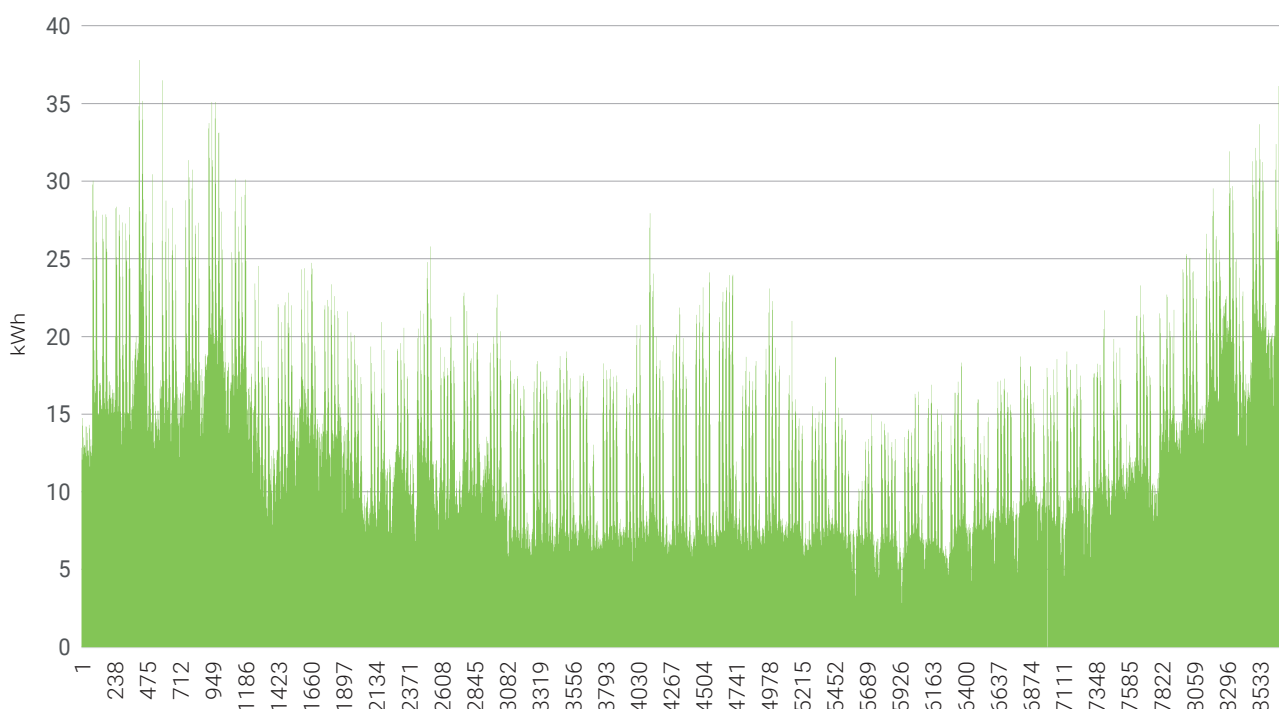
6.3. Case study – prosument biznesowy

6.3.1. Założenia

Założenia które uległy zmianie względem wariantu dla gospodarstwa domowego to:

1. Łączne zapotrzebowanie na energię elektryczną: 112 MWh/rok.
2. Roczny profil poboru energii (patrz Rysunek 41).
3. Uwzględnianie cen (zarówno nakładów inwestycyjnych, jak i kosztów energii elektrycznej w cenach netto).

Rysunek 41. Roczny rozkład zapotrzebowania na energię dla budynku biurowego.



Źródło: IEQ.

**Tabela 10.** Taryfy za energię dla MŚP w 2023 roku [PLN/kWh].

Ceny netto C12b	Energia czynna '2023	Dystrybucja '2023	Cena całkowita '2023
strefa dzienna	0,43	0,2726	0,7026
strefa nocna	0,43	0,0912	0,5212

4. Spadek jednostkowego kosztu instalacji (z uwagi na efekty skali), z 5000 PLN/kW na 4000 PLN (brutto)/kW, co daje 3252 złotych netto.

5. Zmiana wyjściowej wartości kosztów dystrybucji oraz cen energii czynnej w 2023 roku (patrz Tabela 10).

Cenę energii czynnej zakupywanej przez przedsiębiorstwo w 2023 roku ustalono na poziomie 430 PLN/MWh, choć jest to wartość wielce indywidualna, zależąca od umowy zawartej przez firmę. Część zmienna opłaty dystrybucyjnej – taryfa C21b.

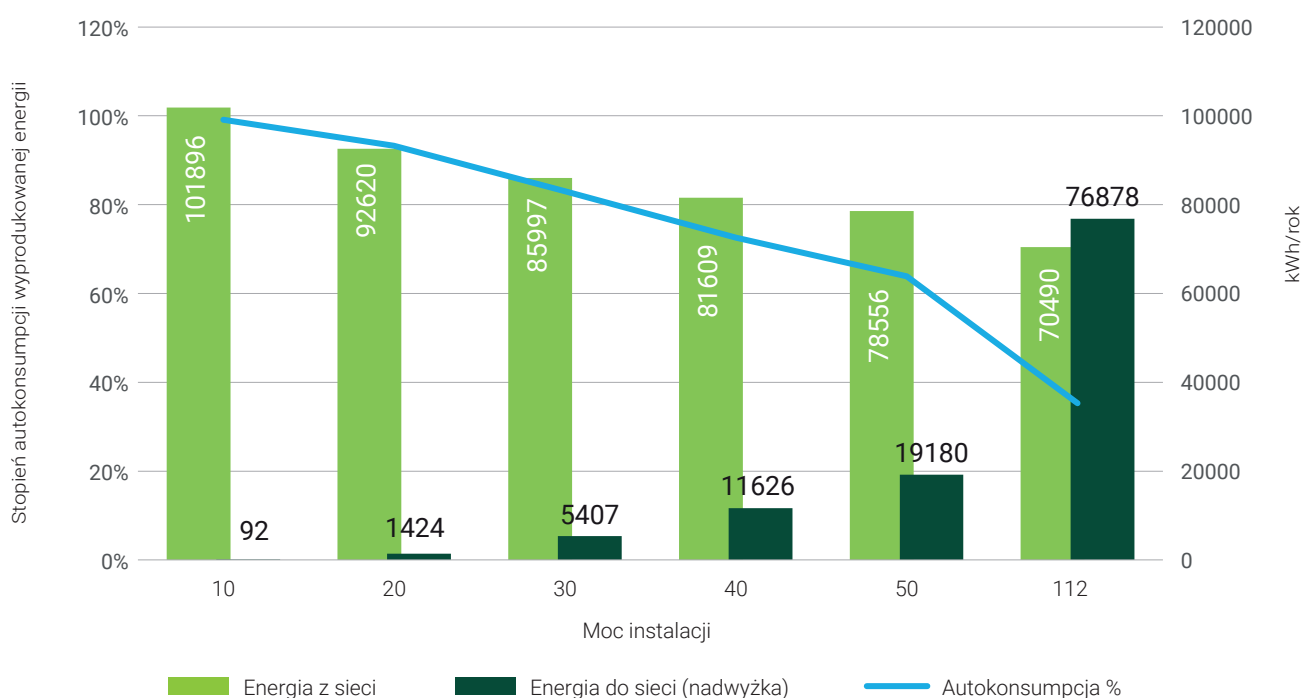
szej niż 50 kWp. Przy popycie rzędu 112 MWh/rok w przypadku net meteringu wybrano by zapewne instalację ok. 100 kW.

