



Mikroinstalacje na zakręcie

Jak zapewnić przyszłość energetyce rozproszonej w Polsce?

Forum Energii to think tank działający w obszarze energetyki. Naszą misją jest tworzenie fundamentów efektywnej, bezpiecznej, czystej i innowacyjnej energetyki w oparciu o dane i analizy.

Wszystkie analizy Forum Energii są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

AUTORZY

Tobiasz Adamczewski – Forum Energii
Michał Jędra – Forum Energii

WSPÓŁPRACA MERYTORYCZNA

dr Joanna Maćkowiak-Pandera – Forum Energii
dr Zsuzsanna Pató – Regulatory Assistance Project
Andreas Jahn – Regulatory Assistance Project
dr inż. Marek Wancerz – Politechnika Lubelska

REDAKCJA

Julia Zaleska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

franconiaphoto, shutterstock.com

PODZIĘKOWANIA

Raport powstał dzięki wsparciu Regulatory Assistance Project oraz Crux Alliance Fund przy Aspen Global Change Institute.

DATA PUBLIKACJI

październik 2021

Wstęp (dr Joanna Maćkowiak-Pandera)	
1. Najważniejsze wnioski	3
2. Cel i zakres raportu	4
3. Tło analizy	4
4. Kontekst prawny	5
5. Rozwój energetyki rozproszonej w Polsce	6
6. Po co nam energetyka słoneczna?	7
7. Pokonywanie barier	9
7.1. Ograniczenia techniczne	9
7.1.1. Rozwiązania po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych	10
7.1.2. Rozwiązania po stronie prosumentów	12
7.2. Wprowadzanie bodźców ekonomicznych	13
7.2.1. Systemy wsparcia prosumentów	13
7.2.2. Wsparcie prosumentów w Polsce	14
7.2.3. Nadchodząca reforma systemu wsparcia prosumentów w Polsce	16
7.2.4. Agregatorzy	18
7.2.5. Społeczności energetyczne	19
7.2.6. Taryfy dynamiczne	20
7.2.7. Wynagrodzenie operatorów sieci dystrybucyjnych	21
8. Wnioski i rekomendacje	22
Bibliografia	23

Wstęp

Rozwój energetyki rozproszonej w Polsce dopiero się zaczyna. Nie można powiedzieć, że jest elementem zaplanowanej strategii – rozpoczął się on kilka lat temu jakby przypadkiem. W krótkim czasie okazało się, że ziarno trafiło na podatny grunt, a zainteresowanie przerosło oczekiwania. Rozwój energetyki prosumenckiej dosłownie eksplodował. Staje się ona obecnie coraz ważniejszą dziedziną energetyki, jednak funkcjonujący system wsparcia nie jest poprawnie skonstruowany.

Korekta kursu i zaplanowanie strategii dalszego, stabilnego rozwoju mikroinstalacji w Polsce są niezwykle istotne. W krótkim czasie powstało ok. 20 tys. firm zajmujących się fotowoltaiką, ludzie zaangażowali prywatny kapitał, zaufali państwu oraz regulacjom i zaczęli współtworzyć ten dział nowoczesnej energetyki. Przeprowadzenie zmian w metodach wsparcia prosumentów będzie testem wiarygodności dla rządu – modyfikacja ta powinna być przeprowadzona w warunkach wzajemnego zaufania.

Oczywiste, że prosumenci nie zastąpią systemu energetycznego i równolegle musimy myśleć o modernizacji dużych elektrowni, wielkich sieciach przesyłowych i organizacji rynku energii. Rozwój energetyki rozproszonej jest jednak istotny z wielu powodów: neutralności klimatycznej, zaangażowania prywatnego kapitału w modernizację systemu, ograniczenia szczytowego zapotrzebowania na energię, korzystania z najnowocześniejszych technologii czy potrzeby modernizacji sieci dystrybucyjnych.

Mikroinstalacje stają się coraz powszechniejsze, ponieważ związane z nimi technologie są coraz popularniejsze, tanieją i wpisują się w potrzeby konsumentów. Mając na uwadze obecny kryzys cen energii, fotowoltaika może znacząco ograniczyć wzrost kosztów prądu czy ogrzewania. Zamiast czystego dopłacania do konsumpcji energii, można wspierać inwestycje we własne wytwarzanie i magazynowanie energii oraz efektywność energetyczną.

2 Istnieje wiele synergii pomiędzy rozwojem mikroinstalacji a transformacją systemu energetycznego wiążącą się z powszechną elektryfikacją sektorów (transportu i ciepłownictwa), rozwojem OZE, digitalizacją oraz instalacją inteligentnych liczników. Zgodnie z wizją rozwoju energetyki przyszłości zawartej w unijnym pakiecie dyrektyw z 2018 r., aktywni odbiorcy będą jednym z jej filarów.

Rozwój mikroinstalacji w Polsce stoi przed trzema kluczowymi wyzwaniami. Po pierwsze potrzebne są deklaracje dotyczące celów rocznego rozwoju OZE, po drugie – wdrożenie racjonalnego systemu wsparcia (nie tylko finansowego, ale również regulacyjnego) oraz po trzecie – zaplanowanie rozwoju sieci dystrybucyjnych z uwzględnieniem rosnącej roli mikroinstalacji. Właśnie tym zagadnieniom poświęcamy ten raport, jak zwykle zachęcając do dyskusji.

Z poważaniem,
dr Joanna Maćkowiak-Pandera
Forum Energii

1. Najważniejsze wnioski

- Dalszy rozwój mikroinstalacji będzie wymagał zmian regulacyjnych, pozwalających na ich integrację z polskim systemem elektroenergetycznym i optymalizujących profil zużycia energii. Zmiany te powinny doprowadzić do:
 - inwestycji w modernizację sieci dystrybucyjnych,
 - wykorzystania mechanizmów elastyczności (np. magazynowanie energii, wprowadzenie agregatorów),
 - utrzymania zachęt do inwestycji w mikroinstalacje.
- Obecny system wsparcia operacyjnego w Polsce (tzw. opusty) rozlicza wspólnie energię wyprodukowaną i pobraną, co jest niezgodne z zasadami transparentności działania rynku, a od 2024 r. będzie sprzeczne z prawem unijnym. Dlatego system ten będzie musiał ulec zmianie i w przypadku nowych prosumentów – osobno rozliczać energię wprowadzaną do sieci i pobieraną z niej.
- Mechanizm opustów jest wadliwy, ponieważ traktuje sieć jak magazyn energii, gdy w rzeczywistości energia do niej wprowadzana jest konsumowana na bieżąco, a pobierana wymaga wytworzenia przez innego wytwórcę. Uniemożliwia to więc wprowadzenie mechanizmów rynkowych, które zachęcałyby do optymalizacji profilu korzystania z energii w czasie.
- Proponowana przez rząd zmiana systemu wsparcia na tzw. net-billing, gdy prosument jest wynagradzany za wprowadzane nadwyżki energii do sieci, może skutecznie promować dalszy rozwój energetyki rozproszonej. Powinien być on jednak oparty na stałych stawkach odbioru energii z mikroinstalacji.
- Uruchomienie mechanizmów elastyczności będzie wymagało stworzenia bodźców cenowych dla odbiorców końcowych (w szczególności prosumentów), takich jak taryfy dynamiczne za energię pobraną i jej dystrybucję.



2. Cel i zakres raportu

Celem niniejszego raportu jest identyfikacja barier związanych z rozwojem mikroinstalacji w Polsce. W analizie koncentrujemy się na ich efektywnej integracji w sieci oraz proponujemy konkretne działania, które mogą to ułatwić.

Dokonujemy tego poprzez analizę:

- obecnego stanu rozwoju mikroinstalacji,
- wyzwań integracji,
- warunków niezbędnych do ich dalszego rozwoju, a także rozwiązań stosowanych w innych krajach Unii Europejskiej.

Mikroinstalacja to instalacja odnawialnego źródła energii o łącznej mocy nie większej niż 50 kW, przyłączona do sieci o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV (sieć niskiego napięcia). Mikroinstalacją może być źródło OZE, które do wytworzenia energii elektrycznej wykorzystuje m.in. energię ze słońca, wiatru, wody lub biomasy.

4

3. Tło analizy

W latach 2018–2021 nastąpił dynamiczny rozwój mikroinstalacji w Polsce, przy czym dotyczy on obecnie niemal wyłącznie technologii fotowoltaicznej¹. Ich rozwój nie był do końca planowany, a zainteresowanie przerosło najniższe oczekiwania. Chociaż dalszy wzrost energetyki prosumenckiej jest pożądany, wyzwaniem staje się integracja nowych źródeł w systemie energetycznym.

Obecny system wsparcia operacyjnego (tzw. opusty) nie motywuje do zachowań właściwych z perspektywy funkcjonowania sieci. Największą jego wadą jest traktowanie sieci jako magazynu energii bez ponoszenia kosztów odbioru energii na podstawie jej prawdziwej wartości. Taki stan nie zachęca do zmiany profilu zużycia, który powinien być bliższy profilowi produkcji.

Nie ma też wątpliwości, że równoległe do rozwoju rozproszonych źródeł słonecznych, potrzebujemy planów modernizacji sieci dystrybucyjnych. Zapewnienie długofalowego rozwoju źródeł odnawialnych wymaga refleksji w zakresie wyzwań technicznych związanych z ich integracją z polskim systemem elektroenergetycznym.

Długotrwały rozwój mikroinstalacji fotowoltaicznych stoi dziś pod znakiem zapytania. Do efektywnego zintegrowania źródeł w systemie potrzebne są:

- modernizacja sieci dystrybucyjnych i rozwój magazynowania energii,
- zmiany na rynku energii,
- nowy, przemyślany system wsparcia prosumentów.

W związku z tym pojawiły się dwie kluczowe inicjatywy legislacyjne, które odnoszą się do tych wyzwań.

¹ Urząd Regulacji Energetyki, OZE: produkcja energii elektrycznej z mikroinstalacji wzrosła trzykrotnie – wskazuje najnowszy raport URE, 2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9349,OZE-produkcja-energii-elektrycznej-z-mikroinstalacji-wzrosła-trzykrotnie-wskazuj.html>.

4. Kontekst prawny

Przyszłość mikroinstalacji w Polsce stała się przedmiotem rozbudowanej dyskusji. W czerwcu 2021 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przedstawiło do konsultacji projekt ustawy nowelizującej Prawo energetyczne i ustawę OZE², który proponuje m.in.:

- zmianę systemu rozliczania prosumentów z systemu opustów na net-billing (o czym piszemy w podrozdziale 7.2),
- wprowadzenie na rynek energii agregatorów, społeczności energetycznych i taryf dynamicznych.

Głównym celem projektowanej ustawy jest jednak lepsza integracja źródeł rozproszonych w systemie elektroenergetycznym. Drugą inicjatywę legislacyjną stanowi poselski projekt zmiany ustawy OZE z lipca 2021 r.³, w którym zaproponowano:

- modyfikację systemu opustów,
- wprowadzenie pojęcia prosumenta zbiorowego i wirtualnego.

Oba projekty wdrażają różne elementy dyrektywy OZE (RED II)⁴ i dyrektywy rynkowej (IMD II)⁵ z tzw. pakietu zimowego z przełomu 2018 i 2019 r.⁶, które wzmacniają i promują rozwój energetyki rozproszonej.

