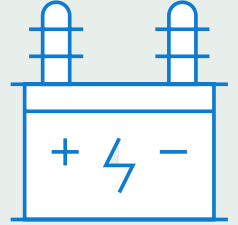


Sieć do zmiany 2.0

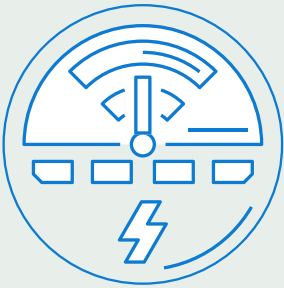
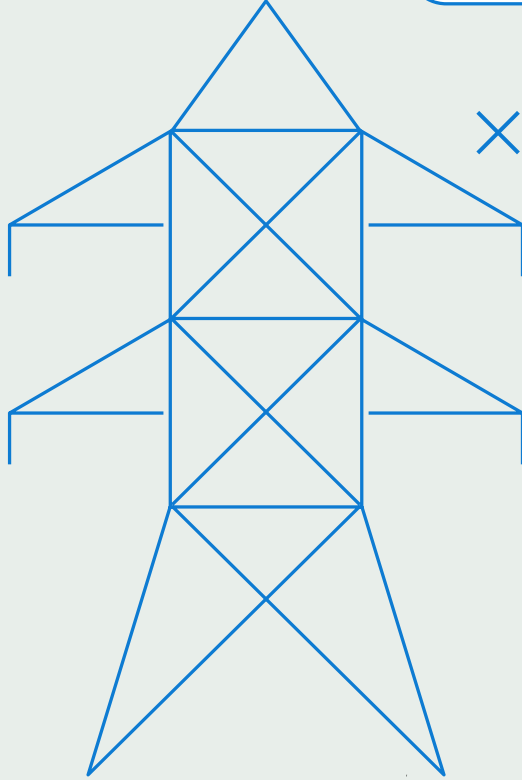
Jak zreformować krajowe sieci energetyczne



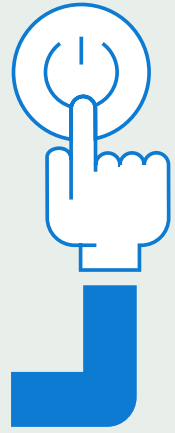
+ -



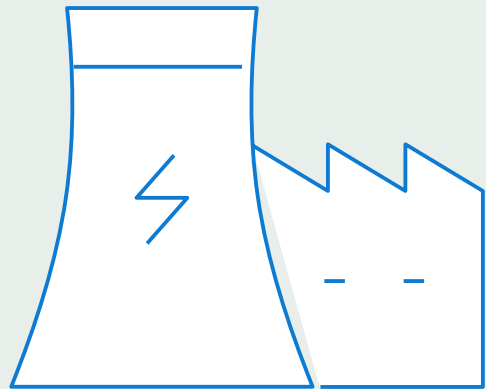
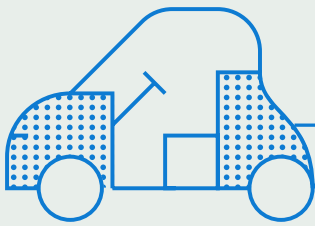
x



+



— —



Spis treści

WSTĘP	s. 5
STAN SIECI ENERGETYCZNYCH	s. 9
1. Sieci energetyczne rosną, ale są coraz starsze	s. 11
2. OZE napotyka ograniczenia sieci i znajduje nowe możliwości	s. 13
3. Curtailment staje się nową rzeczywistością	s. 18
4. Sieci energetyczne muszą zejść pod ziemię	s. 20
5. Rozwój inteligentnych liczników przyspieszył	s. 22
KIERUNKI ROZWOJU SIECI	s. 26
1. Państwo poszuka pieniędzy na modernizację sieci	s. 28
2. Energetyka maszeruje na północ	s. 31
3. Brakuje fachowców i urządzeń	s. 32
4. Odbiorcy mogą zacząć wypinać się z sieci	s. 33
REKOMENDACJE	s. 36
BIBLIOGRAFIA	S. 41



AUTOR

Robert Tomaszewski

szef działu energetycznego
Polityka Insight

REDAKCJA

Anna Chyckowska

PROJEKT GRAFICZNY

Małgorzata Gryńiewicz

PODZIĘKOWANIA

Andrzej Kaźmierski

Partnerem raportu jest Fundacja Przyjazny Kraj.
Opracowanie jest bezstronne i obiektywne, partner nie miał wpływu na jego tezy ani wymowę. Wszystkie prawa zastrzeżone.



Fundacja Przyjazny Kraj
The Friendly State Foundation

Fundacja Przyjazny Kraj, powołana w 2013 roku przez prywatnych fundatorów, jest organizacją pozarządową, która w celach statutowych posiada m.in. prowadzenie badań i analiz dotyczących systemów regulacyjnych i ekonomicznych, promowanie wolności gospodarczej i rozwoju przedsiębiorczości, działalność edukacyjną, podejmowanie działań wspierających rozwój aktywności obywatelskiej i społecznej, wzrost efektywności działania instytucji państwowych i samorządowych. Wszystkie raporty, analizy oraz publikacje Fundacji znajdują się na stronie przyjaznykraj.pl

**POLITYKA
INSIGHT**

POLITYKA INSIGHT to źródło wiedzy o polskiej i europejskiej polityce oraz gospodarce dla liderów biznesu, decydentów politycznych i dyplomatów. Od 11 lat dostarcza swoim odbiorcom serwisy analityczne dostępne w abonamentach, przygotowuje raporty i prezentacje na zlecenie polskich i międzynarodowych instytucji oraz organizuje debaty i konferencje. Analityków i analityczki Polityki Insight można usłyszeć w regularnie publikowanych autorskich seriach podcastowych, m.in. Nasłuchu i Energii do zmiany.
www.politykainsight.pl

Warszawa, listopad 2024 r.

Wstęp

Sieci energetyczne to wąskie gardło transformacji energetycznej. Według BloombergNEF osiągnięcie przez świat neutralności klimatycznej będzie wymagało podwojenia długości linii energetycznych do ponad 150 mln km. To tyle, ile wynosi odległość między Ziemią a Słońcem. Aby tego dokonać, konieczne są inwestycje rzędu 21,4 bln dol. To niemal tyle ile warta jest dziś cała gospodarka USA. Z wyzwaniem tym mierzy się cała Europa, nie tylko Polska.

W listopadzie 2019 r. Polityka Insight i Fundacja Przyjazny Kraj opublikowały raport *Sieć do zmiany*, który podsumowywał stan rozwoju polskich sieci energetycznych oraz wyzwania z tym związane. Od tego czasu moc krajowych źródeł OZE (Odnawialne Źródła Energii) wzrosła czterokrotnie, do sieci przyłączyło się 1,4 mln prosumentów, a udział węgla w produkcji prądu spadł po raz pierwszy poniżej 50 proc. (we wrześniu 2024 r.).

Gwałtownie rosnący popyt na instalacje OZE zderzył się jednak z ograniczeniami krajowych sieci – te były projektowane tak, by obsługiwać przepływ energii z elektrowni do odbiorcy, a nie w przeciwnym kierunku.

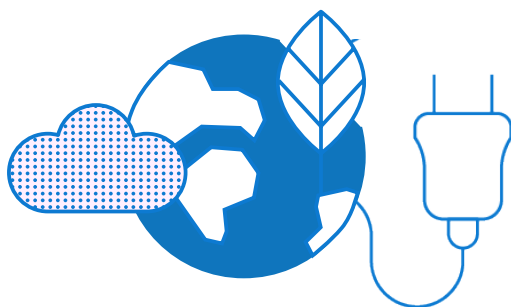
Tempo zmian jest na tyle duże, że dziś potrzebna jest nowa refleksja o tym, jak zrównoważyć polską transformację energetyczną. Kontynuacja reformy systemu dystrybucji i przesyłu energii wzmocni bezpieczeństwo zasilania kraju, przyspieszy dekarbonizację sektora wytwórczego oraz spowolni wzrost cen energii dla odbiorców – dlatego jest konieczna. Po pięciu latach od pierwszego raportu przedstawiamy więc drugą edycję *Sieci do zmiany*, by w niej omówić osiągnięcia oraz wskazać to, co wciąż wymaga poprawy.

OSIĄGNIĘCIA:

- » **Wydatki na sieci energetyczne znacząco wzrosły.** W przypadku pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych ich poziom od 2018 r. zwiększył się dwukrotnie, z 6,2 mld do 11,7 mld zł w 2023 r. Skok inwestycji to m.in. efekt wdrożenia przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w listopadzie 2022 r. „Karty efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych” (KET), która założyła wzrost taryfy dla odbiorców energii, by operatorzy mogli sfinansować niezbędne inwestycje.
- » **Sieci przybywa.** Od końca 2018 r. długość wszystkich linii energetycznych w kraju wzrosła o 5 proc. – do 994 tys., czyli o 48 tys. km. Najwięcej przybyło sieci najniższych napięć, które odpowiadają za dostawy prądu do gospodarstw domowych oraz jego odbiór, co jest szczególnie istotne z uwagi na potrzeby prosumentów.
- » **Instalacja liczników zdalnego odczytu (LZO) u odbiorców przyspieszyła.** Od 2018 r. ich liczba wzrosła z 1,4 mln do 6,27 mln sztuk, czyli ponad czterokrotnie. W efekcie odsetek odbiorców mających dostęp do tego rodzaju urządzeń wzrósł w ciągu pięciu ostatnich lat z 8,4 do 33 proc.

WYZWANIA:

- » **OZE odbijają się od sieci.** O ile w 2019 r. inwestorzy otrzymali 476 odmownych decyzji o wydanie warunków przyłączenia do sieci dla instalacji o mocy 5,7 GW, o tyle cztery lata później liczba tego rodzaju odmów wzrosła ponad 15-krotnie, do 7,4 tys. przypadków dotyczących instalacji o mocy aż 83,6 GW. Głównym powodem odmów było niespełnianie warunków technicznych przyłączenia sieci. Gwałtowny wzrost tych wniosków jest też efektem spekulacji – inwestorzy składają je jednocześnie w różnych miejscach.
- » **Sieć nie jest w stanie odebrać całej zielonej energii.** Od stycznia do końca września 2024 r. produkcja z OZE przez operatora systemu przesyłowego została ograniczona o 692 GWh, a podczas godzin z ograniczeniami wyeksportowano interwencyjnie około 233 GWh. Oznacza to, że 925 GWh, stanowiące 2,3 proc. potencjalnej produkcji OZE, nie trafiła do krajowego systemu energetycznego.
- » **Sieci energetyczne się starzeją.** W 2021 r. (ostatnie dostępne dane) 57 proc. linii średnich napięć miało więcej niż 30 lat, podczas gdy w 2018 r. było to 54 proc. W przypadku linii najniższych napięć taki wiek przekroczyło już 50 proc. sieci, o 4 pkt proc. więcej niż trzy lata wcześniej.
- » **Sieci nie są pogodoodporne.** Na koniec 2023 r. 30,5 proc. linii średnich napięć znajdowało się pod ziemią, czyli o 3,9 pkt proc. więcej niż w 2018 r. W przypadku sieci najniższych napięć odsetek ten wynosi obecnie 38,5 proc., czyli 3,5 pkt proc. więcej niż w 2018 r. Problem niskiego skablowania sieci jest realnym zagrożeniem. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych średnich napięć znajduje się na terenach leśnych, co znacząco zwiększa ryzyko awarii. Średni okres przerw w dostawach energii, czyli tzw. wskaźnik SAIDI, wzrósł w 2022 r. do 353 minut, wobec 199 minut w 2018 r.



W ciągu najbliższych 15 lat transformacja sieci energetycznych będzie wymagała inwestycji rzędu 500 mld zł. Kluczowe dla państwa i operatorów będzie więc ograniczenie tego kosztu i maksymalnie wykorzystanie już istniejącego potencjału. Aby tego dokonać, konieczna jest zmiana struktury zapotrzebowania na energię. Elastyczne zarządzanie popytem na energię obniży bowiem koszty inwestycji w infrastrukturę liniową i zmniejszy ryzyko nierynkowego ograniczania produkcji energii z OZE, który obecnie staje się coraz większym problemem dla systemu energetycznego i wytwórców. W niniejszym raporcie wykażemy, że aby tego dokonać, warto:



1) wykorzystać potencjał ciepłownictwa: Polska ma drugi pod względem wielkości system ciepłowniczy w Europie, z ciepłowniami i elektrociepłowniami o mocy ponad 53 GW. Upowszechnienie stosowania technologii Power to Heat pozwoliłoby łatwiej zagospodarowywać nadmiarową energię z OZE i unikać curtailementu, czyli wyłączenia źródeł OZE na polecenie operatora.



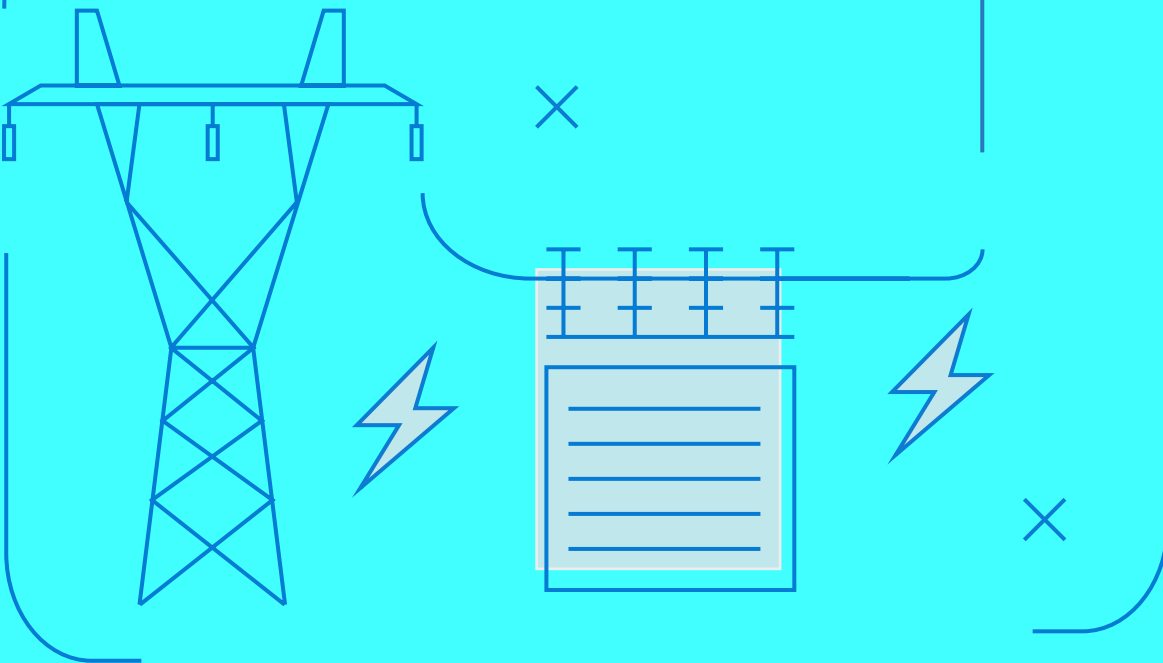
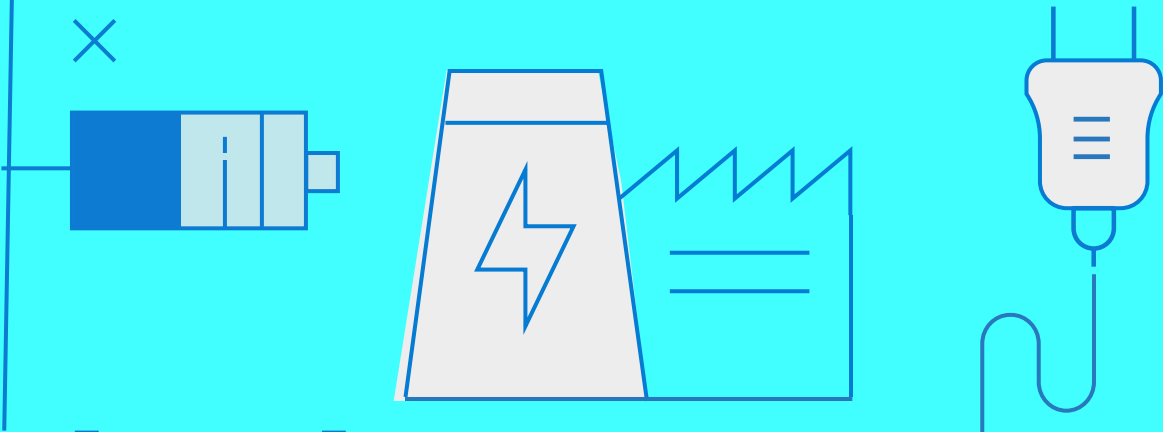
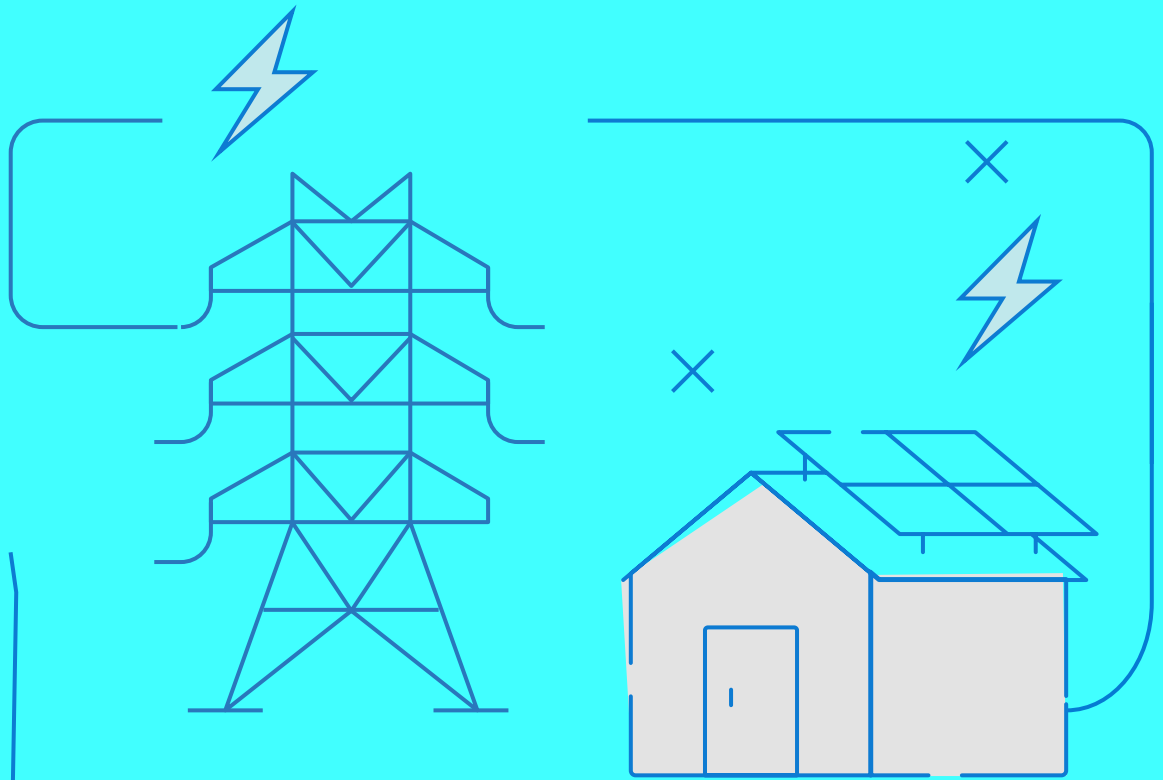
2) dynamizować taryfy dystrybucyjne: w Polsce dostępne są już dynamiczne ceny energii, dlatego nadszedł czas na dynamizację opłat sieciowych – to skłoni chętnych odbiorców do korzystania z energii w okresach, gdy jest jej najwięcej w sieci. Takie rozwiązanie będzie korzystne dla zelektryfikowanych konsumentów, posiadających np. pompy ciepła, auta na prąd czy magazyny energii. Dla operatorów sieci dynamizacja taryfy dystrybucyjnej przyczyni się do ograniczenia skali inwestycji infrastrukturalnych, ale też obniży koszt zakupu energii elektrycznej niezbędnej do pokrycia strat przesyłowych.