Pamiętajmy jednak, że nie na każdym dachu możliwe będzie umieszczenie tak dużej instalacji, zaś system net-billing silnie preferuje maksymalizację auto konsumpcji, a zatem instalacje istotnie mniejsze. Sprawdźmy zatem jak zachowuje się autokonsumpcja oraz przepływy między budynkiem a siecią energetyczną dla typowych wielkości instalacji mikroprosumenckich: 10, 20, 30, 40, 50 oraz instalacji 112 MW.

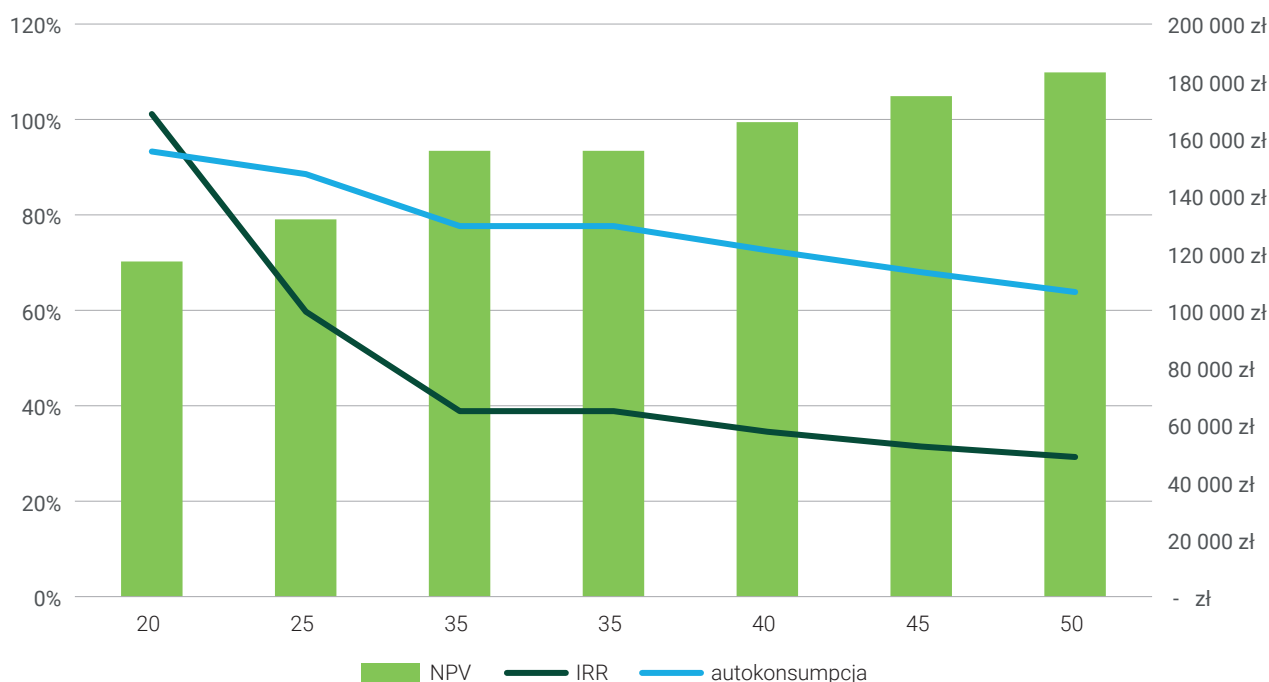
6.3.2. Wymiarowanie instalacji i interpretacja wyników

Należy zauważyć, że o mikroprosumencie możemy mówić jedynie w przypadku instalacji o mocy mniej-

Jak mogliśmy się spodziewać dla instalacji dostatecznie małych – 10–20 kW poziom autokonsumpcji przekracza 93%. Oznacza to, że nieznaczna ilość energii sprzedawana jest do sieci, a co za tym idzie, ryzyko związane ze zmiennością cen sprzedaży

Rysunek 42. Wymiarowanie instalacji PV dla prosumenta biurowego zużywającego 112 MWh/rok.

Źródło: IEQ.

**Rysunek 43.** Wyniki finansowe oraz poziom autokonsumpcji w zależności od wielkości instalacji.

Źródło: IEQ.

jest w takim przypadku minimalne. Wraz z kolejnymi wzrostami wielkości instalacji o 10 kWp udział autokonsumpcji w energii wyprodukowanej spada o ok. 10 pkt. proc., by przy wielkości 50 kW osiągnąć poziom 64%.

Dla porównania, w przypadku instalacji 112 kW autokonsumpcja wynosi już zaledwie 35%, co jest wartością dość zbliżoną do tej, którą widzieliśmy we wcześniej omawianym przypadku gospodarstwa domowego z instalacją 5 kW (36%).

Przeprowadziliśmy maksymalizację wewnętrznej stopy zwrotu (oraz wartości NPV względem wielkości instalacji). Okazało się, że paradygmat maksymalizacji wewnętrznej stopy zwrotu nie jest możliwy do zastosowania, gdyż dla instalacji poniżej 16 kW nie istnieje wewnętrzna stopa zwrotu (tzn. inwestycja nie wygeneruje ujemnych przepływów pieniężnych). Innymi słowy – zwraca się w mniej niż rok. Następnie w przedziale 16–50 kW (a także na przedłużeniu, dla instalacji niebędących już mikroinstalacjami) IRR monotonicznie maleje. Inaczej sytuacja ma się w przypadku NPV, które w analizowanym przedziale jest monotonicznie rosnące.

Wnioski:

- ▶ W przypadku większości podmiotów kupujących energię elektryczną w taryfie C, budowa instalacji

PV (w szczególności instalacji dachowej jakie były tutaj rozważane) jest inwestycją racjonalną, dającą zadowalającą stopę zwrotu, tym większą im wyższy jest poziom autokonsumpcji.

- ▶ Nie jest możliwy dobór wielkości instalacji bez jednoznacznie określonego kryterium decyzyjnego. Możliwe jest kilka wariantów:

- Podmioty sceptycznie nastawione do instalacji fotowoltaicznych, chcące przeprowadzić jedynie pilotaż lub podmioty dysponujące małą powierzchnią dachu mogą zdecydować się na niewielką instalację. W analizowanym przypadku instalacje poniżej 15,5 kWp charakteryzowały się brakiem ujemnych przepływów pieniężnych (tzn. zwracały się w ciągu pierwszego roku).