Najważniejsze założenia dla prosumentów wynikające z pakietu zimowego:

- Pakiet zimowy tworzy ramy prawne dla rozwoju prosumeryzmu.
- Definicja odbiorcy aktywnego znajduje się w dyrektywie rynkowej⁷, a prosumenta energii odnawialnej w dyrektywie OZE⁸. W obu przypadkach stwierdza się, że są to podmioty uprawnione do zużywania, magazynowania i sprzedaży energii elektrycznej wytwarzanej na terenie swoich nieruchomości, w tym w ramach umów o zakup energii, jeżeli nie jest to podstawowa działalność handlowa odbiorcy. Państwa członkowskie mogą też umożliwić zakres tej działalności poza terenem konsumenta.
- Prosumenci energii odnawialnej mogą korzystać wyłącznie z odnawialnych źródeł energii, natomiast odbiorcy aktywni mają prawa wykraczające poza produkcję (takie jak udział w usługach związanych z elastycznością, agregacją i innymi usługami energetycznymi). Państwa członkowskie powinny zapewnić odbiorcom aktywnym uprawnienia do wspólnego angażowania się w te działania oraz możliwość wspólnego korzystania z energii wytwarzanej na wspólnym terenie, np. w budynkach wielorodzinnych (art. 22 dyrektywy OZE).

2 Minister Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii*, 2021, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450>.

3 *Poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, druk nr 1382, 2021 r., <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=1382>.

4 *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. UE z 2018 r. L 328/82).

5 *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE* (Dz. Urz. UE z 2019 r. L 158/125).

6 Pakiet zimowy to zestaw ośmiu dyrektyw i rozporządzeń znany jako „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”. Określa on parametry nowego modelu energetyki w Unii Europejskiej zwanego unią energetyczną. Negocjacje dotyczące zakresu pakietu zakończyły się w grudniu 2018 r. Źródło: P. Wróbel, *Małymi krokami do wielkich zmian | Wpływ pakietu „Czysta energia...” na energetykę*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/male-kroki-wielkie-zmiany>.

7 Artykuł 2 pkt 8 dyrektywy rynkowej definiuje autokonsumpcję w ramach bycia aktywnym odbiorcą, czyli w tym przypadku „odbiorca aktywny” oznacza odbiorcę końcowego lub grupę działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy zużywają lub magazynują energię elektryczną wytwarzaną na ich terenie o określonych granicach lub (jeżeli zezwala na to państwo członkowskie) na innym terenie albo sprzedają wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną lub uczestniczą w systemach elastyczności lub efektywności energetycznej – pod warunkiem, że działalność ta nie stanowi ich podstawowej działalności gospodarczej ani zawodowej.

8 Prosument energii odnawialnej oznacza odbiorcę końcowego działającego w ramach swoich obiektów o określonych granicach lub (jeśli jest to dozwolone przez państwo członkowskie) w ramach innych obiektów, który wytwarza odnawialną energię elektryczną na własne potrzeby oraz może magazynować ją lub sprzedawać – pod warunkiem, że w przypadku prosumenta energii odnawialnej, niebędącego gospodarstwem domowym, działania te nie stanowią jego podstawowej działalności handlowej lub zawodowej.

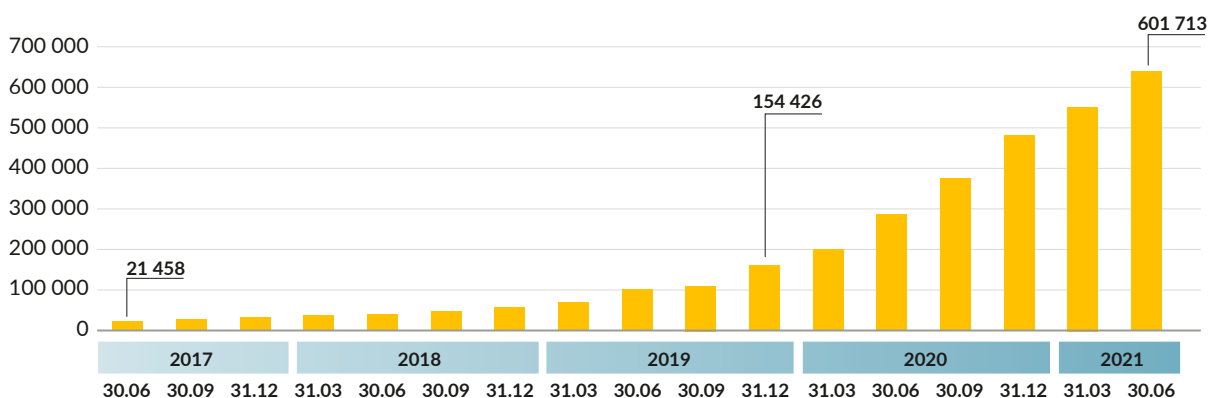
- W pakiecie zimowym sformalizowano również koncepcję zbiorowej konsumpcji własnej lub współdzielenia z konsumentami. Dyrektywa rynkowa definiuje **obywatelskie społeczności energetyczne**. W dyrektywie OZE znajduje się natomiast powiązane (lecz nieidentyczne) pojęcie **społeczności energetycznej działającej w zakresie energii odnawialnej**. Są to społeczności, które są fizycznie blisko siebie, a wszystkie aktywa wytwórcze energii elektrycznej są odnawialne. Państwa członkowskie mogą zdecydować o przyznaniu obywatelskim społecznościom energetycznym prawa do zarządzania sieciami dystrybucyjnymi na ich obszarze działania (art. 16 pkt 4 dyrektywy rynkowej).
- Pakiet zimowy definiuje również obowiązki aktywnych odbiorców. Domyślną zasadą jest, żeby wszyscy odbiorcy „ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci”. W tym celu odbiorcy ci ponoszą więc odpowiedzialność za opomiarowanie i bilansowanie. Obowiązek ten mogą też delegować podmiotom trzecim (art. 15 dyrektywy rynkowej).

Rozpatrywane polskie propozycje legislacyjne przedstawiają jednak dwa podejścia do uregulowania kwestii prosumeryzmu: z perspektywy funkcjonowania systemu (mniej korzystna dla przyszłego prosumenta propozycja MKiŚ o czym pisaliśmy w czerwcu 2021 r.⁹) i z perspektywy przyszłego prosumenta (bardziej korzystna dla inwestora, ale nierozstrzygająca problemów operatorów systemów dystrybucyjnych, propozycja poselska). Co ważne, tylko rozwiązania łączące oba te podejścia pozwolą na dalszy bezpieczny przyrost mocy ze źródeł rozproszonych.

5. Rozwój energetyki rozproszonej w Polsce

W drugim kwartale 2021 r. liczba mikroinstalacji OZE podłączonych do sieci dystrybucyjnych w Polsce przekroczyła 600 tys. i osiągnęła łączną moc 4 GW¹⁰. Na początku 2021 r. mikroinstalacje stanowiły ok. trzy czwarte całej mocy pochodzącej z energii słonecznej¹¹.

Rysunek 1. Przyrost liczby mikroinstalacji w Polsce od drugiego kwartału 2017 r.



Źródło: Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, *Mikroinstalacje w Polsce. Stan na 30 czerwca 2021 r.*, 2021, <http://ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>.

9 T. Adamczewski, *Potrzebujemy 2 GW nowych mocy w fotowoltaice rocznie – dlatego warto wspierać prosumentów*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/prosument-nowelizacja>.

10 Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, *Mikroinstalacje w Polsce. Stan na 30 czerwca 2021 r.*, 2021, <http://ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>.

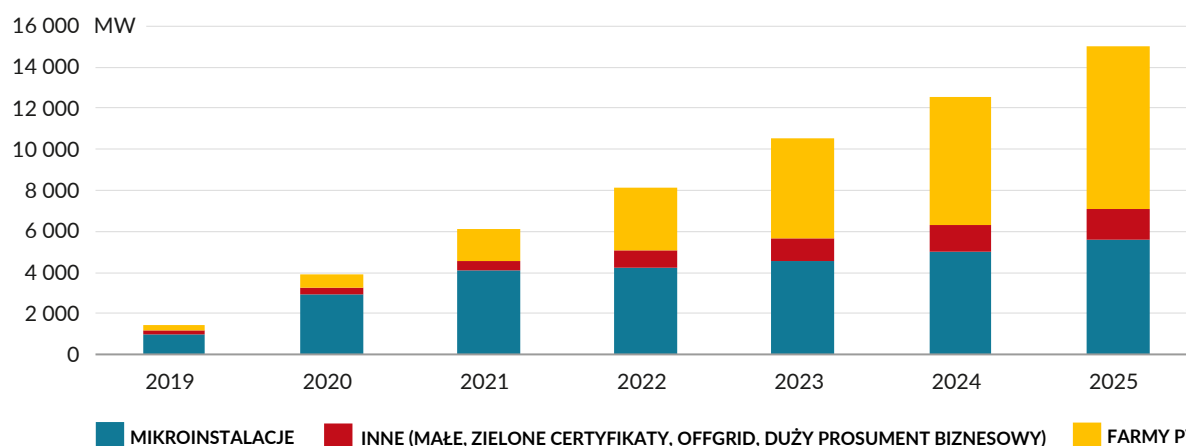
11 Gramwzielone.pl, *Polska fotowoltaika urosła w 12 miesięcy o 2,85 GW*, 2021, <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/105600/polska-fotowoltaika-urosla-w-12-miesiecy-o-285-gw>.

Prognozy rozwoju

Dotychczasowe rządowe dokumenty strategiczne znacząco nie doszacowały potencjału energetyki słonecznej. W *Polityce energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040)* rozwój fotowoltaiki szacowano na 5 GW do roku 2025 oraz 7,3 GW w 2030 r.¹² Tymczasem pierwszy próg został osiągnięty już w tym roku.

Instytut Energetyki Odnawialnej zakłada natomiast znacznie szybszy rozwój energetyki słonecznej – do 8 GW w 2022 r. z 50% udziałem mikroinstalacji¹³. Docelowa moc na 2030 r. zawarta w *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* ma zostać osiągnięta osiem lat wcześniej¹⁴.

Rysunek 2. Prognoza mocy PV w Polsce



7

Źródło: Instytut Energetyki Odnawialnej, *Aktualizacja prognozy rozwoju krajowego rynku fotowoltaiki do 2025 roku, 2021*, <https://ieo.pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-ryнку-fotowoltaiki-do-2025-roku>.

Polska jest dopiero na początku drogi do transformacji energetycznej. Zgodnie ze scenariuszem Forum Energii dotyczącym osiągnięcia neutralności klimatycznej, zapotrzebowanie na moc zainstalowaną z tej technologii przekroczy 70 GW¹⁵ w 2050 r. Oznacza to potrzebę na przyrost ok. 2 GW w fotowoltaice rocznie. Duża jej część może być pokryta źródłami rozproszonymi, w tym mikroinstalacjami.

6. Po co nam energetyka słoneczna?

System energetyczny działający na bazie dużych jednostek konwencjonalnych pracujących w sposób ciągły powoli odchodzi w przeszłość. Energetyka przyszłości będzie się opierała na źródłach zero- lub niskoemisyjnych o różnych właściwościach pracy, m.in. elektrowniach wiatrowych, słonecznych, małych jednostkach biogazowych, magazynach energii czy elektrociepłowniach wykorzystujących wodór. Centralnym punktem takiego systemu stanie się elastyczny rynek energii, który będzie wyceniał energię taniej, gdy będzie jej w nadmiarze i drożej, gdy będzie jej za mało. Odbiorcy będą korzystali z taryf dynamicznych. W tak działającym systemie energetyka słoneczna ma do odegrania ważną rolę.

¹² W scenariuszu wyższych cen CO₂. Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku. Załącznik 2. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.

¹³ Instytut Energetyki Odnawialnej, *Aktualizacja prognozy rozwoju krajowego rynku fotowoltaiki do 2025 roku, 2021*, <https://ieo.pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-ryнку-fotowoltaiki-do-2025-roku>.