3) wdrożyć partnerski handel energią: konieczne jest przejście na nowy model energetyki prosumenckiej, oparty przede wszystkim na autokonsumpcji, ale należy też popularyzować handel energią między małymi wytwórcami OZE (np. prosumentami-rolnikami). Taki partnerski handel energią (peer-to-peer, P2P) „za transformatorem” pozwoli przekierować energię i odciążyc sieci dystrybucyjne.



4) wdrożyć nowy model lokowania źródeł OZE: należy stworzyć zachęty do instalowania OZE w miejscach, które nie wymagają kosztownych inwestycji sieciowych.



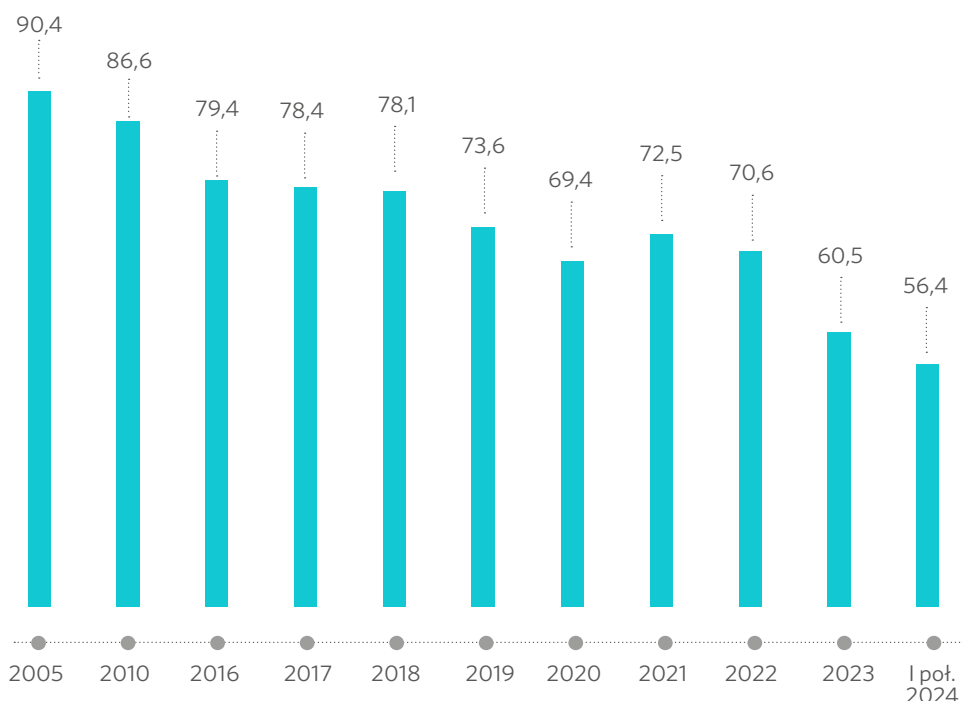
STAN SIECI ENERGETYCZNYCH

Od pierwszej edycji raportu *Sieć do zmiany* Polityki Insight i Fundacji Przyjazny Kraj z listopada 2019 r., polski system energetyczny wkroczył w okres gruntownej przebudowy i modernizacji, których celem jest dostosowanie stanu infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej do warunków przyspieszającej dekarbonizacji oraz rozproszenia źródeł wytwarzania. Mimo sukcesów przed Polską sporo konkretnych wyzwań.

W ciągu ostatnich pięciu lat łączna moc odnawialnych źródeł (OZE) przyłączonych do sieci wzrosła w Polsce z 8,2 GW do 30,8 GW, czyli niemal czterokrotnie¹, i to pomimo obowiązywania w latach 2016–2023 restrykcyjnych przepisów dotyczących budowy farm wiatrowych na lądzie. Dla porównania: łączna moc zainstalowana wszystkich elektrowni (konwencjonalnych i OZE) w kraju to około 68,7 GW.

Pomimo przyspieszenia rozwoju OZE Polska jest wciąż uzależniona od węgla i należy do grupy czterech ostatnich krajów w UE, które wykorzystują go do produkcji energii elektrycznej². Jednak zależność ta szybko słabnie. **W I połowie 2024 r. udział węgla w krajowej produkcji prądu spadł do 56,4 proc.** wobec ponad 73 proc. w 2019 r. (w tym czasie udział OZE podwoił się z 15,6 do 30,5 proc.³). W samym wrześniu 2024 r. udział energii z węgla po raz pierwszy w historii spadł poniżej 50 proc. i wyniósł 48 proc. (podczas gdy OZE osiągnęło rekordowe 36,8 proc.⁴).

UDZIAŁ WĘGLA W PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE (PROC.)



Źródło: ARE

Motorem polskiej transformacji energetycznej stała się fotowoltaika i prosumenci, czyli odbiorcy samodzielnie produkujący energię elektryczną. Obecnie jedna trzecia krajowych mocy OZE (11,5 GW) to mikroinstalacje prosumenckie, czyli przede wszystkim panele PV zainstalowane na dachach domów jednorodzinnych. Tego rodzaju urządzenia ma już 1,46 mln odbiorców. Dla porównania w 2019 r. wszystkie instalacje prosumenckie miały łączną moc 992 MW, a samych prosumentów było zaledwie 149 tys.

1 Przytoczone dane dotyczą mocy zainstalowanej OZE między grudniem 2019 r. i lipcem 2024 r. Źródło danych: Agencja Rynku Energii.

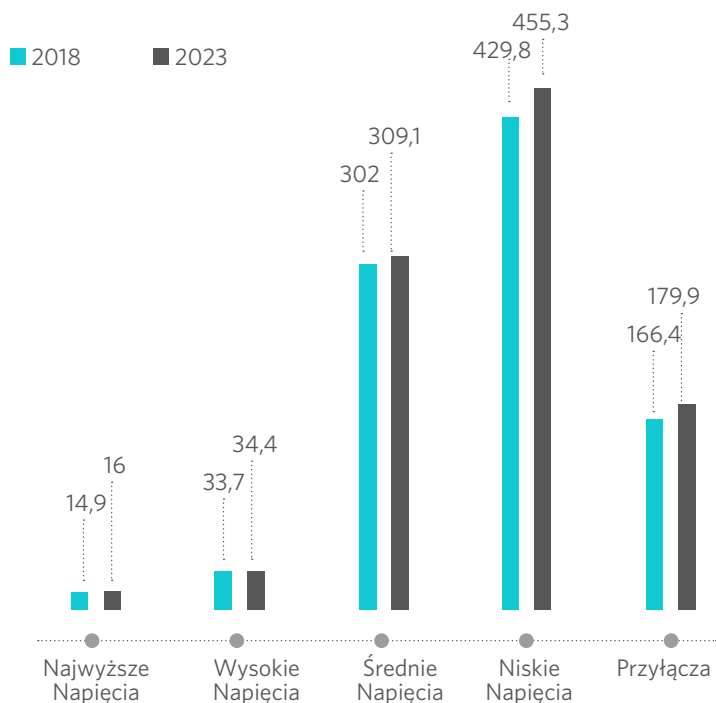
2 Poza Polską do grupy tej zaliczają się Niemcy, Grecja i Czechy. Jednak wszystkie te kraje planują w najbliższych latach dokonać coalexitu – Grecy w 2025 r., Niemcy w 2030 r., a Czesi w 2035 r. Polacy planują oficjalnie odejść od węgla dopiero w 2049 r.

3 Źródło danych: <https://ember-climate.org/data/data-tools/data-explorer/> [dostęp: 10.10.2024].

4 Miesięcznik Forum Energii: <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik> [dostęp: 8.10.2024].

1 Sieci energetyczne rosną, ale są coraz starsze

DŁUGOŚĆ LINII ENERGETYCZNYCH W POLSCE (TYS. KM)



Źródło: PTPIREE

W odpowiedzi na ekspansję OZE operatorzy sieci muszą rozbudowywać i modernizować istniejącą infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną⁵. Od końca 2018 długość wszystkich linii energetycznych w kraju wzrosła o 5 proc. – do 994 tys., czyli o 48 tys. km. Najwięcej przybyło sieci najniższych napięć (nn), które odpowiadają za dostawy prądu do gospodarstw domowych oraz jego odbiór. Długość nn powiększyła się o 25 tys. km – do 455 tys.

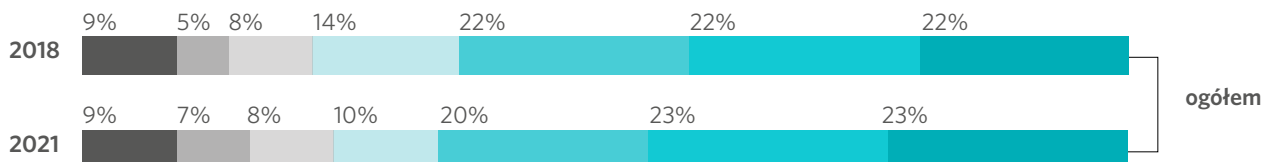
Łączna długość linii energetycznych w Polsce zbliża się do 1 mln km.

Na drugim miejscu znalazły się bezpośrednie przyłącza, łączące odbiorców i małych producentów z siecią – od 2018 r. zbudowano łącznie 13,5 tys. km tego rodzaju linii. Wolniej idzie za to rozbudowa sieci wysokich i najwyższych napięć, które służą do rozprowadzania energii z największych elektrowni i mają największe gabaryty. Ich długość zwiększyła się w ciągu ostatnich pięciu lat odpowiednio o 700 i 140 km.

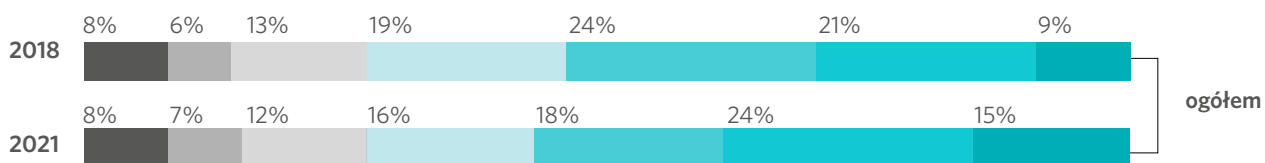
⁵ Za dostawy energii elektrycznej od wytwórców do odbiorcy końcowego odpowiadają sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Pierwsze składają się z sieci najwyższych i wysokich napięć (400 i 200 kV) i są nadzorowane przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne. Można je porównać do autostrad i dróg szybkiego ruchu, którymi prąd płynie do stacji elektroenergetycznych, gdzie następuje zmiana napięć. Prąd zwalnia i trafia do sieci średnich i niskich napięć (15 kV i 400V), które są w większości własnością pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD). Średnie i niskie napięcia to odpowiednik dróg krajowych i lokalnych, które ostatecznie prowadzą prąd do odbiorców. Dystrybutorzy odpowiadają też za linie wysokich napięć (110 kV).

STRUKTURA WIEKOWA INFRASTRUKTURY SIECIOWEJ W SKONTROLOWANYCH PRZEZ NIK OSD

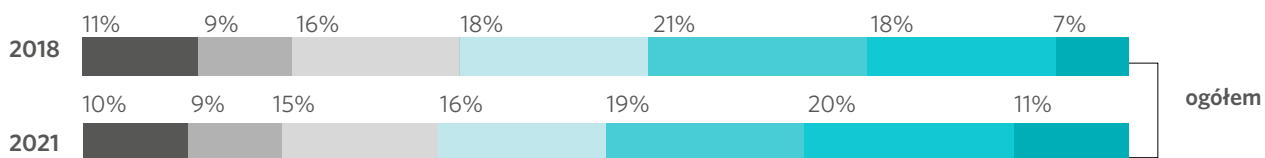
LINIE ELEKTROENERGETYCZNE 110 KV(WN)



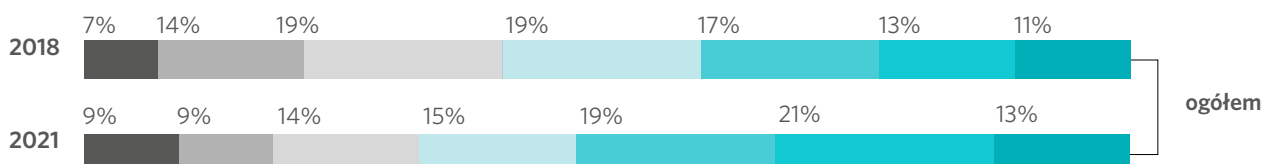
LINIE SN



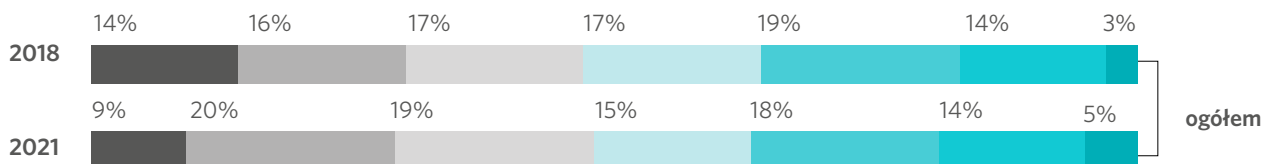
LINIE nn



STACJE I ROZDZIELNIE ELEKTROENERGETYCZNE



TRANSFORMATORY SIECIOWE



do 5 lat



5-10 lat



10-20 lat



20-30 lat



30-40 lat



40-50 lat



50 lat
i powyżej

Źródło: Opracowanie własne NIK na podstawie wyników kontroli

Mimo tych działań sieć wciąż szybko się starzeje. W 2021 r. (ostatnie dostępne dane) 57 proc. linii średnich napięć miało więcej niż 30 lat, podczas gdy w 2018 r. było to 54 proc. W przypadku linii najniższych napięć taki wiek przekroczyło już 50 proc. sieci, o 4 pkt proc. więcej niż trzy lata wcześniej⁶.

② OZE napotyka ograniczenia sieci i znajduje nowe możliwości

Krajowe sieci dystrybucyjne były projektowane tak, by obsługiwać przepływ energii z elektrowni do odbiorcy, a nie w przeciwnym kierunku – to dlatego sieć nie potrafi w całości przyjąć energii z prężnie rozwijającego się sektora OZE. Z tego powodu w 2019 r. inwestorzy otrzymali 476 odmownych decyzji o wydanie warunków przyłączenia do sieci dla instalacji o mocy 5,7 GW, a cztery lata później liczba tego rodzaju odmów wzrosła ponad 15-krotnie, do 7,4 tys. przypadków dotyczących instalacji o mocy aż 83,6 GW⁷.

W połowie przypadków (41,8 GW) powodem odmów było niespełnienie warunków technicznych przyłączenia sieci. Pod tym sformułowaniem kryje się np. ryzyko przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieciach średnich napięć, np. ze względu na zbyt dużą produkcję energii z już istniejących źródeł OZE (np. mikroinstalacji). Operatorzy podkreślają też, że odmowy dotyczyły głównie tych OZE, których lokalizacja znajduje się daleko od odbiorców.