- Podmioty dysponujące większą powierzchnią dachową, wolnymi środkami oraz brakiem alternatywnych okazji inwestycyjnych umożliwiających osiągnięcie stopy zwrotu powyżej 30% mogą zdecydować się na budowę większej instalacji. W analizowanym przypadku dla przedziału 35–50 kW, czyli największych możliwych mikroinstalacji IRR wahało się między 38,8 a 29,2%. Wartość bieżąca netto (NPV) inwestycji jest jednak monotonicznie rosnąca względem wielkości instalacji w tym przedziale.

Rozdział VII. Polski łańcuch dostaw firm obsługujących inwestycje prosumenckie – szanse dla przemysłu dostaw urządzeń dla instalacji działających w systemie net-billing





Każda instalacja fotowoltaiczna składa się z szeregu komponentów, takich jak moduły fotowoltaiczne, falowniki, konstrukcje mocujące, kable, liczniki dwukierunkowe czy zabezpieczenia elektryczne, software oraz stacje transformatorowe. Dodatkowo może być wyposażona także w magazyn energii. Wszystkie komponenty elektryczne, elektrotechniczne i mechaniczne wchodzące w skład instalacji PV tworzą tzw. balance of system (BOS). Wszystkie te urządzenia na zlecenie inwestora są montowane i podłączone do sieci przez firmę instalatorską lub EPC. Komponenty dostarczane są przez producentów z różnych krajów, producentów krajowych, europejskich lub spoza UE. Wszystkim krajom wspierającym rozwój rynku PV zależy na tym, aby jak najwięcej komponentów instalacji PV było wyprodukowanych lokalnie. Miarą skali korzyści rozwoju każdej branży (miejsca

pracy, wartość dodana, efekt mnożnikowy) jest tzw. „local content”.

Local content (LC) jest to wartość lub udział towarów (np. komponentów), usług (np. projektowanie instalacji) oraz tworzonych lokalnie miejsc pracy w całym łańcuchu dostaw. Łańcuch dostaw urządzeń dla fotowoltaiki jest dość złożony. O ile firmy instalacyjne obsługują zazwyczaj rynek krajowy, o tyle rynek dostawców technologii i urządzeń w fotowoltaice ma charakter globalny i został zdominowany przez firmy z krajów azjatyckich, wydłużając łańcuchy dostaw urządzeń. Dla zachowania niezależności technologicznej oraz zwiększania bezpieczeństwa dostaw urządzeń wskazane jest, aby kluczowe urządzenia i komponenty, w tym np. moduły fotowoltaiczne i ogniwa PV, były produkowane lokalnie, w szczególności w kraju lub na terenie Unii Europejskiej.

Rysunek 44. Łańcuch dostaw urządzeń dla fotowoltaiki i łańcuch wartości w UE.

	Kluczowe działania	Wielkość rynku (M€)
Sprzęt do produkcji urządzeń dla PV	Sprzęt do produkcji ogniów, modułów itp. Rozwój nowej technologii	1 329 Global 66 EU
Panele PV	Produkcja płytek krzemowych, ogniów, modułów.	57 842 Global 7 368 EU
Monitoring i kontrola	Rozwój sprzętu i oprogramowania w celu poprawy wydajności farm	2 694 Global 678 EU
Pozostałe elementy instalacji	Pozostały sprzęt: falowniki, konstrukcje wsporcze, trackery, okablowanie, magazyny	25 707 Global 3 275 EU
EPC	EPC (Engineering, Procurement and Construction) – projekt, budowa i uruchomienie farmy	17 995 Global 2 292 EU
Wdrożenie projektu	Deweloperka, finansowanie, eksploatacja	26 993 Global 3 438 EU

Źródło: IEO na podstawie Report from the commission to the European Parliament and the council on progress of clean energy competitiveness, 14.10.2020 r.

Rysunek 45 Polskie firmy produkcyjne w łańcuchu dostaw dla fotowoltaiki biorące udział w ocenie krajowego „local content”.



Źródło: Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice. Metoda szacowania i promocji „Local content” w przemyśle PV, IEO.

Problemy krajowego przemysłu fotowoltaicznego, konkurencja i zależność od dostaw z Chin są zbieżne z problemami i celami rozwojowymi całego przemysłu unijnego. W chwili obecnej firmy europejskie osiągają różne wyniki – w zależności od tego, w jakim segmencie łańcucha wartości PV znajdują się (patrz Rysunek 44).

Wzrost obecności europejskich firm w poszczególnych ogniwach łańcucha wartości, w szczególności na początku łańcucha dostaw, gdzie można uzyskać największy efekt mnożnikowy i wartość dodaną, może stanowić podstawę do odbudowy przemysłu fotowoltaicznego. Wymagałoby to również skupienia na specjalizacji lub produktach o wysokiej wartości.

Duże znaczenie w odbudowie unijnego przemysłu PV może odegrać Europejski Zielony Ład, silna pozycja unijnych ośrodków badawczych, wykwalifikowana siła robocza oraz istniejące i powstające podmioty przemysłowe stanowiące podstawę do ponownego stworzenia (odtworzenia) silnego europejskiego łańcucha dostaw urządzeń dla fotowoltaiki. Przemysł UE i przemysł krajowy mogą bazować na rosnącym rynku wewnętrznym, ale aby pozostać konkurencyjnym, przemysł ten musi rozwinąć zasięg globalny. Odbudowa polskiego i unijnego przemysłu produkcji fotowoltaicznej zmniejszyłaby również ryzyko zakłóceń w dostawach czy związane z jakością. Za planem rozwoju przemysłu stoi idea zwiększenia tzw. „local content”. Local content (LC) jest to wartość lub udział towarów i usług oraz tworzonych lokalnie miejsc pracy w całym łańcuchu dostaw. Większość komponentów składających się na łańcuch dostaw dla fotowoltaiki może być wytworzona przez polskich producentów. W szczególności moduły fotowoltaiczne, mocowania i konstrukcje wsporcze, magazyny energii elektrycznej i ciepła, przewody,

liczniki i systemy ICT oraz stacje transformatorowe, a w przyszłości także ogniwa i inwertery.