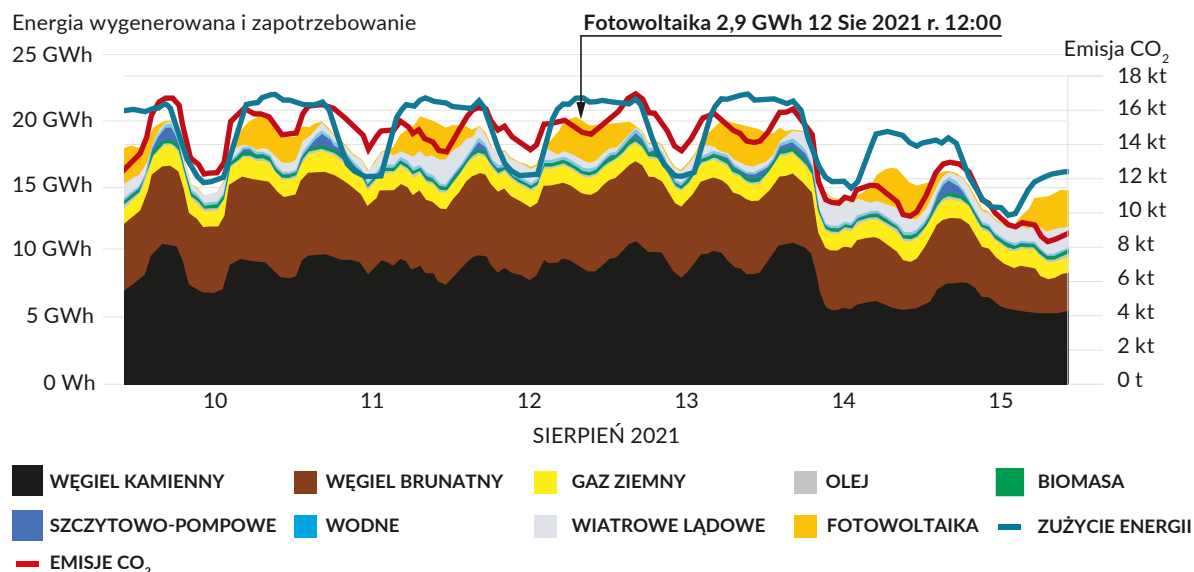
¹⁴ Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030*, 2019, <https://www.gov.pl/web/klimat/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu>.

¹⁵ Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja i integracja sektorów*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

1. Pokrycie szczytowego zapotrzebowania latem

W słoneczne dni w sierpniu 2021 r. ok. 14% zapotrzebowania szczytowego było zaspokajane energią z fotowoltaiki. Jest to dwa razy więcej niż w roku ubiegłym. Jednocześnie autokonsumpcja obniżyła zapotrzebowanie z Krajowego Systemu Energetycznego w szczycie.

Rysunek 3. Zapotrzebowanie i miks wytwórczy energii elektrycznej w Polsce w dniach 10–15 sierpnia 2021 r.



Źródło: Forum Energii, Forumetr, 2021, <https://forumetr.forum-energii.eu/>.

2. Wypełnianie luki wytwórczej

Polski park maszynowy jest stary i wysokoemisyjny. Według raportu Ministerstwa Klimatu i Środowiska 73% kotłów energetycznych ma ponad 30 lat¹⁶. Spodziewane jest też znaczące zmniejszenie roli energetyki węglowej po roku 2025 i potencjalne jej wycofanie do roku 2035¹⁷. Do utrzymania dotychczasowego wolumenu krajowej produkcji energii i stabilności jej dostaw niezbędne będą dodatkowe moce wytwórcze odnawialnych źródeł energii wraz z mechanizmami elastyczności¹⁸.

3. Produkcja energii blisko odbiorcy

Zasoby rozproszone są również dobrym uzupełnieniem nowego, rosnącego i elastycznego zapotrzebowania na moc na poziomie sieci dystrybucyjnych. Pojazdy elektryczne, pompy ciepła, elektrolizery i lokalne magazyny energii mogą być zasilane bezpośrednio z tych zasobów – blisko odbiorcy. Może to jednocześnie zmniejszyć fizyczne potrzeby w zakresie przesyłu, redukując potrzebę rozbudowy sieci.

16 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Dwa lata stabilnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/dwa-lata-stabilnej-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego>.
17 A. Gawlikowska-Fyk, *Po 2025 r. węgiel będzie wychodził z polskiego systemu energetycznego falami*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/luka-weglowa-2025>.
18 Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.

Rozwój prosumeryzmu na bazie mikroinstalacji fotowoltaicznych:

- zwiększa zaangażowanie obywateli w produkcję energii i wspiera akceptację dla zmian w energetyce,
- wykorzystuje powierzchnie dachowe, zmniejszając presję zajmowania cennych gruntów na cele energetyczne,
- rozwija innowacyjny segment polskiej gospodarki i tworzy miejsca pracy,
- pozwala na oszczędności gospodarstwom domowym, w szczególności, gdy energia wytwarzana jest na potrzeby transportu indywidualnego lub ogrzewania.

W dłuższej perspektywie energia słoneczna, ze względu na niemal zerowe koszty zmienne i zerowe koszty emisji, będzie obniżać ceny hurtowe energii.

Energetyka prosumencka nie zastąpi oczywiście wielkoskalowych inwestycji w energetykę, ale jest ważnym elementem zwiększającym bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym. Jej rozwój podąża z duchem czasu: rozwojem technologii odnawialnych, magazynowaniem energii, digitalizacją oraz ochroną klimatu i powietrza.

7. Pokonywanie barier

Prosumpcja jest nową dziedziną energetyki, przed którą stoi szereg wyzwań technicznych i ekonomicznych. Trzeba im sprostać, aby umożliwić dalszy rozwój mikroinstalacji w Polsce.

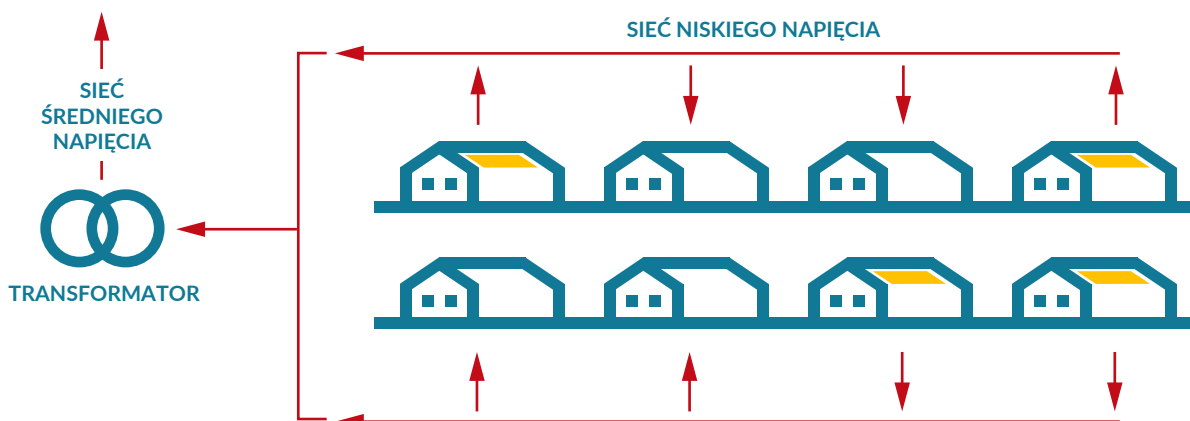
7.1. Ograniczenia techniczne

Barьеры techniczne wynikają głównie z braku przystosowania krajowych sieci dystrybucyjnych do dużego, lokalnego wzrostu mocy w mikroinstalacjach. Specyfika pracy źródeł rozproszonych jest wyzwaniem dla sieci dystrybucyjnej, a w przyszłości, przy dalszym wzroście mocy, może stać się również wyzwaniem dla całego systemu elektroenergetycznego.

Zakłócenia pojawiają się w regionach, gdzie wielkość nowych mocy przekracza lokalne zapotrzebowanie. Istnieje więc ryzyko, że problemy techniczne będą utrudniały pracę operatorów sieci dystrybucyjnych i operatora sieci przesyłowej w bilansowaniu, utrzymywaniu stabilności oraz przywracaniu pracy systemowi.

Sieci elektroenergetyczne zostały zaprojektowane w taki sposób, aby przysyłać energię ze scentralizowanych jednostek wytwórczych sieciami o wyższym napięciu do tych o niższym napięciu. Wraz z rosnącą liczbą instalacji PV na poziomie niskiego napięcia (nN), przepływy energii stają się dwukierunkowe.

Rysunek 4. Przepływ wsteczny na schemacie sieci niskiego napięcia w układzie promieniowym



Źródło: opracowanie własne.

Gdy lokalne wytwarzanie przekracza zapotrzebowanie odbiorców, przepływy idą w kierunku transformatorów do sieci wyższego napięcia. Przepływy wsteczne zdarzają się w szczególności przy specyficznych warunkach niskiego zapotrzebowania i wysokiej generacji, np. w niedzielne, letnie popołudnia. W systemach z wyższym udziałem źródeł rozproszonych, przepływy wsteczne stają się normalnym zjawiskiem.

Utrzymywanie napięcia i obciążenia termicznego w dopuszczalnych granicach staje się coraz trudniejsze¹⁹. Transformatory są zazwyczaj dobierane do minimum i maksimum obciążenia dobowego i nie są w stanie w prosty sposób dostosować się do dodatkowych wahań wynikających z szybko rosnącej produkcji ze źródeł PV.

Autokonsumpcja w szczycie produkcji energii ze źródeł PV odbywa się „za licznikiem”. Zamiast pobierać energię z sieci, prosument wykorzystuje własną energię produkowaną w instalacji fotowoltaicznej. Brak poboru energii z sieci przekłada się więc na jej niższe obciążenie. Co więcej, gdy produkcja z mikroinstalacji przewyższa autokonsumpcję, nadmiar energii oddawany jest do sieci. W przypadku, gdy w danym układzie sieci takich przypadków jest wiele, energia wprowadzana z instalacji PV może powodować wzrost napięcia.

Taka sytuacja skutkuje naruszeniem limitów napięcia maksymalnego w sieci nN²⁰. Dlatego w ramach Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej zostały wprowadzone normy działania falowników w przydomowych instalacjach PV, które w krytycznych sytuacjach ograniczają ilość wprowadzanej energii czynnej²¹. Instrukcja ruchu daje możliwość zdalnego ograniczania i odłączania mikroinstalacji powyżej 10 kW przez OSD. Ponadto nakłada obowiązek wyposażenia falowników w zabezpieczenia napięciowe i częstotliwościowe.

Realnym wyzwaniem w związku z brakiem przygotowania sieci do rozwoju energetyki rozproszonej jest automatyczne wyłączanie instalacji PV w szczycie produkcji, czyli przy wzroście napięcia. Bez adekwatnych inwestycji w sieci, takie zjawisko będzie miało miejsce coraz częściej.

10

Wyłączanie mikroinstalacji jest zjawiskiem niepożądanym, ponieważ:

- powoduje straty dla prosumenta (zmniejsza przychód/oszczędność z energii wprowadzanej do sieci),
- marnuje potencjał produkcji „czystej” energii.

Jeśli problem wyłączania instalacji PV nie zostanie rozwiązany, to będzie to czynnikiem obniżającym opłacalność i demotywowującym potencjalne inwestycje w rozwój mikroinstalacji w Polsce.