Problem ze zbyt małą przepustowością sieci energetycznych ma cała Europa. We Francji większość opóźnień w przyłączaniu do sieci wynika z powolnej budowy podstacji wysokiego napięcia w różnych regionach. W Chorwacji opóźnienia wynikają z konieczności budowy nowej linii 400 kV łączącej Dalmację z resztą kraju. Z kolei w Grecji zezwolenie na dużą liczbę projektów PV doprowadziło do nieoptymalnego wykorzystania dostępnej przepustowości sieci. Problem ten pojawił się również we Francji, Rumunii i Hiszpanii⁸. W Wielkiej Brytanii inwestorzy muszą czekać na przyłączenie OZE nawet 13 lat; a w kolejce znajduje się około 600 projektów o łącznej mocy 176 GW⁹.

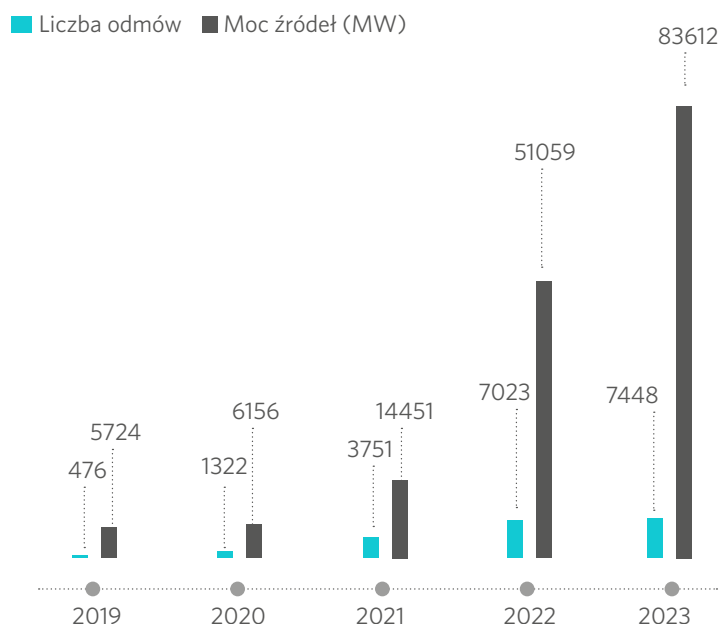
6 Najwyższa Izba Kontroli, Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, luty 2024, [Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej - Najwyższa Izba Kontroli \(nik.gov.pl\)](https://www.niz.gov.pl/rozwój-elektroenergetycznej-sieci-dystrybucyjnej) [dostęp: 24.10.2024].

7 Najwięcej odmów dotyczyło projektów fotowoltaicznych (łącznie 47,4 GW), na drugim miejscu znalazły się magazyny energii (14,4 GW), a dopiero na trzecim lądowe farmy wiatrowe (3,7 GW), które w 2023 r. wówczas wciąż obowiązywała restrykcyjna reguła 10H.

8 Prifti Ch., Klinari V., Grid access challenges for wind farms in Europe, WindEurope, czerwiec 2024, raport dostępny na stronie: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/grid-access-challenges-for-wind-farms-in-europe/#overview> [dostęp: 23.10.2024].

9 Plimmer G., Dempsey H., Renewables groups sound alarm over UK grid connection delays, 05.02.2024, FT, <https://www.ft.com/content/bc200569-cb85-4842-a59a-f04d342805fc> [dostęp: 10.10.2024].

ODMOWY WYDANIA WARUNKÓW PRZYŁĄCZENIA NOWYCH ŹRÓDEŁ DO SIECI



Źródło: URE

Gwałtowny wzrost wniosków o wydanie warunków przyłączenia do sieci wynika też z tego, że inwestorzy jednocześnie składają je w różnych miejscach. Aktywnością tą zajmują się małe podmioty, które często nie planują nawet budować instalacji OZE. Ich realnym celem jest pozyskanie decyzji o przyłączeniu, którą później mogą sprzedać na rynku z wielokrotnym przebicciem. **Skutkiem tego operatorzy są zasypywani tysiącami wniosków, które muszą przeanalizować, co zajmuje czas i wymaga wykorzystania zasobów kadrowych i finansowych.** Czas procedowania jednego wniosku zajmuje średnio około 220 dni.

Oceniając nowe wnioski o przyłączenie do sieci, operatorzy sieci zazwyczaj stosują zasadę „kto pierwszy, ten lepszy”. Jednak niektóre kraje europejskie wdrożyły lub zaczynają wdrażać strategię dynamicznego zarządzania kolejkami przyłączeń do sieci. Dzięki temu chcą:

- » odfiltrować projekty, które znalazły się na liście, ale nie są wystarczająco zaawansowane lub opłacalne do wdrożenia,
- » nadawać priorytet projektom, które lepiej wpisują się w potrzeby systemu energetycznego i odbiorców.

W pierwszym przypadku wiele krajów, takich jak Francja, Grecja i Rumunia, ma bardziej rygorystyczne kryteria wpisu na listę oczekujących – trzeba przedstawić dowód, że projekt osiągnął już kluczowe kamienie milowe poprzez zabezpieczenie innych kluczowych zezwoleń w całym procesie wydawania pozwoleń. **W Hiszpanii, jeśli dany projekt nie osiągnie określonego poziomu zaawansowania, traci gwarancje bankowe i zostaje usunięty z listy oczekującej.** W takim przypadku inwestor, jeśli dalej chce przyłączyć się do sieci, musi rozpocząć cały proces od nowa¹⁰.

¹⁰ Prifti Ch., Klinari V., Grid access challenges..., op. cit.

Operatorzy przez ostatnie pięć lat przyłączyli do sieci źródła o mocy ponad 22,5 GW, z czego połowę stanowią mikroinstalacje prosumenckie. To istotna zmiana, ponieważ porosumencki – w odróżnieniu od zwykłych farm PV czy wiatrowych – nie muszą występować o warunki przyłączenia do sieci; wystarczy, że zgłoszą swoją mikroinstalację dystrybutorowi. W efekcie nie ma formalnych ograniczeń co do liczby źródeł prosumenckich podłączonych do sieci, natomiast problemem staje się wpływ tych źródeł na sieć. **Przekraczanie poziomów napięć w sieciach sprawia, że prosumenci coraz częściej są odłączani przez zabezpieczenia napięciowe w czasie, kiedy mogliby wytwarzać energię z największą mocą.**

Stanowisko URE

Urząd Regulacji Energetyki przedstawił własne rekomendacje ws. ograniczenia wysokiej liczby odmów przyłączeniowych. Postuluje m.in.:

- » przyznanie regulatorowi prawnych instrumentów „sprawnego oddziaływania na przedsiębiorstwo energetycznie ws. spornych”, w tym w przypadku pozostawienia bez rozpoznania wniosku o warunki przyłączenia;
- » wprowadzenie aukcji na dostępne moce przyłączeniowe;
- » określenie kamieni milowych dla inwestycji w OZE. Te miałyby pozwolić na skuteczne monitorowanie realizacji tych projektów i wdrożenie sankcji (np. wygaśnięcie warunków przyłączenia) w przypadku znacznych opóźnień.

Poprzez te zmiany prawne URE chce lepiej wykorzystać możliwości profilowania przepustowości sieci w kontekście pracy danego OZE. Urząd wskazuje też na potrzebę:

- » doprecyzowania regulacji dotyczących obowiązku finansowania rozbudowy sieci energetycznych przez dystrybutorów;
- » wzmocnienia przejrzystości postępowań przyłączeniowych, w tym poprzez ich digitalizację oraz ujawnianie wszystkich postępowań toczących się przed danym operatorem sieci dystrybucyjnej (OSD);
- » wzmocnienia swojego budżetu w celu efektywnego sporządzania niezbędnych ekspertyz czy powoływania biegłych.

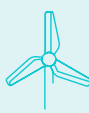

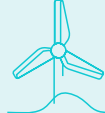


Ze względu na niewydolność przepustową sieci dystrybucyjnej wydawanie nowych decyzji o przyłączenie do sieci zaczęto przekierowywać do PSE – operatora przesyłowego sieci najwyższych napięć. Jest to też związane ze wzrostem mocy planowanych instalacji (do sieci przesyłowej mogą przyłączać się źródła o mocy powyżej 50 MW). Zjawisko to dobrze obrazują dane pokazujące moc instalacji OZE zgłoszonych do przyłączenia na koniec 2021 i 2023 r. – na przestrzeni dwóch lat moc instalacji PV zgłoszonych do przyłączenia do sieci przesyłowej wzrosła ośmiokrotnie, bo z 0,5 do 4,6 GW.

Kluczową rolę w stabilizowaniu pracy źródeł OZE będą odgrywać magazyny energii.

Do przyłączenia do sieci przesyłowej zgłoszono ponadto **projekty magazynów energii** (o łącznej mocy 9,6 GW z 18 GW planowanych). Obecnie działa sześć maga-

zynów energii w technologii litowo-jonowej o łącznej mocy 291 MW¹¹. Ich rola w kolejnych latach będzie szybko rosła, choć rząd zakłada konserwatywny scenariusz wzrostu. Nowa wersja Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) w ambitnym scenariuszu (WAM) przewiduje, że moc magazynów energii osiągnie około 2 GW w 2030 r. i 3,7 GW pięć lat później¹².

MOC INSTALACJI OZE PLANOWANYCH DO PRZYŁĄCZENIA DO SIECI PRZESYŁOWEJ I DYSTRYBUCYJNEJ

Etap		 Farmy wiatrowe		 Farmy PV		 Morskie wiatraki		 Magazyny energii		 Samodzielne systemy dystrybucyjne*	
		2021	2023	2021	2023	2021	2023	2021	2023	2021	2023
		Sieć przesyłowa	Zawarto umowę o przyłączenie do sieci	1384	1190	878	1761	8389	8389	0	1901
Wydano warunki przyłączenia do sieci	482		1070	505	4681	0	101	0	9690	0	3893
Sieć dystrybucyjna	Planowane przyłączenie do sieci 110 kV**	4318	3639	4041	6987	0	0	0	3606	0	572
	Planowanie przyłączenia do sieci	1445	1058	8919	12451	0	0	0	2890	0	0
	SUMA	7630	6955	14 343	25 880	83 89	8 490	0	18 087	0	5060

*Moc systemów dystrybucyjnych z wydanymi warunkami przyłączenia, które planują przyłączenie instalacji fotowoltaicznych, magazynów energii elektrycznej oraz instalacji hybrydowych.

** warunki przyłączenia uzgodnione przez OSP i OSD

Źródło: PSE

Zgodnie z prognozą PSE, do 2034 r. moc instalacji PV wzrośnie z obecnych 18 GW do 43 GW, moc wiatraków lądowych z 10 GW do 18 GW. W sieci pojawi się też 18 GW morskich farm wiatrowych. Oznacza to, że w ciągu najbliższych 10 lat do krajowej sieci podłączone zostaną źródła OZE o mocy równej 50 GW, co w połączeniu z istniejącymi instalacjami da łącznie około 80 GW. Taka liczba zielonych instalacji wyzwoli możliwość produkcji znacznie powyżej 180 TWh rocznie. To więcej niż wyniosło roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną Polski w 2023 r. (167 TWh). Do

11 Magazynowanie energii elektrycznej – pierwszy raport Prezesa URE, 8.07.2024, URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/12062,Magazynowanie-energii-elektrycznej-pierwszy-raport-Prezesa-URE.html> [dostęp: 21.10.2024].

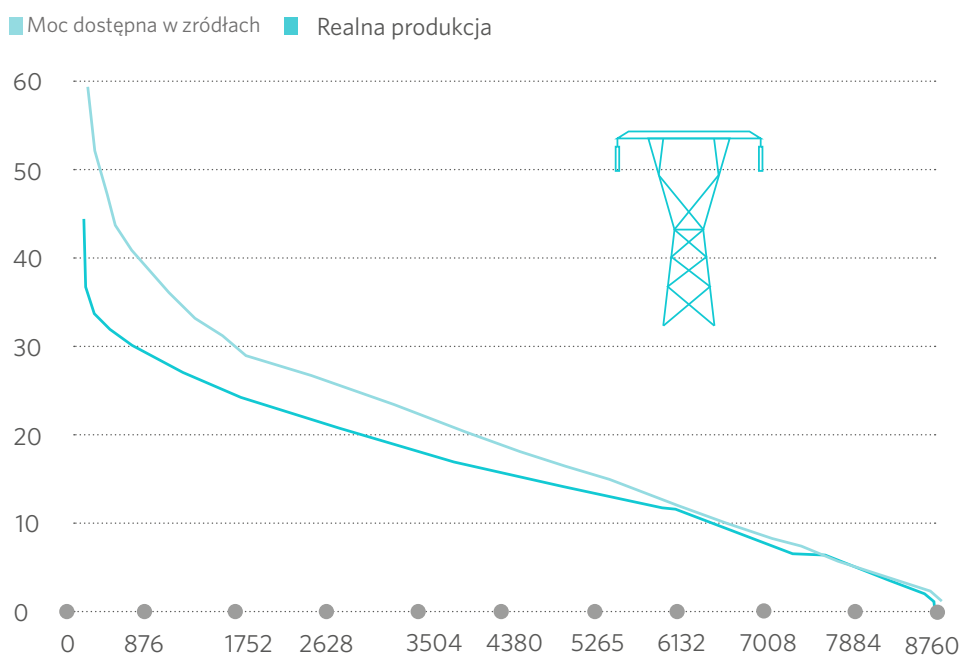
12 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r., Warszawa 2024, <https://www.gov.pl/attachment/79b15ec0-b0c7-4825-b2c4-d3cc7c99bb44> [dostęp: 21.10.2024].

tego dochodzą moce z planowanej elektrowni jądrowej w Choczewie, choć zapowiadane uruchomienie pierwszego reaktora w roku 2035 wydaje się bardzo optymistycznym założeniem.

Czy to oznacza pełną niezależność energetyczną? Niestety nie. Jak wskazuje PSE, ze względu na model pracy OZE krajowy system będzie mógł w sposób efektywny wykorzystywać nie więcej niż 140 TWh, co pokryje 80 proc. krajowego zużycia w perspektywie najbliższej dekady¹³. Wynika to z charakterystyki pracy źródeł odnawialnych – gdy nie ma wiatru i słońca, produkcja energii z OZE spada do zera, a w systemie musi znaleźć się odpowiednia ilość mocy dyspozycyjnych (np. elektrowni węglowych, gazowych lub jądrowych), które pokryją lukę w generacji.

Tymczasem przy wzroście produkcji energii z OZE utrzymanie mocy dyspozycyjnych staje się coraz większym problemem. Tradycyjnie elektrownie mogą produkować energię w coraz krótszym czasie, co podnosi koszty ich utrzymania. Są jednak niezbędne, by zachować stabilność systemu w bezwietrzne noce, gdy nie pracują ani źródła wiatrowe, ani słoneczne. Z tego powodu wprowadzane są mechanizmy wsparcia (takie jak rynek mocy), które operatorom tego rodzaju jednostek mają dać pewność finansową, że ich bloki będą mogły utrzymać się na rynku.

GODZINOWA PROGNOZA MOCY DOSTĘPNEJ W ŹRÓDŁACH OZE ORAZ REALNEJ ICH PRODUKCJI W 2034 R. (GWh)



Źródło: PSE

Bez inwestycji w magazyny energii spodziewany w kolejnych latach znaczący przyrost mocy OZE nie przełoży się na istotną poprawę udziału OZE w zużyciu końcowym odbiorców, bo energia z farm wiatrowych i fotowoltaicznych będzie dostępna

¹³ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034> [dostęp: 21.10.2024].

tylko przez określoną liczbę godzin w ciągu roku (patrz wykres powyżej)¹⁴. W efekcie okresy nadpodaży energii w systemie, szczególnie w okresach wietrznych i przy dużym nasłonecznieniu, będą coraz częstsze. To z kolei przełoży się na konieczność ograniczania produkcji tych źródeł celem zapewnienia stabilnej pracy całej sieci.

③ Curtailment staje się nową rzeczywistością

W sytuacjach nadpodaży energii elektrycznej, kiedy suma dostarczanej mocy w danej godzinie jest wyższa niż bieżące zapotrzebowanie, procedury przewidują: przekierowanie energii do magazynów energii elektrycznej, zastosowanie interwencyjnego eksportu (czyli międzyoperatorskiej wymiany transgranicznej) czy wyłączenie źródeł OZE na polecenie operatora (to wspomniany *curtailment*). Tego rodzaju restrykcje pojawiają się w np. w weekendy, gdy zużycie prądu jest niskie, bo nie działają fabryki, a produkcja wysoka, bo świeci słońce i wieje wiatr.

W marcu 2024 r. PSE rozpoczęło regularne ograniczanie produkcji energii z OZE, głównie z farm fotowoltaicznych, które sięgnęło do maja 15 proc. generacji wielkoskalowych elektrowni PV. Wdrożenie w połowie czerwca drugiej części reformy rynku bilansującego nie powstrzymało *curtailmentu*, ale pomogło ograniczyć jego skalę.

Curtailement stanowi poważne wyzwanie – może ograniczyć tempo budowy nowych źródeł OZE, a także rentowność już istniejących projektów.