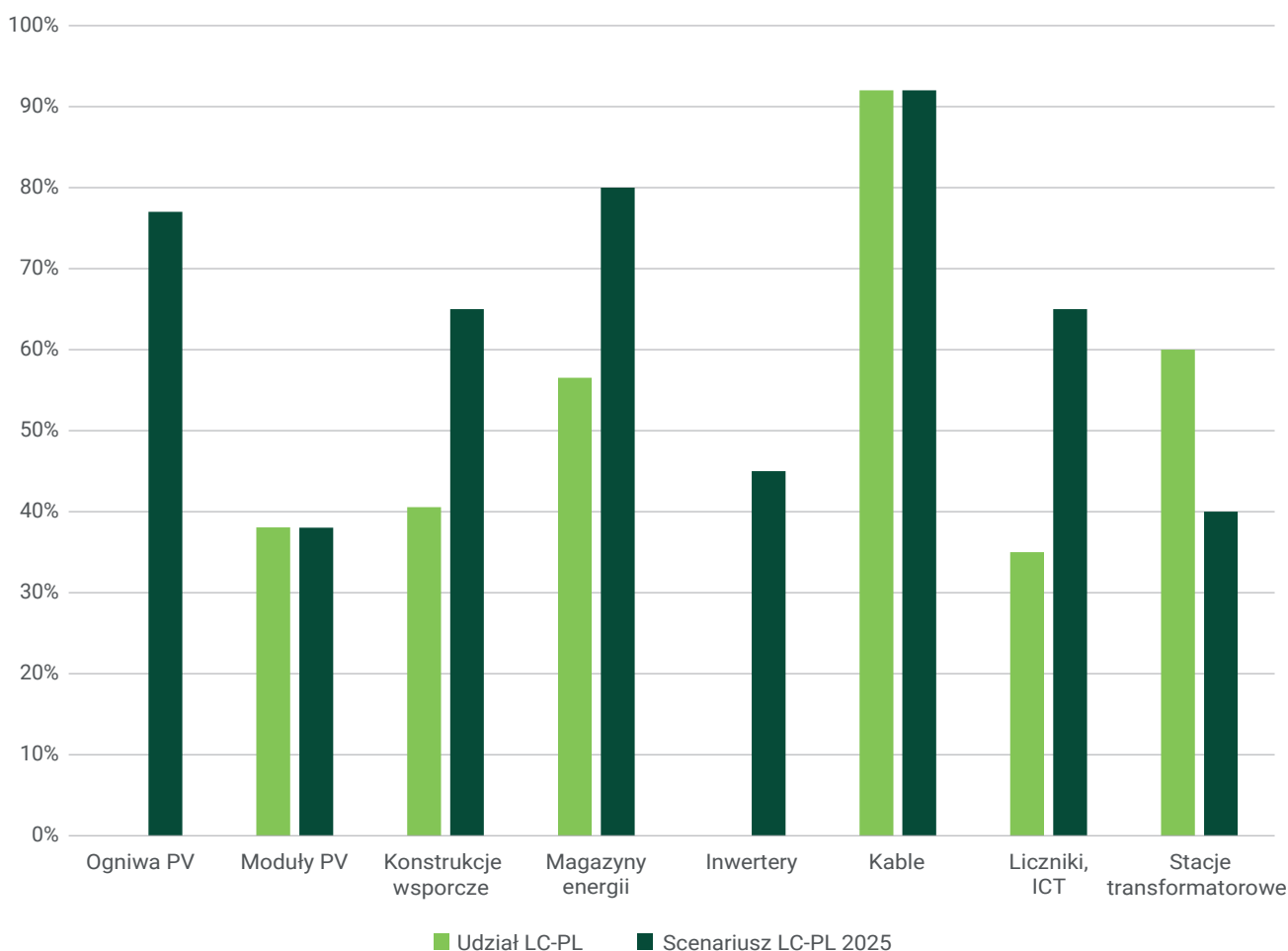
Idea zwiększania „local content” służy temu, aby ambitne plany rozwoju rynku energii z PV przekładały się na rozwój przemysłu. Na Rysunku 32 przedstawiono schemat łańcucha dostaw urządzeń dla instalacji fotowoltaicznych wraz z przedstawicielami krajowych producentów poszczególnych urządzeń, którzy współuczestniczyli w ocenie local content przygotowanej przez IEO na potrzeby raportu „Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice. Metoda szacowania i promocji „Local content” w przemyśle PV”.

Dla zachowania niezależności technologicznej oraz zwiększania bezpieczeństwa dostaw urządzeń wskazane jest, aby kluczowe urządzenia i komponenty, w tym np. moduły fotowoltaiczne i ogniwa PV, ale też różnego rodzaju magazyny energii, były produkowane lokalnie, w szczególności w kraju lub na terenie Unii Europejskiej. Problemy krajowego przemysłu fotowoltaicznego, konkurencja i zależność od dostaw z Chin są zbieżne z problemami i celami rozwojowymi całego przemysłu unijnego.

W 2020 roku łączna moc zainstalowana w PV w UE stanowiła niecałe 15%. Ale tylko 4% modułów fotowoltaicznych wykorzystywanych w Europie zostało wytworzonych na miejscu, a w przypadku ogniw tylko 0,4%⁷. Przewiduje się⁸, że roczny przyrost mocy

7 Nowa inicjatywa europejskich firm przemysłowych produkujących urządzenia dla energetyki słonecznej. URL: <https://www.ieo.pl/pl/aktualnosci/1529-nowa-inicjatywa-europejskich-firm-przemyslowych-produkujacych-urzadzenia-dla-energetyki-slonecznej>

8 Impact Assessment supporting the Climate Target Plan (COM(2020) 562 final)

**Rysunek 46.** Plany zwiększenia krajowego „local content” w poszczególnych segmentach.

Źródło: IEO: Ocena udziału dostaw lokalnych towarów i usług w fotowoltaice. Metoda szacowania i promocji „Local content” w przemyśle PV. 2021.

wzrośnie do 370 GW w 2030 roku, a w 2050 roku do ponad 1000 GW. Program REPowerEU zapowiada, że już w 2030 roku moc PV w UE przekroczy 600 GW. Biorąc pod uwagę szacowany wzrost mocy PV w UE, gdzie tempo rozwoju PV ponownie przyspiesza, przewiduje się, że Europa będzie odgrywać większą niż obecnie rolę w całym łańcuchu wartości.

Plany w zakresie rozwoju przemysłu w ramach zwiększania local content dotyczą także branży PV w Polsce. 16 grudnia 2021 roku administracja rządowa i przedstawiciele sektora PV podpisali „Porozumienie o współpracy na rzecz rozwoju sektora fotowoltaiki”. Dotyczy ono czterech obszarów kluczowych, w tym przede wszystkim obszaru pierwszego: „Rozwój krajowego przemysłu urządzeń fotowoltaicznych (local content – wzrost udziału krajowych firm w łańcuchu dostaw i wartości)”.

Krajowi producenci urządzeń planują zwiększanie udziału wartości LC w swoich produktach. Poziom

zwiększania wartości krajowego local content jest różny dla poszczególnych elementów łańcucha wartości. Producenci urządzeń przedstawili plany dotyczące wzrostu LC w wytwarzanych produktach. Na Rysunku 46 zestawiono LC na koniec roku 2020 oraz scenariusz do roku 2025.

Warto rozwijać przemysł w takich obszarach, które odpowiadają potrzebom rynku tworzonemu przez nowe regulacje, takie jak „net billing” czy wprowadzenie taryf dynamicznych oraz takich programów jak „Mój Prąd”, które wywołują zapotrzebowanie na bardziej zaawansowane produkty. Wprowadzenie net-billing daje szansę na rozwój firm produkujących inteligentne liczniki i inne produkty ICT (w tym specjalizowane układy scalone służące zarządzaniu energią) oraz firm, które chcą rozwijać produkcję różnych rodzajów magazynów energii.