7.1.1. Rozwiązania po stronie operatorów sieci dystrybucyjnych

Dyrektywa rynkowa poszerza zakres planowania sieci dystrybucyjnej o wytwarzanie rozproszone, nowe formy zapotrzebowania i opcje elastyczności. Projekt zmiany ustawy Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii z czerwca 2021 r. powinien wdrożyć nowe wymogi tej dyrektywy. Plany rozwoju sieci (przygotowywane co dwa lata) muszą zapewniać przejrzystość w zakresie potrzebnej średnio- i długoterminowej elastyczności oraz określać planowane inwestycje na kolejnych pięć do dziesięciu lat.

Konieczne jest położenie szczególnego nacisku na infrastrukturę dystrybucyjną w celu połączenia nowych mocy wytwórczych i nowych punktów obciążenia, w tym punktów ładowania pojazdów elektrycznych.

Przewiduje się również wykorzystanie alternatywnych sposobów rozwoju sieci – niewymagających infrastruktury kablowej: „Plan rozwoju sieci obejmuje również wykorzystanie odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu” (art. 32 dyrektywy rynkowej).

19 R. Jędrzychowski, K. Sereja, *System zarządzania siecią nn w świetle wymagań normy PN-EN 50438*, Poznan University Of Technology Academic Journals, „Electrical Engineering”, nr 94/2018, s. 63–72.

20 „...bazując na normie PN-EN 50160, obowiązkiem operatora sieci dystrybucyjnej (OSD) jest zapewnienie odbiorcy napięcia w granicach od 0,9 Un do 1,1 Un (95% próbek ze zbioru 10-minutowych wartości średnich w ciągu tygodnia).” Źródło: *op. cit.*

21 Tauron, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*, 2021, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd>.

Przedstawione w dalszej części analizy rozwiązania, które powinni zastosować operatorzy sieci dystrybucyjnych, umożliwią modernizację sieci na rzecz rozwoju źródeł rozproszonych.

1. Inwestycja w magazyny energii

Magazyny energii mogą pobierać energię w trakcie nadwyżki produkcji, redukując napięcie i ryzyko przeciążeń elementów sieci. Lokalne instalacje magazynujące powinny obsługiwać sieć niskiego napięcia i pobierać energię w szczycie produkcji z PV. Energia zgromadzona w magazynie powinna być wykorzystywana w szczycie wieczornym, gdy generacja ze źródeł PV jest już niższa. Magazyn powinien pracować w cyklach dobowych, aby móc przyjmować energię w kolejnym dniu oraz z uwzględnieniem prognoz pogody i zapotrzebowania.

Zgodnie z zasadami funkcjonowania rynku wewnętrznego energii elektrycznej, OSD nie powinny być spółkami zarządzającymi magazynami energii, ponieważ nie powinny łączyć swojej działalności dystrybucji energii z jej sprzedażą. W drodze wyjątku, dyrektywa rynkowa umożliwia inwestowanie OSD w magazyny energii bez możliwości handlowania zmagazynowaną energią i pod warunkiem późniejszego sprzedawania tych zasobów na rynku konkurencyjnym. Transpozycja tych zapisów znajduje się w projekcie ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii z czerwca 2021 r. Operatorzy systemów dystrybucyjnych powinni być inicjatorami inwestycji w magazyny energii, ponieważ posiadają najbardziej aktualną informację co do potrzeb lokalnych, a koszty inwestycji mogą odzyskać w taryfach. W przyszłości tego typu usługami mogą być zainteresowane inne niezależne podmioty gospodarcze, biorąc pod uwagę zwiększenie dynamiki cen oraz rosnącą rolę rynków lokalnych. Oprócz rozwiązań konwencjonalnych, takich jak np. baterie litowo-jonowe, do magazynowania energii mogą być wykorzystywane elektrolizery do produkcji wodoru.

2. Modernizacja przewodów i transformatorów

Wymiana przewodów napowietrznych na kable podziemne o zwiększonym przekroju oraz zwiększenie mocy transformatorów zmniejsza rezystancję i reaktancję, co redukuje negatywne oddziaływanie napięciowe mikroinstalacji²². Inwestycja w podobciążeniowy przełącznik zaczepek z automatyczną regulacją napięcia pozwala rozdzielić i w pewnych granicach uniezależnić napięcie w sieci niskiego napięcia od tego w sieci średniego napięcia. Pozwala to na optymalizację funkcjonowania sieci przy większej liczbie instalacji PV²³.

11

3. Poprawa dostępu do danych

Dostęp do danych dotyczących dynamiki produkcji i konsumpcji energii u prosumenta staje się kluczowym zagadnieniem, gdy liczba instalacji osiąga próg krytyczny. Po pierwsze operatorzy sieci dystrybucyjnych i operator sieci przesyłowych muszą mieć pełną wiedzę na temat zasobów rozproszonych w krajowej sieci elektroenergetycznej, w tym danych statystycznych dotyczących mocy i lokalizacji urządzeń.

Ustawa o odnawialnych źródłach energii²⁴ przewidziała konieczność informowania Urzędu Regulacji Energetyki przez OSD m.in. o liczbie i mocy przyłączanych mikroinstalacji oraz o rejestracji prosumentów (art. 6a). Istnieje też rejestr małych instalacji prowadzony i publikowany przez URE²⁵.

Dodatkowo nowelizacja prawa energetycznego z grudnia 2020 r.²⁶ przewiduje stworzenie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE), którego operatorem będzie Operator Informacji o Rynku Energii (OIRE). Operatorem zostanie PSE S.A., czyli polski operator sieci przesyłowych. Dzięki utworzeniu CSIRE powstanie jedna spójna baza danych i informacji na temat rynku energii. Korzystanie z tych danych powinno ułatwić optymalizację wykorzystywania zasobów sieciowych, zwłaszcza w kontekście wytwarzania energii z OZE²⁷.

22 P. Kacejko, P. Pijarski, *Ograniczenie wzrostu napięcia spowodowane intensywnym rozwojem fotowoltaiki w sieci nn*, Politechnika Lubelska, „Energia Elektryczna” 9/2018, https://www.cire.pl/pliki/2/2018/ograniczenie_wzrostu_napiecia____p__kacejko_p__pijarski_zm.pdf.

23 SGB-SMIT, RONT – transformator rozdzielczy z automatyczną regulacją napięcia, <http://www.sgb-smi.pl/wp-content/uploads/RONT-Transformator-z-podobciazeniowym-przelacznikiem-zaczepow.pdf>.

24 Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 1093).

25 Zgodnie z art. 8 ust. 1 ustawy o odnawialnych źródłach energii organem prowadzącym rejestr wytwórców energii w małej instalacji jest Prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

26 Minister Klimatu i Środowiska, *Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*, 2020, <https://sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=808>.

27 Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Informacje ogólne OIRE*, <https://www.pse.pl/oire/informacje-ogolne>.

4. **Lepszy dostęp do informacji na temat zużycia energii i taryf dynamicznych**

Inteligentne liczniki są podstawą systemu energetycznego przyszłości. Informują o dynamice produkcji i konsumpcji energii. To narzędzie aktywnej komunikacji pomiędzy OSD a odbiorcą oraz niezbędny element infrastruktury sieciowej, ułatwiający integrację źródeł rozproszonych. Stanowią także pierwszy krok do elastycznego korzystania z sieci – dają sygnał OSD o tym, co się dzieje z licznikiem prosumenta, a prosumenta informują o bieżącej sytuacji bilansowej na rynku energii (np. o cenach energii). Zgodnie z rządowym projektem nowelizacji prawa energetycznego z grudnia 2020 r., do 2028 r. 80% liczników ma być inteligentnych.

5. **Wdrożenie rozwiązań SMART**

Instalacja inteligentnych liczników umożliwi wdrożenie systemów, które znacząco poprawią koordynację pracy urządzeń między transformatorem, magazynami energii i instalacjami PV (falownikami). Rozwiązania inteligentne będą wymagały, by stacje SN/nN były wyposażone w transformatory z przełącznikiem zaczepek, pozwalające na regulację napięcia pod obciążeniem oraz lokalne systemy sterowania i nadzoru (SSiN)²⁸. Systemy komunikacji pozwolą zautomatyzować procesy związane z poborem energii przez magazyny (zasobniki energii) czy ograniczaniem wprowadzania energii do sieci przez falowniki.

7.1.2. Rozwiązania po stronie prosumentów

Prosumenci mają ograniczony wpływ na profil produkcji energii – są zależni od pogody. Mają natomiast możliwość dostosowywania profilu konsumpcji energii do jej produkcji oraz aktualnej sytuacji na rynku energii. Mogą reagować na podaż energii poprzez następujące działania:

1. **Magazynowanie energii**

Najprostszym sposobem magazynowania energii jest ogrzewanie wody użytkowej. Kolejna możliwość to ładowanie pojazdów elektrycznych w momencie szczytu produkcji energii (własnej lub z budynku, przy którym auto jest zaparkowane), a także w nocy, gdy pobór w KSE jest niski. Możliwy jest również zakup domowych magazynów energii, jednak jest to rozwiązanie znacznie droższe niż w przypadku dużych instalacji obsługiwanych przez lokalną spółkę energetyczną (np. OSD lub agregatora) w związku z czym wspieranie domowych magazynów z publicznych pieniędzy jest rozwiązaniem kontrowersyjnym²⁹.

2. **Zmiana profilu zużycia**

Prosumenci mogą dostosować wykorzystywanie energii do najbardziej energochłonnych czynności w celu optymalizacji profilu zużycia do produkcji lub ceny energii. Takimi czynnościami są np. pranie/suszenie ubrań, uruchamianie zmywarki do naczyń, gotowanie i pieczenie oraz odkurzanie czy prasowanie. O ile nie wszystkie te praktyki są łatwe do wdrożenia, to np. wiele pralek i zmywarek posiada opcję programowania pracy w konkretnym czasie.

Dalszy rozwój mikroinstalacji będzie wymagał działań po stronie OSD i odbiorców aktywnych. Operatorzy sieci dystrybucyjnych powinni inwestować w infrastrukturę w celu umożliwienia dalszego podłączania mikroźródeł do sieci. Jednocześnie prosumenci i inni odbiorcy końcowi powinni być zachęceni do zmian nawyków korzystania z energii elektrycznej. Wdrożenie tych rozwiązań będzie wymagało jednak wprowadzenia bodźców ekonomicznych.

28 R. Jędrychowski, K. Sereja, *Mechanizmy komunikacji możliwe do wykorzystania w sterowaniu pracą sieci nn*, Poznan University Of Technology Academic Journals, „Electric Engineering”, nr 98(2018).

29 Lazard, *Levelized Cost of Energy, Levelized Cost of Storage, and Levelized Cost of Hydrogen*, 2020, <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>.

7.2. Wprowadzanie bodźców ekonomicznych

7.2.1. Systemy wsparcia prosumentów

Prosumenci mogą być wspierani finansowo na dwa główne sposoby:

- dzięki wsparciu operacyjnemu, czyli sposobie rozliczania energii wprowadzanej do sieci,
- dzięki wsparciu inwestycyjnemu w postaci dotacji, dostępowi do kredytów preferencyjnych oraz ulg podatkowych.

Na świecie funkcjonuje wiele wariantów systemów wsparcia operacyjnego, wśród których można wyróżnić trzy podstawowe – każdy z nich ma inny wpływ na system energetyczny, opłacalność inwestycji i inaczej zachęca do optymalizacji korzystania z energii³⁰.

1. Bilansowanie netto (ang. *net energy metering*)

Bilansowanie netto polega na tym, że odbiorca zużywa samodzielnie wytworzoną energię elektryczną, a nadwyżki wprowadza do sieci. W rachunku za energię następuje bilansowanie – wprowadzone nadwyżki są odejmowane od energii pobranej. Obniża to wysokość kosztów na rachunku, co przekłada się na oszczędności dla prosumenta. W zależności od modelu rozliczeń, jeśli prosument wprowadzi więcej energii niż skonsumował w danym okresie rozliczeniowym, nadwyżka ta albo przepada, albo jest sprzedawana po wcześniej ustalonej stawce.