Dlaczego *curtailement* ma wady? Przekładowo: farma fotowoltaiczna o mocy 10 MW, która w założeniu miała produkować 10 GWh prądu rocznie, przez *curtailment* może być zmuszona ograniczyć swoją produkcję do 7 GWh. Przy stałej cenie energii zawartej w umowie PPA (*Power Purchase Agreement*) może być to podstawą np. wypowiedzenia przez bank umowy kredytowej na budowę farmy. Co prawda, inwestorom przysługuje rekompensata finansowa za nierynkowe ograniczenie ich produkcji, której koszt operatorzy będą włączać do rachunków za energię odbiorców. Część uczestników rynku wykazuje jednak, że w praktyce to fikcja. Sposób wyliczenia rekompensat jest bowiem tak skonstruowany, że rekompensata za energię elektryczną niewytworzoną wskutek wyłączenia instalacji ma wartość niemalże symboliczną lub ujemną. Jest to spowodowane tym, że sposób wyliczenia rekompensat zakłada przemnożenie symulacji wolumenu niewyprodukowanej energii przez cenę energii elektrycznej na rynku bilansującym, która często jest wówczas ujemna¹⁵.

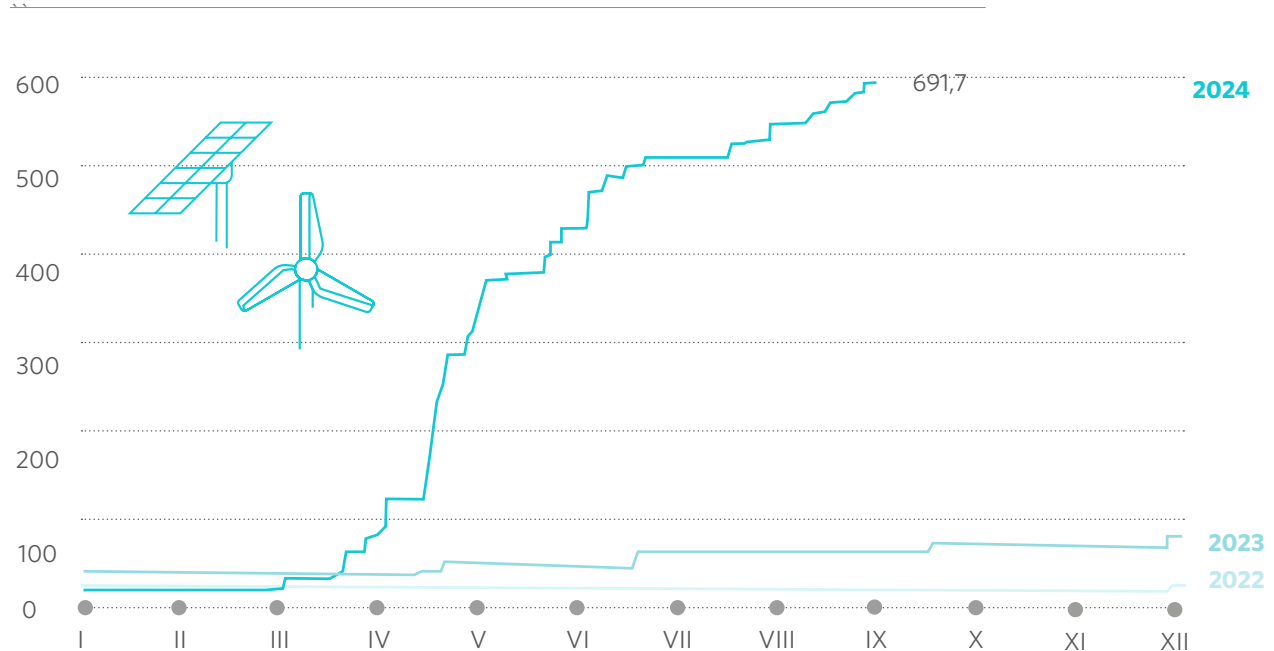
Curtailement jest nowym zjawiskiem na polskim rynku energii. Od stycznia do końca września 2024 r. produkcja z OZE została ograniczona o 692 GWh, a podczas godzin z ograniczeniami wyeksportowano interwencyjnie około 233 GWh.

¹⁴ Prognoza PSE na 2034 r. pokazuje jasno, że źródła OZE będą mogły pracować z pełną mocą tylko przez niewielki czas w roku, ale ilość produkowanej wówczas energii będzie na tyle duża, że konieczne będzie jej przymusowe ograniczenie.

¹⁵ Chmarzyński W., Cieślowski E., Kto powinien odpowiadać za straty spowodowane wyłączeniami instalacji OZE, 3.10.2024, <https://wysokienapiecie.pl/104470-kto-powinien-odpowiadac-za-straty-spowodowane-wylaczeniami-instalacji-oze/> [dostęp: 8.10.2024].

Oznacza to, że 925 GWh, stanowiące 2,3 proc. potencjalnej produkcji OZE, nie trafiła do krajowego systemu energetycznego¹⁶. Dla porównania: skala curtailmentu w 2023 r. w Polsce wyniosła 74,4 GWh.

SKALA NIERYNKOWEGO OGRANICZENIA PRODUKCJI ENERGII Z OZE W POLSCE (GWH)



Źródło: Forum Energii

Głównym powodem curtailmentu w Polsce jest mała elastyczność elektrowni węglowych, które nie mogą zmniejszyć produkcji poniżej minimów technicznych – by szybko zastępować OZE, gdy te przestają generować energię, np. wieczorami. W momentach nadpodaży energii w systemie w elektrowniach konwencjonalnych musi być zaś utrzymywana rezerwa na poziomie minimum 6 GW. Drugi powód to pozarynkowe dochody instalacji OZE (np. zielone certyfikaty czy umowy PPA), które sprawiają, że **wytwórcy OZE nie reagują na sygnały płynące z rynku energii** – np. nie ograniczają produkcji, gdy cena prądu spada poniżej zera, bo w rozrachunku ostatecznym nie ponoszą strat. Wytwórcy OZE obecnie nie partycypują też w rynku bilansującym, co mogłoby pomóc im w odbiorze sygnałów cenowych.

Z problemem curtailmentu mierzą się też zachodnie rynki energii. Przykładowo w Niemczech skala tego zjawiska osiągnęła poziom 19 TWh w 2023 r. (4 proc. produkcji energii elektrycznej), podczas gdy rok wcześniej było to 14 TWh¹⁷. Koszt nierynkowego ograniczenia produkcji OZE wyniósł na niemieckim rynku aż 3,1 mld euro – ta kwota została przeniesiona na odbiorców w taryfie dystrybucyjnej. Z kolei w Hiszpanii curtailment sięgnął 1,2 TWh w 2023 r., wobec 1 TWh rok wcześniej. Koszt w przypadku Hiszpanii sięgnął 1,3 mld euro¹⁸.

¹⁶ Miesięcznik Forum Energii: <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik> [dostęp: 8.10.2024].

¹⁷ Wehrmann B., Curtailing of renewable power increases in Germany in 2023 as re-dispatch costs recede, 9.04.2024, CEW, <https://www.cleanenergywire.org/news/curtailing-renewable-power-increases-germany-2023-re-dispatch-costs-recede> [dostęp: 10.10.2024].

¹⁸ Belmonte B., Grid constraints threaten Spain's green transition - Aurora, 26.02.2024, Montel News, <https://montelnews.com/news/ab393a1d-aa22-483c-847f-7848484b8baf/grid-constraints-threaten-spains-green-transition-aurora> [dostęp: 10.10.2024].

Jak ograniczyć skalę curtailmentu?

W tym celu konieczne jest m.in.:

- » uelastyczenie popytu na energię w taki sposób, by odbiorcy korzystali z prądu w godzinach, gdy jest on najtańszy, i unikali poboru w szczytach zapotrzebowania;
- » rozbudowa magazynów energii i tzw. peakerów, czyli małych silników gazowych, które mogą pracować w godzinach szczytowych. Tego rodzaju instalacje ograniczą konieczności wykorzystania nieelastycznych elektrowni na węgiel.
- » stworzenie dużego i przejrzystego rynku usług regulacji częstotliwości (w ramach rynku bilansującego). Chodzi o mechanizmy, które pozwolą wytwórcom zarabiać na usługach dla systemu energetycznego, by zminimalizować wpływ ujemnych cen energii na rentowność instalacji OZE i magazynów. Należą do nich np. usługi w zakresie utrzymania lub odbudowy częstotliwości sieci energetycznej (FCR/FRR), które są uruchamiane po nagłym jej spadku (np. wskutek awarii elektrowni).

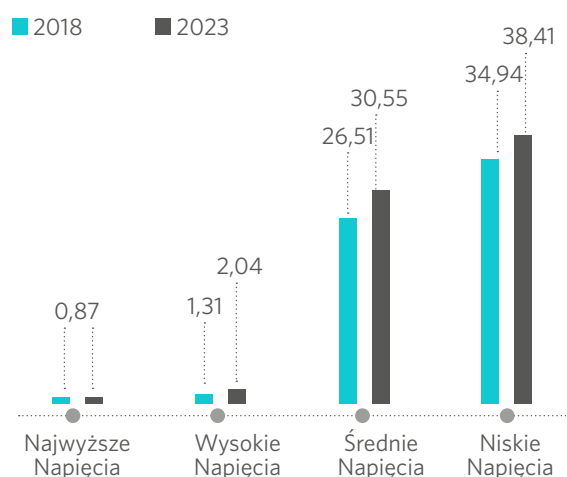
Do nowych warunków na rynku energii muszą przygotować się inwestorzy. Z ich perspektywy kluczowe powinno być lokowanie źródeł OZE wraz z magazynami energii, by wytwórcom łatwiej było bilansować produkcję i zmniejszać ryzyko, że zostaną objęci curtailmentem. Oprócz tego konieczne będzie stosowanie przez nich nowoczesnych rozwiązań technologicznych, np. trackerów lub paneli PV ustawionych na kierunku wschód-zachód, by lepiej dostosować się do potrzeb systemu energetycznego i uniknąć ryzyka curtailmentu.

4 Sieci energetyczne muszą zejść pod ziemię

Aby ograniczyć ryzyko uszkodzenia infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej, linie energetyczne są zakopywane pod ziemią. To droższa opcja niż budowa linii napowietrznych, ale w ten sposób nagłe zjawiska atmosferyczne (np. intensywne opady śniegu lub trąby powietrzne) nie mogą zagrozić dostawom energii. Dodatkowo na czas budowy konieczne jest zajęcie i rozkopanie dość szerokiego pasa terenu.

Proces skablowania sieci przebiega niestety powoli. Na koniec 2023 r. 30,5 proc. linii średnich napięć znajdowało się pod ziemią, czyli o 3,9 pkt proc. więcej niż w 2018 r. W przypadku sieci najniższych napięć odsetek ten wynosi obecnie 38,5 proc., czyli 3,5 pkt proc. więcej niż w 2018 r. **W efekcie Polska wciąż pozostaje w tyle wśród państw UE pod względem skablowania sieci dystrybucyjnych.** Dla porównania: w Danii i Holandii niemal wszystkie linie tego typu znajdują się pod ziemią.

ODSETEK SIECI SKABLOWANYCH (PROC.)



Źródło: PTPIREE

Ustalenia NIK

Wciąż obowiązująca Polityka Energetyczna Polski z lutego 2021 r. zakłada osiągnięcie do 2040 r. 65-procentowego poziomu skablowania sieci średnich napięć i 75 proc. w przypadku napięć niskich. Jednak przy obecnym tempie działań cele w zakresie sieci średnich będą mogły zostać zrealizowane dopiero w 2064 r. Grzechów administracji w tym zakresie jest więcej. Najwyższa Izba Kontroli w raporcie z lutego 2024 r. wytyka, że operatorzy dystrybucyjni oraz prezes URE dotąd nie przygotowali planu skablowania sieci średniego napięcia z perspektywie do 2040 r., choć dokument ten miał zostać przyjęty do końca 2021 r.¹⁹

Problem niskiego skablowania sieci pozostaje realnym zagrożeniem. Ponad 41 tys. km linii napowietrznych średnich napięć znajduje się na terenach leśnych, co znacząco zwiększa ryzyko awarii.

Dla krajowej energetyki najtrudniejszy był 2022 r., gdy w Polsce doszło do wielu anomalii pogodowych. Przykładowo w lutym na skutek orkanu Eunice w szczytowym momencie bez prądu było około 1,4 mln odbiorców²⁰. **Średni okres przerw w dostawach energii, czyli tzw. wskaźnik SAIDI, wzrósł w 2022 r. do 353 minut, wobec 199 minut w 2018 r.**

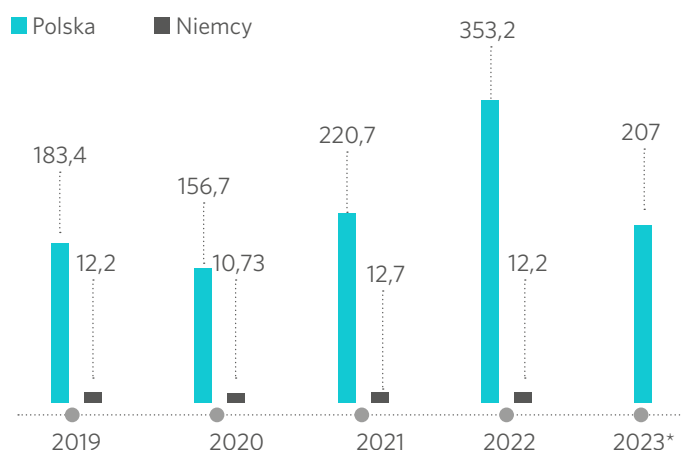
Doświadczenie roku 2022 r. wymusiło zmiany w tzw. regulacji jakościowej. To przepisy wprowadzone w 2015 r. przez prezesa URE, zgodnie z którymi przychody operatorów pozyskiwane z taryfy zostały uzależnione od poprawy wskaźników SAIDI oraz SAIFI²¹. Im krótsze i mniej liczne przerwy, tym wyższe wynagrodzenie. Wzrost intensywności występowania anomalii pogodowych skłonił regulatora do poluzowania zasad, by ochronić przychody OSD.

¹⁹ Najwyższa Izba Kontroli, Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, op. cit.

²⁰ Elźbiaciak T., Plan skablowania sieci zaginął w akcji, 29.04.2022, wysokie napięcie, <https://wysokienapiecie.pl/69696-plan-skablowania-sieci-zaginal-w-akcji/> [dostęp: 24.10.2024]

²¹ Indeks SAIFI - System Average Interruption Frequency Index-określa średnią liczbę przerw w dostawach energii w ciągu roku.

ŚREDNIA LICZBA MINUT BEZ ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ROKU (WSKAŹNIK SAIDI)



*brak danych BNetzA za 2023 r.

Źródło PTPIREE, Bundesnetzagentur

Celem regulacji jakościowej było skrócenie przerw w dostawach energii do 136 minut w 2020 r. Celu tego nie udało się dotąd zrealizować. **W 2023 r. przeciętny odbiorca w Polsce nie miał dostępu do energii średnio przez 207 minut.** Dla porównania w Niemczech wskaźnik SAIDI wyniósł 12,2 minut w 2022 r.²², tam jednak ponad 82 proc. sieci dystrybucyjnych jest skablowana.

5 Rozwój inteligentnych liczników przyspieszył

Jednym z najważniejszych elementów digitalizacji energetyki jest upowszechnienie liczników zdalnego odczytu (LZO), które pozwalają mierzyć pobór energii w czasie rzeczywistym. Odbiorca może dzięki temu rozliczać się na podstawie realnego zużycia, a nie prognoz, a także zarządzać swoim poborem.

Według danych Polskiego Towarzystwa Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPIREE) od 2018 r. liczba inteligentnych liczników z 1,4 mln wzrosła do 6,27 mln sztuk²³, czyli ponad czterokrotnie. W efekcie odsetek odbiorców mających dostęp do tego rodzaju urządzeń wzrósł w ciągu pięciu ostatnich lat z 8,4 do 33 proc.

Dostęp do LZO jest zróżnicowany w zależności od dystrybutora. Najbardziej zaawansowana we wdrażaniu inteligentnych liczników jest Energa Operator, która zainstalowała LZO u 74 proc. odbiorców. Pozostali OSD są znacznie mniej zaawansowani pod względem wdrażania LZO. Tauron Dystrybucja wymienił liczniki u ponad 19 proc. swoich odbiorców, Stoen Operator i PGE Dystrybucja – ponad 18 proc., a Enea Operator – ponad 16 proc.