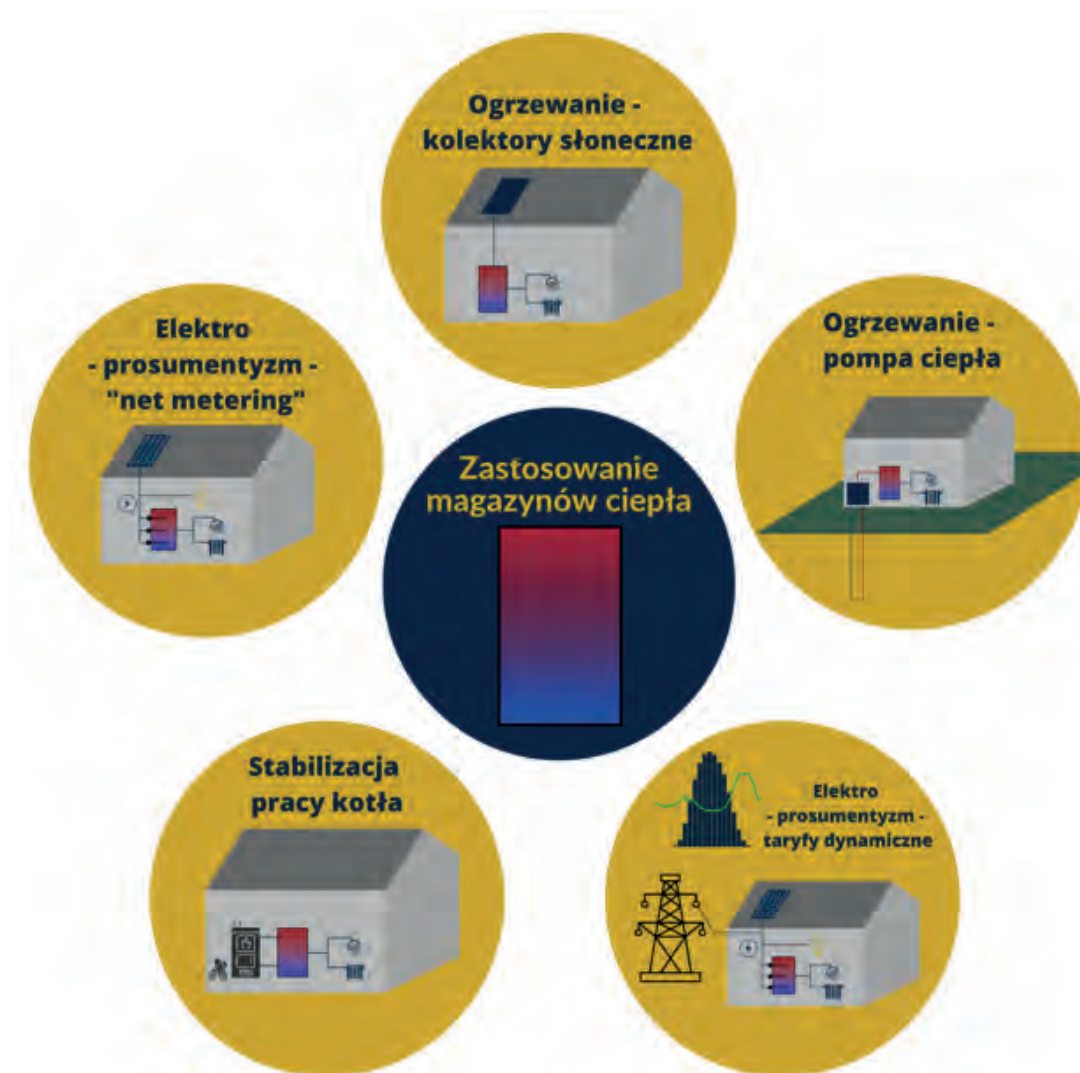
Nowe regulacje mogą najszybciej pobudzić te przemysły i produkcję tych wyrobów, która już ma dłuż-

szą tradycję w Polsce. Poza potencjałem w zakresie produkcji modułów PV i planami produkcji ogniw, szybkim rozwojem produkcji baterii elektrycznych, w tym litowo-jonowych (jesteśmy drugim producentem na świecie), oraz krajowym potencjałem ICT, Polska ma olbrzymie tradycje w produkcji zasobników ciepła, które znaleźć mogą zastosowanie jako najtańsza forma magazynowania nadwyżek energii elektrycznej z instalacji PV. Poniżej zaprezentowano case study związane z szansami na poszerzenie local content w dostawach dla fotowoltaiki o magazyny ciepła.

Magazyny ciepła mogą mieć wiele zastosowań w ciepłownictwie indywidualnym. Podstawową i najpopularniejszą rolę małych zasobników ciepła jest

stabilizacja pracy kotła na paliwa stałe. Taki kocioł pracuje najefektywniej dla jego mocy nominalnej, jednak zapotrzebowanie na ciepło w gospodarstwie domowym jest zmienne w czasie. Kocioł bez magazynu ciepła pracuje z obniżoną sprawnością, co oznacza większe emisje i spalanie większej ilości paliwa stałego. Dzięki zastosowaniu magazynu ciepła kocioł pracuje stabilnie z najwyższą sprawnością. Często spotykanym rozwiązaniem jest także wykorzystanie ciepła z wielu źródeł (hybryd) np. kotła na biomasę i kolektorów słonecznych, czy kotła gazowego oraz pompy ciepła. Dla poprawnego działania takich układów konieczne jest zastosowanie magazynu ciepła. Ciepło z dwóch źródeł, w tym jednego z OZE może być zmagazynowane w zasobniku ciepła zanim trafi do systemu ogrzewania. Pojedyn-

Rysunek 47. Możliwości wykorzystania magazynów ciepła.



Źródło: IEQ.



cze OZE, takie jak kolektory słoneczne korzystają z zasobnika wodnego z węzownicą, ponieważ pracują one zazwyczaj na glikolu.

Zasobnik ciepłej wody jest standardowym wyposażeniem popularnych pomp ciepła typu „powietrze-woda”. Jednak korzystniejszym rozwiązaniem jest dopasowanie magazynu ciepła indywidualnie dla instalacji – jednym z rozwiązań może być dobranie wielkości zbiornika, tak aby pozwolił on na jak największe korzystanie z taniej energii OZE, wtedy gdy jest dostępna.

Nowe zastosowanie magazynów ciepła pojawia się w domach prosumentów posiadających instalację fotowoltaiczną. Gospodarstwa domowe korzystały, jeszcze przed „epoką prosumentów” z taryf nocnych w celach elektro-ogrzewnictwa (tzw. piece akumulacyjne itp.). Tu rozwiązań dla magazynów ciepła może być wiele.

Po oczekiwanym wprowadzeniu taryf dynamicznych na energię elektryczną dla gospodarstw domowych, zastosowanie przez prosumentów zielonego elektro-ogrzewnictwa – green Power to Heat (gP2H) – stanie się jeszcze bardziej opłacalne. Mogą się bowiem sumować korzyści z taryfy nocnej i z niskiej ceny energii w szczytach jej produkcji dla paneli PV. W takim przypadku, dla prosumentów rozliczających się według modelu net billing, opłacalne staje się posiadanie np. magazynu energii elektrycznej, który oddawałby energię elektryczną do sieci w okresie wysokich jej cen (wieczór). Prostszy, zapewniający wysoką autokonsumpcję energii i tańszym rozwiązaniem jest jednak akumulator ciepła. Przy godzinowych „spreadach” cenowych korzystne jest przekształcanie

własnej produkcji PV w ciepło w czasie największej produkcji energii elektrycznej, czyli w południe (obecnie jest to okres najniższych cen energii i stosunkowo niskiego zapotrzebowania na ciepłą wodę). To dobra alternatywa dla sprzedaży własnej energii z PV do sieci po najniższej cenie w południe i kupowania po wysokich cenach wieczorem.