2. Kup wszystko, sprzedaj wszystko (ang. *buy all, sell all*)

Podejście „kup wszystko, sprzedaj wszystko” całkowicie oddziela energię wprowadzaną do sieci od energii pobieranej z niej. Klient nie korzysta z energii wytworzonej samodzielnie, dlatego wytwarzanie jej nie zachęca do zmiany profilu zużycia (autokonsumpcji). Energia wprowadzana do sieci jest rozliczana na podstawie wcześniej ustalonej stawki.

3. Rozliczenie netto (ang. *net billing*)

W metodzie rozliczeń netto odbiorca zużywa samodzielnie wytworzoną energię elektryczną, a nadwyżkę sprzedaje. Cała wprowadzona do sieci energia jest rozliczana po ustalonej z góry stawce sprzedaży. Zużycie netto jest natomiast rozliczane oddzielnie według stawki detalicznej.

Główne zasady funkcjonowania tych trzech operacyjnych systemów wsparcia rozwoju mikroinstalacji zostały przedstawione w tabeli 1.



30 National Renewable Energy Laboratory, *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics*, 2017, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>.

Tabela 1. Przegląd systemów wsparcia operacyjnego prosumentów

	Bilansowanie energii netto	Kup wszystko, sprzedaj wszystko	Rozliczanie netto
Dozwolona autokonsumpcja	Tak	Nie	Tak
Częstotliwość rozliczeń	Ustalony okres rozliczeniowy	Ustalony okres rozliczeniowy	Natychmiastowe
Wielkości mierzone i rozliczane	<ul style="list-style-type: none"> Konsumpcja netto w okresie rozliczeniowym. Nadwyżka energii sprzedana lub przechowana na kolejny okres 	<ul style="list-style-type: none"> Konsumpcja brutto w okresie rozliczeniowym. Produkcja brutto w okresie rozliczeniowym 	<ul style="list-style-type: none"> Natychmiastowa konsumpcja netto w trakcie okresu rozliczeniowego. Natychmiastowe wprowadzanie nadwyżki netto w trakcie okresu rozliczeniowego
Wolumen zastosowania taryfy	<ul style="list-style-type: none"> Skumulowana nadwyżka energii, która nie może już być odebrana po okresie rozliczeniowym 	<ul style="list-style-type: none"> Produkcja energii brutto 	<ul style="list-style-type: none"> Natychmiastowe wprowadzone nadwyżki netto
Zalety posiadania instalacji	<ul style="list-style-type: none"> Cena hurtowa za nieodebraną nadwyżkową energię Oszczędność na kosztach detalicznych cen energii w trakcie autokonsumpcji i po wprowadzeniu energii do sieci 	<ul style="list-style-type: none"> Wynagrodzenie według stawki za energię wprowadzoną brutto 	<ul style="list-style-type: none"> Oszczędność na kosztach detalicznych cen energii w trakcie autokonsumpcji. Wynagrodzenie według stawki za energię wprowadzoną netto
Przechowywanie nadwyżki bilansowej w trakcie okresu rozliczeniowego	Tak	Nie	Nie
Główne zalety	Prostota	<ul style="list-style-type: none"> Spółka obrotu i dystrybucyjna nie pomniejsza wolumenu sprzedaży. Potencjalnie dokładniejsze wynagrodzenie za energię wprowadzoną do sieci 	<ul style="list-style-type: none"> Potencjalnie dokładniejsze wynagrodzenie za energię wprowadzoną do sieci. Może promować autokonsumpcję

14

Źródło: opracowanie na podstawie National Renewable Energy Laboratory, *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics*, 2017, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>.

Systemy działające na podstawie rozliczania finansowego (kup wszystko, sprzedaj wszystko i rozliczanie netto) mają przewagę nad bilansowaniem netto, ponieważ rozliczają osobno energię wprowadzoną i odebraną przez prosumenta. Pozwala to na wdrażanie systemów elastyczności na podstawie bodźców cenowych i taryf dynamicznych. Jednocześnie oba te systemy są zasadniczo zgodne z dyrektywą rynkową.

Największym wyzwaniem przy wdrażaniu systemu wsparcia operacyjnego na bazie rozliczania finansowego jest ustalenie ceny zakupu energii od prosumenta. Nie może ona być ani zbyt wysoka, prowadząc do nadmiernego wsparcia, ani zbyt niska, zniechęcając do inwestycji. Cena powinna też być przejrzysta i możliwie pozbawiona ryzyka zmienności, żeby zachęcić mniejszych inwestorów.

7.2.2. Wsparcie prosumentów w Polsce

W Polsce stosowany jest system bilansowania netto (tzw. opusty). Różni się on od typowego systemu bilansowania netto tym, że za wprowadzoną energię bilansowana jest nie tylko energia elektryczna (jej koszt), ale też częściowo koszt dystrybucji. Prosumentom nie przysługuje też wynagrodzenie za energię wprowadzoną do sieci, która nie została zbilansowana w okresie rozliczeniowym.

Wyprodukowana w mikroinstalacji energia elektryczna może zostać bezpośrednio zużyta przez prosumenta lub oddana do sieci. W ciągu kolejnych 12 miesięcy częściowy udział energii oddanej do sieci może zostać odebrany, a prosument nie poniesie z tego tytułu kosztów poboru energii elektrycznej, zmiennych opłat dystrybucyjnych oraz kosztów związanych z systemami wsparcia. Ilość energii, którą prosument może odebrać bezpłatnie w zamian za energię wcześniej wprowadzoną do sieci, wynosi:

- 80% w przypadku mikroinstalacji o mocy do 10 kW,
- 70% w przypadku mikroinstalacji o mocy od 10 do 50 kW.

Taki system rozliczania obowiązuje przez 15 lat od podłączenia instalacji do sieci.

Ze względu na to, że system opustów sam w sobie nie był wystarczająco atrakcyjny dla użytkowników, by doprowadzić do rozwoju mikroinstalacji³¹, powstały dodatkowe zachęty w postaci systemów wsparcia inwestycyjnego. Oferowane są dotacje i pożyczki preferencyjne z programów krajowych, miejskich i funduszy europejskich. Dodatkowo istnieje ulga podatkowa (tzw. termomodernizacyjna) dla gospodarstw domowych, a instalacje fotowoltaiczne kwalifikują się do niższej stawki podatku VAT – 8% zamiast 23%. W tabeli 2 zostały przedstawione najważniejsze programy wsparcia inwestycyjnego dostępne w całym kraju.

Tabela 2. Krajowe systemy wsparcia inwestycyjnego w mikroinstalacje OZE

Program	Rodzaj wsparcia	Wysokość wsparcia	Warunki	Rodzaj beneficjenta
Mój prąd*	Dotacja	50% kosztów instalacji, maksymalnie 3 tys. zł	Moc instalacji: 2–10 kW	Gospodarstwo domowe
Czyste powietrze	Dotacja	50% kosztów instalacji, maksymalnie 5 tys. zł	Wymiana źródła ciepła	Gospodarstwo domowe
	Pożyczka preferencyjna	Możliwość wzięcia pożyczki preferencyjnej (RRSO 6,11%)		
	Ulga podatkowa (tzw. termomodernizacyjna)	Ulga od podatku PIT (17% lub 32%), maksymalnie 53 tys. zł	Okres amortyzacji do 6 lat	
Agroenergia	Dotacja	20% kosztów instalacji, maksymalnie 15 tys. zł	Moc instalacji: 10–30 kW	Działalność rolnicza lub wykonująca usługi rolnicze, 1–300 ha
		13% kosztów instalacji, maksymalnie 25 tys. zł	Moc instalacji: 30–50 kW	

*W trakcie pisania tego raportu wyczerpywała się pula dostępnych środków z programu Mój Prąd na rok 2021 i zostały zapowiedziane zmiany warunków wsparcia.

Źródło: opracowanie własne na podstawie założeń Programu Czyste Powietrze: *Maksymalne dotacje dla poszczególnych kategorii kosztów kwalifikowanych*, 2021, <https://czystepowietrze.gov.pl/czyste-powietrze/#maksymalne-dotacje>; *Ulga termomodernizacyjna*, 2021, <https://czystepowietrze.gov.pl/ulga-termomodernizacyjna/>; *Agroenergia, Dofinansowanie na fotowoltaikę dla rolnictwa*, 2021, <https://www.agroenergia2020.eu/>; *Mój prąd, Program dofinansowania mikroinstalacji fotowoltaicznych*, <https://mojprad.gov.pl/>.

Systemy wsparcia inwestycyjnego mają predefiniowane budżety i okresy działania, więc nie są tak stabilne jak systemy wsparcia operacyjnego. Wyjątkiem jest ulga termomodernizacyjna, która podobnie jak system opustów, jest zagwarantowana prawnie (w ustawie o podatku dochodowym od osób fizycznych).

31 Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rola Regionalnych Programów Operacyjnych w stymulowaniu rozwoju rynku fotowoltaiki w Polsce*, 2020, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1475-rola-regionalnych-programow-operacyjnych-w-stymulowaniu-rozwoju-rynku-fotowoltaiki-w-polsce>.

7.2.3. Nadchodząca reforma systemu wsparcia prosumentów w Polsce

Ze względu na zmieniające się warunki prawne i rynkowe zmiana modelu wsparcia energetyki prosumenckiej jest nieunikniona. Reforma powinna więc dostosować system do wymogów tzw. pakietu zimowego³², według którego prosumenci powinni być rozliczani osobno za energię wprowadzaną do sieci i pobieraną z niej. **W związku z tym powstanie konieczność wprowadzenia systemu rozliczania finansowego i ustalenia stawki zakupu energii od prosumenta.**

Stawka zbyt niska lub taka, która nie jest stała (np. bazująca na dynamicznej cenie energii rynkowej) albo spowoduje zahamowanie rozwoju mikroinstalacji (ze względu na brak opłacalności lub ryzyko inwestycyjne), albo będzie wymagała dodatkowych bodźców ze strony systemów wsparcia inwestycyjnego.

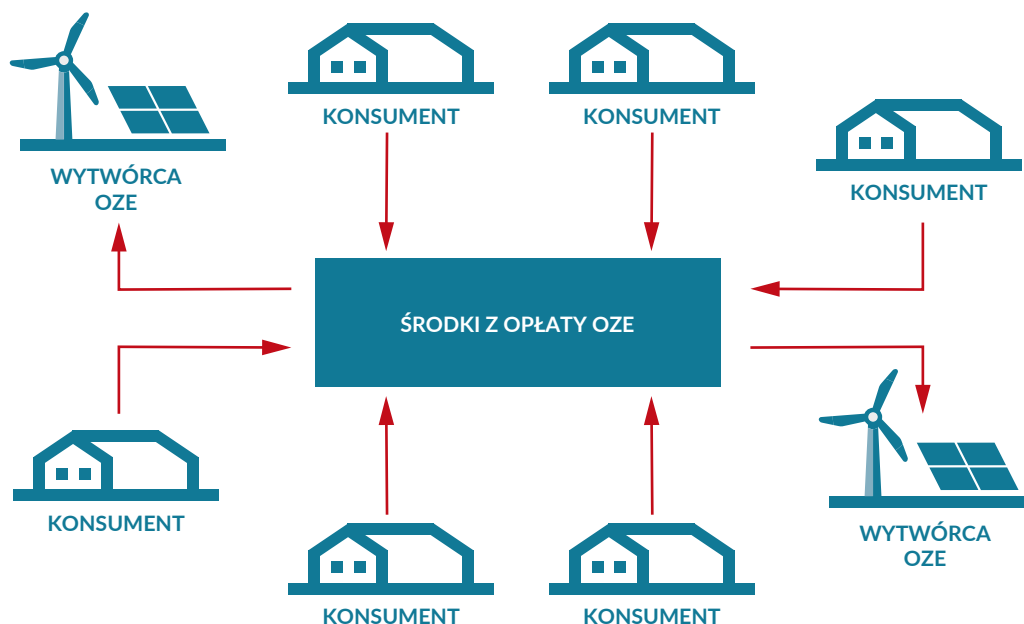
Stać stawka ceny odbioru energii może:

- zachęcać do dalszego rozwoju mikroinstalacji bez konieczności wprowadzania (i utrzymywania) systemów wsparcia inwestycyjnego,
- dać gwarancję przychodu, zmniejszając ryzyko inwestycyjne (i kosztów kapitału),
- być dostosowywana do warunków rynkowych dla nowych inwestycji (np. cen energii, kosztów instalacji),
- być większa dla mniejszych instalacji (gdy koszt instalacji za kW jest większy) i mniejsza dla większych instalacji.