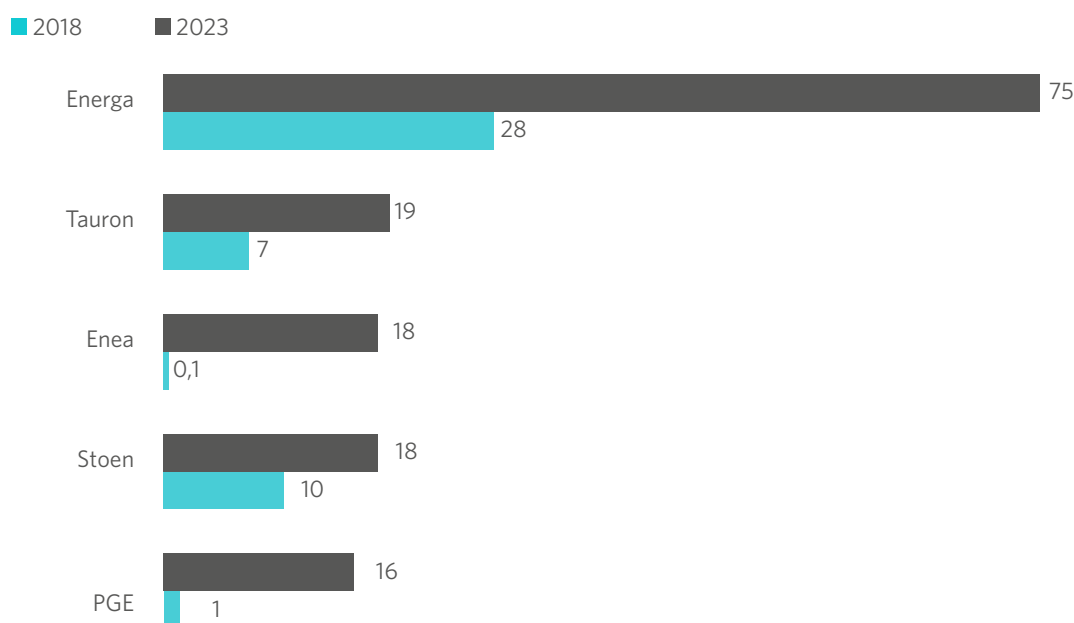
Mimo znaczącego wzrostu Polska wciąż pozostaje w tyle rozwoju inteligentnego opomiarowania w UE, gdzie średnio 60 proc. odbiorców miało zainstalowane LZO

22 Dane za: <https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/QualityOfSupply/start.html> [dostęp: 9.10.2024].

23 Dane na 1 lipca 2024. Źródło: http://www.ptpiree.pl/opracowania/liczniki_zdalnego_odczytu.

(dane za 2023 r.)²⁴, wobec 34 proc. w 2018 r. Poziom wdrożenia LZO w Europie jest jednak zróżnicowany, co wynika m.in. z obaw o bezpieczeństwo danych wrażliwych, które są pobierane przez LZO. Dla przykładu Niemcy miały zaledwie 160 tys. inteligentnych liczników na ponad 50 mln odbiorców²⁵.

ODSETEK ODBIORCÓW DANEGO OSD POSIADAJĄCYCH INTELIGENTNY LICZNIK (PROC.)



źródło: PTPIREE

Zgodnie z nowelizacją ustawy Prawo energetyczne z 2021 r. operatorzy sieci dystrybucyjnych musieli wymienić 15 proc. liczników do końca 2023 r. Do końca 2025 r. udział LZO ma wynieść 35 proc., do końca 2027 r. – 65 proc., a do końca 2028 r. – co najmniej 80 proc. Oznacza to, że tego czasu liczba LZO będzie musiała wzrosnąć do 14,7 mln sztuk, czyli ponad dwukrotnie w stosunku do obecnego poziomu.

Zgodnie z prawem unijnym na początku lipca 2031 r. LZO muszą stanowić 100 proc. liczników.

Od 24 sierpnia 2024 r. posiadacze LZO mają prawo do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z każdym sprzedawcą, który obsługuje ponad

24 Smart electricity meter penetration rate in Europe reached 60 percent at the end of 2023, 16.02.2024, Berg Insight, <https://www.berginsight.com/smart-electricity-meter-penetration-rate-in-europe-reached-60-percent-at-the-end-of-2023> [dostęp: 9.10.2024].

25 UE, zgodnie z dyrektywą o wewnętrznym rynku energii, zaleca państwom członkowskim wprowadzenie systemu LZO, o ile analiza kosztów i korzyści wskaże, że takie wdrożenie będzie opłacalne. Celem tego jest umożliwienie bardziej precyzyjnego pomiaru zużycia energii, co ma prowadzić do oszczędności i większej świadomości konsumentów. Z kolei dyrektywa o efektywności energetycznej nakłada na państwa obowiązek zapewnienia odbiorcom dostępu do informacji o swoim zużyciu energii.

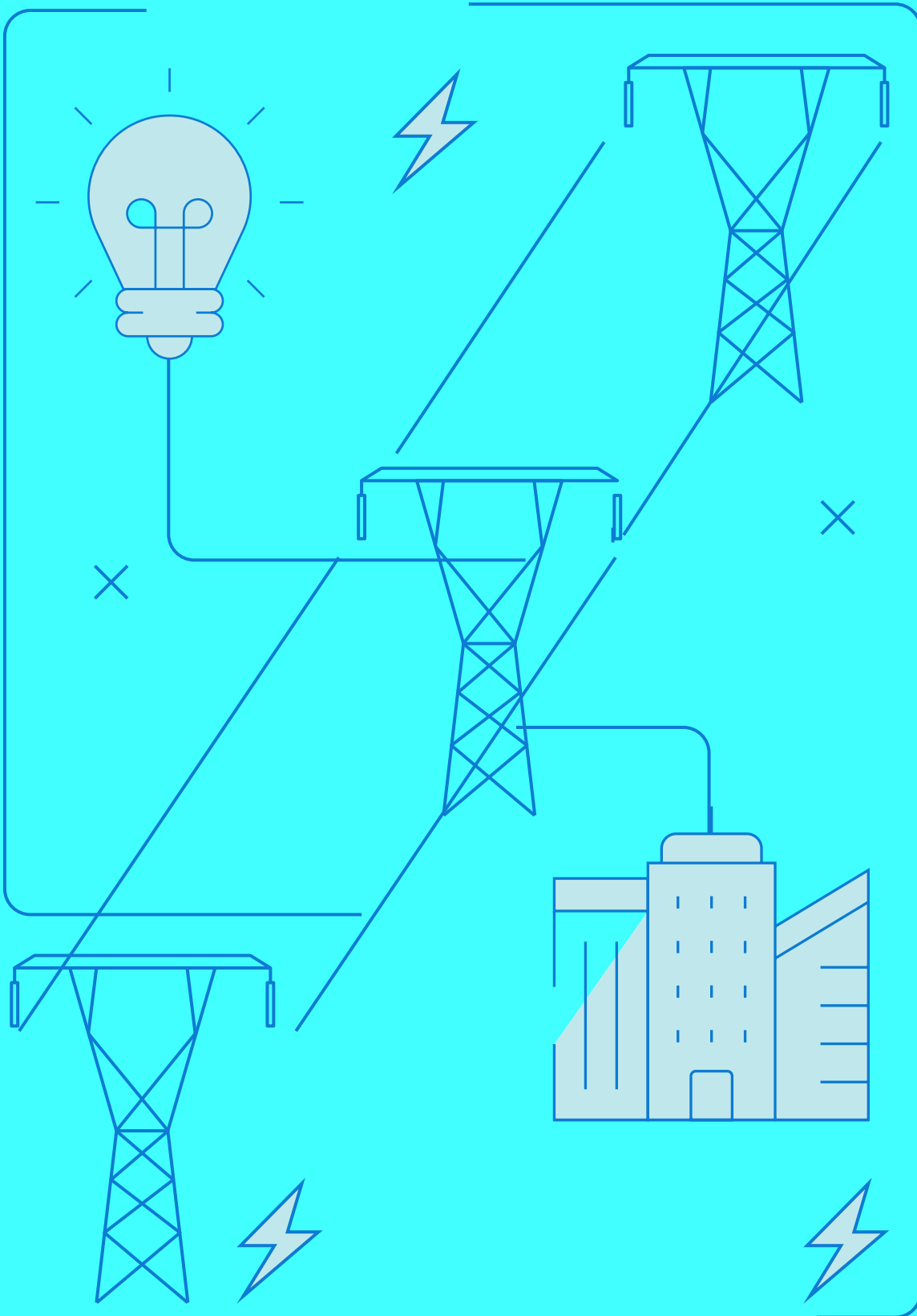
200 tys. odbiorców. To efekt nowelizacji Prawa energetycznego, która weszła w życie we wrześniu 2023 r. Cena energii w takiej umowie będzie odzwierciedlała wahania cen na rynkach energii elektrycznej, w szczególności na rynkach dnia następnego i dnia bieżącego.

Systemem taryf dynamicznych zostali objęci tzw. nowi prosumenci oraz chętni, którzy przyłączyli swoje instalacje po 31 marca 2022 r. i rozliczają się w systemie net-billing. Grupa ta jeszcze do niedawna mogła sprzedawać nadwyżkę energii do sieci po średniej cenie hurtowej z zeszłego miesiąca. Po przejściu na taryfy dynamiczne prosumenci będą sprzedawać prąd po cenach obowiązujących w danej godzinie na Rynku Dnia Następnego. Ceny te w czasie nadpodaży energii na rynku będą niskie (lub ujemne), a wysokie w szczytach zapotrzebowania, co zmieni ekonomikę działania instalacji PV i wydłuży czas zwrotu z inwestycji.

Aby ograniczyć ryzyka związane z godzinowym systemem rozliczeniowym, prosumenci będą musieli inwestować w magazyny energii. Wówczas będą mogli gromadzić energię w czasie nadpodaży i sprzedać ją w szczytach zapotrzebowania. Obecnie – mimo państwowych dopłat w ramach programu „Mój prąd” – inwestowanie w magazyny energii jest mało popularne ze względu na wysoki koszt zakupu tego rodzaju instalacji. **Z danych ministerstwa klimatu wynika, że w październiku 2023 r. w Polsce działało około 10 tys. przydomowych magazynów energii o łącznej mocy około 100 MW.**

Rozwój LZO będzie dawał operatorom nowe możliwości w zakresie sterowania popytem na energię. Przykładowo w styczniu 2023 r. brytyjski operator sieci National Grid po raz pierwszy zdecydował, żeby zapłacić gospodarstwom domowym za ograniczenie poboru energii. Powodem były obawy przed deficytem mocy w godzinach wieczornego szczytu zapotrzebowania, ze względu na mróz i brak wiatru, bez którego farmy wiatrowe nie mogą pracować. Zmniejszenie poboru przez gospodarstwa domowe miało więc pomóc w bilansowaniu systemu. Z usługi mogli skorzystać posiadacze LZO, którzy zarejestrowali się u swoich dostawców energii. Zdecydowało się na to ponad 1 mln gospodarstw i firm, co pozwoliło zredukować zapotrzebowanie łącznie o 1600 MW w ciągu dwóch dni. Operacja ta kosztowała National Grid około 3 mln funtów²⁶.

26 Lawson A., National Grid to pay households and businesses to cut electricity use again, 23.01.2023, The Guardian, <https://www.theguardian.com/business/2023/jan/23/national-grid-to-pay-households-and-businesses-to-cut-electricity-use-again-tuesday> [dostęp: 9.10.2024].



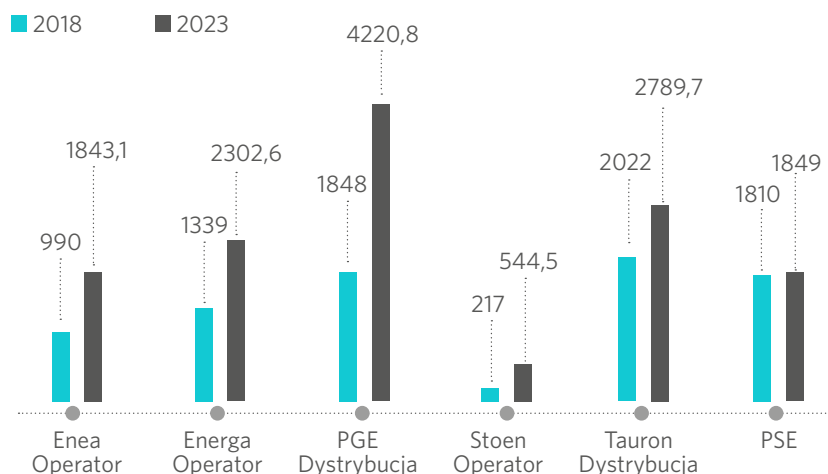
KIERUNKI ROZWOJU SIECI

Transformacja polskich sieci energetycznych, ich rozbudowa i modernizacja będą wymagały ogromnych inwestycji. Kluczowym wyzwaniem dla państwa i operatorów będzie zabezpieczenie odpowiednich środków finansowych oraz wdrożenie rozwiązań, które pozwolą maksymalnie wykorzystać już istniejącą infrastrukturę.

Wydatki na sieci energetyczne konsekwentnie rosną. W przypadku pięciu największych operatorów sieci dystrybucyjnych ich poziom od 2018 r. powiększył się dwukrotnie, z 6,2 mld do 11,7 mld zł. Skok wydatków inwestycyjnych nie nastąpił po stronie operatora przesyłowego – PSE na inwestycje wydały w 2023 r. 1,84 mld zł wobec 1,81 mld zł w 2018 r. To m.in. efekt wdrożenia przez prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w listopadzie 2022 r. „Karty efektywnej transformacji sieci dystrybucyjnych” (KET), która założyła wzrost taryfy dla odbiorców energii, by operatorzy mogli sfinansować niezbędne inwestycje²⁷. Skala wydatków operatorów w latach 2023–2028 ma wynieść 72 mld zł, czyli o 70 proc. więcej niż planowano na lata 2020–2025.

Oprócz tego znacząco wzrosło wykorzystanie środków europejskich przez operatorów sieciowych. O ile dystrybutorom do 2021 r. udało się pozyskać z unijnych funduszu zapisanych w perspektywie 2014–2020 około 1 mld zł²⁸, to w samym 2023 r. absorpcja środków europejskich przez OSD i OSP wzrosła do 3 mld zł (tylko z polityki spójności) z czego na dystrybutorów przypadło 1,2 mld zł²⁹.

WYDATKI NA INWESTYCJE (MLN PLN)



źródło: PTPiREE

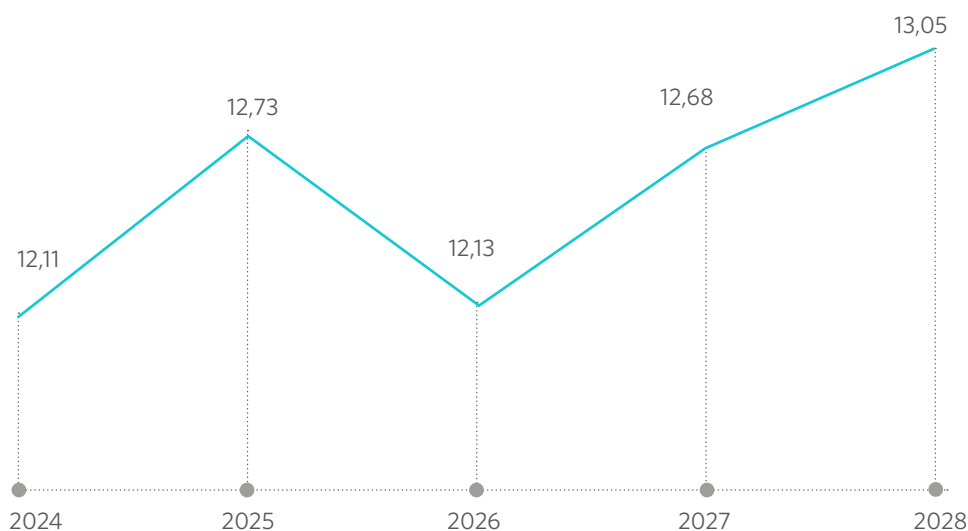
KET ma stworzyć warunki, by do 2030 r. dokończyć instalację inteligentnych liczników dla wszystkich odbiorców energii w Polsce (18 mln sztuk), przyłączyć do sieci 2 mln nowych odbiorców, a także dodatkowe 20 GW mocy w źródłach OZE. W ten sposób moc zielonych instalacji wzrosłaby do 50 GW (z udziałem prosumentów), co przełożyłoby się na 50-procentowy udział źródeł OZE w produkcji energii elektrycznej (w 2023 r. było to 27 proc.).

²⁷ Prezes URE zagwarantował uczestnikom porozumienia KET waloryzację wskaźnika uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału WACC o premię za reinwestowanie w latach 2023-28. Zwolniony wskaźnik gwarantuje największym OSD minimalny poziom zwrotu z inwestycji na poziomie 8,5 proc. rocznie.

²⁸ Czyżak P., Wrona A., Borkowski M., Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym, Warszawa 2021.

²⁹ Dane na 1 lipca 2024. Źródło: http://www.ptpiree.pl/opracowania/liczniki_zdalnego_odczytu.

ŁĄCZNE UZGODNIONE NAKŁADY INWESTYCYJNE PIĘCIU NAJWIĘKSZYCH OSD (MLD PLN)



Źródło: URE

KET jednak nie rozwiązuje wszystkich problemów. W dokumencie oszacowano, że niezbędne wydatki na sieci dystrybucyjne sięgną do 2030 r. około 130 mld zł. Przy założeniu utrzymania poziomu inwestycji OSD uzgodnionego w KET oznacza to lukę finansową na poziomie 30–35 mld zł. Bez zewnętrznego finansowania środki te będą musiały zostać pokryte z taryfy, co doprowadzi do szybszego wzrostu rachunków za energię. Do wzrostu wydatków szykuje się też PSE. W projekcie Planu Rozwoju Sieci Przesyłowej na lata 2025–2034 operator przesyłowy założył wydanie łącznie 64 mld zł. Dla porównania poprzedni plan na lata 2023–2032 przewidywał niemal dwukrotnie niższe wydatki, na poziomie 36,6 mld zł.

1 Państwo poszuka pieniędzy na modernizację sieci

Jak widać, skala wyzwania finansowego jest ogromna. Szacowane przez rząd koszty rozbudowy sieci do 2040 r. na poziomie 500 mld zł oznaczają, że roczne wydatki, jakie ponoszą operatorzy na inwestycje, musiałyby wzrosnąć z 13,5 mld do 25–30 mld zł, czyli co najmniej dwukrotnie. Aby pokryć niezbędne wydatki, **operatorzy będą musieli zadłużyć się na rynkach finansowych, a także zintensyfikować pozyskanie środków z UE³⁰**. Ministerstwo Klimatu i Środowiska zapowiedziało na razie **udostępnienie operatorom ponad 15 mld zł dotacji** z polityki spójności, Krajowego Planu Odbudowy i Funduszu Modernizacyjnego oraz **około 70 mld zł pożyczek** z Funduszu Wsparcia Energetyki³¹.

Farmy wiatrowe i fotowoltaiczne nie potrzebują drogiego paliwa ani uprawnień do emisji CO₂, by produkować energię elektryczną. Ich ekspansja będzie więc zaniżać ceny prądu na rynkach hurtowych. Jednak ostateczna **cena energii, którą będą**

30 Elżbieta T., Potrzebujemy wielkich inwestycji w sieci, ale kto je nam wybuduje?, 21.05.2024, wysokie napięcie, <https://wysokienapiecie.pl/101098-potrzebujemy-wielkich-inwestycji-w-sieci-ale-kto-je-nam-wybuduje/> [dostęp: 4.10.2024].

31 Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Trzy umowy o dofinansowanie na projekty rozbudowy i modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, 15.05.2024, gov.pl., <https://www.gov.pl/web/klimat/trzy-umowy-o-dofinansowanie-na-projekty-rozbudowy-i-modernizacji-infrastruktury-elektroenergetycznej> [dostęp: 10.10.2024].

płacić odbiorcy, może rosnać ze względu na koszt rozbudowy i modernizacji sieci, które muszą przyjąć coraz większy wolumen energii z OZE.

Zgodnie z danymi URE między 2018 i 2023 r. średnie ceny energii elektrycznej dla odbiorców w Polsce – wliczając koszt prądu i opłaty dystrybucyjnej – wzrosły niemal dwukrotnie, z 475 do 895 zł za MWh. W przypadku gospodarstw domowych wzrost był dużo niższy i wyniósł 45 proc. do 737 zł za MWh³². Dzieje się tak, ponieważ Polska wciąż bazuje na elektrowniach węglowych, których funkcjonowanie jest coraz mniej rentowne ze względu na rosnące koszty uprawnień do emisji CO₂. Od listopada 2019 r. cena CO₂ w europejskim systemie EU ETS wzrosła z 25 euro za tonę dwutlenku węgla do ponad 100 euro na początku 2023 r. Obecnie ceny uprawnień spadły ze względu na niższy popyt na CO₂ ze strony przemysłu i energetyki do około 60 euro za tonę.

KOSZT ZAKUPU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GOSPODARSTWIE DOMOWY O ŻYCIU ENERGII 2 MWh, W TARYFIE G11 (PLN/KWh)

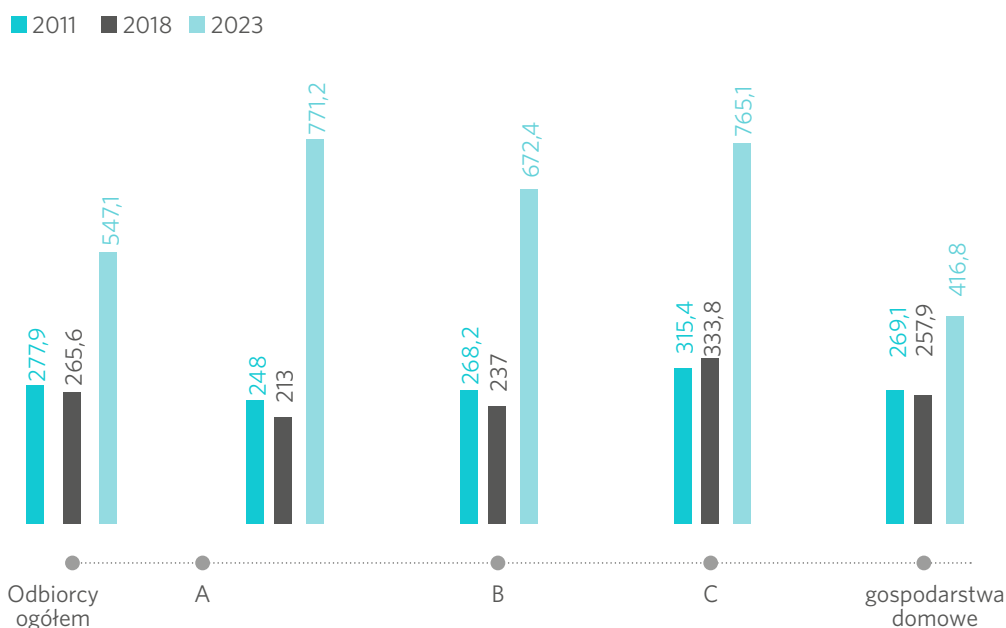


Źródło: wysokienapiecie.pl

Tymczasem w ciągu ostatnich pięciu lat stawki za dystrybucję i przesył energii zwiększyły się o 65 proc. do 348 zł. W efekcie udział części dystrybucyjnej rachunku spada – w 2011 r. opłata dystrybucyjna odpowiadała za 37,6 proc. kosztów energii, w 2018 r. za 44,2 proc., a pięć lat później za 39 proc. W przypadku gospodarstw domowych poziom ten obniżył się z 49 do 43 proc. Powodem jest znacznie szybciej drożejąca energia elektryczna, której koszt w ciągu ostatnich pięciu lat wzrósł o 105 proc. do 547 zł za MWh dla przeciętnego odbiorcy w kraju.

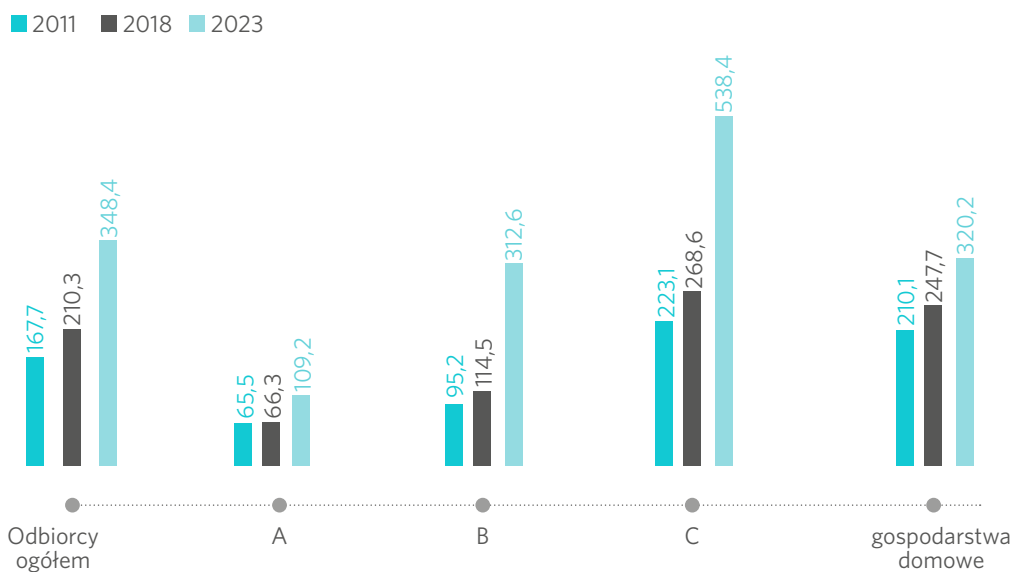
³² To efekt zastosowania przez kolejne rządy mechanizmów mrożenia cen energii. Jeśli jednak przyjrzymy się poziomom cen w II połowie 2024 r., kiedy nastąpiło częściowe rozmrożenie cen energii, zauważymy, że skala wzrostu jest podobna.

ZMIANA WYSOKOŚCI STAWKI ZA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ, W PODZIALE NA GRUPY TARYFOWE (PLN/MWH)



Źródło: URE

ZMIANA WYSOKOŚCI STAWKI DYSTRYBUCYJNEJ W PODZIALE NA GRUPY TARYFOWE (PLN/MWH)



Źródło: URE

W nieodległej przyszłości trend ten ponownie ulegnie zmianie. To udział stawki dystrybucyjnej będzie szybko rósł w stosunku do kosztu zakupu energii elektrycznej. W perspektywie 2030 r. udział taryfy dystrybucyjnej w rachunku za energię elektryczną może wzrosnąć do 89 proc.³³. Powodem będzie omawiany wzrost potrzeb związanych z modernizacją i rozbudową sieci, podbijający koszty dystrybucji przy spadku kosztu zakupu prądu, który będzie coraz tańszy dzięki rozbudowie OZE. Do taryfy dystrybucyjnej dopisywane będą też koszty nowych systemów wsparcia, których celem będzie utrzymanie dyspozycyjnych elektrowni w systemie energetycznym.

³³ Czyżak P., Wrona A., Borkowski M., Brakujący element układanki..., op. cit.

Szybki wzrost stawek dystrybucyjnych może obniżyć poparcie społeczne dla transformacji energetycznej. Dlatego dalsze działania w zakresie stabilizacji wpływów operatorowych sieciowych są potrzebne.

Do takich działań zalicza się m.in. decyzja prezesa URE ws. określenia wskaźnika WACC dla operatorów sieciowych na lata 2023–2028³⁴. Chodzi o metodologię określania wskaźnika uzasadnionego poziomu średnioważonego kosztu kapitału.

Weighted Average Cost of Capital

WACC jest używany do ustalenia zwrotu z kapitału dla operatorów sieciowych. Jego wartość jest elementem kalkulacji dopuszczalnych przychodów operatorów, które są uwzględniane przy ustalaniu taryf dystrybucyjnych. W prostych słowach: WACC określa, jaki zwrot z kapitału może uzyskać operator, co ma wpływ na końcowe ceny energii elektrycznej dla konsumentów. Wyznaczany jest na podstawie kosztów różnych źródeł kapitału, z których korzystają OSD, takich jak: koszt długu (np. odsetki od kredytów), koszt kapitału własnego (czyli oczekiwany zwrot dla inwestorów).

W kwietniu 2024 r. prezes URE wprowadził stałą wartość WACC do 2028 r. (7,478 proc.), z możliwością przedłużenia jej na lata 2029–2030. Ma to zmniejszyć wahania opłat dla odbiorców, a z drugiej będzie elementem stabilizującym poziom przychodów przedsiębiorstw. Przełoży się to na większą przewidywalność warunków ich funkcjonowania, w szczególności dotyczących zasad wynagradzania majątku infrastrukturalnego i planowanych nakładów inwestycyjnych na jego odtwarzanie i rozwój.

② Energetyka maszeruje na północ

Polska energetyka przesuwa się ze Śląska nad Bałtyk. To tam lokowane będą kluczowe zeroemisyjne źródła energii – **morskie farmy wiatrowe**, ale też **pierwsza elektrownia jądrowa**, która powstanie w Choczewie. Wielkim wyzwaniem dla operatora sieci przesyłowej PSE będzie budowa infrastruktury, która pozwoli wyprowadzić energię z północy kraju na południe, gdzie znajdują się najwięksi odbiorcy przemysłowi oraz większość krajowego popytu na energię.

W Polsce, podobnie jak w Niemczech, większość podaży energii z OZE znajduje się w północnej części kraju, ale popyt na nią zlokalizowany jest w centrum i na południu. Problem z niebilansowaniem energetycznym coraz mocniej daje się we znaki operatorom. Przykładowo Energa Operator, której sieci dystrybucyjne znajdują się na Pomorzu, Warmii oraz środkowej Polsce miała na koniec 2023 r. przyłączonych do sieci 8,4 GW mocy w OZE, podczas gdy suma zapotrzebowania jej odbiorców wynosi tylko 3,5 GW.

34 Prezes URE opublikował zasady określania wskaźnika WACC dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023–2028, 24.04.2024, URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/11911,Prezes-URE-opublikowal-zasady-okreslania-wskaznika-WACC-dla-operatorow-systemow-.html> [dostęp: 24.10.2024].

Wraz ze stopniowym wyłączeniem elektrowni węglowych zlokalizowanych na południu rosnąć będzie presja budowy nowych linii energetycznych mogących szybko przesłać energię z północy. Dlatego PSE planuje budowę linii stałoprądowej HVDC (ang. *High-Voltage Direct Current*) o długości około 650 km, by wyprowadzić moc z elektrowni wiatrowych na Bałtyku i elektrowni jądrowej w Choczewie.

Linia stałoprądowa – w odróżnieniu od linii zmiennoprądowej AC – ma o połowę mniejsze straty na przesyle³⁵. Jej powstanie wiąże się z koniecznością budowy bardzo drogiej stacji przekształtnikowych AC/DC, które będą zlokalizowane na początku i końcu „energetycznej autostrady”. Jednak to nie koszt może okazać się kluczowym wyzwaniem.

Ze względu na długość linia może być ogromnym problemem dla lokalnych społeczności, przez które będzie przechodziła. W Niemczech budowa tego rodzaju infrastruktury wywołuje protesty mieszkańców, którzy nie chcą mieć w pobliżu swoich domów nowych sieci energetycznych. Zjawisko to opisuje się angielskim akronimem NIMBY (ang. *Not In My Back Yard*). Zarazem w razie przyspieszenia rozwoju reaktorów SMR na południu kraju i wolniejszego rozwoju offshoru na północy sensowność jej budowy może maleć.

Mniej problematyczne będzie w przyszłości wyprowadzenie mocy z SMR-ów. Małe reaktory atomowe będą miały możliwość wykorzystania istniejącej infrastruktury przyłączeniowej w miejscu działania starych elektrowni na węgiel. Co więcej, niejądrowa część elektrowni jądrowej³⁶ w przeważającej mierze nie różni się pod względem urządzeń, aparatury i wyposażenia mechanicznego od węglowej. Wstępne badania naukowców z AGH i Politechniki Śląskiej³⁷ wykazały, że wykorzystanie SMR-a jako retrofitu kotła węglowego nie wiąże się z dyskwalifikującymi barierami technicznymi i może być opłacalne w przypadku średnich i małych jednostek na węgiel³⁸.

3 Brakuje fachowców i urzędzeń

W latach 2016–2023 doszło do nadzwyczajnych zmian na rynku budowlanym, skutkujących wzrostem kosztu pozyskania pracowników i materiałów do produkcji budowlanej, co z kolei przełożyło się na wzrost kosztu realizacji inwestycji. Wzrosty dotyczyły najbardziej sektora energetycznego. Jak pokazują wyliczenia firmy doradczej CAS, od I kwartału 2015 r. do III kwartału 2023 r. wzrost kosztów realizacji dla budownictwa ogółem wyniósł łącznie ponad 82 proc.³⁹. W podziale na czynniki produkcji największe wzrosty kosztów zaobserwowano w zakresie robocizny – łącznie średnio o 93,5 proc. – przy wzroście kosztów materiałów o 88 proc. Z kolei w podziale na sektory **największe wzro-**

35 Linie HVDC na długich dystansach (ponad 600–800 km) mogą mieć straty rzędu 3–4 proc. na 1000 km. Linie HVAC na podobnych odległościach mogą generować straty nawet do 7–10 proc. na 1000 km, głównie z powodu pojemności i indukcyjności linii.

36 Chodzi m.in. o infrastrukturę towarzyszącą, np. chłodnie, urządzenia do poboru wody czy budynki administracyjne.

37 Por. Qvist S., Gładysz P., Bertela Ł., Sowizdzał A., Retrofit Decarbonization of Coal Power Plants—A Case Study for Poland, „Energies” 2021 nr 14(1), <https://doi.org/10.3390/en14010120> oraz Bertela Ł., Gładysz P., Ochmann J., Qvist S., Sancho L.M., Repowering a Coal Power Unit with Small Modular Reactors and Thermal Energy Storage, „Energies” 2022 nr 15/16 (5830), <https://doi.org/10.3390/en15165830>.

38 Brodacki D., Cydejko J., Mały atom – nadzieje kontra rzeczywistość, Warszawa 2024, https://www.politykainsight.pl/_resource/multimedia/20362816 [dostęp: 24.10.2024].

39 CAS, Raport o kosztach w budownictwie 2016–2023, Warszawa 2024, <https://www.caservices.pl/raport-o-kosztach-w-budownictwie-2016-2023/pobierz/raport-o-kosztach-w-budownictwie-2016-2023.pdf> [dostęp: 24.10.2024].

sty kosztów dotknęły właśnie inwestycje w infrastrukturę energetyczną – średnio o blisko 98 proc., a dalszej kolejności budownictwa kubaturowego (92,2 proc.) i drogowego (82 proc.).

Problemem jest wąskie grono wykonawców, którzy mają doświadczenie w realizacji projektów sieciowych dla sektora energetycznego.

W ostatnich latach polski rynek budowlany kurczył się, a duża część kadry inżynierskiej wyjechała na Zachód, ze względu na wyższe zarobki. Z kolei część firm podwykonawczych, zwłaszcza tych zajmujących się montażem konstrukcji czy podwieszaniem przewodów, bardziej skoncentrowała się na rynkach realizacji projektów w Niemczech, Austrii czy Szwajcarii. Do tego dochodzą problemy z dostępnością fachowców (monterów, techników i programistów) oraz urządzeń i materiałów. Potężne nakłady na sieci są planowane w całej Europie, a głównym ograniczeniem terminowym ich realizacji będą coraz częściej długie terminy dostawy urządzeń (np. transformatorów).

Kłopoty na rynku budowlanym oznaczają, że odsetek przetargów dotyczących inwestycji w sieci energetyczne kończących się bez rozstrzygnięcia będzie rosnąć. To z kolei dodatkowo zwiększy koszty⁴⁰. Tylko w latach 2022–2023 wykonawcy i dostawcy złożyli 40 wniosków o waloryzację wynagrodzenia w umowach PSE na łączną kwotę około 200 mln zł⁴¹. Dla operatorów sieci większym wyzwaniem niż zdobycie środków na realizację inwestycji będzie znalezienie do tego zdania odpowiednich firm budowlanych i fachowców.

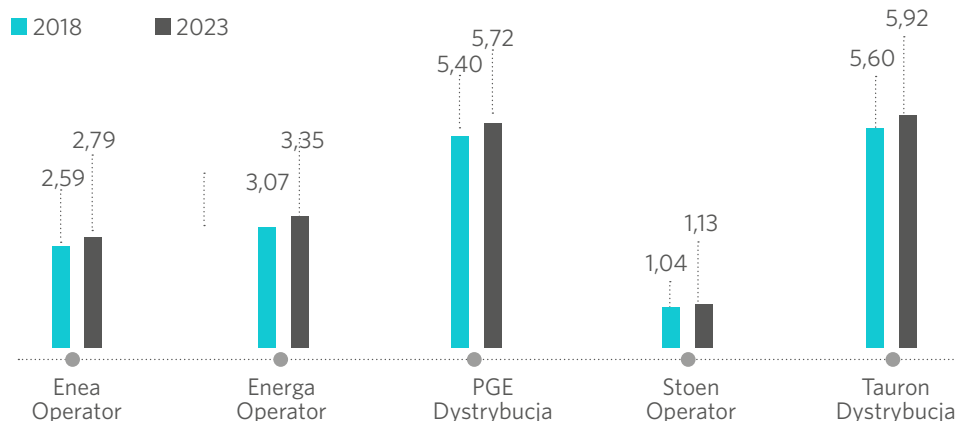
4 Odbiorcy mogą zacząć wypinać się z sieci

Wysokie opłaty za sieci mogą zachęcać odbiorców do budowy wysp energetycznych i wypinania się z sieci. Zatem w Polsce może wystąpić zjawisko off-grid – w pierwszej kolejności może dotyczyć największych firm, które inwestują we własne źródła wytwarzania oraz magazyny energii. Dane już teraz pokazują, że mimo wzrostu odbiorców ilość energii przesyłanej sieciami spada.

40 Chojnacki I., Operatorzy muszą walczyć o wykonawców. Wyzwań jest więcej. „Rynek jest trudniejszy”, 1.10.2024, wnp.pl, <https://www.wnp.pl/energetyka/operatorzy-musza-walczyc-o-wykonawcow-wyzwan-je-st-wiecej-rynek-jest-trudniejszy,879278.html> [dostęp: 24.10.2024].

41 Elżbieta T., Potrzebujemy wielkich inwestycji w sieci..., op. cit.

LICZBA ODBIORCÓW PRZYŁĄCZONYCH DO SIECI

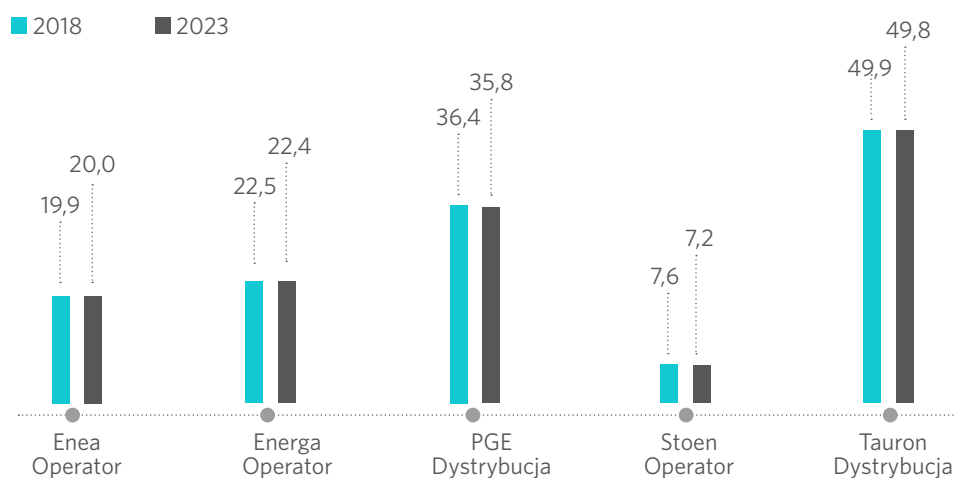


Źródło: PTPIREE

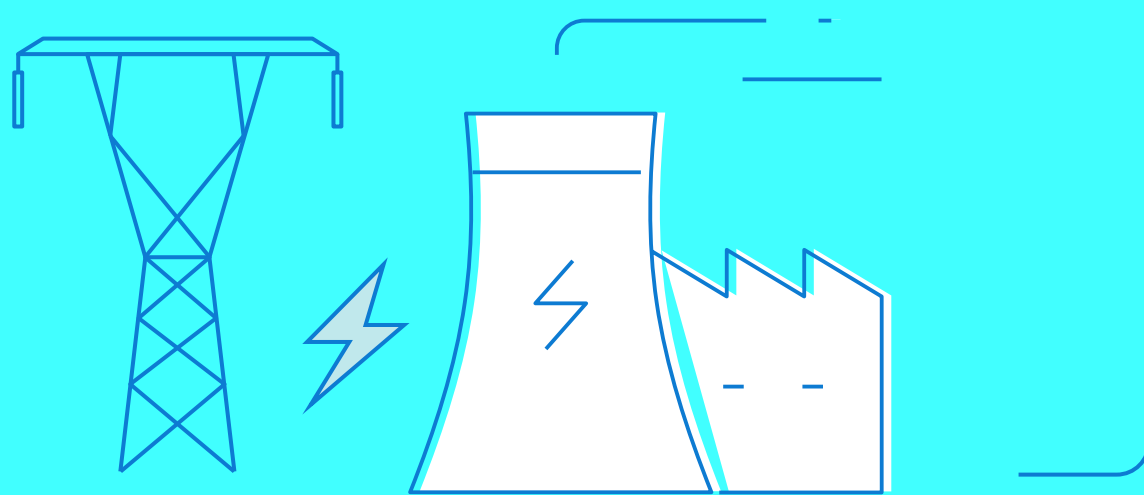
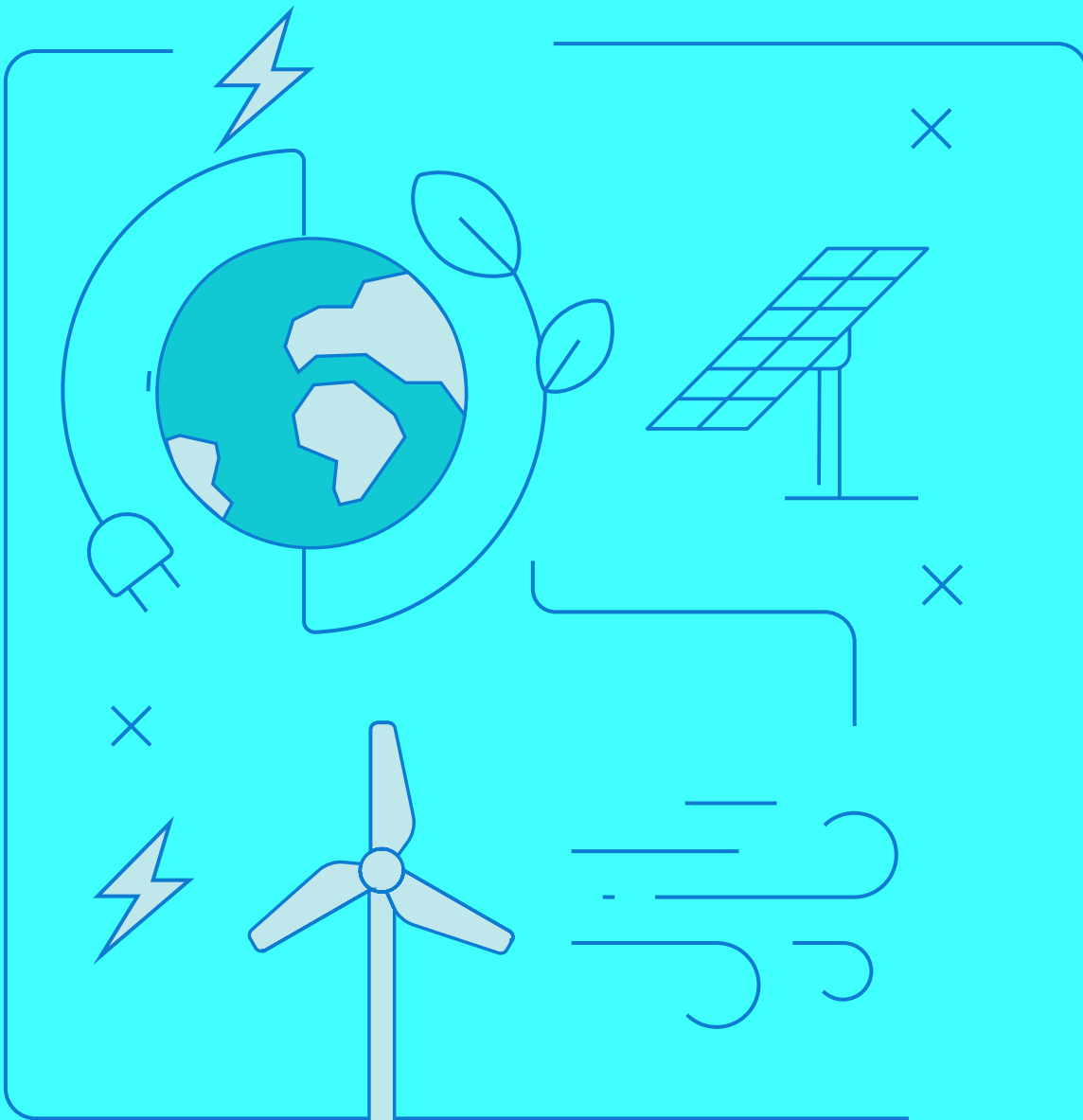
Jeśli energia z sieci będzie stanowiła niekonkurencyjną alternatywę dla prądu z OZE dostarczanego za pomocą linii bezpośrednich w zamkniętych układach sieciowych, odbiorcy wypną się z sieci.

Na koniec 2023 r. liczba odbiorców przyłączonych do sieci wynosiła 18,91 mln, czyli o niemal 7 proc. więcej niż na koniec 2018 r. W ciągu pięciu lat do sieci przyłączono 1 mln 226 tys. nowych odbiorców. Mimo to w 2023 r. pięciu największych dystrybutorów dostarczyło do odbiorców 135,3 TWh energii elektrycznej, czyli niemal o jedną TWh mniej niż w 2018 r. i cztery TWh mniej niż rok wcześniej. Dzieje się tak, ponieważ odbiorcy coraz częściej sami ją produkują, obniżając tym samym swoje zapotrzebowania na energię z sieci. W przyszłości proces ten będzie przyspieszać.

ILOŚĆ DYSTRYBUOWANEJ ENERGII DO ODBIORCÓW KOŃCOWYCH (TWH)



Źródło: PTPIREE



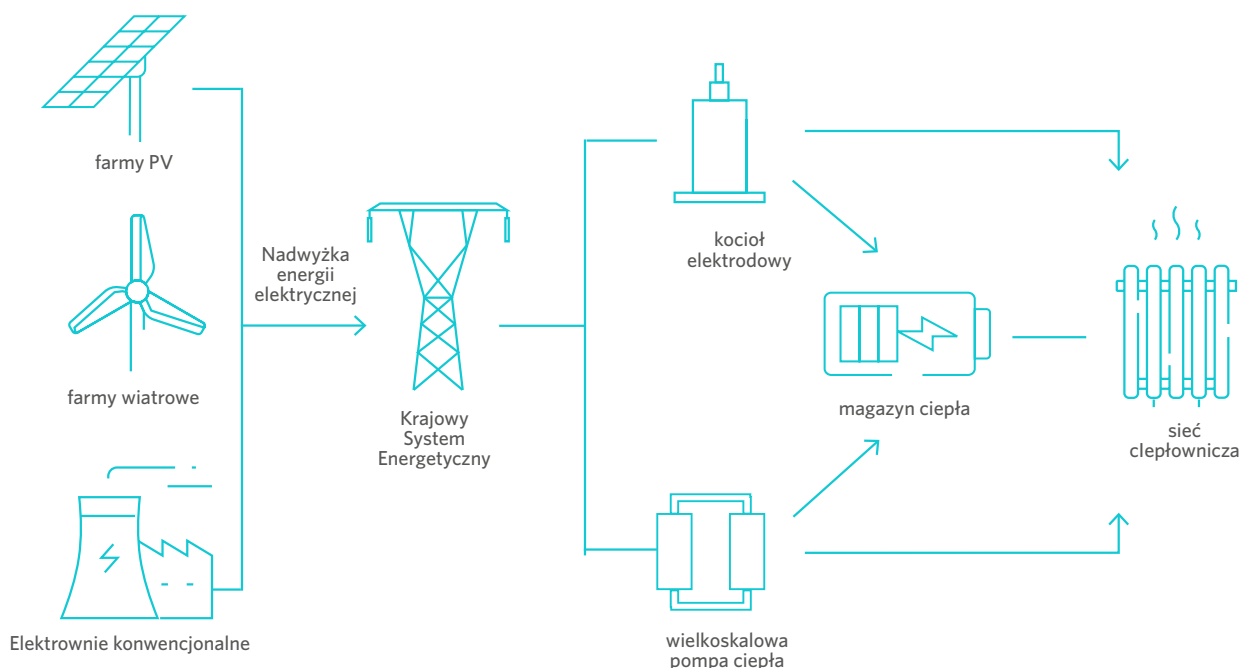
REKOMENDACJE

W pierwszej edycji raportu *Sieć do zmiany* przedstawiliśmy trzy bloki rekomendacji dla sektora dystrybucji energii. Postulowaliśmy dokończenie cyfryzacji i budowę inteligentnej sieci, wykorzystanie rodzącego się potencjału energetyki rozproszonej oraz przygotowanie się operatorów na stopniową decentralizację sektora i wzrost ich roli. Po pięciu latach wszystkie te pomysły pozostają w mocy, lista celów wymaga jednak uzupełnienia.

W ciągu ostatnich pięciu lat sektor przesyłu i dystrybucji energii odniósł wiele sukcesów – tempo inwestycji sieciowych i ich skala wzrosły dwukrotnie, głównie dzięki wdrożeniu Karty Efektywnej Transformacji, ale też zwiększeniu wykorzystania środków europejskich. Przez pięć lat do sieci przyłączono ponad 22,5 GW mocy w OZE, z czego połowę stanowili prosumenci. Niemniej sektor wciąż nie dokończył instalowania inteligentnych liczników, nie zwiększył znacząco odsetka skablowanych linii średnich i niskich napięć ani nie zachęcił odbiorców, by korzystali z nowych rozwiązań, jak np. taryfy dynamiczne. W naszej opinii, aby nadać tempa rozwojowi energetycznemu, należy:

1. wykorzystać potencjał ciepłownictwa: Polska ma drugi pod względem wielkości system ciepłowniczy w Europie, z ciepłowniami i elektrociepłowniami o mocy ponad 53 GW. Upowszechnienie stosowania technologii *Power to Heat*⁴² pozwoliłoby łatwiej zagospodarowywać nadmiarową energię z OZE i unikać curtailementu. Aby to osiągnąć, trzeba np. **wspierać wykorzystanie kotłów elektrodowych lub wielkoskalowych pomp ciepła zasilanych energią z OZE**, które później mogłyby oddawać zgromadzone ciepło do sieci ciepłowniczej lub magazynów ciepła.

POWER TO HEAT MOŻE WSPOMÓC SYSTEM ENERGETYCZNY



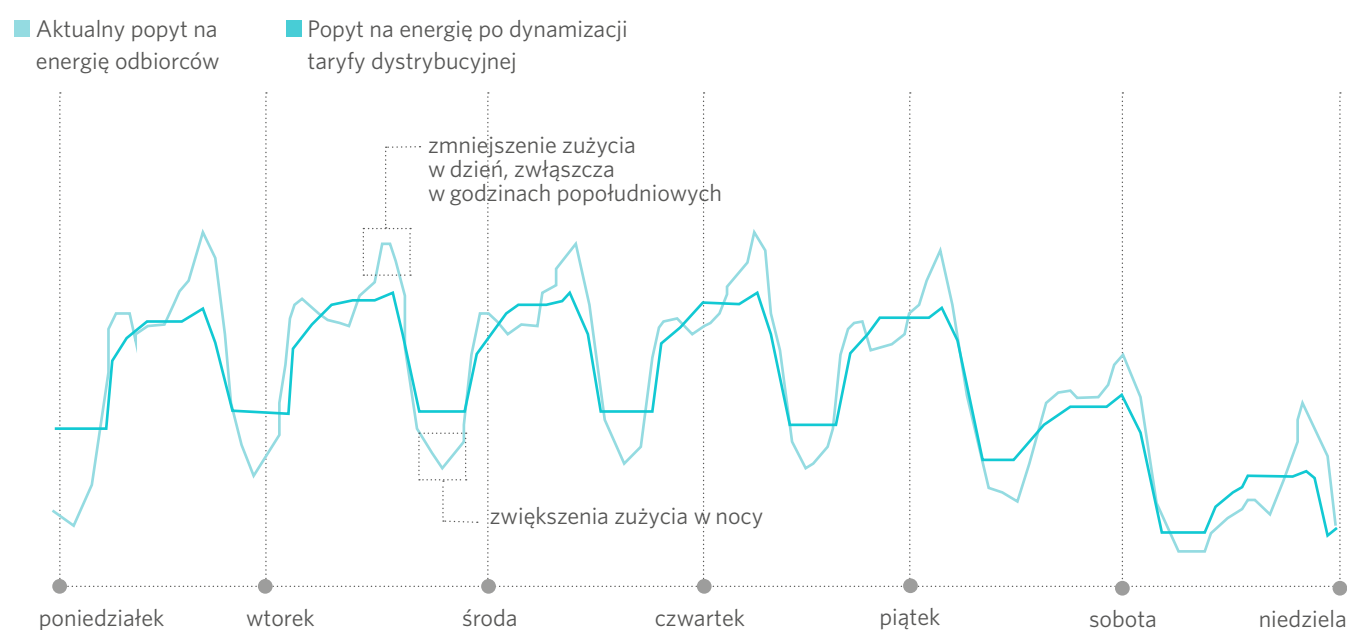
W przyszłości nadprodukcję energii z OZE będą mogły także zagospodarowywać elektrolizery produkujące zielony wodór. Zanim jednak sektor wodorowy osiągnie niezbędne do tego moce produkcyjne, konieczne jest rozwijanie innych metod wykorzystania nadmiaru zielonej energii.

⁴² Power to Heat (PtH) – technologia przekształcająca nadwyżki energii elektrycznej, zwłaszcza z odnawialnych źródeł energii (OZE), w ciepło, które może być wykorzystane do ogrzewania budynków lub produkcji ciepłej wody. Główne zastosowania tej technologii obejmują elektryczne kotły, pompy ciepła oraz systemy magazynowania ciepła.

Innym pomysłem, którego wdrożenie może być szybsze, jest **wykorzystanie nadwyżek energii z OZE do zwiększenia bezemisyjnej produkcji w przemyśle**. Taki rozwiązanie można zastosować np. w produkcji cementu. Stowarzyszenie Producentów Cementu (SPC) oceniło, że potencjał wykorzystania energii z OZE w czasie szczytu jej produkcji przez polski sektor cementowy sięga 200–300 MWh na dobę⁴³.

2. zdynamizować taryfę dystrybucyjną: bodźcem do optymalizacji zużycia energii u odbiorców są taryfy strefowe oraz wprowadzone w sierpniu 2024 r. taryfy dynamiczne na zakup energii elektrycznej. Jednak rozwiązania te mają ograniczenia. Taryfa dynamiczna dobrze odwzorowuje sytuację bilansu popytu i podaży energii w skali całego systemu energetycznego, ale nie jest w stanie zasygnalizować pojawiających się lokalnie wąskich gardeł sieci (np. związanych ze skupiskiem punktów poboru mocy na obszarach o niskiej koncentracji OZE). Z kolei taryfy strefowe dla dystrybucji mają zachęcać odbiorców końcowych do zarządzania swoim zużyciem energii poprzez wyodrębnienie co najmniej dwóch stref czasowych, w których stawki za energię (składnik zmienny stawki sieciowej) jest różny – taniej jest nocą, a drożej w ciągu dnia, zwłaszcza w szczycie porannym i wieczornym. Jednak rozwiązanie to nie jest dostosowane do reagowania na bieżącą sytuację w systemie, jak np. występująca nadpodaż mocy ze źródeł OZE.

DYNAMIZACJA TARYF DYSTRYBUCYJNYCH MOŻE WYPŁASZCZYĆ PROFIL ZUŻYCIA ENERGII ODBIORCÓW



Źródło: Instytut Reform

Z tego powodu jednym z rozwiązań jest **pełna dynamizacja opłat sieciowych** – tak, by zniechęcać odbiorców do korzystania z energii w czasie szczytu zapotrzebowania na prąd. Takie rozwiązanie proponuje Instytut Reform, przekonując, że byłoby ono korzystne dla odbiorców zelektryfikowanych, posiadających np. pompy ciepła,

43 Dane za: FOEEiG, Posiedzenie Parlamentarnego Zespołu ds. Rozwoju Przemysłu Cementowego w Polsce pt. CEMENT JAKO PRODUKTOWY MAGAZYN ENERGII, stabilizacja krajowego systemu elektroenergetycznego, [https://orka.sejm.gov.pl/opinie10.nsf/nazwa/1048_20241009/\\$file/1048_20241009.pdf](https://orka.sejm.gov.pl/opinie10.nsf/nazwa/1048_20241009/$file/1048_20241009.pdf) [dostęp: 24.10.2024].

auta na prąd czy magazyny energii⁴⁴. Dla operatorów sieci dynamizacja taryfy dystrybucyjnej przyczyniłaby się do ograniczenia skali inwestycji infrastrukturalnych, ale też obniżyłaby koszt zakupu energii elektrycznej niezbędnej do pokrycia strat przesyłowych.

Jednak dla odbiorców pasywnych, którzy nie zarządzają swoim zużyciem energii, dynamizacja opłat sieciowych – podobnie jak taryfy dynamiczne na zakup energii – wiązałaby się z ryzykiem znacznego wzrostu rachunków. Rozwiązaniem w tym przypadku mogłaby być **oferta dynamiczna**, w której zakres zmienności opłaty byłby ograniczony z dołu i z góry. Odbiorca byłby wtedy chroniony przed ryzykiem dużych wahań cen, a jednocześnie miałby motywację ekonomiczną do zarządzania zużyciem energii.

3. postawić na partnerski handel energią: nowy model energetyki prosumenckiej powinien być oparty na autokonsumpcji wytworzonej energii, do czego niezbędne będą domowe magazyny energii. Same magazyny jednak nie wystarczą. Potrzebne jest stworzenie zachęt, by energia produkowana w mikroinstalacjach była używana lokalnie, czyli pozostawała „za transformatorem”. Szczególnie promowany powinien być handel energią między małymi wytwórcami OZE (np. prosumentami-rolnikami), którzy mogą handlować wyprodukowanym prądem z OZE między sobą. Partnerski handel energią (*peer-to-peer* – P2P)⁴⁵ „za transformatorem” pozwoliłby przekierować energię i odciążać sieci dystrybucyjne. Taką możliwość do polskiego obiegu prawnego wprowadziła nowelizacja ustawy o OZE z lipca 2023 r. (UC74). Celem tej regulacji jest zaangażowanie prosumentów w rynek energii, poprzez autonomiczny system transakcyjny – sprzedawcy i nabywcy energii elektrycznej odnajdują się bez udziału pośredników – np. operatorów sieci.

Handel P2P

Został on wprowadzony unijną dyrektywą REDII, która umożliwia partnerski handel energią na dwa sposoby. Pierwszym jest zawarcie umowy z góry określonymi warunkami polegającymi na zautomatyzowaniu wykonania transakcji kupna-sprzedaży energii elektrycznej i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami. Drugi angażuje pośrednika do transakcji, będącym certyfikowanym uczestnikiem rynku takim jak koncentrator.

Handel P2P jest dopiero na początkowym etapie rozwoju. Jego zastosowanie wiąże się z wysokimi kosztami wdrożeniowymi. Aby spopularyzować partnerski handel energią, należy wprowadzić dodatkowe zachęty finansowe dla producentów i konsumentów, np. poprzez zwolnienia z części opłat dystrybucyjnych. Efektem popularyzacji handlu P2P będzie także budowa przydomowych magazynów energii, gdzie prosumenci będą gromadzić nadwyżki energii przeznaczonej na sprzedaż.

44 Janik, K. i Śniegocki, A., Stałe, zmienne, a może dynamiczne?, op. cit.

45 Zgodnie z unijną dyrektywą o OZE partnerski handel energią odnawialną oznacza sprzedaż energii odnawialnej pomiędzy uczestnikami rynku na podstawie umowy zawierającej z góry określone warunki dotyczące zautomatyzowanego wykonania transakcji i płatności za nią bezpośrednio między uczestnikami rynku albo pośrednio poprzez certyfikowanego uczestnika rynku będącego stroną trzecią, takiego jak koncentrator.

4. wdrożyć nowy model lokowania źródeł OZE: należy stworzyć zachęty do instalowania OZE tam, gdzie nie są konieczne kosztowne inwestycje sieciowe. Dobry przykładem jest system wprowadzony w 2023 r. przez duńskiego operatora Energinet, który zróżnicował opłaty za przyłączenie do sieci w zależności od tego, czy dotyczą one obszaru zdominowanego przez produkcję energii, czy jej zużycie. W pierwszym przypadku opłaty są wyższe, w drugim niższe. Taki model zwiększa zachęty do lokowania źródeł OZE w lokalizacjach znajdujących się bliżej dużego zużycia energii, co jednocześnie ogranicza koszty rozbudowy sieci.

PORÓWNANIE OPŁAT PRZYŁĄCZENIOWYCH MIĘDZY POLSKĄ I DANIA - PRZYŁĄCZENIE NA NAPIĘCIU 132 KV (DANIA) I 110 KV (POLSKA)

MOC PRZYŁ. [MW]	KRAJ	Opłata przyłączeniowa obszar wytwarzania W opłata stała + zmienna	Opłata przyłączeniowa obszar odbiorów O opłata stała + zmienna	Opłata feed-in obszar wytwarzania W sumaryczna opłata za 30 lat	Opłata feed-in obszar odbiorów O sumaryczna opłata za 30 lat
50	Dania	1,6 mln zł	8,4 mln zł	0,4 mln zł / 11 mln zł	0,1 mln zł / 3,7 mln zł
100	Dania	27,4 mln zł	11,8 mln zł	0,7 mln zł / 22,2 mln zł	0,2 mln zł / 7,4 mln zł
50	Polska	1,5 mln zł			brak
100	Polska	3 mln zł			brak

Źródło: Opracowanie własne na bazie danych Energinet i PTPIREE

W Polsce nie ma takiego rozróżnienia, co sprawia, że inwestorzy starają się przyłączyć swoje instalacje OZE wszędzie tam, gdzie istnieje taka możliwość. Wyższe stawki zmniejszyłyby też kolejkę podmiotów oczekujących na warunki przyłączenia o te podmioty, które nie są zainteresowane faktyczną realizacją inwestycji, tylko nastawiają się na odsprzedaż projektów z warunkami przyłączenia.

Do nowych warunków na rynku energii muszą przygotować się też więksi inwestorzy. Z ich perspektywy kluczowe powinno być lokowanie źródeł OZE razem z magazynami energii, by wytwórcom łatwiej było bilansować produkcję i zmniejszać ryzyko, że zostaną objęci curtailmentem. Oprócz tego konieczne będzie stosowanie przez nich nowoczesnych rozwiązań technologicznych (np. trackerów lub paneli PV ustawionych na kierunku wschód-zachód) oraz aktywne wchodzenie na rynek bilansujący.

Bibliografia

- Adamczewski T., prof. Paska J., dr Plewa G., Chmiel T., Łączenie źródeł OZE Potencjał cable pooling w Polsce, raport Forum Energii, Warszawa 2023.
- Bartela Ł., Gładysz P., Ochmann J., Qvist S., Sancho L.M., Repowering a Coal Power Unit with Small Modular Reactors and Thermal Energy Storage, „Energies” 2022 nr 15/16 (5830), <https://doi.org/10.3390/en15165830>.
- Belmonte B., Grid constraints threaten Spain’s green transition – Aurora, 26.02.2024, Montel News, <https://montelnews.com/news/ab393a1d-aa22-483c-847f-7848484b8baf/grid-constraints-threaten-spains-green-transition-aurora> [dostęp: 10.10.2024].
- Brodacki D., Cydejko J., Mały atom – nadzieje kontra rzeczywistość, Warszawa 2024, https://www.politykainsight.pl/_resource/multimedium/20362816 [dostęp: 24.10.2024].
- CAS, Raport o kosztach w budownictwie 2016–2023, Warszawa 2024, <https://www.caservices.pl/raport-o-kosztach-w-budownictwie-2016-2023/pobierz/raport-o-kosztach-w-budownictwie-2016-2023.pdf> [dostęp: 24.10.2024].
- Chmarzyński W., Cieślowski E., Kto powinien odpowiadać za straty spowodowane wyłączeniami instalacji OZE, 3.10.2024, <https://wysokienapiecie.pl/104470-kto-powinien-odpowiadac-za-straty-spowodowane-wylaczeniami-instalacji-oze/> [dostęp: 8.10.2024].
- Chojnacki I., Operatorzy muszą walczyć o wykonawców. Wyzwań jest więcej. „Rynek jest trudniejszy”, 1.10.2024, wnp.pl, <https://www.wnp.pl/energetyka/operatorzy-musza-walczyć-o-wykonawców-wyzwan-jest-wiecej-rynek-jest-trudniejszy,879278.html> [dostęp: 24.10.2024].
- Czyżak P., Wrona A., Borkowski M., Brakujący element układanki. Rozważania o bezpieczeństwie energetycznym, raport Instrat, Warszawa 2021.
- Elźbieciak T., Plan skablowania sieci zaginął w akcji, 29.04.2022, wysokie napięcie, <https://wysokienapiecie.pl/69696-plan-skablowania-sieci-zaginal-w-akcji/> [dostęp: 24.10.2024].
- Elźbieciak T., Potrzebujemy wielkich inwestycji w sieci, ale kto je nam wybuduje?, 21.05.2024, wysokie napięcie, <https://wysokienapiecie.pl/101098-potrzebujemy-wielkich-inwestycji-w-sieci-ale-kto-je-nam-wybuduje/> [dostęp: 4.10.2024].
- Janik K. i Śniegocki A., Stałe, zmienne, a może dynamiczne? Opłaty sieciowe wobec transformacji energetycznej, Warszawa 2024.
- Lawson A., National Grid to pay households and businesses to cut electricity use again, 23.01.2023, The Guardian, <https://www.theguardian.com/business/2023/jan/23/national-grid-to-pay-households-and-businesses-to-cut-electricity-use-again-tuesday> [dostęp: 9.10.2024].
- Magazynowanie energii elektrycznej – pierwszy raport Prezesa URE, 8.07.2024, URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/aktualnosci/12062,Magazynowanie-energii-elektrycznej-pierwszy-raport-Prezesa-URE.html> [dostęp: 21.10.2024].
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r., Warszawa 2024, <https://www.gov.pl/attachment/79b15ec0-b0c7-4825-b2c4-d3cc7c99bb44> [dostęp: 21.10.2024].
- Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Trzy umowy o dofinansowanie na projekty rozbudowy i modernizacji infrastruktury elektroenergetycznej, 15.05.2024, gov.pl., <https://www.gov.pl/web/klimat/trzy-umowy-o-dofinansowanie-na-projekty-rozbudowy-i-modernizacji-infrastruktury-elektroenergetycznej> [dostęp: 10.10.2024].

- Najwyższa Izba Kontroli, Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej, luty 2024, [Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej - Najwyższa Izba Kontroli \(nik.gov.pl\)](#) [dostęp: 24.10.2024].
- Polskie Sieci Elektroenergetyczne, Projekt Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034, <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034> [dostęp: 21.10.2024].
- Plimmer G., Dempsey H., Renewables groups sound alarm over UK grid connection delays, 05.02.2023, FT, <https://www.ft.com/content/bc200569-cb85-4842-a59a-f04d342805fc> [dostęp: 10.10.2024].
- Prezes URE opublikował zasady określania wskaźnika WACC dla operatorów systemów elektroenergetycznych na lata 2023-2028, 24.04.2024, URE, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzadz/informacje-ogolne/aktualnosci/11911,Prezes-URE-opublikowal-zasady-okreslania-wskaznika-WACC-dla-operatorow-systemow-.html> [dostęp: 24.10.2024].
- Prifti Ch., Klinari V., Grid access challenges for wind farms in Europe, WindEurope, czerwiec 2024, raport dostępny na stronie: <https://windeurope.org/intelligence-platform/product/grid-access-challenges-for-wind-farms-in-europe/#overview> [dostęp: 23.10.2024].
- Qvist S., Gładysz P., Bertela Ł., Sowiżdżał A., Retrofit Decarbonization of Coal Power Plants – A Case Study for Poland, „Energies” 2021 nr 14(1), <https://doi.org/10.3390/en14010120>.
- Smart electricity meter penetration rate in Europe reached 60 percent at the end of 2023, 16.02.2024, Berg Insight, <https://www.berginsight.com/smart-electricity-meter-penetration-rate-in-europe-reached-60-percent-at-the-end-of-2023> [dostęp: 9.10.2024].
- Tomaszewski R., Sieć do zmiany. Jak zreformować polski sektor dystrybucji energii elektrycznej, Warszawa 2019, https://www.politykainsight.pl/prawo/_resource/multimedia/20182100 [dostęp: 24.10.2024].
- Wehrmann B., Curtailing of renewable power increases in Germany in 2023 as re-dispatch costs recede, 9.04.2024, CEW, <https://www.cleanenergywire.org/news/curtailing-renewable-power-increases-germany-2023-re-dispatch-costs-recede> [dostęp: 10.10.2024].

INNE ŹRÓDŁA DANYCH:

<https://www.bundesnetzagentur.de/EN/Areas/Energy/SecurityOfSupply/QualityOfSupply/start.html>

<https://ember-climate.org/data/data-tools/data-explorer/>

<https://www.forum-energii.eu/miesiecznik>

[https://orka.sejm.gov.pl/opinie10.nsf/nazwa/1048_20241009/\\$file/1048_20241009.pdf](https://orka.sejm.gov.pl/opinie10.nsf/nazwa/1048_20241009/$file/1048_20241009.pdf)http://www.ptpiree.pl/opracowania/liczniki_zdalnego_odczytu