Na charakterystykę magazynu ciepła składa się wiele parametrów, których analiza jest niezbędna, aby dopasować go do potrzeb posiadanej instalacji grzewczej i stanu technicznego budynku (zespołu budynków), a także dokonać ekonomicznie uzasadnionego wyboru. IEO przygotował bazę danych małych zasobników ciepła, która zawiera zasobniki ciepła 40. polskich producentów o objętości od kilkuset (zastosowania domowe) do kilku tysięcy litrów (zastosowania zbiorowe lub przemysłowe) i pojemności cieplnej do 3000 kWh. Zasobniki różnią się kształtem, wymiarami, liczbą węzownic, grubością izolacji, a także czynnikiem magazynującym i mogą nieść wiele, dotychczas nieodkrytych zastosowań.

Dla prosumentów rozliczających się w systemie net billing, opłacalne stanie się wkrótce posiadanie np. magazynu energii oddającego energię elektryczną do sieci w okresie wysokich cen, czyli wieczorem. Ale wiele wskazuje na to, że właśnie w domach prosumentów posiadających instalacje fotowoltaiczną najszybciej dokona się nowe zastosowanie magazynów ciepła. Gospodarstwa domowe korzystały – jeszcze przed „epoką prosumentów” – z taryf nocnych w celach elektro-ogrzewnictwa (tzw. piece akumulacyjne itp.). Rozwiązaniem prostym, zapewniającym wysoką autokonsumpcję energii i tańszym jest akumulator ciepła.

Rozdział VIII. Podsumowanie i rekomendacje





W raporcie podjęto próbę wyjaśnienia czy gwałtowne spowolnienie na rynku prosumenckim po I kw. 2022 roku, czyli po przejściu z systemu rozliczeń net metering na net-billing (z jednoczesnym dostosowaniem programu dotacji „Mój Prąd”) ma racjonalne uzasadnienie. Czy wynika to m.in. z przyczyn ekonomicznych (faktyczne pogorszenie opłacalności do poziomu nieatrakcyjnego w stosunku do innych form inwestowania), wzrostu ryzyk technicznych (wynikających np. ze stanu sieci dystrybucyjnych i nasilającej się praktyki odłączania instalacji prosumenckich od sieci w szczytach generacji PV), czy też ma charakter irracjonalny.

Analizy były o tyle utrudnione i o tyle są zniekształcone, że zmiana systemu nastąpiła w momencie wybuchu wojny w Ukrainie i nasilenia się kryzysu energetycznego, a przede wszystkim z powodu wprowadzenia w III kw. 2022 roku (w odpowiedzi na kryzys energetyczny) tzw. środków nadzwyczajnych,

które sprowadziły się m.in. do administracyjnego ograniczania wysokości cen energii elektrycznej i paliw (co ma znacznie w przypadku zielonego elektroogrzewnictwa), początkowo dla gospodarstw domowych, a potem także dla MŚP. Działania te zatrzymały wzrost cen energii, ale jednocześnie pogorszyły atrakcyjność inwestycji prosumenckich wycenianych niezwykle wysoko w systemie rozliczeń net metering, także z powodu przewidywań (na przełomie lat 2021/2022), że ceny energii będą niezmiennie rosły.

Przeprowadzone analizy wykazały, że przy niekorzystnej dla prosumentów zmianie trendów cen energii samo wprowadzenie net biling faktycznie w pewnym stopniu mogło chwilowo pogorszyć atrakcyjność inwestycji prosumenckich w gospodarstwach domowych, zwłaszcza dla wymiarowych instalacji PV, ale stopy zwrotu są dalej atrakcyjne (IRR =14-17%), a z programem „Mój Prąd”, przy dobrze dobranych in-

Tabela 11. Rekomendacje.

Etap →	Etap I	Etap II	Etap III
Horyzont ↓	Zwiększenie wolumenu energii magazynowanej w ciepłe – ograniczenie nadwyżek odprowadzanych do sieci elektroenergetycznej, zagrożonych przepadkiem		
Horyzont krótkoterminowy (doraźny)	Rozszerzenie sposobów wykorzystania zmagazynowanego ciepła do zasilania procesów prania i zmywania indywidualnego prosumenta (preheating)		
		Przyłączenie instalacji odbioru c.w.u. bezpośrednich sąsiadów	
			Wykorzystanie produkcyjne nadwyżek c.w.u. (np. do podlewania szklarni) itp.
Horyzont średnio i długoterminowy	Dalsze, radykalne zwiększenie wykorzystania ciepła zmagazynowanego		
	Zastosowanie wspólnego magazynu ciepła obsługującego prosumenta zbiorowego (budynki szeregowo, osiedla) w zakresie c.w.u		
		Współpraca z lokalnym PEC w zakresie oferowania szczytowych magazynów ciepła na obrzeżach sieci ciepłowniczej	Rozszerzenie zastosowania GP2H do ogrzewania, poprzedzone termomodernizacją obiektów

Źródło: IEQ.

stalacjach, nawet bardziej atrakcyjne ($IEE = 25\text{--}45\%$) niż wcześniej w przypadku net-billing ($18\text{--}19\%$). W przypadku prosumenta biznesowego (MŚP korzystających z taryf grupy „C”) IRR w systemie net-billing, bez dotacji, sięga nawet $30\text{--}50\%$. Zatem w nowych uwarunkowaniach można rozwijać prosumenckie modele biznesowe atrakcyjne, w pełni racjonalne i odporne na zakłócenia oraz opłacalne ekonomicznie.

Ponadto system net billing otwiera duże możliwości wprowadzania innowacji i dalszej poprawy wyników ekonomicznych m.in. przez zwiększanie autokonsumpcji, w tym poprzez stosowanie magazynów ciepła i nowych technologii zarządzania energią, które od niemal roku są wspierane w ramach programu „Mój Prąd”. Analizy pokazują, że najbliższe komercjalizacji w przypadku budowy mikroinstalacji PV gospodarstw domowych są magazyny ciepła wykorzystywane do przygotowania ciepłej wody użytkowej w okresach najwyższej generacji PV i towarzyszących im niskich cen energii elektrycznej. Prosumenci, dzięki magazynom energii i systemom zarządzania energią, mogą mitygować ryzyka odłączania od sieci, efektywnie korzystać z zielonego elektroogrzewnictwa, a tym samym świadomie zmniejszać zależność od paliw kopalnych (w tym ryzyka ewentualnych kolejnych szoków cenowych) oraz ograniczać emisję szkodliwych substancji do atmosfery i chronić klimat.