System cen stałych już działa w Polsce od czasu wprowadzenia aukcji OZE w 2016 r. Wynagradza on wytwórców energii z OZE na podstawie wcześniej zebranych środków od użytkowników końcowych, co przedstawia rysunek 5. Od 2018 r. ceny stałe obowiązują też niektóre inwestycje powstające poza aukcjami, wspierając małe instalacje biogazowe i hydrotechniczne³³.

16

Rysunek 5. Schemat opłaty OZE



Źródło: opracowanie własne.

32 Artykuł 15 ust. 4 dyrektywy rynkowej.

33 Artykuł 70e ustawy o odnawialnych źródłach energii.

W rachunkach za energię elektryczną istnieje pozycja „opłata OZE”, wynosząca w 2021 r. 2,20 zł/MWh, która jest doliczana do ilości zużytej energii³⁴. Biorąc pod uwagę, że średnie zużycie energii wynosi niecały 1 MWh/rok na osobę w gospodarstwie domowym, jest to koszt znikomy³⁵.

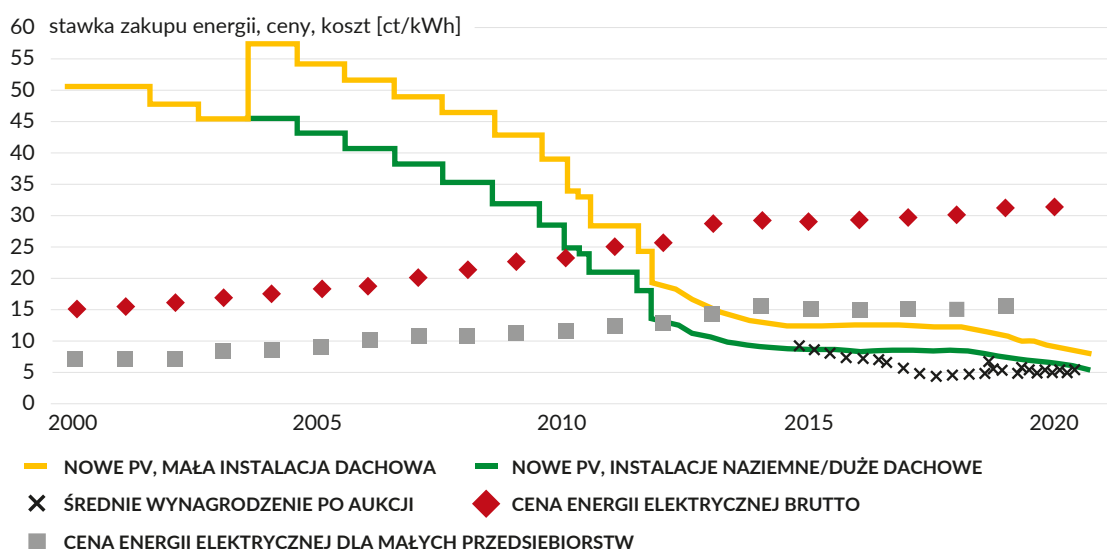
Zasadniczo środki z opłaty OZE pokrywają tylko różnicę między zagwarantowaną ceną po wygranej aukcji a jej ceną rynkową. Na przykład, gdyby średnia cena sprzedaży energii wyniosła 300 zł/MWh, a ustalony przychód na podstawie wygranej aukcji wynosił 350 zł/MWh, to ostatecznie środki z opłaty OZE pokryłyby tylko 50 zł/MWh.

W przypadku obowiązywania systemu cen stałych dla mikroinstalacji, to spółka obrotu kupowałaby energię od prosumenta i sprzedawała ją innym odbiorcom końcowym. Jeśli cena, za którą sprzedawałyby energię byłaby niższa niż cena gwarantowana prosumentowi, to różnicę spółka odzyskałaby z opłaty OZE.

Dostosowywanie przez rząd cen stałych względem wielkości instalacji i w czasie umożliwia dopasowywanie wsparcia do warunków rynkowych, bodźcując rozwój mikroinstalacji bez ryzyka nadmiernego wsparcia.

Przykładem strategicznego stosowania cen stałych dla mikroinstalacji jest system niemiecki (rysunek 6), gdzie z roku na rok dokonywana jest ich rewizja na podstawie analizy rynku.

Rysunek 6. Zmieniająca się stała stawka zakupu energii fotowoltaicznej w odniesieniu do warunków rynkowych



Źródło: Fraunhofer, *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*, 2021, s. 12, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>.

Dla roku 2021 ceny stałe zostały ustalone na poziomie 8,16 eurocentów/kWh dla najmniejszych instalacji. Co ważne, niemieckie stawki ustalane są na 20 lat³⁶, podczas gdy w polskich systemach okres wsparcia trwa 15 lat.

Systemy oparte o ceny stałe w sposób transparentny pokazują koszty systemowe i korzyści dla prosumentów. Wymagają one jednak rozliczenia przez wpływy z opłat OZE. W systemie rozliczania netto, gdy cena stała jest ustalona poniżej ceny energii, zachęcają też do większej autokonsumpcji w czasie rzeczywistym. Co więcej, są kompatybilne z funkcjonowaniem nowoczesnego systemu elektroenergetycznego zgodnego z tzw. pakietem zimowym.

³⁴ Urząd Regulacji Energetyki, *Wysokości stawki opłaty OZE na dany rok kalendarzowy*, 2020, <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html>.

³⁵ Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.*, 2019, s. 36, https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/2/4/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2018.pdf.

³⁶ Fraunhofer, *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*, 2021, s. 12, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>.

7.2.4. Agregatorzy

Wraz z rozwojem różnych technologii licznikowych oraz niskokosztowych rozwiązań informatycznych służących ich sterowaniu, profil zużycia energii przez konsumentów może zostać uelastyczniony w odniesieniu do wytwarzania, warunków sieciowych i rynkowych. W aktywnym uczestniczeniu w rynku mogą pomóc firmy, które będą zrzeszać prosumentów i w ich imieniu oferować usługi z zakresu zarządzania popytem (ang. *Demand Side Management* – DSM). Mogą one tworzyć zachęty ekonomiczne do zmiany profilu zużycia energii.

Zgodnie z prawem unijnym regulacje krajowe powinny umożliwiać niedyskryminacyjny dostęp do rynku, np. dla agregatorów będących stronami trzecimi, które mogą zaoferować łączną elastyczność różnym rynkom energii elektrycznej, a także OSD (art. 17 dyrektywy rynkowej). Projekt ustawy umożliwiającej funkcjonowanie agregatorom w Polsce został już przygotowany i ogłoszony w czerwcu 2021 r. Działanie takiego agregatora omówiono na przykładzie przedsiębiorstwa Voltalis.

Voltalis to przedsiębiorstwo świadczące usługi energetyczne z siedzibą we Francji, które agreguje ponad 100 tys. gospodarstw domowych i punktów handlowych³⁷. Sprzedaje ono usługi elastyczności na zorganizowanych rynkach energii – hurtowych i bilansujących. Oferuje też usługę „poza-sieciową” dla OSD w celu uniknięcia średnioterminowych inwestycji w sieć poprzez redukcję popytu w okresach wysokiego obciążenia. Agregowany jest potencjał wytwórczy lub zmniejszania i zwiększania poboru energii w następujących urządzeniach:

- magazyny energii,
- pojazdy elektryczne,
- instalacje grzewcze (pompy ciepła, grzałki w zasobnikach wodnych),
- systemy wentylacyjne,
- klimatyzatory,
- jednostki wytwórcze.

Firma instaluje swój własny licznik, który oferuje więcej kontroli niż przeciętny licznik inteligentny. Posiada on cztery podliczniki podłączone do głównych urządzeń, dzięki czemu umożliwia komunikację z nimi w czasie rzeczywistym. Licznik optymalizuje pracę tych urządzeń poprzez redukcję poboru mocy minuta po minucie. Różnica między architekturą Voltalis a inteligentnym licznikiem polega na tym, że ten ostatni mierzy tylko zużycie i dlatego może być podstawą do rozliczeń, podczas gdy „licznik aktywny” (Voltalis box) z podlicznikami jest w stanie dodatkowo kontrolować główne urządzenia.

System ten jest korzystny dla OSD ze względu na:

- zarządzanie szczytowym zapotrzebowaniem poprzez ograniczanie nadmiarowego poboru mocy,
- kontrolę częstotliwości poprzez ograniczanie potrzeby wyłączenia poboru energii z rozproszonych OZE.

Licznik działa jako inteligentny system zarządzania energią w domu. Dla konsumenta skutkuje to optymalizacją zużycia energii poprzez zwiększoną autokonsumpcję i redukcję poboru. W efekcie dochodzi do oszczędności na rachunkach wynoszących do ok. 15%.

Uzasadnienie biznesowe dla agregatorów zależy w dużym stopniu od wymogu rekompensaty takich usług w przepisach krajowych. Ograniczenie poboru mocy przez agregatora oznacza, że dostawca energii nie jest w stanie rozliczyć się z ilości energii elektrycznej, którą wcześniej zamówił. Generuje to dla niego stratę. Rekompensata dla dostawcy³⁸ lub ewentualny wkład podmiotu zagregowanego w taką rekompensatę są uzależnione od testu korzyści netto (zgodnie z art. 17 dyrektywy w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej).

Test ten jest istotny, ponieważ o ile dostawca jest stratny ze względu na niedostarczenie zamówionej energii, to obniżenie popytu zmniejsza jej wartość rynkową. To zwiększa marżę na energię dostarczonej, co może sumarycznie skutkować jednak większymi przychodami dla dostawcy energii.

7.2.5. Społeczności energetyczne

Organizowanie się aktywnych konsumentów, produkujących i konsumujących wytworzoną energię, to kolejny element lepszej integracji odnawialnych źródeł rozproszonych w sieci. Agregowanie zakupów instalacji (np. włączanie do wspólnych zakupów lokalnego biznesu i budynków należących do jednostek samorządu terytorialnego) może zmniejszać marże i koszty dla wszystkich członków takiej społeczności. Przyniesie to szczególną korzyść grupom, które zazwyczaj napotykają na wysokie bariery inwestowania w OZE, czyli rodzinom o przeciętnych dochodach i dzierżawcom.

Jednocześnie stosowanie rozwiązań inteligentnych wraz z technologiami zapewniającymi elastyczność poprawia integrację źródeł rozproszonych w sieci niskiego napięcia. Dyrektywy OZE i rynkowa wymagają by w państwach UE zostały stworzone ramy prawne dla rozwoju społeczności energetycznych. Krajowy projekt ustawy nowelizującej ustawę OZE z czerwca 2021 r. ma na celu wdrożenie właśnie tych wymogów.