Powyższe rozwiązania powodują, że prosumenci są przygotowani do funkcjonowania na rynku energii,

w tym do wprowadzenia taryf dynamicznych oraz rozwiązań na rzecz efektywności energetycznej po stronie odbiorów energii, a rynek prosumencki może się dalej rozwijać.

Rozwiązania – zarysowane jedynie w raporcie – mają potencjał rozwojowy. Można wyróżnić kilka etapów w funkcji czasu oraz poziomów w funkcji zakresu. Schematycznie zilustrowano to w Tabeli 11.

Systematyczne wprowadzanie wspomnianych rozwiązań (ICT, magazyny energii) wymaga ciągłego podnoszenia wiedzy nie tylko o dostępnych technologiach i rozwiązaniach organizacyjnych (zasilanie zmagazynowaną ciepłą wodą urządzeń AGD, dzielenie się fizycznym nadwyżkami energii z sąsiadami), ale także o rynku energii, zarówno po stronie prosumentów, jak i dostawców technologii fotowoltaicznej.

Nowe regulacje, takie jak net-billing, mogą najszybciej pobudzić te przemysły i produkcję tych wyrobów, które już mają tradycję lub potencjał w Polsce i stanowią szansę na poszerzenie local content w dostawach dla fotowoltaiki. Poza szybkim rozwojem produkcji baterii elektrycznych, w tym litowo-jonowych (jesteśmy drugim producentem na świecie), krajowym potencjałem ICT, Polska ma np. olbrzymie tradycje w produkcji zasobników ciepła, które znaleźć mogą zastosowanie w magazynowaniu nadwyżek energii elektrycznej z instalacji PV.

Załącznik 1



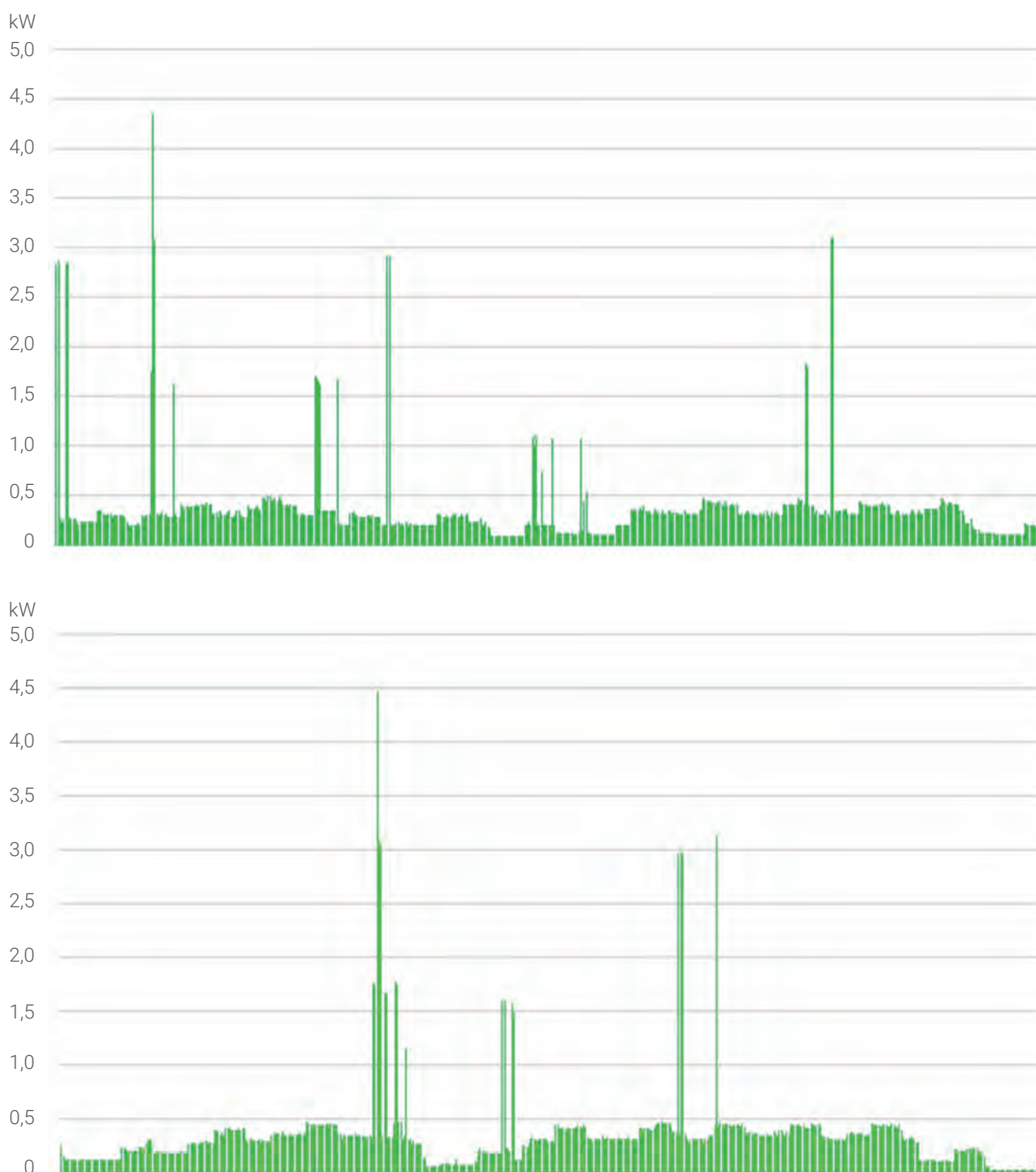
Sposób wyznaczenia profilu godzinowego obciążenia w sytuacji ograniczenia dostępnych danych pomiarowych