Funkcjonowanie społeczności energetycznej dobrze obrazuje przykład z Belgii:

W okresie od marca 2018 r. do stycznia 2020 r. w Gandawie w Belgii przeprowadzono projekt pilotażowy dotyczący grupowania aktywnych konsumentów. Projekt Buurzame Stroom („elektryczność sąsiedzka”) realizowany był w dzielnicy robotniczej i obejmował m.in. lokalną spółdzielnię, DSO Fluvius oraz dostawcę energii Ecopower³⁹. W ramach projektu powstały inwestycje, które doprowadziły do zainstalowania elektrowni fotowoltaicznych w 102 domach mieszkalnych, 2 blokach mieszkalnych, 8 nieruchomościach wynajmowanych, 2 szkołach i 8 małych przedsiębiorstwach – o łącznej mocy 720 kWp.

Wsparcie ze strony europejskiego projektu Horyzont 2020 pozwoliło na zainstalowanie 100 inteligentnych liczników w celu zbadania, w jaki sposób uczestnicy mogą wspólnie stać się bardziej niezależni od sieci. W ramach projektu Interreg cVPP (Community Virtual Power Plant) zainstalowano w okolicy 16 magazynów energii o mocy 6,6 kWh i połączono je za pomocą inteligentnego systemu zarządzania energią z instalacją fotowoltaiczną o mocy 500 kWp⁴⁰.

Pozwoliło to spółdzielni poprawić sposób zarządzania i sprzedaży energii wytwarzanej przez panele słoneczne. CVPP przetestowało, jak oszczędzać energię w szczycie i jak kontrolować napięcie. Inteligentne sterowanie bateriami w CVPP okazało się być skuteczne w zapobieganiu wyłączania inwerterów⁴¹.

38 Regulatory Assistance Project, *Supplier Compensation*, 2018, <https://www.raponline.org/knowledge-center/article-17-of-the-recast-internal-market-directive-and-the-benefits-of-aggregated-demand-response/>.

39 Buurzame Stroom, *Eindrapport. Resultaten - conclusies - aanbevelingen*, 2020, https://samenlevingsopbouwgent.be/wp-content/uploads/sites/6/2020/01/20200121_PU_Buurzame-Stroom-Eindrapport-LR.pdf.

40 Interreg, *Find a project near you*, <https://www.nweurope.eu/projects/project-search/cvpp-community-based-virtual-power-plant>.

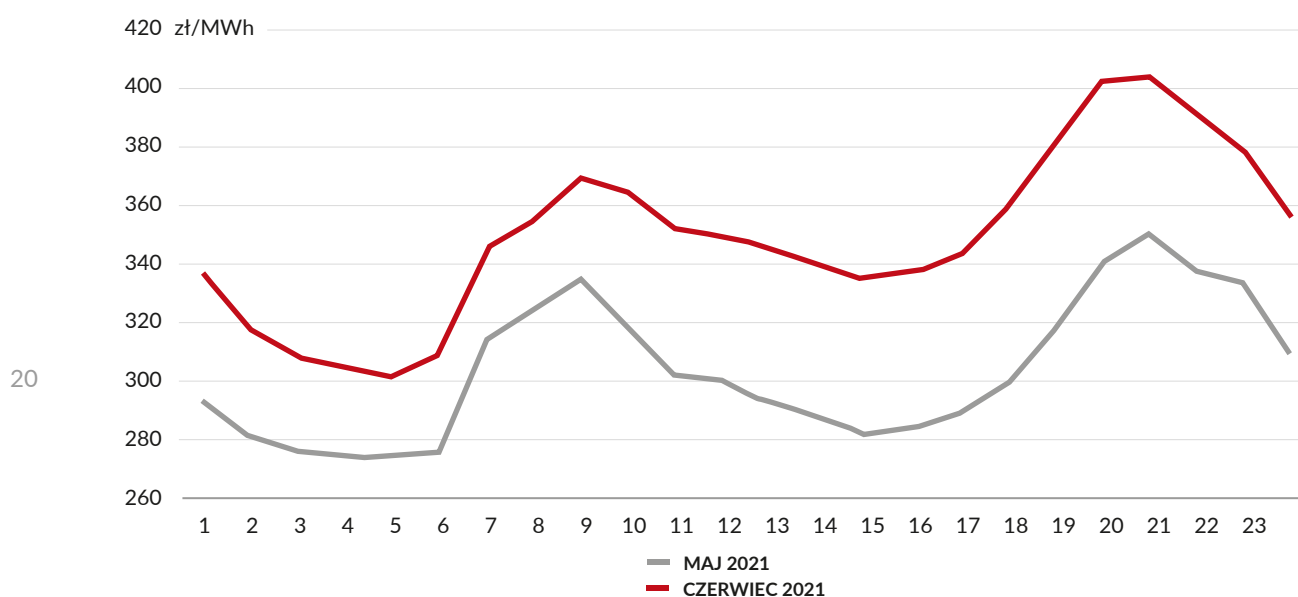
41 Interreg, *cVPP*, <https://energent.be/projecten/innovatieprojecten/interreg/>.

7.2.6. Taryfy dynamiczne

Odbiorca końcowy objęty jest dwoma głównymi taryfami: za pobieranie energii i za jej przesyłanie (opłata sieciowa). W obecnym modelu odbiorcy przyłączeni do sieci niskiego napięcia korzystają z taryf, które są zasadniczo statyczne. Stawki te albo nie zmieniają się wcale, albo są zróżnicowane w zależności od poszczególnych godzin w dni pracujące i weekendy. Nie odzwierciedlają jednak prawdziwych cen rynkowych czy poziomów obciążenia sieci.

W związku z tym w roku 2021 Ministerstwo Klimatu i Środowiska zaproponowało wdrożenie taryf dynamicznych dla energii elektrycznej. Pozwoliłoby to aktywować odbiorców końcowych – bodźce cenowe zachęcałyby do zmniejszania poboru w momentach wyższych cen (kiedy występuje niedobór mocy w systemie). Zmienność cen w ciągu doby oraz z miesiąca na miesiąc przedstawia rysunek 7.

Rysunek 7. Miesięczne średnioważone ceny energii elektrycznej w ciągu 24 godzin doby (zł/MWh)



Źródło: Towarowa Giełda Energii, *Raport miesięczny. Czerwiec 2021, 2021*, https://tge.pl/pub/TGE/files/statystyki/raporty_miesieczne/RAPORT_2021_06.pdf.

Rada Europejskich Regulatorów Energetyki wskazuje jednak, że wprowadzenie dynamicznych cen wyłącznie w odniesieniu do sprzedaży energii elektrycznej (w krajach UE jej udział stanowi przeciętnie jedną trzecią rachunku) będzie dawało zbyt niskie korzyści finansowe odbiorcom, dlatego warto wprowadzać także dynamiczne taryfy sieciowe⁴².

Wprowadzenie dynamicznych taryf zarówno za pobieraną energię, jak i jej dystrybucję, mogłoby stanowić silny bodziec dla odbiorców posiadających źródło wytwórcze oraz licznik inteligentny.

42 Council of European Energy Regulators, *Recommendations on Dynamic Price Implementation*, 2020, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2cc6dfac-8aa7-9460-ac19-4cdf96f8ccd0>.

7.2.7. Wynagrodzenie operatorów sieci dystrybucyjnych

W ostatnich latach w Polsce nie było dużych wzrostów opłat dystrybucyjnych. Biorąc jednak pod uwagę konieczne nakłady inwestycyjne na sieci niskiego i średniego napięcia, należy spodziewać się, że stawki sieciowe będą znów wzrastać. W przeciwnym wypadku operatorzy systemów dystrybucyjnych nie będą w stanie sfinansować niezbędnych przedsięwzięć modernizacyjnych czy inwestycyjnych. Jednocześnie odpowiednie regulacje i bodźce cenowe powinny pomóc uniknąć wysokich kosztów rozbudowy sieci⁴³.

Taryfy dynamiczne, które zachęcą do oszczędzania energii i przesuwania zapotrzebowania na nią w czasie, mogą wpłynąć na zmniejszenie kosztów przyszłych inwestycji. Pozwoli to efektywnie wykorzystać dostępne środki finansowe i uniknąć przeinwestowania.

Dynamiczne ceny zwiększają jednak ryzyko zmniejszenia przychodu dla operatorów sieci⁴⁴. Z uwagi na wzrastającą efektywność energetyczną wykorzystywanych urządzeń i coraz większą autokonsumpcję, ilość energii elektrycznej pobieranej z sieci może się zmniejszyć, a operatorzy nie pokryją ponoszonych kosztów. Paradoksalnie, oszczędności energii i przesunięcie obciążenia powodują utratę przychodów OSD w sytuacji, kiedy te przychody są zależne od wolumenu zużycia⁴⁵.

Mamy zatem do czynienia z przeciwnymi oczekiwaniami uczestników rynku:

- Dla odbiorców to ceny dynamiczne są nośnikiem informacji, ile w danej chwili jest warta energia elektryczna pobrana z sieci. Dzięki temu mają oni szansę na zmianę godzin zużycia oraz wiążącą się z tym oszczędność.
- Dla OSD najłatwiejszym rozwiązaniem, by odzyskać poniesione koszty, jest stosowanie opłat stałych i niezależnych od zużycia.

21

Te właśnie strukturalne różnice trzeba przezwyciężyć w nowym modelu taryfowania.

W przypadku przedsiębiorstw regulowanych problem ten może zostać rozwiązany poprzez oddzielenie przychodów sieci od tego, jaka ilość kWh będzie przez nią dystrybuowana⁴⁶. Odchylenia rzeczywistych przychodów od przychodów „dozwolonych” są odzyskiwane (lub zwracane) poprzez niewielkie korekty cen w następnym okresie. Jest to możliwe dzięki wprowadzeniu tzw. konta regulacyjnego – mechanizmu pozwalającego regulatorowi na rozliczenie nadwyżki lub niedoboru przychodów podmiotu regulowanego w kolejnym okresie taryfowym. Ma to pozwolić OSD na stabilizację i przewidywalność dochodów, a także zachęcić ich do inwestowania. Konta regulacyjne dla OSD zostały wprowadzone w Polsce w listopadzie 2020 r.⁴⁷

43 Agora Verkehrswende, *Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus*, 2019, <https://www.agora-verkehrswende.de/projekte/verteilnetzausbau-fuer-die-energiewende-elektromobilitaet-im-fokus/>.

44 Eurelectric, *Network Tariffs*, 2016, https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network_tariffs__position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf.

45 Directorate-General for Energy, *Study on tariff design for distribution systems. Final Report*, 2015, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF.

46 Regulatory Assistance Project, *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*, 2016, <https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/11/rap-revenue-regulation-decoupling-guide-second-printing-2016-november.pdf>.

47 *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz.U. z 2020 r. poz. 2053).

8. Wnioski i rekomendacje

Transformacja polskiej elektroenergetyki w kierunku neutralności klimatycznej będzie wymagała dalszego rozwoju energetyki rozproszonej, w tym mikroinstalacji fotowoltaicznych. W związku z tym inwestowanie w nie musi być opłacalne dla prosumentów. Nie może ono generować strat dla operatorów sieci dystrybucyjnych, a jednocześnie powinno tworzyć szanse na nowe modele biznesowe dla sprzedawców energii. Przedstawione w analizie rozwiązania łączą te interesy.

Potrzebne jest lepsze i transparentne planowanie rozwoju sieci w celu zmniejszania ryzyka inwestycyjnego i budowania społecznego zaufania wobec rozwoju energetyki rozproszonej.