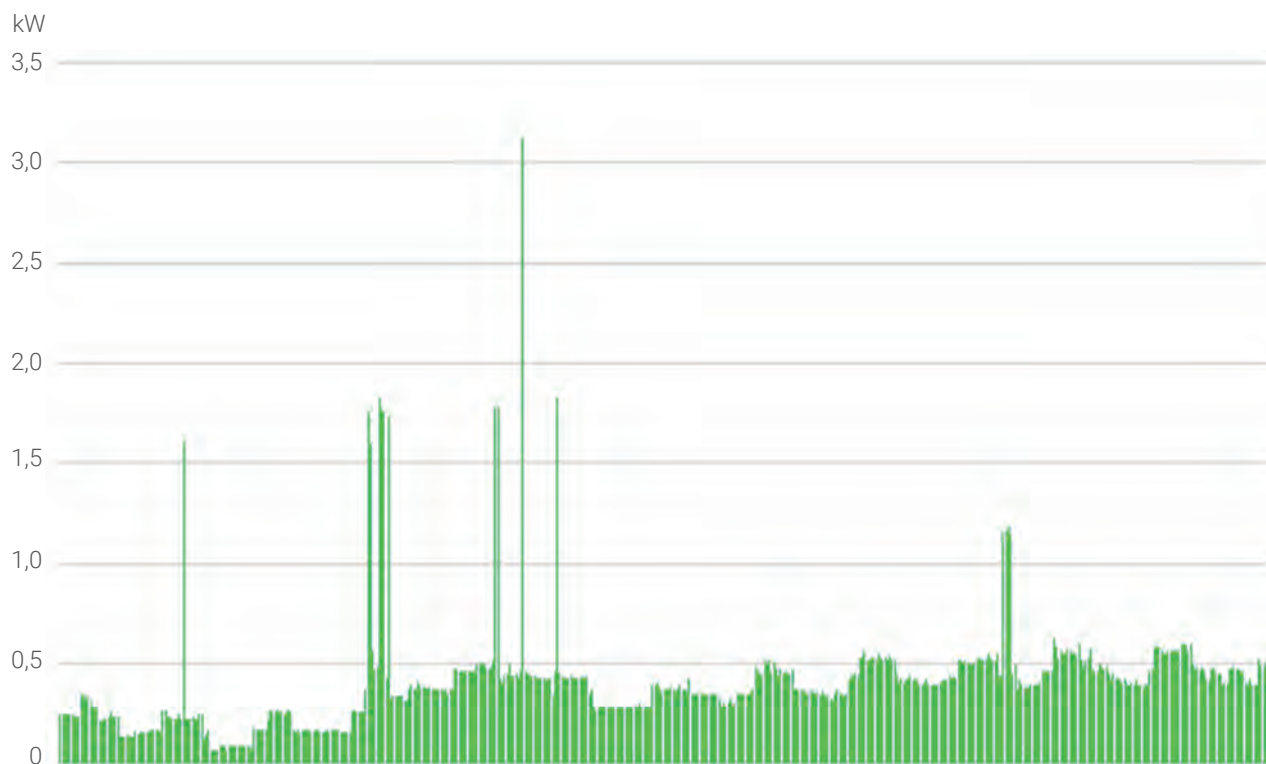
Z uwagi na brak precyzyjnych danych na temat zużycia energii elektrycznej tego odbiorcy, posłużono się

dostępными danymi na ten temat innego gospodarstwa domowego.

Stochastyczny rozrzut okresów zwiększonego poboru energii wzdłuż osi czasu powoduje, że publikowane przez OSD „Standardowe profile poboru energii

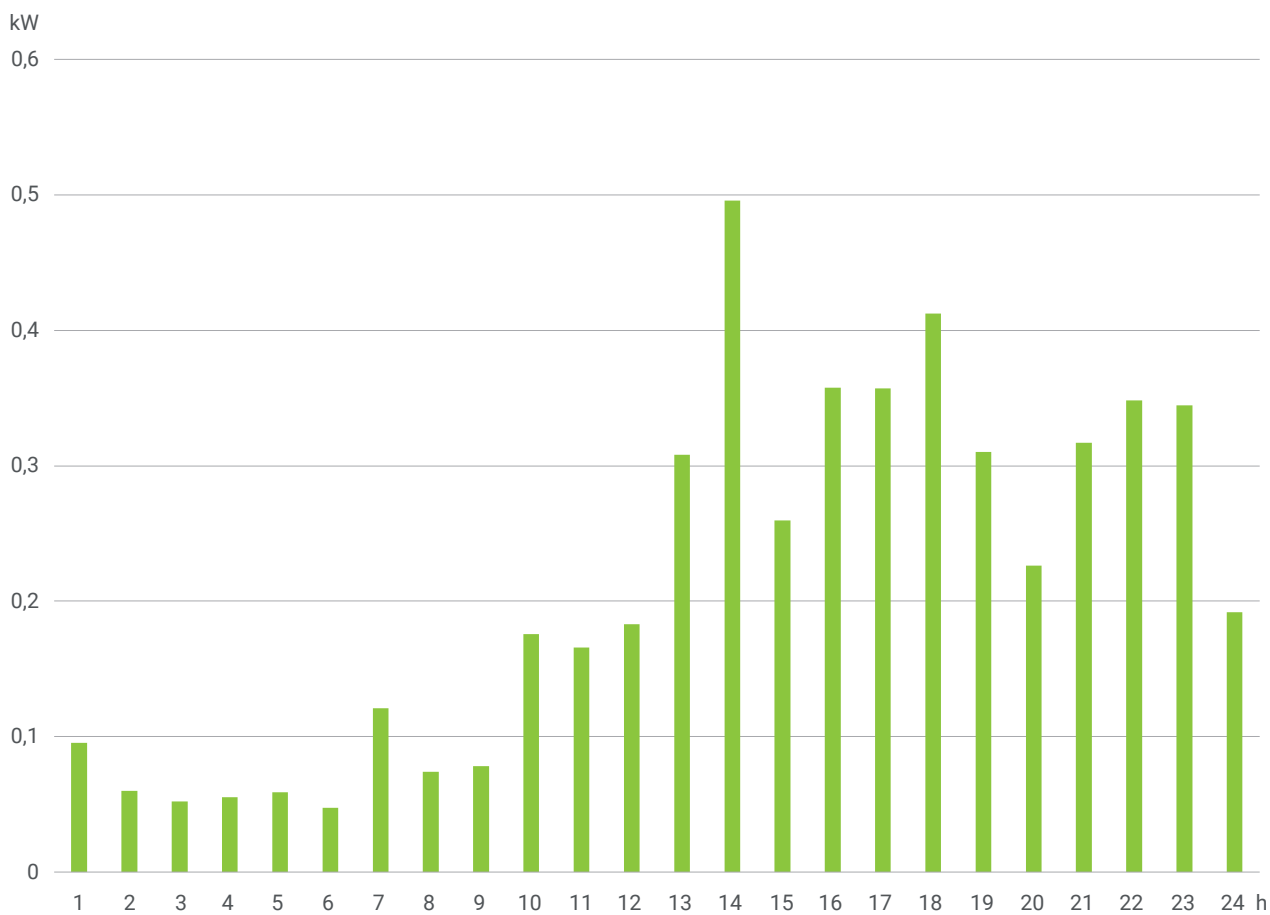
Rysunek 48. Indywidualny profil chwilowego zapotrzebowania na energię elektryczną przykładowego odbiorcy, w przykładowych dobach.





Źródło: opracowanie własne IEO na podstawie pomiarów rzeczywistych.

Rysunek 49. Profil dobowy odbiorcy indywidualnego w taryfie G.



Źródło: IEO.



elektrycznej dla poszczególnych grup odbiorców” są mało przydatne do analiz indywidualnych zachowań, w szczególności w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych (prosumentów indywidualnych). Na Rysunku 48 przedstawiono profil poboru energii uśredniony do okresów godzinowych dla od-

biorcy, którego przykładowe pobory chwilowe w poszczególnych dobach przedstawiono na Rysunku 49.

Na Rysunku 50 przedstawiono dane o zużyciu energii przez analizowanego odbiorcę na podstawie udostępnionych przez niego faktur.

Rysunek 50. Profil miesięczny zużycia energii elektrycznej odbiorcy indywidualnego.



Źródło: IEQ.



PROGRAM
ANALITYCZNO
BADAWCZY



Raport przygotowany na zlecenie
Fundacji Warszawski Instytut Bankowości