- Krajowy plan na rzecz energii i klimatu, który powinien zostać zaktualizowany do połowy 2023 r.⁴⁸, powinien uwzględniać dynamiczny rozwój energetyki fotowoltaicznej, również w rozbiciu na mikroinstalacje i większe moce.
- Plany rozwoju sieci dystrybucyjnych powinny być transparentne i dostosowywane do potrzeb dynamicznej integracji instalacji rozproszonych⁴⁹.

Potrzebne jest zwiększenie widoczności zużycia i wytwarzania energii przez prosumentów, aby umożliwić lepsze planowanie i dostarczanie mocy w sieciach niskiego napięcia.

- Konieczny jest dynamiczny rozwój inteligentnych liczników już dostosowanych do komunikacji między urządzeniami pobierającymi i wytwarzającymi energię u prosumenta oraz OSD.
- Wdrożenie Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (CSIRE) umożliwi szeroki dostęp do danych systemowych przez uczestników rynku.

Odbiorcy aktywni powinni przyczyniać się do rozwoju stabilnego systemu elektroenergetycznego poprzez podjęcie wskazanych działań.

- Wdrożenie taryf dynamicznych za dystrybucję i pobór energii.
- Umożliwienie agregowania prosumentów w celu sprzedaży usług elastyczności na rynku energetycznym.
- Wsparcie regulacyjne w tworzeniu się społeczności energetycznych, które mogłyby wspólnie inwestować i optymalizować wykorzystywanie energii.

Prosumenci powinni móc bezpiecznie inwestować w OZE, a operatorzy sieci dystrybucyjnych powinni inwestować w techniczną możliwość przyłączenia nowych źródeł.

- System opustów powinien zostać zmieniony na system cen stałych z rozliczaniem netto.
- Ceny stałe powinny być ustalane z wyprzedzeniem i na poziomie zachęcającym do inwestycji bez konieczności dodatkowego wsparcia z programów pobocznych (unikając dodatkowych kosztów administracyjnych).
- Operatorzy sieci dystrybucyjnych powinni być zachęceni do inwestowania w możliwości przyłączenia źródeł rozproszonych – wysokość dochodów operatorów powinna być niezależna od wolumenu przesłanej energii.

48 Zgodnie z art. 14 *Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu* (Dz. Urz. UE z 2018 r. L328/1).

49 Zgodnie z art. 32 dyrektywy rynkowej. Zostało to uwzględnione w projekcie ustawy nowelizującej Prawo energetyczne i ustawę o odnawialnych źródłach energii z czerwca 2021 r.

Bibliografia

1. Adamczewski T., *Potrzebujemy 2 GW nowych mocy w fotowoltaice rocznie – dlatego warto wspierać prosumentów*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/prosument-nowelizacja>.
2. Agora Verkehrswende, *Verteilnetzausbau für die Energiewende – Elektromobilität im Fokus*, 2019, <https://www.agora-verkehrswende.de/projekte/verteilnetzausbau-fuer-die-energiewende-elektromobilitaet-im-fokus/>.
3. Agroenergia, *Dofinansowanie na fotowoltaikę dla rolnictwa*, 2021, <https://www.agroenergia2020.eu/>.
4. Buurzame Stroom, *Eindrapport. Resultaten – conclusies – aanbevelingen*, 2020, https://samenlevingsopbouwgent.be/wp-content/uploads/sites/6/2020/01/20200121_PU_Buurzame-Stroom-Eindrapport-LR.pdf.
5. Council of European Energy Regulators, *Recommendations on Dynamic Price Implementation*, 2020, <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/2cc6dfac-8aa7-9460-ac19-4cdf96f8ccd0>.
6. Directorate-General for Energy, *Study on tariff design for distribution systems. Final Report*, 2015, https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/20150313%20Tariff%20report%20final_revREF-E.PDF.
7. Eurelectric, *Network Tariffs*, 2016, https://cdn.eurelectric.org/media/2012/network_tariffs__position_paper_final_as-2016-030-0149-01-e-h-5AF7DC88.pdf.
8. Forum Energii, *Jak wypełnić lukę węglową? 43% OZE w 2030 roku*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/jak-wypelnic-luke-weglowa>.
9. Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050. Elektryfikacja I integracja sektorów*, 2020, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.
10. Fraunhofer, *Recent Facts about Photovoltaics in Germany*, 2021, s. 12, <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/recent-facts-about-photovoltaics-in-germany.pdf>.
11. Gawlikowska-Fyk A., *Po 2025 r. węgiel będzie wychodził z polskiego systemu energetycznego falami*, Forum Energii, 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/luka-weglowa-2025>.
12. Główny Urząd Statystyczny, *Zużycie energii w gospodarstwach domowych w 2018 r.*, 2019, s. 36, https://stat.gov.pl/download/gfx/portalinformacyjny/pl/defaultaktualnosci/5485/2/4/1/zuzycie_energii_w_gospodarstwach_domowych_w_2018.pdf.
13. Gramwzielone.pl, *Polska fotowoltaika urosła w 12 miesięcy o 2,85 GW*, 2021, <https://www.gramwzielone.pl/energia-sloneczna/105600/polska-fotowoltaika-urosla-w-12-miesiocy-o-285-gw>.
14. Instytut Energetyki Odnawialnej, *Aktualizacja prognozy rozwoju krajowego rynku fotowoltaiki do 2025 roku*, 2021, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-rynku-fotowoltaiki-do-2025-roku>.
15. Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rola Regionalnych Programów Operacyjnych w stymulowaniu rozwoju rynku fotowoltaiki w Polsce*, 2020, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1475-rola-regionalnych-programow-operacyjnych-w-stymulowaniu-rozwoju-rynku-fotowoltaiki-w-polsce>.
16. Interreg, *cVPP*, <https://energent.be/projecten/innovatieprojecten/interreg/>.
17. Interreg, *Find a project near you*, <https://www.nweurope.eu/projects/project-search/cvpp-community-based-virtual-power-plant>.
18. Jędrzychowski R., Sereja K., *Mechanizmy komunikacji możliwe do wykorzystania w sterowaniu pracą sieci nn*, Poznan University Of Technology Academic Journals, „Electric Engineering”, nr 98(2018).
19. Jędrzychowski R., Sereja K., *System zarządzania siecią nn w świetle wymagań normy PN-EN 50438*, Poznan University Of Technology Academic Journals, „Electrical Engineering”, nr 94/2018, s. 63–72.
20. Kacejko P., Pijarski P., *Ograniczenie wzrostu napięcia spowodowane intensywnym rozwojem fotowoltaiki w sieci nn*, Politechnika Lubelska, „Energia Elektryczna” 9/2018, https://www.cire.pl/pliki/2/2018/ograniczenie_wzrostu_napiecia___p__kacejko_p__pijarski_zm.pdf.

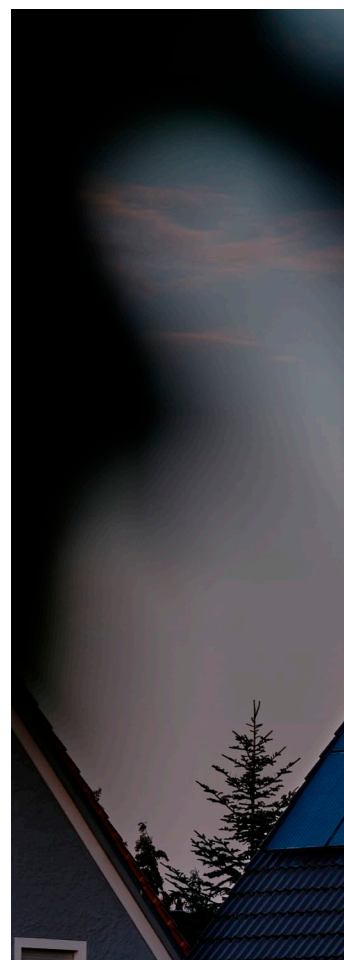
21. Lazard, *Levelized Cost Of Energy, Levelized Cost Of Storage, and Levelized Cost Of Hydrogen*, 2020, <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>.
22. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Dwa lata stabilnej pracy krajowego systemu elektroenergetycznego*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/dwa-lata-stabilnej-pracy-krajowego-systemu-elektroenergetycznego>.
23. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka energetyczna Polski do 2040 roku*, 2021, <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski>.
24. National Renewable Energy Laboratory, *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics*, 2017, <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/68469.pdf>.
25. Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Informacje ogólne OIRE*, <https://www.pse.pl/oire/informacje-ogolne>.
26. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, *Mikroinstalacje w Polsce. Stan na 30 czerwca 2021 r.*, 2021, <http://ptpiree.pl/energetyka-w-polsce/energetyka-w-liczbach/mikroinstalacje-w-polsce>.
27. Program Czyste Powietrze, <https://www.czystepowietrze.gov.pl>.
28. Regulatory Assistance Project, *Revenue Regulation and Decoupling: A Guide to Theory and Application*, 2016, <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2016/11/rap-revenue-regulation-decoupling-guide-second-printing-2016-november.pdf>.
29. Regulatory Assistance Project, *Supplier Compensation*, 2018, <https://www.raonline.org/knowledge-center/article-17-of-the-recast-internal-market-directive-and-the-benefits-of-aggregated-demand-response/>.
30. SGB-SMIT, *RONT - transformator rozdzielczy z automatyczną regulacją napięcia*, <http://www.sgb-smit.pl/wp-content/uploads/RONT-Transformator-z-podobciazeniowym-przelacznikiem-zaczepow.pdf>.
31. Tauron, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*, 2021, <https://www.tauron-dystrybucja.pl/uslugi-dystrybucyjne/instrukcja-iriesd>.
32. Towarowa Giełda Energii, *Raport miesięczny. Czerwiec 2021*, 2021, https://tge.pl/pub/TGE/files/statystyki/raporty_miesieczne/RAPORT_2021_06.pdf.
33. Urząd Regulacji Energetyki, *Wysokości stawki opłaty OZE na dany rok kalendarzowy*, 2020, <https://www.ure.gov.pl/pl/oze/stawki-oplaty-oze/7857,Wysokosci-stawki-oplaty-OZE-na-dany-rok-kalendarzowy.html>.
34. Urząd Regulacji Energetyki, *OZE: produkcja energii elektrycznej z mikroinstalacji wzrosła trzykrotnie - wskazuje najnowszy raport URE*, 2021, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/9349,OZE-produkcja-energii-elektrycznej-z-mikroinstalacji-wzrosła-trzykrotnie-wskazuj.html>.
35. Voltalis, *Demand side response today for tomorrow*, 2020, webinarium, <https://corporate.voltalis.com/corporate>.
36. Wróbel P., *Małymi krokami do wielkich zmian | Wpływ pakietu „Czysta energia...” na energetykę*, Forum Energii, 2019, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/male-kroki-wielkie-zmiany>.

Akty prawne:

1. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych* (Dz. Urz. z 2018 r. UE L 328/82).
2. *Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE* (Dz. Urz. UE z 2019 r. L 158/125).
3. Minister Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii*, 2021, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450>.
4. Minister Klimatu i Środowiska, *Rządowy projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw*, 2020, <https://sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=808>.
5. *Poselski projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, druk nr 1382, 2021 r., <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/druk.xsp?nr=1382>.
6. *Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 13 listopada 2020 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną* (Dz.U. z 2020 r. poz. 2053).
7. *Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/1999 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie zarządzania unią energetyczną i działaniami w dziedzinie klimatu* (Dz. Urz. UE z 2018 r. L328/1).
8. *Ustawa z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii* (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 1093).

Notatki

Mikroinstalacje na zakręcie.
Jak zapewnić przyszłość energetyce
rozproszonej w Polsce?



FORUM ENERGII

ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa

NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu