



Polskie sieci 2040

Gotowe na 90 GW OZE

Forum Energii to europejski, interdyscyplinarny think tank z Polski, którego zespół tworzą ekspertki i eksperci działający w obszarze energii. Łączymy doświadczenia zdobyte m.in. w administracji publicznej, biznesie, nauce i mediach.

Misją Forum Energii jest inicjowanie dialogu, proponowanie rozwiązań opartych na wiedzy, a także inspirowanie do działania na rzecz sprawiedliwej i efektywnej transformacji energetycznej, która prowadzi do neutralności klimatycznej. Cel ten realizujemy poprzez analizy, opinie i dyskusję na temat dekarbonizacji głównych obszarów gospodarki.

Wszystkie analizy Forum Energii mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

AUTORZY

Tobiasz Adamczewski – Forum Energii
Przemysław Kałek-Radzikowski, Szubilska i Wspólnicy sp.j.
Wojciech Kukuła – Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi
Monika Morawiecka – Regulatory Assistance Project
Wojciech Modzelewski – Fundacja ClientEarth Prawnicy dla Ziemi

WSPÓŁPRACA

Karol Mitraszewski – Forum Energii

REDAKCJA

Julia Zaleska

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

istockphoto.com

DATA PUBLIKACJI

styczeń 2025

SPIS TREŚCI

Wstęp	
Główne wnioski	3
1. Cel i kontekst raportu	4
2. Polska potrzebuje rozwoju sieci	6
2.1. Planowanie z wyprzedzeniem	6
2.2. Gdzie planować rozwój sieci dla nowych inwestycji OZE?	8
3. Regulacje i rozwiązania w Unii Europejskiej	11
3.1. Rynek energii po reformie	11
3.2. Regulacje przyspieszające inwestycje w OZE	13
3.3. Nowy unijny plan działania na rzecz sieci	15
3.4. Dobre praktyki w obszarze sieciowym stosowane na świecie	16
3.5. Podsumowanie kontekstu europejskiego	18
4. Polskie regulacje sieciowe	19
4.1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowego	19
4.2. Obowiązki dotyczące rozwoju sieci	20
4.3. Taryfowanie	21
4.4. Proces przyłączania do sieci	21
4.5. Redysponowanie mocy OZE	24
4.6. Cable pooling	28
4.7. Elastyczne umowy przyłączeniowe	31
4.8. Linia bezpośrednia	31
4.9. <i>Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki</i>	34
5. Rekomendacje	35
Załącznik 1. Założenia i źródła wykorzystane w tworzeniu mapy OZE	36
Bibliografia	38

Wstęp

Jedną z najważniejszych kwestii dotyczących energetyki są obecnie ceny energii. Polski i europejski przemysł muszą w tej dziedzinie konkurować ze Stanami Zjednoczonymi i Chinami, gdzie przemysł ma dostęp do tanich paliw kopalnych i energii ze źródeł odnawialnych.

Rozwiązaniem dla polskiego przemysłu mogłoby być budowanie źródeł OZE blisko odbiorców przemysłowych, stosując linię bezpośrednią. Dzięki temu tania energia, np. z wiatru lub słońca, mogłaby zasilać zakłady przemysłowe. Mimo że takie rozwiązanie jest w Polsce możliwe prawnie, to w praktyce nie działa. Skomplikowane regulacje i opłaty związane z linią bezpośrednią skutecznie zniechęcają do inwestowania w OZE. Jest to jeden z wielu przykładów tego, że wprowadzane rozwiązania nie nadążają za rosnącymi potrzebami sektora energetycznego i odbiorców.

W październiku 2024 r. rząd opublikował projekt *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu*, który wskazuje potrzebę dynamicznej zmiany polskiego miksu energetycznego. Żeby móc ten plan zrealizować, inwestorzy muszą mieć możliwość szybkiej realizacji projektów i dostęp do sieci elektroenergetycznej.

Przeprowadzony w 2023 r. pakiet reform ma pomóc inwestorom w przyłączaniu nowych mocy do sieci. W tym celu wprowadzono m.in. możliwość łączenia źródeł OZE w jednym punkcie przyłączenia czy łatwiejszego tworzenia linii bezpośredniej. Stworzono także zachęty do planowania rozwoju sieci elektroenergetycznej pod rozwój źródeł odnawialnych. Choć od wprowadzenia tych ułatwień minął ponad rok, inwestorzy nadal napotykają istotne bariery we wdrażaniu projektów.

Ta analiza przedstawia szereg rozwiązań, które mogą pomóc w dalszej integracji źródeł odnawialnych i magazynów energii z systemem elektroenergetycznym.

Zachęcam do lektury i dyskusji.
dr Joanna Pandera
Prezeska Forum Energii

1. Główne wnioski

- Polska elektroenergetyka przechodzi dynamiczną zmianę pod względem liczby i mocy źródeł przyłączanych do sieci oraz tempa zmian miks.
- Żeby osiągnąć założenia rządowego projektu *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu* z października 2024 r.¹ do roku 2030, Polska powinna mieć w swoim miksie energetycznym przynajmniej 57 GW w mocach odnawialnych (głównie w wietrze i fotowoltaice). W perspektywie 2040 r. wartość ta powinna wzrosnąć do 93 GW.
- Podłączenie tak dużych mocy do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego będzie wymagało:
 - dobrego rozplanowania lokalizacji inwestycji w lądowe elektrownie wiatrowe i fotowoltaiczne ze względu na ograniczenia przestrzenne,
 - rozwoju infrastruktury sieciowej i strategicznego zarządzania nią, żeby projekty te mogły oddawać moc, nie zaburzając przy tym m.in. parametrów napięciowych.
- Aby wspomóc przyłączanie nowych źródeł i zarządzanie systemem elektroenergetycznym w 2023 r., do polskiego prawa weszły nowe przepisy ułatwiające m.in.:
 - planowanie rozwoju sieci,
 - łączenie kilku źródeł OZE w jednym punkcie przyłączenia (cable pooling),
 - budowanie linii bezpośredniej.
- Nowe przepisy wymagają jednak korekt, dzięki którym będą mogły w pełni wspierać proces transformacji energetycznej, w tym:
 - w zakresie cable pooling: umożliwienie przyłączenia magazynu energii elektrycznej jako samodzielnej instalacji, skrócenie czasu na wydanie decyzji o warunkach przyłączenia, umożliwienie korzystania z aukcji OZE dla nowych instalacji,
 - w zakresie linii bezpośrednich: zmniejszenie wysokości opłat związanych z eksploatacją linii bezpośredniej, żeby to rozwiązanie było realnym wsparciem dla przemysłu oraz umożliwienie sprzedaży okazjonalnej nadwyżkowej energii bez obowiązku posiadania koncesji na obrót.
- W Polsce konieczne jest też wprowadzenie nowych rozwiązań regulacyjnych, by usprawnić proces zmiany miks energetycznego. Należą do nich m.in.:
 - tworzenie stref przyspieszonego rozwoju OZE,
 - zwiększenie transparentności procesu udzielania warunków przyłączenia,
 - przyspieszenie procedur związanych z inwestycjami w OZE (ang. *permitting*),
 - planowanie rozwoju sieci z wyprzedzeniem, np. poprzez system aukcji mocy przyłączeniowej.

3

1

MKiŚ, Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r., 2024, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.

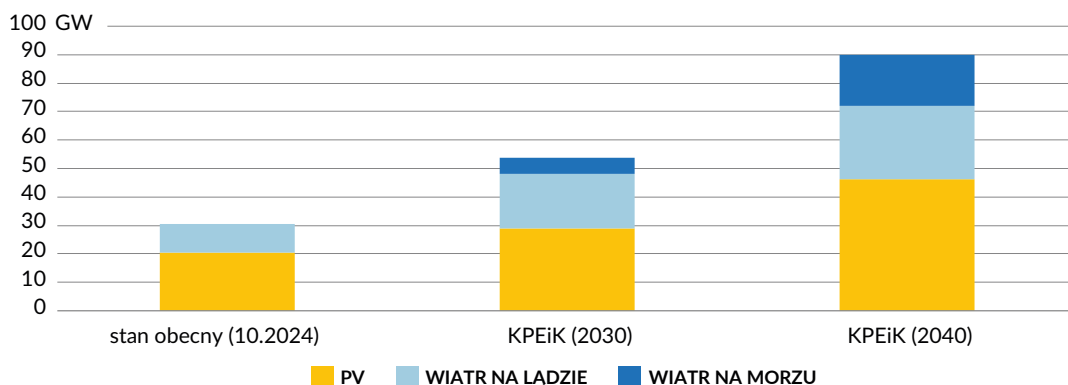
1. Cel i kontekst raportu

Polska elektroenergetyka weszła w fazę dynamicznej transformacji. Od początku lat 20. udział źródeł odnawialnych w wytworzonej energii elektrycznej wzrósł z 15% do niemal 30%². Tempo zmian nie spowalnia – zgodnie z projektem *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu* (KPEiK) moc w fotowoltaice oraz elektrowniach wiatrowych na lądzie może wzrosnąć z obecnych 18 GW i 10,5 GW (wrzesień 2024 r.)³ do 29 GW i 19 GW w roku 2030⁴. Według wydanych warunków przyłączenia na inwestycje czeka 26 GW w elektrowniach fotowoltaicznych i 7 GW w elektrowniach wiatrowych na lądzie⁵.

Jednocześnie rozwija się morska energetyka wiatrowa – 5,9 GW do roku 2030 i 18 GW w dalszej perspektywie. Do końca obecnej dekady 56% energii elektrycznej ma pochodzić z OZE, a w roku 2040 wartość ta ma wzrosnąć do 69%⁶.

Żeby tak się stało, planowane nowe moce OZE będą musiały znaleźć dla siebie miejsce w polskim systemie elektroenergetycznym.

Wykres 1. Obecne i potrzebne moce słoneczne i wiatrowe w Polsce w latach 2030 i 2040



Źródło: Forum Energii, Miesięcznik, wrzesień 2024, <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik>; MKiŚ, *Krajowy Plan w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r.* (aktualizacja z 2019 r.), <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.

Celem niniejszego raportu jest przedstawienie rozwiązań dotyczących rozwoju i zarządzania sieciami elektroenergetycznymi, pozwalającymi na dalszy dynamiczny rozwój źródeł OZE w Polsce. Analizujemy:

- stan procesu wdrażania rozwiązań zwiększających dostęp źródeł OZE do sieci – w kontekście regulacji unijnych oraz skutecznych rozwiązań stosowanych w innych krajach,
- możliwe dodatkowe działania na rzecz zwiększania możliwości integracji OZE z siecią,
- zapotrzebowanie na rozwój sieci elektroenergetycznej dla tych regionów kraju, w których istnieje duży niewykorzystany potencjał rozwoju źródeł słonecznych i wiatrowych.

² M. Dusito, *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2024*, 2024, Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/transformacja-edycja-2024>.
³ Forum Energii, Miesięcznik, wrzesień 2024 r., <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik>. J. Wójcik, 2024_wrapped od Forum Energii, czyli błyskawiczny przegląd najciekawszych danych z elektroenergetyki, 2024, www.forum-energii.eu/2024_wrapped.

⁴ MKiŚ, *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r.*, Załącznik 3. do KPEiK. *Założenia prognostyczne i metodyka prognozowania*.

⁵ PSE, *Projekt nowego planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034*, 2024, <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034>.

⁶ MKiŚ, *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r.*

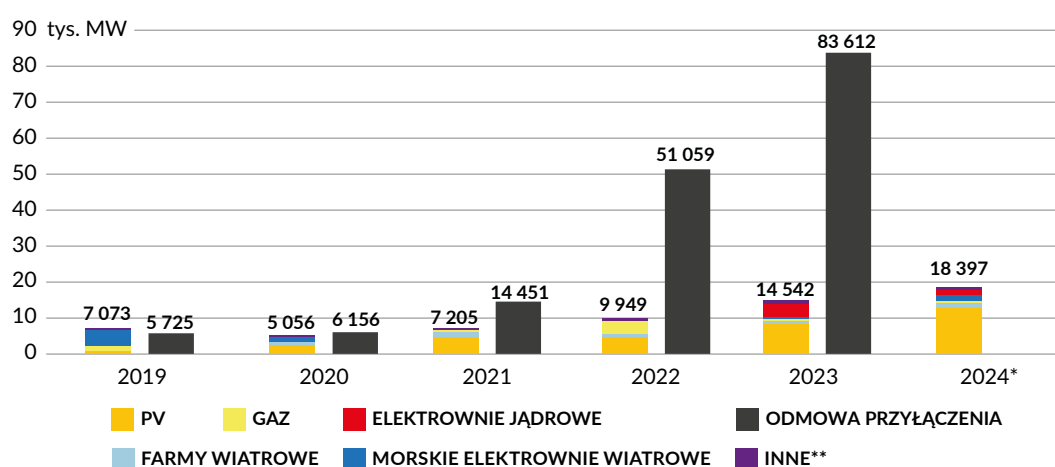
Jedną z głównych barier szybkiego rozwoju OZE jest dostęp nowych mocy do sieci elektroenergetycznej. Oprócz tego, że proces uzyskiwania warunków przyłączeniowych jest długotrwały i nietransparentny, sama infrastruktura sieciowa wymaga inwestycji. Powstała pod auspicjami Urzędu Regulacji Energetyki (URE) *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki* podsumowuje koszt rozwoju sieci do roku 2030 na poziomie 129,5 mld zł⁷. Zgodnie z szacunkami rządowymi do roku 2040 wartość ta może wynieść 500 mld zł⁸. Kwoty te wynikają głównie z potrzeb modernizacji sieci i przyłączania odbiorców, ale też nowych wytwórców energii.

Istnieje coraz większa dysproporcja między wnioskami o określenie warunków przyłączenia nowych projektów do sieci a udzielonymi warunkami przyłączenia (wykres 2). Jedną z najczęściej podawanych informacji w przestrzeni publicznej jest moc projektów OZE, którym operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowego odmówili wydania warunków przyłączenia.

Lawinowy wzrost wniosków o przyłączenie wynika nie tylko z zainteresowania inwestycjami w OZE, ale także z procedur, które niemal wymuszają na inwestorach zachowania spekulacyjne. Inwestorzy nie wiedzą, kiedy i gdzie będą tworzone nowe moce przyłączeniowe, a także, kto już się o nie ubiega. Z tego powodu wnioski składane są na „chybił trafił”, żeby zwiększyć szansę na rozwój projektów.

W konsekwencji, niezależnie od intencji inwestora, samo posiadanie warunków przyłączeniowych stało się pożądanym aktywem. Pozyskiwanie warunków jedynie w celu ich sprzedaży, a nie szybkiej realizacji inwestycji, może opóźniać rozwój OZE w Polsce.

Wykres 2. Wydane warunki przyłączenia i odmowy wydania warunków przyłączenia dla nowych mocy elektroenergetycznych



Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PSE, Energa Tauron, PGE, Enea i URE.

* Brak danych dotyczących wydania warunków przyłączenia.

** W skład kategorii „Inne” wchodzi: elektrociepłownie, elektrownie hybrydowe OZE, wodne, na biogaz, biomasę, pozostałe.

Z wykresu 2 wynika, że wraz ze wzrostem liczby odmów warunków przyłączenia od 2019 r. wzrasta również moc tych warunków przyłączenia do sieci, na które wydano zgodę. Można się też spodziewać, że trend ten będzie kontynuowany dzięki rozwojowi sieci oraz wprowadzeniu możliwości łączenia mocy OZE. Zgodnie z analizą Forum Energii z 2023 r. pt. *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce*, rozwiązanie to może ułatwić przyłączenie 25 GW nowych mocy OZE.

7 URE, *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki*, 2022, <https://www.ure.gov.pl/download/9/13256/file.file>.

8 MKiŚ, *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę*, 2023, <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>.

Niemniej tempo rozwoju źródeł odnawialnych w Polsce będzie musiało przyspieszyć w kolejnych latach. Jesteśmy dopiero w początkowej fazie zmian systemu energetycznego. Nadal głównym źródłem energii elektrycznej w Polsce jest węgiel (57% w 2024 r.)⁹. Zastąpienie go źródłami odnawialnymi wraz z magazynami energii i jednostkami bilansującymi (gazowymi) będzie trwało kolejną dekadę. W dalszej przyszłości planowany jest rozwój energetyki jądrowej.

2. Polska potrzebuje rozwoju sieci

Dotychczas lądowe elektrownie wiatrowe rozwijały się głównie na północy kraju, gdzie warunki wiatrowe były najlepsze. Fotowoltaika w pierwszej kolejności rozwijała się na dachach budynków ze względu na korzystny system dotacji i rozliczania energii¹⁰.

Obecnie rozwój obu tych technologii zależy głównie od możliwości przyłączenia nowych mocy do sieci. Im bliżej stacji transformatorowych lokowane będą nowe inwestycje, tym lepiej – pozwala to uniknąć dodatkowych kosztów budowy linii elektroenergetycznych i towarzyszącej tej rozbudowie infrastruktury sieciowej.

Długoterminowy rozwój źródeł odnawialnych wymaga jednak nowego podejścia do planowania rozwoju sieci. Dotychczas operatorzy rozbudowywali sieci ze względu na konieczność przyłączenia już zaplanowanych inwestycji. Rozwijające się technologie stwarzają jednak możliwość inwestowania w źródła wytwórcze w nowych lokalizacjach. Dzięki temu można z wyprzedzeniem planować rozwój sieci w miejscach, gdzie pożądanym jest rozwój nowych mocy, takich jak:

- **Elektrownie wiatrowe** o większej jednostkowej mocy turbin i optymalizowane na mniejszą wietrzność – większe turbiny (o mocy nawet powyżej 5 MW) lepiej wykorzystują dostępną energię z wiatru i można je ekonomicznie efektywnie lokować w centralnej i południowej Polsce, gdzie warunki wietrzne są nieco gorsze niż na północy kraju¹¹.
- **Rozproszone elektrownie fotowoltaiczne** – nasłonecznienie w większości Polski jest podobne. Umożliwia to planowanie nowych mocy słonecznych w różnych lokalizacjach w kraju¹².

2.1. Planowanie z wyprzedzeniem

Wyniki modelowania polskiego sektora energetycznego przez Forum Energii, ale też inne instytucje analityczne, takie jak Instrat, ARE czy Bank Światowy, wskazują, że najtańszym sposobem rozwoju energetyki jest głęboka dekarbonizacja miks wytwórczego do roku 2040. Powinno to nastąpić głównie poprzez rozwój źródeł odnawialnych. Wynika to m.in. z wysokich kosztów wytwarzania energii z węgla i gazu wywołanych wzrostem cen surowców energetycznych i uprawnień do emisji CO₂.

Zgodnie z modelowaniem przeprowadzonym w ramach *Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu* oraz przez Bank Światowy i Instrat w 2040 r. Polska będzie potrzebowała 26–34 GW mocy w wietrze na lądzie oraz 46–64 GW w elektrowniach fotowoltaicznych.

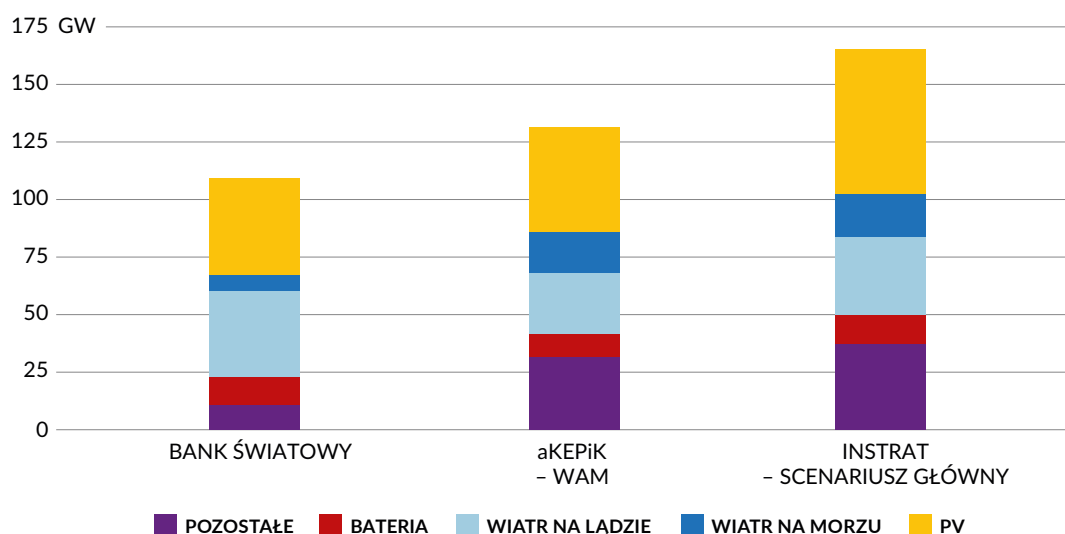
⁹ J. Wójcik, *op.cit.*

¹⁰ T. Adamczewski, Forum Energii, *Mikroinstalacje na zakręcie. Jak zapewnić przyszłość energetyce rozproszonej w Polsce?*, Forum Energii, 2024, <https://www.forum-energii.eu/mikroinstalacje-na-zakrecie-jak-zapewnic-przyszlosc-energetyce-rozproszonej-w-polsce-3>.

¹¹ Bank Światowy, *Global Wind Atlas*, <https://globalwindatlas.info/en>.

¹² Bank Światowy, *Global Solar Atlas*, <https://globalsolaratlas.info/download/poland>.

Wykres 3. Miks elektroenergetyczny w 2040 r. – wyniki modelowania



Źródło: MKiŚ, Załącznik 1. do aKEPiK Scenariusz aktywnej transformacji, 2024, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>; Instrat, *Trzy dekady wyzwań. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.*, 2024, <https://instrat.pl/trzy-dekady-wyzwan/>; Bank Światowy, *Poland. Country Climate and Development Report*, 2024, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099103124172034930/pdf/P5005511e19baf0541b05618a228149c006.pdf>.

Łądowa energetyka wiatrowa i elektrownie fotowoltaiczne potrzebują odpowiednich terenów, na których można je zbudować. Rozwój energetyki wiatrowej oraz słonecznej ma istotne ograniczenia przestrzenne. Elektrownie wiatrowe mogą powstawać tylko z dala od budynków i obszarów chronionych, a farmy fotowoltaiczne nie mogą powstawać na najlepszych gruntach ornych.

Zgodnie z analizami przestrzennymi wykonanymi przez Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej (PSEW) i Instrat¹³, maksymalny potencjał mocy tych źródeł to:

- wiatr na morzu: 33 GW,
- wiatr na lądzie: 41–44 GW,
- fotowoltaika zawodowa: 47,4 GW (oraz 41,7 GW na dachach).

Jak wynika z modelowania (wykres 3) do pokrycia rosnącego zapotrzebowania na bezemisyjną energię do 2040 r. konieczne będzie zrealizowanie inwestycji w nowe moce wytwórcze, zbliżając się do maksymalnych potencjałów. Jednocześnie po roku 2040 zapotrzebowanie na nowe moce OZE będzie ciągle rosło ze względu na dalszą redukcję mocy węglowych oraz wzrost zapotrzebowania na energię do produkcji zielonego wodoru¹⁴. Będzie to wymagało nowego podejścia do planowania sieci i inwestycji w OZE, żeby optymalnie wykorzystać dostępną przestrzeń, nie konkurując z innym użytkowaniem terenu.

¹³ P. Czyżak i in., *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*, 2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/06/Instrat-Co-po-w%C4%99glu.pdf>; PSEW, *Energetyka wiatrowa na nowo*, 2024, <http://psew.pl/414-gw-z-ladowej-energetyki-wiatrowej-do-2040-roku-jest-mozliwe-psew-oszacowal-potencjal-wiatr/>.

¹⁴ T. Adamczewski, *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, Forum Energii, 2024, <https://www.forum-energii.eu/zielone-gazy-biometan-i-wodor-w-polsce>.

2.2. Gdzie planować rozwój sieci dla nowych inwestycji OZE?

Dotychczas źródła odnawialne budowane były tam, gdzie można było uzyskać warunki przyłączenia do sieci, oraz tam, gdzie warunki pogodowe były optymalne. Dalszy rozwój OZE będzie jednak wymagał innego podejścia i wyjścia naprzeciw potrzebom rozwoju nowych mocy w miejscach, gdzie do tej pory sieć elektroenergetyczna była słabo rozwinięta. Takie podejście wpisuje się w koncepcję inwestycji wyprzedzających (ang. *Anticipatory Investments*), opisanych w unijnym planie działania na rzecz sieci (podrozdział 3.3.)¹⁵.

Widząc skalę wyzwania, które stoi przed nami, plany rozwoju sieci powinny z wyprzedzeniem uwzględniać doprowadzanie linii i stacji transformatorowych do miejsc, w których jest największy niewykorzystany potencjał dla energetyki wiatrowej i słonecznej. Rozproszenie nowych mocy może również pomóc w wytwarzaniu energii bliżej odbiorów, zmniejszając straty w przesyłach i dystrybucji. Może to także sprzyjać bardziej równomiernemu rozłożeniu korzyści społecznych wynikających m.in. z:

- powstawania nowych miejsc pracy,
- wpływów z podatków od nieruchomości dla gmin i miast¹⁶,
- dostępu do tańszej energii przez możliwość współinwestowania w elektrownie wiatrowe i słoneczne, m.in. na zasadach prosumenta wirtualnego¹⁷.

Na potrzeby tego raportu została wykonana analiza przestrzenna. Mapa 1 wskazuje miejsca w Polsce o dużym potencjale rozwoju fotowoltaiki i energetyki wiatrowej pod względem dostępności odpowiedniej przestrzeni dla inwestycji tego typu. Kolejne mapy przedstawiają obszary dla potencjalnego rozwoju OZE w pięciokrotnie wyższej rozdzielności.

8

Przy tworzeniu map zostały zachowane obostrzenia przestrzenne, takie jak¹⁸:

- minimalna odległość od budynków i obszarów chronionych,
- możliwość lokowania inwestycji PV tylko na gorszych rodzajach gruntów ornych.

Jednocześnie mapy pokazują, gdzie jest już poprowadzona sieć wysokiego napięcia (110–400 kV) i umieszczone stacje transformatorowe. Mapy dają więc pogląd, w których rejonach kraju istnieje konieczność zaplanowania rozwoju sieci potrzebnych do realizacji nowych projektów.

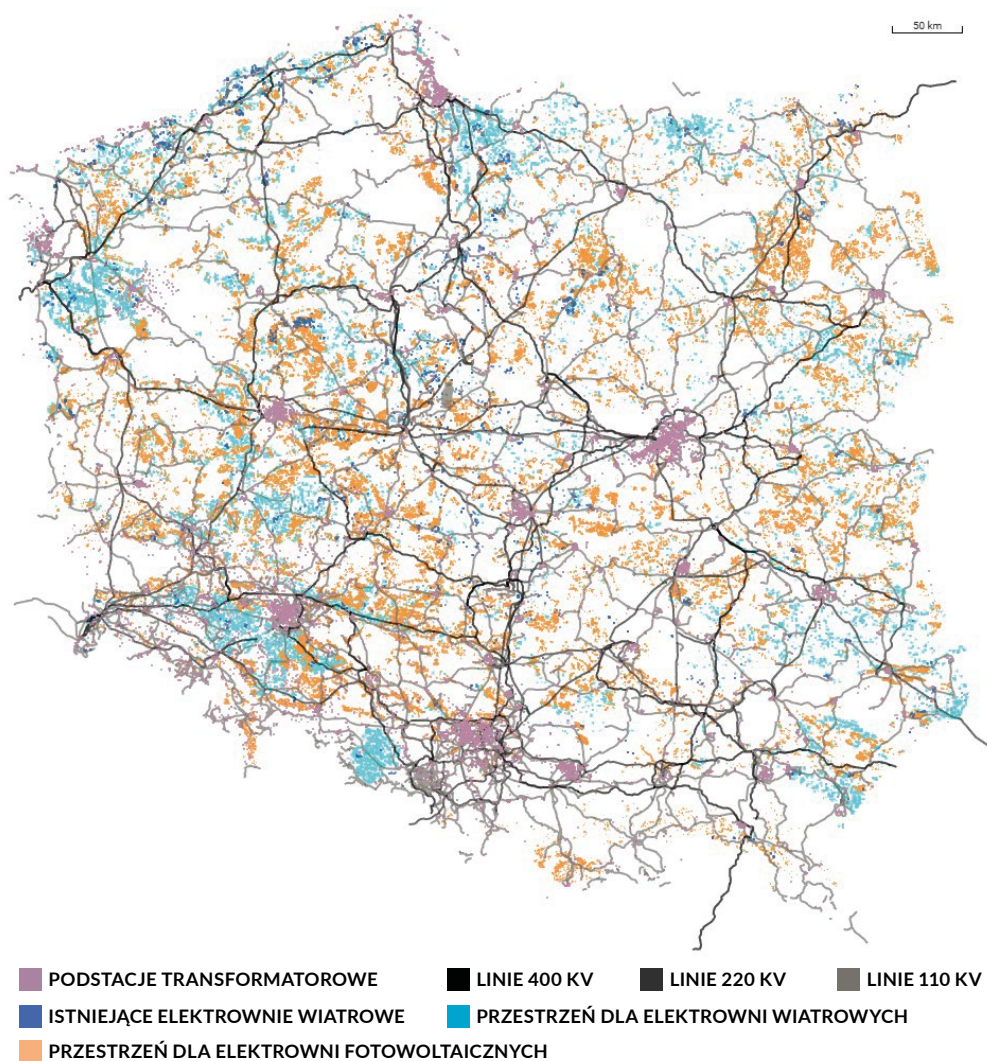
¹⁵ Komisja Europejska, *Komunikat Komisji Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów. Sieci, brakujące ogniwo – unijny plan działania na rzecz sieci*, 2023, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52023DC0757>.

¹⁶ PSEW, TPA Poland / Baker Tilly TPA, *Energetyka wiatrowa w Polsce. 11. Edycja Raportu 2024*, 2024, <https://windenergy-tpa.pl/>.

¹⁷ Energa, *Prosument wirtualny – to warto o nim wiedzieć*, <https://www.energa.pl/zielone-pojecie/oszczedzanie/prosument-wirtualny.html>.

¹⁸ Szczegółowe założenia do stworzenia map 1 i 2 opisano w załączniku 1.

Mapa 1. Obszary potencjalnego rozwoju OZE oraz istniejące sieci elektroenergetyczne wysokich napięć w Polsce

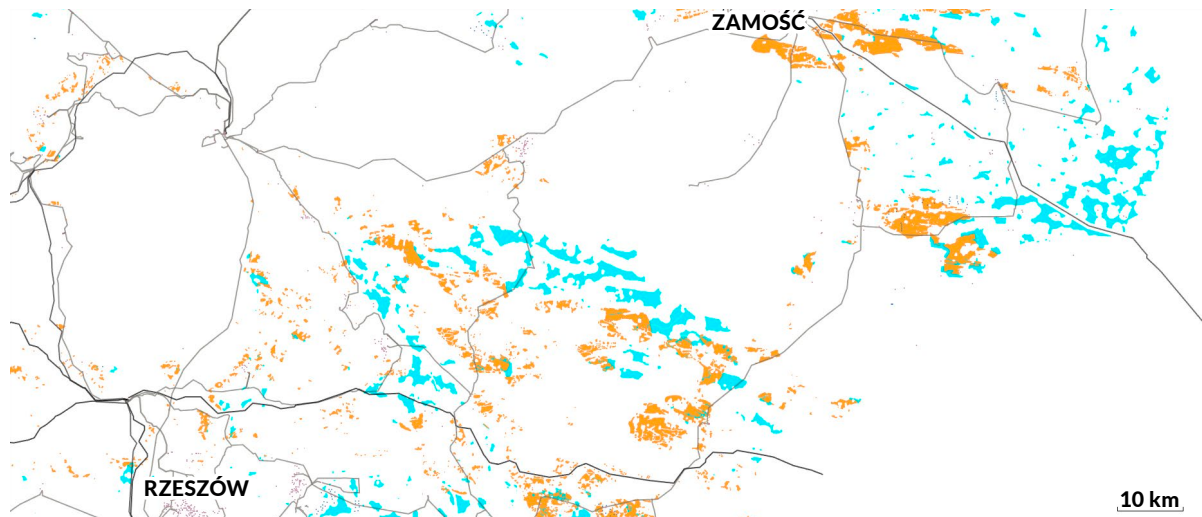


Źródło: opracowanie własne na podstawie ograniczeń przestrzennych i źródeł wskazanych w załączniku 1.

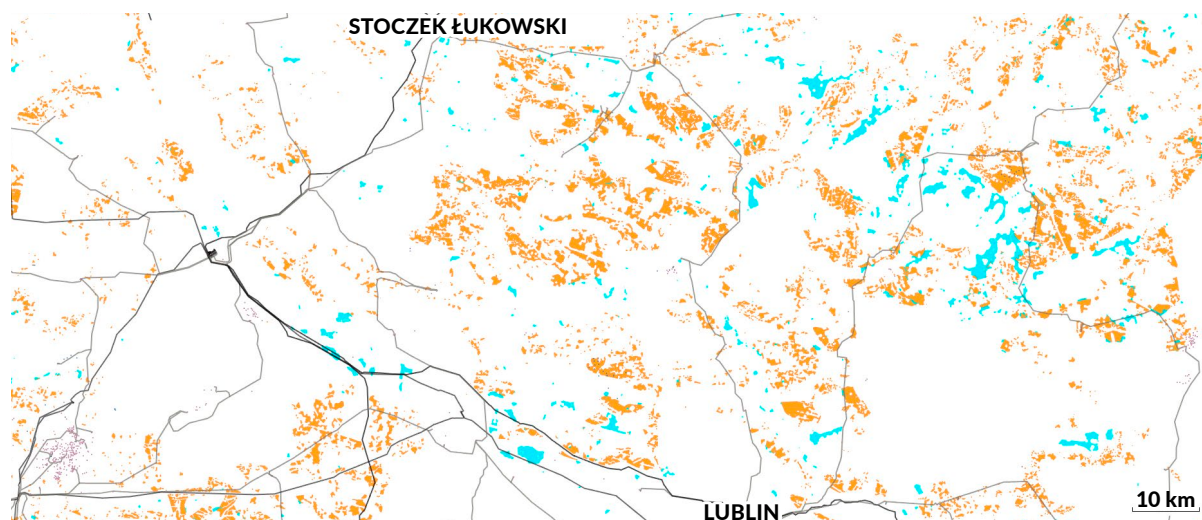
Jak wynika z mapy 1 w Polsce jest wiele miejsc, w których istnieje przestrzeń do rozwoju OZE, a jednocześnie sieć elektroenergetyczna potencjalnie nie jest wystarczająco rozwinięta. Przykładami mogą być obszary przedstawione na mapie 2.

Mapa 2. Obszary potencjalnego rozwoju OZE i istniejące sieci elektroenergetyczne wysokich napięć

a) tereny między Zamościem a Rzeszowem



b) tereny między Stoczkiem Łukowskim a Lublinem



Źródło: opracowanie własne na podstawie ograniczeń przestrzennych i źródeł wskazanych w załączniku 1. Legenda znajduje się przy mapie 1.

Przykłady zaprezentowane na mapie 1 i 2 są wyłącznie poglądowe – nie stanowią rekomendacji konkretnych działań. Poszczególne inwestycje zajęłyby znacznie mniejsze powierzchnie niż wynikałoby z powyższych wizualizacji (przykładem są istniejące elektrownie wiatrowe będące inwestycjami punktowymi). Możliwość wykorzystania wskazanych terenów pod inwestycje będzie też zależała od akceptacji tych działań przez lokalną społeczność.

Żeby móc wykorzystać potencjalny obszar dla rozwoju rozproszonego OZE, zarówno operatorzy systemów, lokalne władze, jak i inwestorzy muszą się porozumieć co do zasadności rozwoju sieci:

- operatorzy systemów muszą mieć uzasadnioną potrzebę inwestycji w sieć,
- konieczni są inwestorzy, którzy wykorzystają nowobudowaną sieć,
- lokalne władze muszą wyrazić zgodę na uwzględnienie nowych inwestycji w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego.

Istnieje więc problem związany z potrzebą inicjacji działań, żeby inwestycje mogły zostać rozpoczęte. Rozwiązaniem dylematu „kto pierwszy” są dwa mechanizmy:

- 1) aukcje na moc przyłączeniową,
- 2) strefy OZE.

Przykład wdrożenia aukcji na moc przyłączeniową zastał opisany w kolejnym rozdziale wraz z innymi rozwiązaniami dotyczącymi lepszego zarządzania sieciami elektroenergetycznymi, wynikającymi ze stosowanych przepisów i praktyki w innych krajach Unii Europejskiej. Do maja 2025 r. państwa UE powinny przygotować mapy potencjału OZE podobne do tych w niniejszym raporcie, żeby móc lepiej planować rozwój sieci i rozwój źródeł odnawialnych. Natomiast do lutego 2026 r. powinny zostać wyznaczone strefy OZE (tabela 2).

11

3. Regulacje i rozwiązania w Unii Europejskiej

Regulacje dotyczące sieci elektroenergetycznej należą do kompetencji dzielonych pomiędzy UE a państwa członkowskie. Od 1996 r. kolejne pakiety energetyczne UE sukcesywnie liberalizowały rynek energii, sprawiając, że sektor stawał się bardziej transparentny i otwarty na konkurencję. Przepisy dotyczące sieci skupiały się na integracji rynków (interkonektory, sieć przesyłowa, kodeksy sieciowe) czy zapewnieniu konkurencji (niezależności operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych od wytwórców i spółek obrotu, ang. *unbundling*). W ostatnich latach, wraz z dynamicznym rozwojem OZE, coraz więcej unijnych postanowień dotyczyło też funkcjonowania sieci dystrybucyjnej. Państwa członkowskie nadal mają jednak dużą swobodę, m.in. w zakresie kierunków rozbudowy sieci, mechanizmów finansowania jej czy zasad taryfowania (zwłaszcza w kluczowym dziś obszarze systemów dystrybucyjnych).

W kolejnej sekcji przedstawiono najważniejsze akty prawne i strategiczne UE dotyczące rozwoju sieci elektroenergetycznej oraz dobre praktyki z innych państw. Szczegółowe wnioski dotyczące prawa polskiego zawarto w rozdziale 4.

3.1. Rynek energii po reformie

Główne ramy prawne wewnętrznego rynku energii w UE wyznaczają:

- dyrektywa rynkowa¹⁹,
- od 2019 r. rozporządzenie rynkowe²⁰.

Oba te akty zostały znówelizowane przy okazji reformy rynku energii elektrycznej z lipca 2024 r.²¹.

Dokumenty te wymagają między innymi pełnego rozdzielenia (*unbundling*) operatorów systemów przesyłowego i dystrybucyjnego od aktywności w innych segmentach (jak wytwarzanie, obrót, magazynowanie energii elektrycznej czy eksploatacja publicznych punktów ładowania pojazdów elektrycznych). Dodatkowo oba akty wymagają szeregu działań związanych z zapewnieniem transparentności funkcjonowania i rozbudowy sieci oraz wdrażania mechanizmów poprawiających jej efektywność. Podsumowanie najważniejszych aspektów dyrektywy rynkowej i rozporządzenia rynkowego w podziale na akty prawne przedstawia tabela 1.

¹⁹ Od 1996 r. 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 L 158/125).

²⁰ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz. Urz. UE 2024/1747).

²¹ Rada Europejska, Reforma rynku energii elektrycznej: Rada zatwierdza zaktualizowane przepisy, 2024, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2024/05/21/electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/>.

Tabela 1. Wybrane kwestie sieciowe w dyrektywie rynkowej i rozporządzeniu rynkowym (niebieskie pola opisują dyrektywę, a czerwone – rozporządzenie)

Temat	Dyrektywa rynkowa i rozporządzenie rynkowe z 2019 r.	Zmiany od 2024 r.
Linia bezpośrednia i elastyczne umowy przyłączeniowe	Umożliwienie wdrożenia linii bezpośrednich (art. 7)	Ramy dla elastycznych umów przyłączeniowych (ang. <i>non-firm connection agreements</i>) (art. 6a)
Informacja o mocach przyłączeniowych	Operator systemu dystrybucyjnego (OSD) dostarcza użytkownikom systemu informacje niezbędne im do skutecznego dostępu do systemu (art. 31)	OSD co najmniej kwartalnie publikuje w przejrzysty sposób: - informacje na temat mocy przyłączeniowej dostępnej dla nowych przyłączy, - możliwości elastycznego przyłączenia na obszarach, na których występują ograniczenia przesyłowe (art. 31)
	Operator systemu przesyłowego (OSP) publikuje ogólne zagregowane informacje na temat systemu (art. 50)	OSP publikuje co najmniej miesięcznie jasne informacje na temat przepustowości sieci dla nowych przyłączy o dużej szczegółowości przestrzennej (art. 50). OSD współpracują z OSP (art. 57)
Plany rozwoju sieci	Co dwa lata sporządzane są plany rozwoju sieci, które muszą uwzględniać rozwój OZE, elektryfikację transportu, a także elastyczność strony popytowej, budowę magazynów energii oraz efektywność energetyczną (art. 51)	
Taryfy sieciowe	Przejrzyste i odzwierciedlające rzeczywiste koszty taryfy strefowe (ang. <i>Time of Use</i>) (art. 18)	Uwzględnianie nakładów inwestycyjnych i kosztów operacyjnych (TOTEX), w tym inwestycji wyprzedzających (ang. <i>anticipatory investments</i>), integracja OZE, sygnały lokalizacyjne, zachęty do elastyczności
Elastyczność	Zapewnienie zachęt umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności (art. 32 i 40)	Obowiązkowa krajowa ocena potrzeb w zakresie elastyczności, w szczególności uwzględnienie strony popytowej i magazynowania, cel krajowy, systemy wsparcia (art. 19e–19h)
	Niedyskryminacyjne, transparentne traktowanie reakcji strony popytowej (art. 12)	
Swoboda wyboru dostawcy	Swoboda wyboru dostawcy na każdy punkt przyłączenia (art. 4)	Odbiorcy mają prawo do więcej niż jednej umowy na dostawę energii (prawo do tzw. podliczników) w tym samym punkcie przyłączenia (art. 4)
Redysponowanie źródeł wytwórczych	Niedyskryminacyjne, oparte na przejrzystych kryteriach, priorytet ma redysponowanie rynkowe (art. 13)	

Źródło: opracowanie własne.

Opisane w tabeli 1 zmiany unijnych przepisów będą w znaczącym stopniu wpływać na wzrost transparentności i optymalizację funkcjonowania systemów elektroenergetycznych, ze szczególnym uwzględnieniem większej integracji OZE.

3.2. Regulacje przyspieszające inwestycje w OZE

Znowelizowana w 2023 r. unijna dyrektywa OZE (dyrektywa RED III) ma ułatwiać nowe inwestycje w instalacje OZE tak, aby możliwe było spełnienie celów klimatycznych UE na 2030 r.²² W tym celu do dyrektywy dodano przepisy mające **przyspieszyć rozbudowę niezbędnej infrastruktury sieciowej**.

Dyrektywa RED III wymaga, żeby łączny czas wydawania wszystkich pozwoleń administracyjnych (ang. *permitting*) dla instalacji OZE wynosił 2–2,5 roku w przypadku fotowoltaiki i wiatraków na lądzie. Terminy te są ok. trzy razy krótsze niż faktyczny czas uzyskiwania kompletu zezwoleń w Polsce dla farm wiatrowych czy większych inwestycji PV²³. Wymóg ten obejmuje również uzyskanie warunków przyłączenia do sieci. Nie obejmuje natomiast czasu uchwalania miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego (MPZP)²⁴, który jest w Polsce obowiązkowy dla projektów wiatrowych na lądzie, a od 2026 r. będzie obligatoryjny także dla instalacji PV o mocy powyżej 1 MW.

Terminy te są jeszcze krótsze dla nowotworzonych **obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO)** i wynoszą 1–1,5 roku. Obszary przyspieszonego rozwoju OZE mają zostać wyznaczone na terenach państw już do lutego 2026 r.²⁵ i muszą uwzględniać wystarczająco rozwinięty poziom infrastruktury sieciowej.

Czas na transpozycję niektórych postanowień dyrektywy RED III do prawa krajowego, takich jak nadanie projektom OZE wraz z towarzyszącą im infrastrukturą sieciową statusu inwestycji leżących w nadrzędnym interesie publicznym czy przyspieszenie wydawania pozwoleń administracyjnych (poza OPRO), upłynął już w pierwszej połowie 2024 r. Polska nie wdrożyła terminowo tych postanowień dyrektywy RED III, co stanowi naruszenie prawa UE.

Należy podkreślić, że pojęcie nadrzędnego interesu publicznego nie jest tożsame z inwestycją celu publicznego z polskiej ustawy o gospodarce nieruchomościami²⁶ i nie odnosi się do potencjalnych wyłączeń pod inwestycje w OZE. Wymogi dyrektywy dotyczą jedynie stosowania uproszczonych procedur wydawania pozwoleń.

13

RED III po raz pierwszy dotyczy też inwestycji sieciowych. Nowododany do dyrektywy art. 15e mówi o **obszarach dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnych do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego**. Podobnie jak w przypadku OPRO, w odniesieniu do takich specjalnych obszarów infrastruktury możliwe są istotne odstępstwa od standardowych procedur środowiskowych (jedna ocena strategiczna dla całego obszaru, co do zasady zwalniająca z wymogu uzyskania decyzji środowiskowej dla poszczególnych inwestycji). Przyjęcie takich planów nie jest jednak dla państw członkowskich obowiązkowe (w przeciwieństwie do samych OPRO)²⁷. Termin na transpozycję przepisów RED III w zakresie specjalnych obszarów infrastruktury upływa w maju 2025 r.²⁸

Dyrektywa OZE wymaga też, żeby wszystkie objęte nią procedury administracyjne, w tym także te dotyczące infrastruktury sieciowej, były przeprowadzane w najszybszym możliwym trybie. W 2025 r. Komisja Europejska ma wydać bardziej szczegółowe wytyczne dotyczące przyspieszenia inwestycji sieciowych (podobne do wydanych w maju 2024 r. wytycznych i zaleceń dotyczących OZE²⁹).

²² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. Urz. UE L 2023/2413).

²³ T. Adamczewski, *Przyspieszyć rozwój OZE*, Forum Energii, 2023, <https://www.forum-energii.eu/przyspieszyc-rozwoj-oze>.

²⁴ Czas uchwalania MPZP zależy od harmonogramu prac władz lokalnych i może wynosić wiele miesięcy.

²⁵ Instytut Reform, *Rozsądne przyspieszenie: rekomendacje dla wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE*, 2024, <https://ireform.eu/nasze-projekty/nowy-raport-mozemy-miec-wiecej-zielonej-energii-dzieki-wdrozeniu-obszarow-niskiego-ryzyka-srodowiskowego/>.

²⁶ Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1145 ze zm.).

²⁷ Zob. art. 15e ust. 1 dyrektywy OZE.

²⁸ Czyli tak, jak dla większości postanowień dyrektywy RED III (art. 15 ust. 1 ak. 1).

²⁹ Komisja Europejska, *Komisja przedstawia wytyczne i zalecenia mające na celu przyspieszenie wprowadzania energii ze źródeł odnawialnych przed rocznicą REPowerEU*, 2024, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/IP_24_2489.

Jeszcze przed dyrektywą RED III przyspieszenia inwestycji w OZE (i częściowo w sieć) dotyczyło specjalne unijne rozporządzenie ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej³⁰, którego obowiązywanie zostało częściowo przedłużone do końca czerwca 2025 r. Rozporządzenie to dotyczy głównie mniejszych instalacji OZE, ale przewiduje też szybsze terminy przyłączania do sieci (np. proces wydawania zezwoleń dotyczących rozbudowywanych instalacji OZE nie powinien przekraczać 6 miesięcy). W Polsce wymogi tego rozporządzenia zostały wdrożone do prawa krajowego pod koniec 2024 r.³¹

Tabela 2 zawiera podsumowanie obowiązujących terminów związanych z rozwojem OZE wymaganych przez prawo UE.

Tabela 2. Przepisy przyspieszające inwestycje sieciowe w kontekście OZE

Akt prawny	Temat	Termin na transpozycję do prawa krajowego	Transpozycja w Polsce
Dyrektywa RED III	Permitting dla OZE wraz z towarzyszącą infrastrukturą sieciową: 2–2,5 roku	Czerwiec 2024 r.	Brak wdrożenia w terminie – naruszenie dyrektywy
	Nadanie OZE wraz z towarzyszącą infrastrukturą sieciową statusu inwestycji leżących w nadrzędnym interesie publicznym	Luty 2024 r.	Wdrożenie po terminie, w listopadzie 2024 r.
	Wyznaczenie obszarów przyspieszonego rozwoju OZE (OPRO), permitting w ramach OPRO: 1–1,5 roku	Mapowanie: do maja 2025 r.; wyznaczenie obszarów: do lutego 2026 r.	Jeszcze nie wdrożono
	Wyznaczenie obszarów dla infrastruktury sieci i magazynowania niezbędnej do włączenia energii odnawialnej do systemu elektroenergetycznego	Czerwiec 2024 r.	Brak wdrożenia w terminie – implementacja nie jest obligatoryjna
Rozporządzenie przyspieszające wdrażanie rozwiązań w zakresie energii odnawialnej	Tymczasowe ramy dla przyspieszenia inwestycji w OZE, obowiązuje do połowy 2025 r.	Rozporządzenie obowiązuje bezpośrednio	Nowelizacja ustawy OZE z listopada 2024 r.

Źródło: opracowanie własne.

Ponadto sieci elektroenergetyczne zostały uwzględnione w wykazie technologii neutralnych emisyjnie w nowym rozporządzeniu UE promującym przestawienie europejskiego przemysłu na produkcję zielonych technologii (ang. *Net-zero Industry Act*) z czerwca 2024 r. Oznacza to m.in. możliwość uzyskania preferencyjnego, publicznego finansowania inwestycji w innowacje sieciowe.

30 Rozporządzenie Rady UE 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej, (Dz. Urz. UE L 2022/335).

31 MKiŚ, Ustawa z dnia 27 listopada 2024 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2024 r. poz. 1847).

3.3. Nowy unijny plan działania na rzecz sieci

Akty prawne UE są dopełniane przez tzw. miękkie prawo, takie jak komunikaty i strategie. Na tej zasadzie w listopadzie 2023 r. Komisja Europejska ogłosiła wspomniany plan działania na rzecz sieci: *Sieci, brakujące ogniwo – unijny plan działania na rzecz sieci*. Dotyczy on zarówno sieci przesyłowej, jak i dystrybucyjnej i ma na celu identyfikację oraz uporządkowanie wzajemnie powiązanych działań, które w relatywnie krótkim czasie mogą znacząco przyspieszyć rozwój sieci w Europie.

Plan traktuje priorytetowo rozbudowę i modernizację sieci, wskazując jednocześnie, że rozwiązania poprawiające elastyczność funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, w tym po stronie popytowej, będą prowadzić do jej zoptymalizowania.

Dokument podkreśla przy tym konieczność planowania rozwoju sieci elektroenergetycznych wspólnie z instalacjami magazynowania energii, ładowarkami pojazdów elektrycznych czy infrastrukturą wodorową. Podobną tzw. mapę drogową przyjęto wcześniej np. dla sektora energetyki wiatrowej. Infrastruktura sieciowa została też ostatnio wprost wymieniona wśród priorytetów w wytycznych politycznych nowej KE. Świadczy to o rosnącej randze tematu.

Niewystarczający rozwój sieci jest problemem ogólnoeuropejskim. Około 40% europejskich sieci dystrybucyjnych ma ponad 40 lat. W podobnej sytuacji jest Polska, gdzie, w zależności od napięcia, ponad 40 lat ma 30–40% sieci.

Zgodnie z REPowerEU w 2030 r. udział energii z zależnych od pogody OZE (wiatru i słońca) w unijnej sieci elektroenergetycznej powinien osiągnąć ok. 50%, czyli o 20 p.p. więcej niż obecnie. Żeby osiągnąć te cele w 2030 r., moc elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych w Europie musi wzrosnąć do co najmniej 1 000 GW (na koniec 2022 r. było to łącznie 400 GW). Komisja Europejska szacuje, że łączny koszt inwestycji w sieć w tej dekadzie może wynieść w całej Unii nawet 600 mld euro (w Polsce te nakłady są szacowane na ok. 30 mld euro).

W odpowiedzi na te wyzwania KE przedstawiła składający się z 14 punktów plan działania w zakresie sieci energetycznych. Wnioski z komunikatu są skierowane głównie do instytucji europejskich, takich jak ENTSO-E, nowa Organizacja OSD UE czy ACER, ale wpływają one także na władze państw członkowskich oraz krajowych regulatorów (URE) i operatorów sieci.

Rysunek 1. 10 najważniejszych wniosków dla Polski wynikających z unijnego planu na rzecz rozwoju sieci



Źródło: opracowanie własne.

*DSOs Entity, *DSO Entity's identified good practices on Distribution Network Development Plans*, 2024, <https://eudsoentity.eu/publications/download/112>.

3.4. Dobre praktyki w obszarze sieciowym stosowane na świecie

Pomocne we wdrażaniu nowych rozwiązań w energetyce są doświadczenia innych państw w tej kwestii. Polska w ostatnich latach wielokrotnie czerpała z mechanizmów energetycznych sprawdzonych już zagranicą (np. w przypadku rynku mocy przykładem była Wielka Brytania). W tabeli 3 przedstawiono przykłady nowych dobrych praktyk w obszarze zarządzania siecią, które nie funkcjonują jeszcze w Polsce.

Tabela 3. Przykłady dobrych praktyk w obszarze sieciowym z innych krajów

Kraj	Rozwiązanie	Uwagi/źródła
Australia Brazylia USA Wielka Brytania	Rozdzielenie własności majątku sieciowego od zarządzania systemem, za które odpowiada niezależny operator systemu (unbundling). W takim modelu za zarządzanie infrastrukturą oraz bilansowanie i planowanie rozwoju systemu odpowiedzialne są formalnie różne podmioty. W Polsce, tak jak i w innych państwach UE, funkcje te pełni ten sam operator (np. PSE). Wskazane rozwiązanie może zwiększyć niezależność w zakresie planowania (zwłaszcza w dobie coraz ambitniejszych celów transformacyjnych) i pozwolić na sprawiedliwy dostęp do sieci	W Wielkiej Brytanii niezależny operator NESO (National Energy System Operator) został ustanowiony ustawą Energy Act z 2023 r. i rozpoczął działalność 1 października 2024 r. po tym, jak rząd brytyjski za 630 mln GBP odkupił operatora od spółki National Grid, która pozostała właścicielem sieci (National Grid, <i>Sale of Electricity System Operator</i>, 2024, https://otp.tools.investis.com/clients/uk/national_grid2/rns/regulatory-story.aspx?cid=374&newsid=1863818)
Hiszpania	Transparentna, publicznie dostępna w internecie, interaktywna mapa z wolnymi miejscami przyłączeniowymi. Dane są aktualizowane raz na miesiąc	Wymogi unijne mówią o aktualizacji co najmniej raz na kwartał. (e-distribucion, <i>Capacidades de acceso en nodos de red</i>, https://www.edistribucion.com/es/red-electrica/Nodos_capacidad_acceso.html)
	Coroczna aktualizacja planów rozwoju sieci dystrybucyjnej	W Polsce i w większości państw UE – co dwa lata. (DSO Entity, <i>DSO Entity's identified good practices on Distribution Network Development Plans</i>, 2024, https://eudsoentity.eu/publications/download/112)
	Aukcje na moc przyłączeniową	Rozwiązanie opisane na s. 18
Holandia	Platforma do redysponowania źródeł wytwórczych zarządzana przez OSP i OSD, która jest zintegrowana z platformami obrotu energią (odpowiednikami polskiej TGE).	GOPACS, <i>How Does GOPACS Work?</i>, https://en.gopacs.eu/about-gopacs-copy/
	Redysponowanie stanowi tutaj dodatkowy produkt, który można oferować na rynku dnia bieżącego	
	Obowiązkowe uczestnictwo w rynku usług elastyczności (zarządzania ograniczeniami przesyłowymi) dla instalacji o mocy powyżej 1 MW	
Niemcy Francja	Elastyczne umowy przyłączeniowe	RAP, <i>RIP first come, first served</i>, 2024, https://www.raponline.org/toolkit/rip-first-come-first-served/
	Magazyny energii na sieci elektroenergetycznej i w dyspozycji operatora. Operatorzy są bezpośrednio właścicielami tych magazynów. Za zgodą krajowych regulatorów instalacje magazynowania mają na celu stabilizację pracy sieci i ewentualne uniknięcie kosztownych inwestycji w nowe linie	
Szwajcaria	Dynamiczna taryfa dystrybucyjna, zależna od obciążenia sieci w danym momencie	Groupe E, <i>VARIO - The dynamic tariff as an option</i>, https://www.groupe-e.ch/de/energie/elektrizitaet/privatkunden/vario
Włochy	Zmiana sposobu ustalania taryf sieciowych dla operatorów: - odejście od regulacji opartych na nakładach na rzecz premii, - uwzględnianie wydatków operacyjnych obok kapitałowych	Opisane przez Komisję Europejską w unijnym planie działania na rzecz sieci

Aukcje na moc przyłączeniową

Aukcje na moc przyłączeniową mogą być skutecznym rozwiązaniem zwiększającym transparentność i konkurencję w sektorze energetycznym. Rozwiązanie to może też zapewniać efektywniejsze wykorzystanie sieci w przypadku pojawienia się wolnych mocy, np. wskutek wyłączenia jednostki konwencjonalnej czy planowanego rozwoju sieci (podrozdział 2.2.).

Aukcje mogą być organizowane przez operatorów sieci elektroenergetycznych lub organy publiczne. Ich celem jest przede wszystkim zapewnienie, że dostępne moce zostaną przydzielone projektom, które wykazują największą gotowość do realizacji oraz przyniosą największe korzyści dla krajowego systemu energetycznego, jak również będą miały pozytywny wpływ środowiskowy i społeczny (np. stworzą nowe miejsca pracy) oraz wykorzystają pełną dostępną moc przyłączeniową danego punktu. Aukcje umożliwiają także weryfikację wiarygodności i zaangażowania inwestorów, co ogranicza ryzyko „blokowania” mocy przez projekty bez realnych szans na realizację.

Aukcje na moce przyłączeniowe po zamykanych elektrowniach węglowych

To rozwiązanie, w formie przetargów, zastosowano w Hiszpani. Przetargi na moce przyłączeniowe po zamkniętych elektrowniach węglowych są elementem mechanizmu sprawiedliwej transformacji. Dzięki nim można wykorzystać istniejącą infrastrukturę energetyczną i utrzymać miejsca pracy na obszarach po zamykanych elektrowniach węglowych.

Dotychczas w Hiszpanii rozstrzygnięty został jeden przetarg dla istniejącego przyłącza po elektrowni na węgiel brunatny o napięciu 400 kV w Mudéjar (prowincja Teruel)³². W tym miejscu powstanie hybrydowa instalacja wiatrowo-fotowoltaiczna o mocy 1,2 GW połączona z elektrolizerem produkującym zielony wodór.

Kolejne przetargi są w toku. Przeprowadza je Instytut Sprawiedliwej Transformacji (hiszp. ITJ) pod nadzorem Ministerstwa ds. Transformacji Ekologicznej i Wyzwań Demograficznych (hiszp. MITECO).

Co ważne, w przetargach w Hiszpanii kryterium stanowi nie tylko cena. Brane są pod uwagę również aspekty społeczno-środowiskowe. Takie dodatkowe kryteria są zgodne z nowymi wytycznymi KE w kwestii pomocy publicznej dla infrastruktury energetycznej (CEEAG)³³.

W przypadku ww. przyłącza Teruel zwycięzca aukcji (ENEL) zobowiązał się do przeszkolenia 1,3 tys. osób, stworzenia 4,4 tys. miejsc pracy przy budowie instalacji, 250 miejsc pracy przy ich obsłudze i konserwacji oraz wygenerowania 400 miejsc pracy w ramach powiązanych projektów społeczno-gospodarczych. Co najmniej 25% miejsc pracy będzie przeznaczonych dla bezrobotnych kobiet, a w pierwszej kolejności zatrudnianie mają być osoby z zamkniętego kompleksu węglowego.

3.5. Podsumowanie kontekstu europejskiego

Pomimo rozwoju unijnych regulacji sieciowych dalej pozostawiają one państwom członkowskim dużą swobodę w zakresie wdrażania konkretnych rozwiązań. Najwięcej zależy więc od inicjatyw legislacyjnych polskich władz, aktywności URE i działań samych operatorów.

Warto czerpać ze sprawdzonych rozwiązań, które wprowadzono w innych krajach. Implementacja przepisów unijnych jest do tego pierwszym krokiem. Polityka dotycząca sieci powinna obejmować zarówno jej rozbudowę i modernizację, jak i działania w zakresie elastyczności. Rozwój sieci powinien być zoptymalizowany, biorąc pod uwagę wkład elastyczności strony popytowej oraz magazynów.

³² Institution papra la transicion justa, *Adjudicación del primer Nudo de Transición Justa: El Nudo Mudéjar*, <https://www.transicionjusta.gob.es/es-es/Paginas/Adjudicaci%C3%B3n-del-Nudo-Mud%C3%A9jar-de-Transici%C3%B3n-Justa-.aspx>.

³³ Komisja Europejska, *Komunikat Komisji. Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.*, 2022, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)).

Dostrzegając skalę wyzwań, zostały udostępnione środki unijne na rozwój sieci, np. w programach KPO czy FENiKS³⁴. Jednocześnie polski rząd powinien powrócić do koncepcji Funduszu Transformacji Energetyki³⁵ (albo podobnego programu celowego), który miał finansować w szczególności inwestycje w sieci elektroenergetyczne z polskich dochodów budżetowych z EU ETS.

Od 2024 r. państwa członkowskie muszą wykazywać, że na transformację klimatyczną wydały równowartość 100% tych dochodów. W Polsce w ostatnich kilku latach było to ponad 20 mld zł rocznie³⁶, które jednak nie były wydawkowane zgodnie z potrzebami transformacji energetycznej³⁷. Zewnętrzne źródła finansowania pozwolą uniknąć przerzucenia całych kosztów rozwoju sieci na odbiorców końcowych, czyli do taryf.

4. Polskie regulacje sieciowe

W Polsce w ostatnich latach wprowadzono wiele regulacji związanych z ułatwieniem dostępu nowych inwestycji OZE do sieci. Niemniej praktyka pokazuje, że regulacje te wymagają korekt. Wraz z optymalizacją polskiego prawa energetycznego, należy je też dostosować do regulacji unijnych.

4.1. Operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowego

W Polsce podmiotami odpowiedzialnymi za świadczenie usług przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej są odpowiednio operator systemu przesyłowego (OSP) oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych (OSD). W sektorze dystrybucji występuje monopol naturalny pięciu dużych OSD właściwych dla danego obszaru kraju:

- PGE Dystrybucja S.A.,
- Enea Operator Sp. z o.o.,
- Tauron Dystrybucja S.A.,
- Energa-Operator S.A.,
- Stoen Operator Sp. z o.o. (OSD na terenie Warszawy).

Operator systemu przesyłowego (PSE S.A.) to przedsiębiorstwo sieciowe niezależne i niepowiązane z innymi spółkami energetycznymi. Najwięksi OSD należą natomiast do dużych grup kapitałowych zintegrowanych pionowo, tj. grup, w których występują powiązania kapitałowe między podmiotami zajmującymi się wytwarzaniem, obrotem i dystrybucją energii elektrycznej.

Zgodnie ze wspomnianymi przepisami UE krajowi OSD powinni być niezależni od działalności polegającej na przesyłach, obrocie oraz wytwarzaniu energii (*unbundling*). Jako że prawo unijne nie wymaga rozdziału właścicielskiego w Polsce operatorzy pozostają w strukturach grup kapitałowych zintegrowanych pionowo. Przyjęto jednak rozwiązania, które mają gwarantować prawne, organizacyjne i decyzyjne oddzielenie działalności OSD od innej działalności niezwiązanej z dystrybucją. Są to np. programy zgodności, które mają gwarantować m.in. równe traktowanie podmiotów wnioskujących o przyłączenie do sieci oraz określać reguły prawidłowo przeprowadzonych działań w tym zakresie³⁸.

³⁴ Krajowy Plan Odbudowy, <https://www.kpo.gov.pl/>; Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i środowisko 2021–2027, <https://www.feniks.gov.pl/>.

³⁵ Zob. MKiŚ, Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw, 2021, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352303>.

³⁶ M. Dusiło, *op.cit.*

³⁷ NIK, NIK o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych, 2024, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/uprawnienia-do-emisji-gazow-cieplarnianych.html>.

³⁸ Art. 9d ust. 4 ustawy Prawo energetyczne.

Programy zgodności w teorii i praktyce

Programy zgodności regulują kwestie związane z zapewnieniem niezależności OSD w zakresie np. odrębnej siedziby, logo, obsługi klienta, podejmowania decyzji czy obowiązków pracowników. Operatorzy systemów dystrybucyjnych powołują inspektorów ds. zgodności odpowiedzialnych za realizację programów i przygotowywanie corocznych z sprawozdań z ich realizacji.

Program zgodności jest zatwierdzany przez Prezesa URE na wniosek zarządu OSD i jest dostępny na stronie internetowej danego OSD.

Jak jednak zauważył NIK w raporcie dotyczącym funkcjonowania OSD w latach 2018–2022, polityka właścicielska nie prowadziła do zapewnienia, aby gwarantowany w taryfie przychód na pokrycie zaplanowanych nakładów w rozwój sieci dystrybucyjnej był faktycznie na to przeznaczony³⁹.

Sprawozdanie Prezesa URE za 2023 r.⁴⁰ wskazuje na przypadki poważnych naruszeń:

- w jednym z OSD inspektor ds. zgodności poinformował o potencjalnym naruszeniu postanowień Programu Zgodności przez zarząd spółki dominującej, która „zaleciła” operatorowi ograniczenie nakładów inwestycyjnych w latach 2020–2021 w związku z pandemią Covid-19,
- w innej spółce doszło do kilkudziesięciu zdarzeń noszących znamiona nierównoprawnego traktowania w obszarze związanym z przyłączaniem wytwórców do sieci dystrybucyjnej, co może zostać zakwalifikowane jako naruszenie programu zgodności.

Obie sprawy są wyjaśniane przez URE.

20

Obecność OSD w grupach kapitałowych, do których należą także wytwórcy energii, budzi wątpliwości prywatnych inwestorów co do równoprawnego traktowania wszystkich podmiotów, a także rodzi podejrzenia o faworyzowanie wytwórców z tej samej grupy kapitałowej przez OSD. W najbliższych latach działania ustawodawcy powinny dążyć do zwiększenia niezależności OSD od spółek z nią powiązanych i dać pewność inwestorom niezależnym, że nie są poddawani nieuczciwej konkurencji.

4.2. Obowiązki dotyczące rozwoju sieci

Operatorzy systemów elektroenergetycznych w Polsce (OSD i OSP) mają ustawowy obowiązek opracowania **planu rozwoju dla swojego obszaru działania** uwzględniającego zaspokojenie obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię. Plan ten stanowi kluczowe źródło informacji o zamierzeniach inwestycyjnych operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych. Obejmuje on zarówno planowane inwestycje związane z przyłączaniem nowych odbiorców, jak i projekty niezbędne do utrzymania odpowiedniego poziomu niezawodności i jakości świadczonych usług sieciowych.

Plany rozwoju muszą być zatwierdzone przez Prezesa URE, który weryfikuje ich zgodność z ustawą Prawo energetyczne oraz z polityką energetyczną państwa. Nakłady inwestycyjne wykazane w planach rozwoju stanowią podstawę do kalkulacji taryf i wpływają na ustalanie możliwości wydania warunków przyłączenia do sieci. Co istotne, OSP oraz od 2023 r. również OSD mają prawny obowiązek konsultacji projektu planu rozwoju z zainteresowanymi stronami, zamieszczając projekt na swojej stronie i wyznaczając termin na zgłaszanie uwag (nie krótszy niż 21 dni)⁴¹.

Budowa odpornego i elastycznego sektora energetycznego wymaga koordynacji działań OSD z innymi uczestnikami rynku, dlatego plany rozwoju powinny odzwierciedlać aktualne potrzeby rozwoju źródeł odnawialnych.

³⁹ NIK, *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*, 2024, <https://www.nik.gov.pl/kontrole/P/22/015/>.

⁴⁰ URE, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki za rok 2023*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf>.

⁴¹ Pięć głównych krajowych OSD przeprowadzi te konsultacje przy okazji kolejnej aktualizacji planów rozwoju w 2025 r.

4.3. Taryfowanie

Na realizację planów rozwoju oraz możliwość przyłączania większej liczby instalacji OZE do sieci wpływ mają środki finansowe, jakimi dysponują operatorzy systemów. Pozyskiwane są one zasadniczo z trzech źródeł:

- taryf za usługi przesyłu/dystrybucji pobieranych od odbiorców końcowych,
- finansowania zewnętrznego w formie dotacji krajowych oraz unijnych,
- finansowania dłużnego.

Taryfy operatorów są zatwierdzane przez Prezesa URE i ustalane głównie na podstawie planowanych wydatków na rozwój i modernizację sieci oraz uzasadniony zwrot z kapitału.

Taryfy dystrybucyjne wzrastają średnio o ok. **2,9%** rok do roku⁴². Oznacza to, że w przypadku taryfy dystrybucyjnej na rok 2024 była to **podwyżka znacząco niższa niż wskaźnik inflacji**. Jak zauważa KE w unijnym planie działania na rzecz sieci, taryfy sieciowe muszą ewoluować wraz z systemem energetycznym i ich tymczasowy wzrost w długoterminowej perspektywie przełoży się na wzrost bezpieczeństwa energetycznego oraz docelowe obniżenie taryf za usługi dostawy energii.

Biorąc pod uwagę olbrzymie potrzeby inwestycyjne operatorów systemów w Polsce, w najbliższych latach należy spodziewać się dalszego wzrostu stawek taryf. Ważne jest, aby ten wzrost optymalizować, ograniczając wydatki na rozbudowę sieci (tzw. *non-wire solutions*) poprzez stosowanie takich rozwiązań jak:

- linie bezpośrednie,
- współdzielenie miejsca przyłączenia źródeł do sieci (cable pooling),
- elastyczne umowy przyłączeniowe,
- inwentaryzacja i lepsze zarządzanie istniejącą infrastrukturą (o czym piszemy w raporcie *Przyspieszyć rozwój OZE z lutego 2023 r.*⁴³).

21

4.4. Proces przyłączania do sieci

Zasady przyłączania do sieci energetycznej reguluje art. 7 ustawy Prawo energetyczne, przy czym przepis ten nie rozróżnia w wyraźny sposób zasad przyłączania odbiorców energii i jednostek wytwórczych czy magazynów energii.

Przedsiębiorstwa sieciowe są obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączenia, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania energii elektrycznej, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki.

Pierwszeństwo w przyłączeniu do sieci mają instalacje odnawialnych źródeł energii. W celu zapewnienia transparentnego procesu przyłączenia operatorzy systemów są zobowiązani do publikowania na swoich stronach internetowych informacji na temat podmiotów ubiegających się o przyłączenie źródeł do sieci elektroenergetycznej o napięciu powyżej 1 kV oraz dostępnej mocy przyłączeniowej dla planowanych źródeł. Informacje te publikowane są raz na kwartał, przez co najczęściej nie oddają faktycznych informacji o dostępnych mocach w danym momencie (np. w Hiszpanii informacje te publikowane są raz na miesiąc).

Podmiot ubiegający się o przyłączenie źródła lub magazynu energii, który chce przyłączyć się do sieci o napięciu pow. 1 kV, jest zobowiązany do wniesienia **zaliczki na opłatę za przyłączenie do sieci** w wysokości 30 zł za każdy kW mocy w terminie 14 dni od złożenia wniosku o przyłączenie. Wysokość zaliczki nie może być wyższa niż wysokość przewidywanej opłaty za przyłączenie do sieci i nie wyższa niż 3 mln zł.

⁴² URE, Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej na 2024 r., 2023, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11553,Prezes-Urzadu-Regulacji-Energetyki-zatwierdził-taryfy-na-sprzedaz-i-dystrybucje-.html>.

⁴³ T. Adamczewski, *Przyspieszyć rozwój OZE*, op.cit.

Głównym celem tej zaliczki jest zapobieganie blokowaniu mocy przyłączeniowej przez inwestorów, którzy składają wnioski o warunki przyłączenia źródeł wytwórczych wyłącznie w celu handlowania tymi warunkami na rynku wtórnym i bez rzeczywistego zamiaru realizacji inwestycji⁴⁴. Nie jest to jednak rozwiązanie, które faktycznie chroni przed nieuzasadnionym blokowaniem mocy przyłączeniowych. Obecna wysokość zaliczki nie stanowi bowiem skutecznego narzędzia zniechęcającego do składania wniosków o przyłączenie jedynie w celu zarezerwowania możliwości przyłączenia. Na przykład dla inwestycji fotowoltaicznej o mocy 1 MW, której koszt inwestycyjny wynosi ok. 2,5 mln zł⁴⁵, inwestor musi wpłacić 30 tys. zł zaliczki na opłatę za przyłączenie do sieci. Przy czym samo wydanie warunków przyłączenia nie nakłada ani obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie, ani realizacji inwestycji. Zobowiązują one wyłącznie operatorów sieci do niewydawania kolejnych warunków przyłączenia dla danego punktu przez 24 miesiące.

W zależności od zaliczenia wnioskodawcy do określonej grupy przyłączeniowej operator systemu jest obowiązany wydać warunki przyłączenia w terminie od 120 do 150 dni. W praktyce terminy te nie są dotrzymywane przez operatorów, którzy mają możliwość przedłużenia terminu o kolejne 60–75 dni.

Obecnie to inwestorzy są odpowiedzialni za koszty przyłączenia wnioskowanego źródła energii. Wyjątek dotyczy mikroinstalacji, które nie ponoszą żadnych kosztów przyłączenia, oraz instalacji OZE do 5 MW i kogeneracyjnych do 1 MW pokrywających jedynie połowę tych kosztów. Zasadniczo koszt po stronie inwestora ograniczony jest więc do realizacji przyłączenia pomiędzy siecią a instalacją OZE, natomiast obowiązki w zakresie rozbudowy sieci obciążają operatora systemu i jej finansowania z taryfy. Istnieją także przyłącza w tzw. trybie komercyjnym, w którym inwestor partycypuje w większym stopniu w rozbudowie sieci (piszemy o tym w dalszej części tego rozdziału).

22

Najczęstszymi przyczynami odmowy przyłączenia do sieci są brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci, przy czym warunki te są ze sobą silnie skorelowane. Żadne z tych pojęć nie zostało przez ustawodawcę zdefiniowane, więc ich rozumienie opiera się na interpretacji operatorów sieci, Prezesa URE, doktryny prawniczej oraz sądów. Ze względu na to, że niemal każdy problem techniczny można rozwiązać dodatkowymi inwestycjami, pojęcia te nie są intuicyjne⁴⁶.

Przez brak warunków technicznych przyłączenia należy rozumieć techniczną przeszkodę o charakterze trwałym, niedającą się usunąć, pomimo podjęcia prób w tym celu. Chodzi więc o sytuacje wyjątkowe, w których występują obiektywne oraz niemożliwe do usunięcia przeszkody na drodze do realizacji inwestycji mającej na celu przyłączenie⁴⁷.

Operatorzy systemu elektroenergetycznego, aby ocenić, czy istnieją warunki techniczne przyłączenia, sporządzają ekspertyzy wpływu planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny. Operatorzy nie przekazują przy tym wnioskodawcom pełnej treści ekspertyzy, a jedynie jej zagregowane wyniki, które nie przedstawiają kompletnych informacji o stanie sieci i możliwościach przyłączenia. Uzasadnieniem dla przekazywania jedynie części ekspertyzy jest konieczność nieujawniania informacji prawnie chronionych, których podanie do wiadomości mogłoby powodować nieuzasadnione korzyści handlowe po stronie podmiotów trzecich oraz mogłoby stanowić zagrożenie dla bezpieczeństwa energetycznego państwa. Najczęstszą przyczyną odmów przyłączenia do sieci średniego napięcia jest niewystarczająca moc transformatora. W przypadku sieci przesyłowej i sieci 110 kV są to przeciążenia linii napowietrznych⁴⁸.

Zgodnie z nową dyrektywą rynkową operatorzy są zobowiązani do publikacji kryteriów stosowanych do sporządzania ekspertyzy.

⁴⁴ Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, red. Z. Muras i M. Sfora, Warszawa 2016.

⁴⁵ IEO, Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2024, 2024, <https://ieo.pl/raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024>.

⁴⁶ T. Adamczewski, *Przyspieszyć rozwój OZE*, op.cit.

⁴⁷ Informacja Prezesa URE nr 15/2024 dotycząca kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączania do sieci, marzec 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11816,Informacja-nr-152024.html>.

⁴⁸ T. Adamczewski, *Przyspieszyć rozwój OZE*, op.cit.

Przyłączanie magazynów energii do sieci

Magazyny energii podlegają dziś często takiej samej ocenie przez operatora jak źródła wytwórcze. Oznacza to, że operator zakłada w pierwszej kolejności scenariusz „wpuszczania” przez magazyn energii do sieci w sytuacji, gdy jest ona najbardziej obciążona. Takie założenie stoi w oczywistej sprzeczności z biznesowym uzasadnieniem funkcjonowania magazynu energii, który pobiera energię z sieci wtedy, gdy jest ona najtańsza, czyli wtedy, gdy jest jej nadmiar, a oddaje w czasie niedoboru (i wyższych cen).

Zasadnym wydaje się więc określenie innej metodologii badania możliwości przyłączenia magazynów energii oraz wydawania warunków przyłączenia (pod warunkiem zobowiązania się przez operatora magazynu do niewprowadzania energii do sieci w czasie przeciążenia).

Warunki ekonomiczne przyłączenia do sieci elektroenergetycznej to wydatek, który przedsiębiorstwo sieciowe musi ponieść w celu przyłączenia instalacji. Jet on powiązany z kierunkami pozyskania na ten cel możliwych środków. Ocena spełnienia warunków ekonomicznych przyłączenia dokonywana jest z uwzględnieniem zakresu planu rozwoju oraz zbadania zapewnienia w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego faktycznego przyznania środków na realizację inwestycji ujętej w planie rozwoju⁴⁹.

Jeżeli operator systemu stwierdzi brak warunków ekonomicznych dla danego wniosku o przyłączenie, to może zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci w tzw. trybie komercyjnym, ustalając w tej umowie opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci. Oznacza to, że strony umowy o przyłączenie w trybie komercyjnym mogą kształtować wysokość opłaty za przyłączenie w sposób dowolny, a więc w sposób wykraczający poza ramy ustawowe.

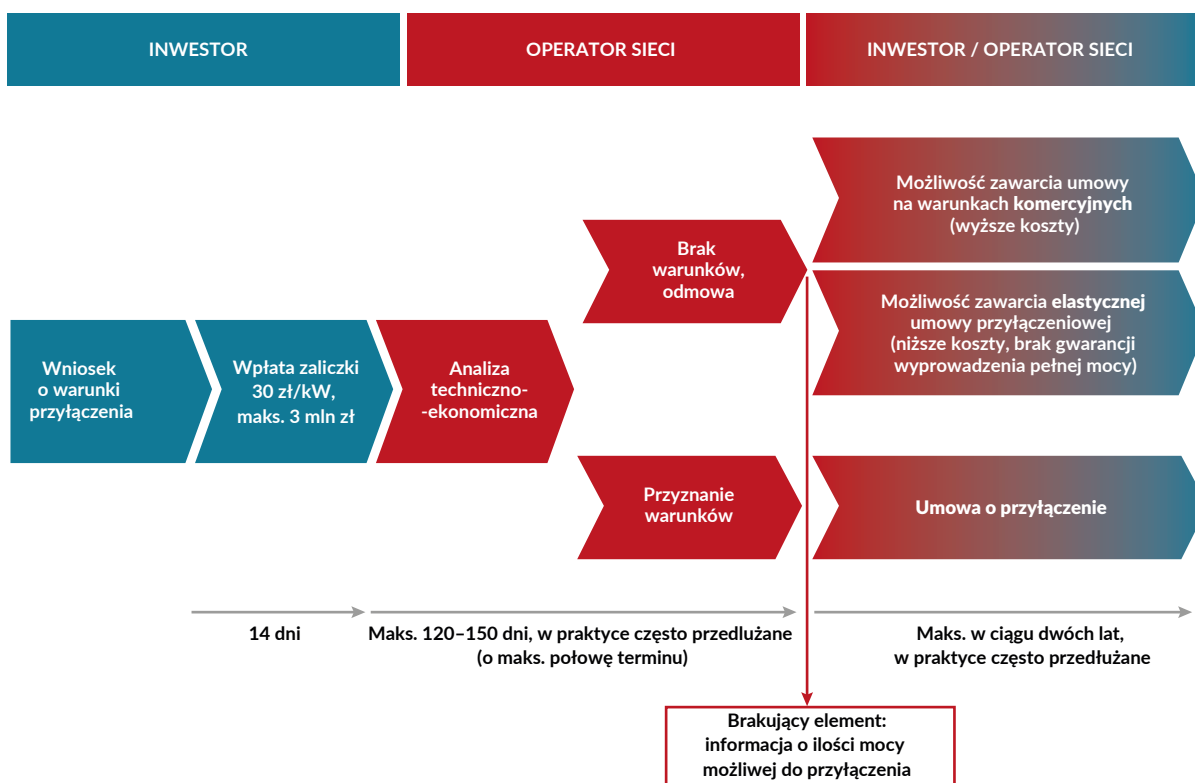
Operator systemu w odmowie zawarcia umowy, z uwagi na brak warunków ekonomicznych, jak i w sytuacji, gdy odmowa jest wydawana zarówno z uwagi na brak warunków technicznych, jak i ekonomicznych, ma obowiązek podać szacowaną wysokość opłaty za przyłączenie w trybie komercyjnym. Na żądanie wnioskodawcy musi on też podać sposób kalkulacji opłaty, z wyszczególnieniem istotnych elementów przyjętych do kalkulacji opłaty.

Obecnie wydawane warunki przyłączenia są ważne przez dwa lata. Zgodnie z raportem NIK dotyczącym funkcjonowania OSD oraz zdaniem samych operatorów sieci, dwuletni okres ważności warunków przyłączenia ogranicza i tak niską przepustowość sieci, ponieważ blokuje możliwość przyłączenia innych źródeł, którym w tym czasie OSD odmawia wydania warunków przyłączenia z powodu zablokowanej mocy⁵⁰.

⁴⁹ Zob. postanowienie Sądu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r., sygn. akt I NSZ 1/18.

⁵⁰ NIK, *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Informacja o wynikach kontroli*, 2024, <https://www.nik.gov.pl/kontrola/P/22/015/>.

Rysunek 2. Uproszczony schemat przyłączania do sieci elektroenergetycznej dużych źródeł OZE



24

Źródło: opracowanie własne.

Obecne regulacje prawne nie sprzyjają konkurencyjnemu i transparentnemu procesowi przyłączania nowych mocy do sieci. Blokowaniu mocy przyłączeniowej mogłoby zapobiegać:

- **skrócenie okresu warunków przyłączenia** (wydawanych na okres dwóch lat), np. w zależności od technologii,
- **progresywna, cykliczna opłata na rzecz operatora** za rezerwację mocy przyłączeniowej – im dłużej inwestor zwleka z realizacją inwestycji, tym wyższą opłatę ponosi.

4.5. Redysponowanie mocy OZE

Zarządzanie systemem elektroenergetycznym jest podstawowym zadaniem OSP i OSD⁵¹. W ramach tego zarządzania operatorzy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego odpowiadają m.in. za:

- prowadzenie ruchu sieciowego w swoich sieciach w sposób efektywny, przy zachowaniu wymaganej **niezawodności** dostarczania energii elektrycznej i **jakości** jej dostarczania,
- zapewnienie **długoterminowej zdolności systemu** elektroenergetycznego w celu zaspokajania uzasadnionych potrzeb w zakresie przesyłania oraz dystrybucji energii elektrycznej,
- **zakup usług systemowych**, usług systemowych nie dotyczących częstotliwości oraz **usług elastyczności** niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej,

51

Główny katalog obowiązków z tym związanych określony został w art. 9c ust. 2 i 3 Prawa energetycznego, rozporządzeniu systemowym oraz w instrukcjach ruchu i eksploatacji sieci właściwych operatorów – IRIESP dla systemu przesyłowego oraz IRIESD dla systemów dystrybucyjnych.

- **bilansowanie systemu elektroenergetycznego**, określanie i zapewnianie dostępności odpowiednich rezerw mocy, zdolności przesyłowych i połączeń międzysystemowych na potrzeby równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, zarządzanie ograniczeniami systemowymi,
- **opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc** w systemie elektroenergetycznym, sporządzanie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym.

Najważniejszą funkcję w zarządzaniu systemem elektroenergetycznym pełni operator systemu przesyłowego (OSP). Wyznacza on standardy działania dla całego krajowego systemu elektroenergetycznego, tj. operatorów systemów dystrybucyjnych, jak również pozostałych użytkowników systemu.

W razie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej operator systemu przesyłowego ma prawo do wprowadzania ograniczeń w dostarczaniu energii elektrycznej do odbiorców⁵². Operator systemu przesyłowego dysponuje mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci przesyłowej oraz, we współpracy z operatorami systemów dystrybucyjnych, jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV. Coraz większe nasycenie krajowego systemu elektroenergetycznego instalacjami OZE doprowadziło do konieczności włączania instalacji OZE do procesów zarządzania systemem. Jednym z tych działań jest redysponowanie.

Redysponowanie

Fundamentalną nowością z punktu widzenia podejścia do funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz obowiązków operatorów systemów jest wprowadzenie do Prawa energetycznego regulacji dotyczących redysponowania źródeł OZE⁵³.

Jest to mechanizm przewidziany w regulacjach UE, pozwalający operatorom systemu, a przede wszystkim operatorowi systemu przesyłowego, na sterowanie pracą instalacji OZE oraz magazynów energii elektrycznej poprzez wydawanie poleceń dyspozytorskich podmiotom użytkującym takie instalacje. Ma to na celu zapewnienie stabilności pracy systemu elektroenergetycznego.

Zgodnie z art. 13 ust. 7 rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁵⁴:

„redysponowanie oznacza środek, w tym ograniczanie wytwarzania, aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, i polegający na zmianie schematu wytwarzania, obciążenia, lub obu, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu.”

Zgodnie z ww. rozporządzeniem operatorzy systemów zyskali prawo do uwzględniania redysponowania w swojej działalności, zamiast rozbudowy sieci elektroenergetycznych, jeśli rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5% rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach OZE przyłączonych do ich sieci.

Redysponowanie stosuje się w przypadku wystąpienia dwóch rodzajów problemów systemowych – bilansowych oraz sieciowych.

⁵² Art. 11 ustawy Prawo energetyczne.

⁵³ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681 z ze zm.).

⁵⁴ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54).

Tabela 4. Rodzaje redysponowania w zależności od problemu

Problem bilansowy	Problem sieciowy
Problem bilansowy (potrzeba równoważenia generacji energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na energię) jest najczęstszym problemem w Polsce, który powodowany jest następującymi czynnikami: • niskie zapotrzebowanie na energię, • wysoka generacja OZE, • zbyt mało elastyczności w systemie: • nieelastyczne źródła konwencjonalne (brak możliwości szybkiej reakcji elektrowni węglowych), • zbyt mała liczba magazynów energii, • nieelastyczna strona popytowa. Z tych powodów redysponowanie najczęściej dotyczy fotowoltaiki w wiosenne i letnie weekendy	Problem sieciowy występuje, gdy sieci energetyczne nie są w stanie przestąpić nadmiaru energii elektrycznej z jednego regionu do reszty kraju. Jest to problem stały np. w Niemczech, które mają niewystarczająco rozwinięte sieci przesyłowe z północy na południe kraju, wskutek czego generacja wiatrowa na północy jest bardzo często ograniczana

Źródło: opracowanie własne.

Mechanizmy redysponowania dzielą się na rynkowe i nierynkowe. Redysponowanie nierynkowe (a więc niedobrowolne) wdrażane jest po wyczerpaniu przez operatora systemu możliwości przywrócenia stabilności systemu elektroenergetycznego poprzez redysponowanie rynkowe. Tabela 5 przedstawia model podejmowania przez PSE decyzji dotyczących tego, czy redysponowanie odbędzie się na zasadach rynkowych czy nierynkowych.

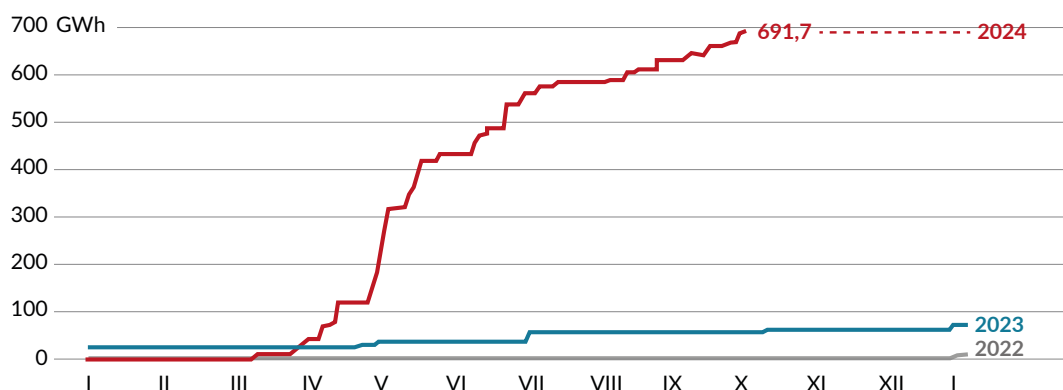
Tabela 5. Redysponowanie rynkowe i nierynkowe

Redysponowanie rynkowe ZASADA	Redysponowanie nierynkowe WYJĄTEK
Otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzi odbioru, w tym znajdujących się w innych państwach członkowskich UE. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych (tzn. za wynagrodzeniem)	Wykorzystywane wyłącznie, w przypadku gdy: 1) brak alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych, 2) wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych, 3) liczba dostępnych jednostek wytwarzania i magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję, 4) aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do wzrostu kosztów. Redysponowanie nierynkowe wiąże się z obowiązkiem wypłaty rekompensaty, chyba że dotknięci nim zostali wytwórcy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii

Źródło: opracowanie własne.

Wraz z rozwojem zależnych od pogody źródeł OZE, rośnie skala ich redysponowania w Polsce (wykres 4). Choć jest to naturalne zjawisko przy dynamicznym rozwoju energetyki wiatrowej i słonecznej, stanowi też wskaźnik opieszałości we wdrażaniu elastyczności systemu elektroenergetycznego (np. magazynów energii, usług elastyczności) oraz braku elastyczności dominujących mocy węglowych w krajowym systemie energetycznym.

Wykres 4. Skumulowane nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych



Źródło: Forum Energii, Miesięcznik, październik 2024.

Problemem zgłaszanym przez sektor OZE jest nadużywanie przez operatorów systemów redysponowania nierynkowego w stosunku do tych instalacji OZE, którym nie przysługują rekompensaty finansowe ze względu na historyczne zapisy w umowach o przyłączenie do sieci, jak i dążenie operatorów do wprowadzania takiego braku gwarancji niezawodnych dostaw energii elektrycznej do nowo zawieranych umów o przyłączenie do sieci. Ryzyko z tym związane będzie obecne przez najbliższych kilka lat, do czasu uruchomienia przez operatorów procesów redysponowania rynkowego, w tym rynku usług elastyczności oraz usług systemowych nie dotyczących częstotliwości.

Przed konsekwencjami redysponowania chroni wytwórców korzystanie przez daną instalację OZE z aukcyjnego systemu wsparcia. Zredukowana przez operatora systemu energia elektryczna może zostać zaliczona do realizacji zobowiązania wynikającego z danego systemu wsparcia, na wniosek wytwórcy skierowany do operatora systemu, do którego sieci jest przyłączony. Może to przyczynić się do przywrócenia atrakcyjności aukcjom OZE jako instrumentowi chroniącemu wytwórcę przed konsekwencjami finansowymi wynikającymi z redysponowania.

27

Regulacje dotyczące redysponowania OZE są nowymi mechanizmami. Ich ostateczne znaczenie oraz wpływ na rynek OZE będzie można ocenić dopiero po wejściu w życie wszystkich rozwiązań związanych z nowym modelem funkcjonowania rynku energii elektrycznej – z nowymi obowiązkami i uprawnieniami operatorów systemów oraz z nowymi obowiązkami przypisanymi instalacjom OZE.

Na tym etapie **konieczne jest zagwarantowanie, poprzez odpowiedni monitoring regulacyjny, tego aby redysponowanie nie było działaniem nadużywającym przez operatorów.** Im szybciej operatorzy zyskają możliwość korzystania z redysponowania rynkowego, tym szybciej obniży się poziom ryzyka związanego z obowiązkowym redysponowaniem nierynkowym.

W celu monitorowania działań związanych z elastycznością i redysponowaniem operatorzy systemów zobowiązani są do przedkładania Prezesowi URE, przynajmniej raz w roku, sprawozdania dotyczącego:

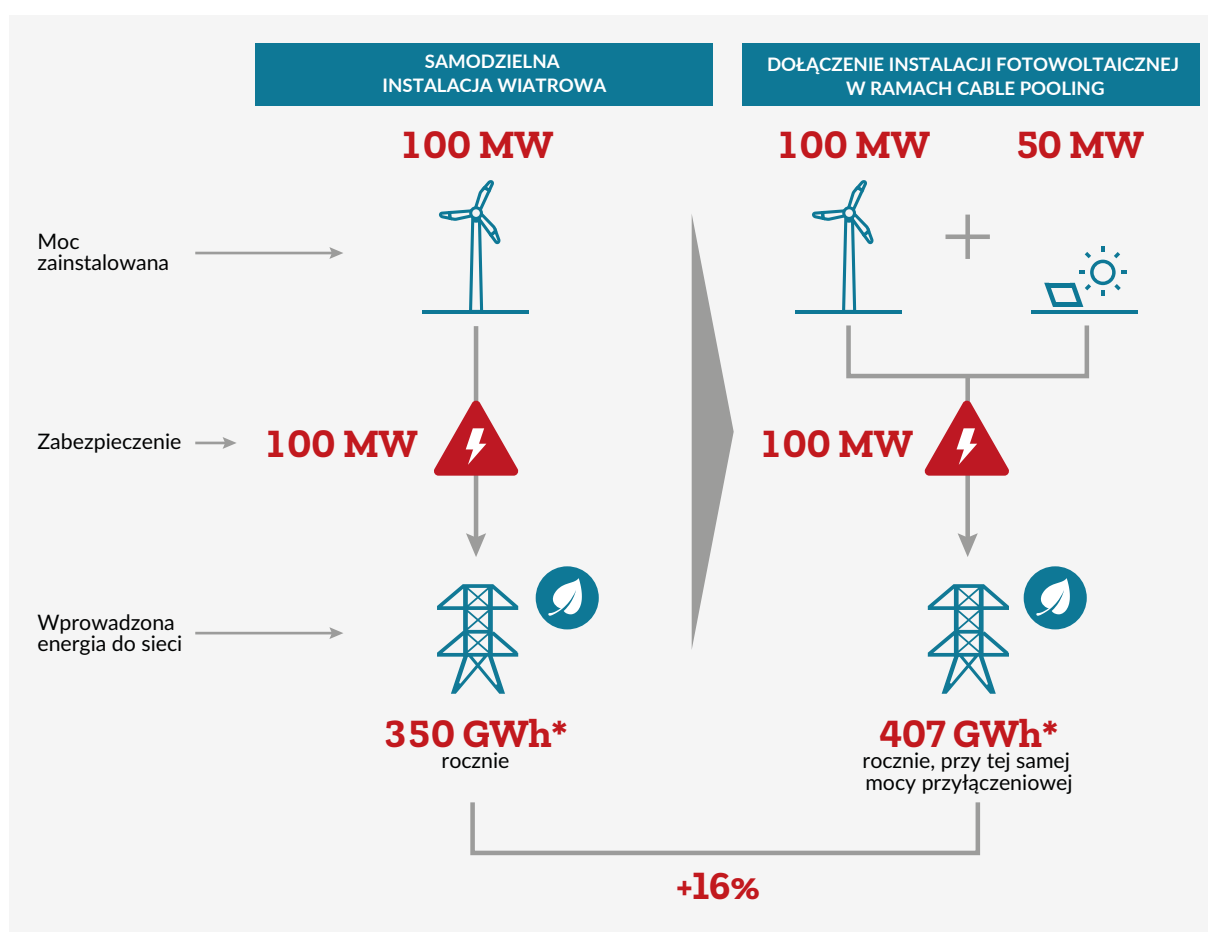
- a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania i magazynowania energii oraz odpowiedzi odbioru,
- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem,
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania wykorzystujących OZE lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i usługi zwiększające elastyczność.

4.6. Cable pooling

Instrumentem służącym krótkoterminowemu zwiększeniu dostępnych mocy przyłączeniowych w krajowym systemie elektroenergetycznym jest możliwość współdzielenia przyłącza przez różne instalacje wytwarzające energię elektryczną z OZE – cable pooling.

Rozwiązanie to zostało wprowadzone do ustawy Prawo energetyczne w październiku 2023 r.⁵⁵ Instalacje OZE korzystające z cable pooling mogą należeć do tego samego lub różnych właścicieli. Podstawową zaletą tego rozwiązania jest możliwość przyłączenia w takim miejscu wielu instalacji OZE, których łączna moc jest większa od mocy przyłączenia do sieci.

Rysunek 3. Zasady funkcjonowania cable pooling



Źródło: opracowanie własne na podstawie: Tundra Advisory, *Prezentacja dot. cable pooling* – Tundra Advisory, 2022, <https://tundraadvisory.com/prezentacja-dot-cable-pooling-tundra-advisory/>.

*W dobrej lokalizacji oznacza 3,5 tys. godzin pracy z pełną mocą w ciągu roku.

**Założona niezmienna generacja wiatrowa, 5% redukcji instalacji PV instalation z normalnej produktywności 1 200 FLH.

Dzięki zastosowaniu tego rozwiązania instalacje OZE o uzupełniającej się charakterystyce wytwórczej, np. instalacja fotowoltaiczna oraz instalacja wiatrowa, mogą jednocześnie wytwarzać i wprowadzać energię elektryczną do sieci (pod warunkiem, że nie przekracza ona określonej przez operatora systemu elektroenergetycznego mocy przyłączeniowej). W konsekwencji zwiększa się liczba dni w ciągu roku, w których energia elektryczna jest wprowadzana do sieci. Pozwala to także osiągnąć **większy średni stopień wykorzystania przyznanej mocy przyłączeniowej**.

Warto zaznaczyć, że regulacje prawne nie wymagają, aby z jednego miejsca przyłączenia korzystały wyłącznie instalacje OZE o odmiennej technologii produkcji energii elektrycznej. Mogą to być również instalacje wyłącznie fotowoltaiczne czy wiatrowe. To, czy takie połączenie ma ekonomiczne uzasadnienie pozostawiono decyzji inwestora (więcej o tym piszemy w raporcie *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce z 2023 r.*⁵⁶).

Obowiązujące przepisy uniemożliwiają jednak – zapewne tymczasowo – przyłączenie magazynu energii elektrycznej jako samodzielnej instalacji na zasadzie współdzielenia przyłącza z instalacjami OZE. Nie wydaje się, aby istniały obiektywne powody, dla których takie ograniczenie powinno funkcjonować⁵⁷. Instalacje OZE, po przyłączeniu do sieci w jednym miejscu, posiadają wspólne miejsce dostarczania energii elektrycznej oraz oddzielne, przypisane każdej z tych instalacji, punkty pomiarowe. Pozwala to na odrębny pomiar energii elektrycznej i tym samym umożliwia jej sprzedaż z każdej instalacji OZE oddzielnie (dla każdej z nich można zawrzeć odrębne umowy sprzedaży energii elektrycznej).

Wszystkie instalacje OZE przyłączone do sieci na zasadzie współdzielenia przyłącza otrzymują jedne warunki przyłączenia oraz objęte są jedną umową o przyłączenie do sieci. Umowa zawiera szczegółowy opis sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych do nieprzekraczania mocy przyłączeniowej. Koszt urządzeń ponoszą podmioty przyłączane do sieci, a nadzór nad ich pracą sprawuje operator systemu elektroenergetycznego.

W celu uzyskania warunków przyłączania dla instalacji OZE na zasadzie cable pooling, o ile należą do odrębnych użytkowników systemu, konieczne jest złożenie do operatora wniosku o określenie warunków przyłączenia. W przypadku gdy objęte wnioskiem o przyłączenie instalacje OZE należą do różnych podmiotów, wniosek ten składa ich reprezentant wskazany w porozumieniu wytwórców.

Rysunek 4. Zakres porozumienia wytwórców uczestniczących w cable pooling

Określenie strony porozumienia zawierającej umowę o przyłączenie do sieci dla wszystkich przyłączonych i planowanych do przyłączenia instalacji OZE	Zasady wspólnej realizacji uprawnień i obowiązków wynikających z umowy o przyłączenie	Zasady współdzielenia zespołów urządzeń służących do wyprowadzania mocy
Zasady współpracy z OSP lub OSD w realizacji takich obowiązków, jak bilansowanie systemu	Zasady rozdziału środków otrzymanych w ramach rekompensaty finansowej w przypadku redysponowania	Określenie lokalizacji punktów pomiarowych właściwych dla poszczególnych instalacji

29

Źródło: opracowanie własne.

W ramach cable pooling możliwe jest przyłączenia kolejnych źródeł OZE do już istniejących instalacji OZE. Co ważne, instalacja przyłączona wcześniej nie musi być modernizowana ani dostosowywana do najnowszych wymogów narzucanych przez operatorów systemów elektroenergetycznych, a wynikających z kodeksu sieci dotyczącego wymogów w zakresie przyłączania jednostek wytwórczych do sieci (NC RfG)⁵⁸. Wymogi wprowadzone po przyłączeniu istniejącej już instalacji OZE mają zastosowanie wyłącznie do instalacji nowo przyłączanej, chyba że istniejąca już instalacja OZE podlega przy tej okazji istotnej modernizacji.

W związku z tym, że regulacje dotyczące łączenia źródeł są stosunkowo nowe, a sam kodeks sieci NC RfG nie precyzuje pojęcia „istotna modernizacja”, kwestia ta jest rozstrzygana ostatecznie przez operatorów systemów elektroenergetycznych na podstawie wydanych przez nich wytycznych.

⁵⁶ T. Adamczewski, *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce*, 2023, <https://www.forum-energii.eu/download/pobierz/cable-pooling>.
⁵⁷ Szczególnie, że magazyn energii elektrycznej może zostać przyłączony w jednym miejscu przyłączenia z innymi instalacjami OZE (o ile magazyn taki stanowić będzie część instalacji OZE korzystającej z tego rozwiązania). Wynika to z tego, że ustawa OZE oraz Prawo energetyczne rozróżniają samodzielne magazyny energii elektrycznej oraz magazyny wchodzące w skład instalacji OZE.

⁵⁸ Opublikowane przez OSP i OSD dokumenty pod ogólną nazwą: *Wdrożenie wymogów wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci*, 2019, https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20190425_Wykaz_dokumentow_spejalniacych_obowiazek_informacyjny_art_41_RfG.pdf.

Z dotychczasowych doświadczeń wynika jednak, że operatorzy zbyt często wskazują na konieczność dostosowania już przyłączonych instalacji OZE do wymogów kodeksu sieci NC RfG. W przypadku wątpliwości decyzję w tej sprawie może wydać Prezes URE. Praktyka operatorów w zakresie wymagania dostosowywania przyłączonych instalacji do wymogów kodeksu sieci NC RfG została poddana krytyce w marcu 2024 r. przez Prezesa URE w jego stanowisku⁵⁹.

Pomimo że cable pooling jest wykorzystywane do dołączania nowych instalacji OZE już w istniejącym punkcie przyłączenia, przepisy Prawa energetycznego nie przewidują uproszczenia czy skrócenia procedury przyłączeniowej. **W dalszym ciągu procedura ta trwa od 120 do 150 dni** i wymaga dokonywania uzgodnień międzyoperatorskich oraz przeprowadzania analizy wpływu na sieć.

Jest to istotne utrudnienie, którego celowość jest niezasadna, skoro w wyniku cable pooling nie dochodzi do zmiany mocy przyłączeniowej. Tak długie okresy na rozpatrzenie wniosków o określenie warunków przyłączenia nie są spójne z ogólnymi wytycznymi UE ujętymi w dyrektywie RED III, które dotyczą skracania procesu uzyskiwania zezwoleń dla inwestycji OZE. Niewątpliwie zatem procedura przyłączania nowych instalacji OZE do już istniejących instalacji, bez zmiany mocy przyłączeniowej w miejscu przyłączenia, powinna ulec zmianie. Pozwoliłoby to na lepsze, a przede wszystkim szybsze wykorzystanie potencjału, jaki ma cable pooling.

Główną zasadą cable pooling jest nieprzekraczanie mocy przyłączeniowej mimo posiadania większej mocy zainstalowanej. Prawo energetyczne przewiduje kilka rodzajów zabezpieczeń przed takim przekroczeniem oraz precyzuje odpowiedzialność inwestorów.

Tabela 7. Zabezpieczenia przed przekraczaniem mocy przyłączeniowej przez instalacje w cable pooling

30

Zabezpieczenia techniczne		Zabezpieczenia finansowe	
Zainstalowanie uzgodnionych w umowie przyłączeniowej urządzeń zapewniających brak przekroczenia mocy przyłączeniowej	W przypadku przekroczenia mocy operator może: - wprowadzić ograniczenia w dostarczaniu przez tego wytwórcę energii elektrycznej do sieci, - całkowicie wstrzymać dostarczanie energii elektrycznej do sieci, bez wypłaty rekompensat oraz bez ponoszenia odpowiedzialności za skutki tych ograniczeń albo odłączenia; wznowienie dostarczania energii następuje po wdrożeniu przez wytwórcę wskazanego przez operatora sposobu zabezpieczenia zdolności technicznych	Opłata za przekroczenie mocy przyłączeniowej w wysokości odpowiadającej określonej w taryfie danego operatora opłacie za nielegalny pobór energii elektrycznej	Odpowiedzialność solidarna wytwórców na zasadzie ryzyka* za naruszenie zobowiązań w zakresie wymagań związanych z korzystaniem z jednego przyłącza do sieci. Odpowiedzialność za spowodowane działaniem lub zaniechaniem którejkolwiek ze stron naruszenie zobowiązań jest ograniczona do rzeczywistej szkody poniesionej przez operatora, powiększonej o bonifikaty**, które musiał on wypłacić swoim odbiorcom i odszkodowania należne użytkownikom systemu przyłączonym do sieci tego operatora

Źródło: opracowanie własne.

* W przypadku odpowiedzialności na zasadzie ryzyka o odpowiedzialności nie decyduje możliwość przypisania wytwórcy winy, lecz sam fakt posiadania lub użytkowania instalacji OZE niezgodnie z warunkami przyłączenia.

** Określane w rozporządzeniu systemowym, rozporządzeniu taryfowym oraz w taryfach operatorów.

59 Prezes URE podkreślił, że zgodnie z art. 7 ust. 3df Prawa energetycznego zasadą jest brak konieczności dostosowywania już przyłączonej instalacji OZE do nowych wymogów, a samo dołączanie poprzez cable pooling nowej instalacji w tym samym miejscu przyłączenia nie oznacza automatycznie, że już przyłączona instalacja musi być modernizowana. Źródło: Informacja Prezesa URE nr 15/2024 dotycząca kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączania do sieci, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11816,Informacja-nr-152024.html>.

Mimo że łączenie źródeł jako takie nie wyklucza korzystania ze wsparcia dla źródeł OZE na gruncie ustawy OZE, to **prawo do takiego wsparcia jest ograniczone tylko do istniejących już instalacji OZE, do których dołączane są nowe**⁶⁰. Takie ograniczenie korzystania z systemu wsparcia nie ma obiektywnego uzasadnienia. Jeśli energia elektryczna, dzięki oddzielnym układom pomiarowym, może być zmierzona i przypisana każdej z instalacji OZE korzystających z cable pooling, to zaangażowane podmioty (np. Prezes URE, Zarządca Rozliczeń S.A., operatorzy systemu czy sprzedawcy zobowiązani) będą miały pełną wiedzę i kontrolę nad ilościami energii elektrycznej, w stosunku do których wytwórca korzysta ze wsparcia.

4.7. Elastyczne umowy przyłączeniowe

Alternatywę do cable pooling, w sytuacji gdy inwestor chce przyłączyć do systemu większą moc niż jest to ustalone w warunkach przyłączenia, są także tzw. elastyczne umowy przyłączeniowe.

Umowy te umożliwiają podłączenie nowych źródeł energii do sieci z pewnymi ograniczeniami dotyczącymi niezawodności dostarczanej mocy. W praktyce oznacza to, że przyłączone źródło może korzystać z sieci na warunkach, które nie gwarantują stałego dostępu do jej pełnej przepustowości. Pozwala to operatorom sieci na elastyczniejsze zarządzanie obciążeniem sieci, umożliwiając integrację większej liczby źródeł odnawialnych bez konieczności natychmiastowej rozbudowy infrastruktury sieciowej. W umowie można określić warunki i czas, w których byłaby ograniczana moc przyłączeniowa.

Choć dla inwestorów może to wiązać się z pewnym ryzykiem niestabilności dostępu do sieci, to koszty takiego przyłączenia są zazwyczaj niższe, co może być atrakcyjną alternatywą dla całkowitego braku możliwości przyłączenia nowego źródła. W innych państwach tego typu umowy stosowane są w szczególności przy przyłączaniu magazynów energii, a w Holandii są szeroko stosowane także w innych segmentach.

W Polsce wzory umów przyłączeniowych zawierają zasadniczo zapisy uprawniające operatorów systemów do ograniczania gwarantowanej mocy przyłączeniowej lub wprowadzania ograniczeń operacyjnych, skutkujących brakiem gwarancji niezawodnych dostaw energii. Nie przekłada się to jednak na ułatwienia w zakresie przyłączania nowych źródeł czy niższe koszty przyłączenia.

Przepisy dopuszczają jednak możliwość negocjowania umów o przyłączenie, co oznacza, że operatorzy systemów mogliby przyłączać np. magazyny energii pod warunkiem zobowiązania do niewprowadzania energii do sieci w momentach jej największego obciążenia. Pomimo możliwości negocjowania umów o przyłączenie w praktyce operatorzy rzadko z tej możliwości korzystają⁶¹. Dlatego dobrym rozwiązaniem byłoby skodyfikowanie zawierania elastycznych umów przyłączeniowych (ang. *non-firm connection agreement*).

4.8. Linia bezpośrednia

Innym rozwiązaniem pozwalającym na szybsze zwiększenie mocy wytwórczych w systemie elektroenergetycznym, a także zapewnienie taniej energii z OZE dla przemysłu, jest linia bezpośrednia.

Obecnie linia bezpośrednia może łączyć wydzieloną jednostkę wytwórczą z odbiorcą końcowym⁶² w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów, w tym:

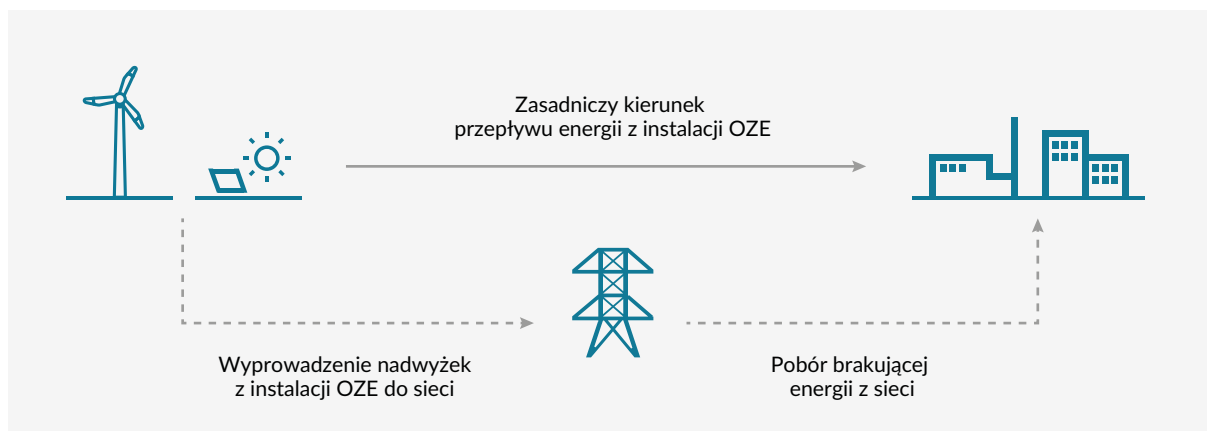
- urządzeń lub instalacji,
- podmiotów będących ich jednostkami podporządkowanymi lub
- odbiorców przyłączonych do sieci, urządzeń lub instalacji tych przedsiębiorstw.

⁶⁰ Art. 70a ust. 2¹–2³, art. 70b ust. 10e, art. 71 ust. 1b, 1c, art. 75 ust. 1b–1e ustawy OZE.

⁶¹ Ma to uzasadnienie w art. 4 i 7 Prawa energetycznego i w zasadzie równoprawnego traktowania podmiotów starających się o przyłączenie. Bez podstawy prawnej oraz kryteriów ustalonych w odpowiedniej ustawie operatorzy nie będą prowadzić takich uzgodnień ze względu na ryzyko kary administracyjnej nakładanej na podstawie art. 56 Pe.

⁶² Albo z instalacjami należącymi do innego przedsiębiorstwa energetycznego – spółki obrotu.

Rysunek 5. Funkcjonowanie linii bezpośredniej



Źródło: opracowanie własne.

Podobnie jak przypadku regulacji dotyczących cable pooling przepisy zmieniające istotnie zasady wykorzystywania linii bezpośrednich zostały wprowadzone jesienią 2023 r.⁶³ Wprowadzie linia bezpośrednia jako instytucja w polskim prawie istniała już od 2005 r., jednak była to instytucja martwa ze względu na nieprecyzyjne i niepełne regulacje prawne oraz bardzo rygorystyczną praktykę orzecznictwa Prezesa URE, zgodnie z którą linię bezpośrednią można było budować wyłącznie jako połączenie instalacji nieprzyłączonych do sieci elektroenergetycznej.

Dopiero przy okazji prac nad wdrożeniem dyrektywy OZE oraz dyrektywy rynkowej ustawodawca dokonał zmiany w tym zakresie, otwierając formalnie drogę do rozpowszechnienia tego wariantu dostawy energii elektrycznej bezpośrednio pomiędzy instalacją wytwórczą a odbiorcą oraz z pominięciem sieci elektroenergetycznej operatora systemu elektroenergetycznego.

Dla energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią możliwe jest otrzymanie gwarancji pochodzenia (rozdział 5 ustawy OZE). Energia tak dostarczona będzie zatem energią odnawialną na potrzeby jej sprzedaży do odbiorcy na podstawie umowy cPPA⁶⁴.

Obecnie budowa linii bezpośredniej nie wymaga już zgody Prezesa URE, lecz wpisu do publicznego wykazu linii bezpośrednich. Procedura wpisu do wykazu różni się w zależności od mocy instalacji wytwórczej, która dostarcza energię elektryczną do odbiorcy albo spółki obrotu:

- dla instalacji o mocy zainstalowanej nie większej niż 2 MW nie jest wymagane sporządzanie i dołączanie do wniosku o wpis do wykazu m.in. ekspertyzy wpływu linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny,
- dla instalacji większych niż 2 MW wymogi formalne są bardzo rozbudowane, ponadto Prezes URE może odmówić wpisu do wykazu linii bezpośrednich, jeżeli ekspertyza lub sam organ negatywnie ocenia wpływ linii bezpośredniej lub urządzeń, instalacji lub sieci do niej przyłączonych na system elektroenergetyczny, jakim może być zagrożenie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Na 31 sierpnia 2024 r. do polskiego wykazu linii bezpośrednich została wpisana jedna linia bezpośrednia o długości 20 m i mocy niecałego 1 MW.

Co istotne, likwidacja dotychczasowego warunku „wyspowego” charakteru połączenia linią bezpośrednią pozwala na jednoczesne pobieranie energii elektrycznej za pomocą linii bezpośredniej oraz przyłączenie odbiorcy do sieci elektroenergetycznej i pobierania energii elektrycznej z tej sieci na standardowych zasadach.

⁶³ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681).

⁶⁴ Umowa cPPA (ang. *Corporate Power Purchase Agreement*) umowa o bezpośrednią sprzedaż energii między wytwórcą a odbiorcą. Więcej na ten temat pisaliśmy w raporcie: T. Adamczewski, J. Maćkowiak-Pandera, *Polski przemysł pod presją. Rola umów OZE w redukcji kosztów i emisji produkcji*, Forum Energii, 2022, <https://www.forum-energii.eu/polski-przemysl-pod-presja-rola-umow-oze-w-redukcji-kosztow-i-emisji-produkcji>.

To prawo zależy jednak od tego, czy urządzenia odbiorcy zostały skonfigurowane w sposób uniemożliwiający wprowadzanie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do sieci, do której odbiorca planuje się przyłączyć lub jest przyłączony.

Przepisy Prawa energetycznego dopuszczają (pod pewnymi warunkami) wprowadzanie energii elektrycznej dostarczanej linią bezpośrednią do odbiorcy lub przedsiębiorstwa obrotu. Taka energia może zostać wprowadzona do sieci elektroenergetycznej, o ile:

- zostały spełnione warunki polegające na przyłączeniu odbiorcy do sieci i zawarciu odpowiednich umów na sprzedaż energii elektrycznej oraz umowy o świadczenie usług dystrybucji bądź przesyłania energii elektrycznej (w zależności od poziomu napięcia sieci, do której przyłączony jest odbiorca),
- zostały spełnione wymagania techniczne określone w przepisach regulujących korzystanie z sieci elektroenergetycznej⁶⁵, udzielono **koncesji** na obrót energią elektryczną.

Ten ostatni wymóg jest krytykowany jako jeden z punktów, które blokują popularyzację linii bezpośredniej. Oczywiście jest bowiem, że linia bezpośrednia może dostarczać więcej energii elektrycznej niż w danym momencie potrzebuje odbiorca. Z jednej strony można się przed tym zabezpieczyć, budując magazyn energii elektrycznej. Z drugiej – energia taka mogłaby być przedmiotem sprzedaży. Sprzedaż miałaby najczęściej charakter okazjonalny, dlatego nie wydaje się zasadne, aby na takiego odbiorcę nakładać obowiązek posiadania koncesji na obrót, z którą wiąże się wiele obowiązków sprawozdawczych. Co więcej, niezgodne z modelem koncesjonowania jest nakładanie obowiązku na przedsiębiorstwo energetyczne, które ma już koncesję na wytwarzanie energii elektrycznej i które wytwarza tę energię w instalacji dostarczającej energię elektryczną linią bezpośrednią. Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej pozwala przecież na sprzedaż energii elektrycznej przez wytwórcę.

Innym obciążeniem, które jest powszechnie krytykowane przez odbiorców oraz wytwórców, jest konieczność ponoszenia opłat sieciowych na rzecz operatorów systemów za energię elektryczną dostarczoną linią bezpośrednią. Są to:

- **opłata solidarnościowa** – zależna od ilości energii dostarczanej linią bezpośrednią, w kosztach stałych za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej,
- **opłaty na pokrycie kosztów utrzymywania** – obejmują utrzymanie systemowych standardów jakości i niezawodności bieżących dostaw energii elektrycznej i są zależne od ilości energii dostarczanej przez tę linią bezpośrednią,
- **opłata mocowa** – zależna od mocy przyłączeniowej i ilości zużywanej energii.

Stawki tych opłat będą ustalane przez operatorów systemów na podstawie przepisów rozporządzenia taryfowego⁶⁶. Do czasu wprowadzenia odpowiednich zmian w rozporządzeniu taryfowym oraz w taryfach operatorów systemów, stawki tych opłat wynikają z regulacji przejściowej i wynoszą **50% stawek**, które płacone są przez odbiorców korzystających z sieci energetycznych.

O ile konieczność ponoszenia opłat na rzecz utrzymywania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wydaje się być niekontrowersyjna, biorąc również pod uwagę regulacje UE, to już wysokość tych opłat, dochodząca do 50–60% opłat przesyłowych/dystrybucyjnych, jest uznawana za nieadekwatną i nieproporcjonalną. Taki pogląd ma uzasadnienie w tym, że linia bezpośrednia nie jest inwestycją finansowaną przez operatorów systemów, lecz wyłącznie przez wytwórców i odbiorców korzystających z niej. Dlatego nie ma uzasadnienia, aby dostawy linią bezpośrednią były obciążone aż tak wysokimi opłatami.

⁶⁵ Rozporządzenie systemowe oraz akty prawne wydane na podstawie art. 59–61 rozporządzenia w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz metody, warunki, wymogi i zasady dotyczące wymagań technicznych dla jednostek wytwórczych ustanowione na podstawie tych aktów prawnych.

⁶⁶ Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2024 r. poz. 1814).

Co jest przyczyną małej popularności linii bezpośrednich w Polsce?

Niewielka popularność linii bezpośredniej jako rozwiązania pozwalającego na lepsze wykorzystanie instalacji OZE ma swoje źródło w przeregulowaniu tego modelu dostawy energii elektrycznej. Związane jest to m.in. ze skomplikowanym procesem przygotowywania wniosku o wpis do wykazu linii bezpośrednich. Dochodzą do tego inne obciążenia, m.in. finansowe i regulacyjne, a przede wszystkim wymóg posiadania koncesji na obrót energią elektryczną, jeśli chce się sprzedawać energię na rynku energetycznym, wprowadzając ją do sieci.

Linia bezpośrednia powinna być postrzegana jako alternatywa dla autokonsumpcji, a raczej rozszerzenie modelu autokonsumpcyjnego, w którym energia elektryczna wytwarzana jest nie bezpośrednio na terenie odbiorcy, lecz w jakiejś odległości od instalacji odbiorczych (tam, gdzie dostępny jest teren na budowę instalacji OZE).

Przy takim poglądzie na rolę linii bezpośredniej obciążenia regulacyjne i finansowe powinny być zbliżone do tych dotyczących instalacji autoproducentów. Tak jak w przypadku instalacji autoproducentów ryzyko związane z produkcją energii elektrycznej w takich instalacjach powinno być ryzykiem wewnętrznym, którego zabezpieczenie należy pozostawić podmiotom korzystającym z linii bezpośredniej. Nie ma uzasadnienia dla narzucania linii bezpośredniej wymagań specyficznych dla sieci elektroenergetycznych.

4.9. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

W celu poprawy współpracy między Prezesem URE a operatorami sieci dystrybucyjnej, URE zainicjował w 2021 r. projekt *Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki* (KET), którego celem było wspólne opracowanie rozwiązań zapewniających sprawny rozwój sieci dystrybucyjnej⁶⁷.

W 2022 r. zawarto porozumienie pomiędzy regulatorem a branżą dystrybucji energii, które określa zasady partnerskiego dialogu między interesariuszami a Prezesem URE oraz wskazuje obszary, w których decyzje będą wypracowywane wspólnie z przedsiębiorstwami energetycznymi. Praktycznym efektem wdrożenia uzgodnień KET ma być w szczególności:

- zwiększenie mocy zainstalowanej OZE do ok. 50 GW,
- cyfryzacja i automatyzacja sieci oraz usług,
- montaż ok. 18 mln inteligentnych liczników.

W kontekście regulacyjnym sygnatariusze KET zobowiązali się do wspierania procesów legislacyjnych wdrażających:

- linię bezpośrednią (wdrożone),
- cable pooling, czyli możliwość łączenia wielu źródeł w jednym miejscu przyłączenia (wdrożone),
- instalacje hybrydowe z magazynami energii (wdrożone),
- odejście od traktowania magazynów energii jak źródeł wytwórczych (niewdrożone),
- możliwość przekroczenia mocy OZE ponad moc przyłączeniową (niewdrożone),
- udział inwestorów w kosztach przyłączenia do sieci (wdrożone).

Założenia z KET zostały uwzględnione planach rozwoju OSD na lata 2023–2028, w których łączny planowany koszt inwestycji wynosi 72,6 mld zł. Pomimo że KET nie ma wiążącej mocy prawnej stanowi istotne wytyczne zarówno dla Prezesa URE, jak i operatorów sieci. Jeżeli wytyczne te zostaną wdrożone, mogą przełożyć się na poprawę funkcjonowania sieci energetycznych.

67

URE, *Historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/karta-efektywnej-transformacji/karta-5-najwiekszych-osd/12051,Historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-operatorow-systemow-dystrybucyjn.html>.

5. Rekomendacje

Prace nad *Krajowym Planem w dziedzinie Energii i Klimatu* wskazują na konieczność szybkiej modernizacji polskiej energetyki. Dalszy dynamiczny rozwój mixu energetycznego wymaga wprowadzenia szeregu ułatwień związanych z dostępem nowej mocy do sieci elektroenergetycznej. W wyniku analizy dotychczasowych regulacji, prawa unijnego oraz dobrych praktyk z innych państw sformułowaliśmy rekomendacje zawierające niezbędne działania w tym zakresie:

- **zdefiniowanie warunków ekonomicznych i technicznych przyłączenia** w polskim prawie energetycznym, żeby zwiększyć transparentność dotyczącą odmów przyłączania nowych źródeł do sieci elektroenergetycznej,
- przekazywanie wnioskodawcom **pełniejszego zakresu ekspertyz** wpływu planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny w zakresie, w jakim umożliwiłaby pełne zrozumienie przyczyn odmowy wydania warunków przyłączenia,
- zobowiązanie operatorów systemów do wprowadzenia **publicznie dostępnego systemu kolejowania wniosków** o wydanie warunków przyłączenia dla danego punktu przyłączenia,
- zobowiązanie operatorów systemów do **informowania wnioskodawców o zakresie**, w jakim ich wnioski mogą być przyjęte (tzn. jeśli nie ma warunków do przyłączenia 50 MW, ale są na 30 MW, to wnioskodawca powinien być o tym poinformowany) w celu np. podpisywania **elastycznych umów przyłączeniowych**,
- częstsze i precyzyjne **publikowanie przez operatorów systemów informacji** o dostępnych mocach przyłączeniowych wraz z uwzględnieniem mocy, które w najbliższym czasie zostaną uwolnione oraz informacją o **lokalizacji** mocy przyłączeniowych na publicznie dostępnych **mapach** w internecie,
- umożliwienie przyłączenia **magazynu energii elektrycznej** jako samodzielnej instalacji, na zasadzie współdzielenia przyłącza z instalacjami OZE (cable pooling),
- znaczne **skrócenie czasu na wydanie decyzji o warunkach przyłączenia do sieci** w przypadku cable pooling (np. do 30 dni) oraz zniesienie wymogu wykonywania przeprowadzania analizy wpływu na sieć,
- umożliwienie korzystania z **systemów wsparcia aukcyjnego** dla nowych instalacji przyłączanych w ramach cable pooling,
- **zmiana wysokości opłat** związanych z eksploatacją linii bezpośredniej (np. opłata mocowa oraz solidarnościowa), żeby to rozwiązanie było realnym wsparciem dekarbonizującego się przemysłu,
- umożliwienie sprzedaży okazjonalnej nadwyżkowej energii z linii bezpośredniej bez obowiązku posiadania **koncesji** na obrót,
- stworzenie **aukcji na moc przyłączeniową** zarówno dla obszarów, gdzie wyłączone są stare bloki węglowe, jak i tam, gdzie warto z wyprzedzeniem zaplanować rozwój sieci,
- przyspieszony **permitting instalacji OZE i sieci** poprzez implementację przepisów dotyczących obszarów przyspieszonego rozwoju OZE, a także specjalnych obszarów infrastruktury z dyrektywy RED III oraz dotyczących digitalizacji postępowań administracyjnych,
- **zwiększenie dostępu do sieci dojrzałym projektom poprzez np.:**
 - wydawanie warunków przyłączenia na okres krótszy niż dwa lata (np. w zależności od technologii),
 - wprowadzenie **progresywnej, cyklicznej opłaty na rzecz operatora** za rezerwację mocy przyłączeniowej – im dłużej inwestor zwleka z realizacją inwestycji, tym wyższą opłatę ponosi.

Załącznik 1. Założenia i źródła wykorzystane w tworzeniu mapy OZE

Do stworzenia map na stronach 9 i 10 wykorzystano narzędzie GIS.Box. Mapa potencjału energetyki wiatrowej powstała na podstawie założeń przyjętych w raporcie Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej (PSEW) *Energetyka wiatrowa na nowo*⁶⁸. Dodatkowo grunty klasy III oraz wyższych klas zostały wyeliminowane z możliwości wykorzystania pod rozwój fotowoltaiki. Nasza analiza nie uwzględnia potencjału, jaki może tkwić w rozwoju agrofotowoltaiki na lepszych gruntach ornych.

Wykorzystane źródła:

- 1) Bazach danych obiektów topograficznych (BDOT10k):
 - tereny istniejącej zabudowy mieszkaniowej,
 - tereny pozostałej istniejącej zabudowy,
 - autostrady, drogi ekspresowe i drogi główne ruchu przyspieszonego,
 - lasy,
 - kompleksy użytkowania terenu, tj. kompleksy wojskowe, przemysłowe (w tym istniejące elektrownie słoneczne), komunikacyjne,
 - linie elektroenergetyczne najwyższych napięć,
 - istniejące turbiny wiatrowe,
 - wody powierzchniowe;
- 2) Centralny Rejestr Form Ochrony Przyrody (CRFOP):
 - parki narodowe,
 - rezerваты przyrody,
 - parki krajobrazowe,
 - obszary specjalnej ochrony Natura 2000;
- 3) Mapa glebowo-rolnicza Instytutu Upraw Nawożenia i Gleboznawstwa Państwowego Instytutu Badawczego (1:500 000).

⁶⁸ PSEW, *Energetyka wiatrowa na nowo. Niezbędne zmiany legislacyjne i analiza potencjału onshore*, Warszawa, 2024, https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2024/09/Psew_2024_Energia_na_nowo_poprawione.pdf.

Tabela 1. Założenia i obostrzenia przestrzenne

	Energetyka wiatrowa	Energetyka fotowoltaiczna
Tereny istniejącej zabudowy mieszkaniowej	500 m + 100 m (bufor uwzględniający rozwój)	100 m
Tereny zabudowy mieszkaniowej w MPZP	500 m	100 m
Tereny pozostałej istniejącej zabudowy	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k, bufor 100 m
Lasy	200 m	200 m
Autostrady, drogi ekspresowe i drogi główne ruchu przyspieszonego	200 m	200 m
Kompleksy użytkowania terenu, tj. kompleksy wojskowe, przemysłowe (w tym istniejące elektrownie słoneczne), komunikacyjne	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k, bufor 300 m
Linie elektroenergetyczne najwyższych napięć	500 m	250 m
Istniejące turbiny wiatrowe	600 m	Brak ograniczeń
Parki narodowe	2 500 m	500 m
Rezerваты przyrody	500 m	500 m
Wody powierzchniowe	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k	Tereny wyłączone na podstawie BDOT10k, bufor 100 m
Parki krajobrazowe	Tereny wyłączone na podstawie CRFOP	Tereny wyłączone na podstawie CRFOP, bufor 500 m
Natura 2000	Tereny wyłączone na podstawie CRFOP	Tereny wyłączone na podstawie CRFOP, bufor 500 m
Klasy gruntów ornych	Bez ograniczeń	Dostępne tylko klasy IV–VI

Bibliografia

Adamczewski T., Jędra M., *Zielone gazy. Biometan i wodór w Polsce*, 2024, <https://www.forum-energii.eu/zielone-gazy-biometan-i-wodor-w-polsce>.

Adamczewski T., Maćkowiak-Pandera J., *Polski przemysł pod presją. Rola umów OZE w redukcji kosztów i emisji produkcji*, Forum Energii, 2022, <https://www.forum-energii.eu/polski-przemysl-pod-presja-rola-umow-oze-w-redukcji-kosztow-i-emisji-produkcji>.

Adamczewski T., *Mikroinstalacje na zakręcie. Jak zapewnić przyszłość energetyce rozproszonej w Polsce?*, Forum Energii, 2024, <https://www.forum-energii.eu/mikroinstalacje-na-zakrecie-jak-zapewnic-przyszlosc-energetyce-rozproszonej-w-polsce-3>.

Adamczewski T., *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce*, 2023, <https://www.forum-energii.eu/download/pobierz/cable-pooling>.

Adamczewski T., *Przyspieszyć rozwój OZE*, Forum Energii, 2023, <https://www.forum-energii.eu/przyspieszyc-rozwoj-oze>.

Bank Światowy, *Global Wind Atlas*, <https://globalwindatlas.info/en>.

Bank Światowy, *Global Solar Atlas*, <https://globalsolaratlas.info/download/poland>.

Bank Światowy, *Poland. Country Climate and Development Report*, 2024, <https://documents1.worldbank.org/curated/en/099103124172034930/pdf/P5005511e19baf0541b05618a228149c006.pdf>.

Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., *Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce*, Fundacja Instrat, 2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/06/Instrat-Co-po-w%C4%99glu.pdf>.

DSOs Entity, *DSO Entity's identified good practices on Distribution Network Development Plans*, 2024, <https://eudsoentity.eu/publications/download/112>.

Dusiło M., *Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2024*, 2024, Forum Energii, <https://www.forum-energii.eu/transformacja-edycja-2024>.

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 L 158/125).

Ember, *Electricity Data Explorer*, <https://ember-energy.org/data/electricity-data-explorer/>.

Forum Energii, *Miesięcznik*, <https://www.forum-energii.eu/miesiecznik>.

Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i środowisko 2021–2027, <https://www.feniks.gov.pl/>.

Instytut Energetyki Odnawialnej, *Rynek Fotowoltaiki w Polsce 2024*, 2024, <https://ieo.pl/raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2024>.

Instytut Reform, *Rozsądne przyspieszenie: rekomendacje dla wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE*, 2024, <https://ireform.eu/nasze-projekty/nowy-raport-mozemy-miec-wiecej-zielonej-energii-dzieki-wdrozeniu-obszarow-niskiego-ryzyka-srodowiskowego/>.

Institution papra la transicion justa, *Adjudicación del primer Nudo de Transición Justa: El Nudo Mudéjar*, <https://www.transicionjusta.gob.es/es-es/Paginas/Adjudicaci%C3%B3n-del-Nudo-Mud%C3%A9jar-de-Transici%C3%B3n-Justa.aspx>.

Komisja Europejska, *Energia wiatrowa UE*, https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/eu-wind-energy_en.

Komisja Europejska, *Komisja przedstawia wytyczne i zalecenia mające na celu przyspieszenie wprowadzania energii ze źródeł odnawialnych przed rocznicą REPowerEU*, 2024, https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/pl/IP_24_2489.

Komisja Europejska, *Komunikat Komisji. Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią z 2022 r.*, 2022, [https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218\(03\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:52022XC0218(03)).

Krajowy Plan Odbudowy, <https://www.kpo.gov.pl/>.

Kubiczek P., Smoleń M., *Trzy dekady wyzwań. Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r.*, Fundacja InStrat, 2024, <https://instrat.pl/trzy-dekady-wyzwan/>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. – wersja do konsultacji publicznych z 10.2024 r.*, 2024, <https://www.gov.pl/web/klimat/projekt-krajowego-planu-w-dziedzinie-energii-i-klimatu-do-2030-r--wersja-do-konsultacji-publicznych-z-102024-r>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw*, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12385801>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Projekt ustawy o zmianie ustawy o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych oraz niektórych innych ustaw*, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12352303>.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Scenariusz 3. do prekonsultacji aktualizacji KPEiK/PEP2040. Analiza dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem zmiany sytuacji polityczno-gospodarczej po inwazji Rosji na Ukrainę*, 2023, <https://www.gov.pl/web/klimat/prekonsultacje-w-zkresie-aktualizacji-dokumentow-strategicznych-kpeikpep2040>.

Najwyższa Izba Kontroli, *NIK o gospodarowaniu środkami pochodzącymi ze sprzedaży uprawnień do emisji gazów cieplarnianych*, 2024, <https://www.nik.gov.pl/aktualnosci/uprawnienia-do-emisji-gazow-cieplarnianych.html>.

Najwyższa Izba Kontroli, *Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej*, 2024, <https://www.nik.gov.pl/kontrola/P/22/015/>.

Pató Z., *RIP first come, first served. Shifting gear to tackle power grid scarcity*, 2024, <https://www.raponline.org/toolkit/rip-first-come-first-served/>.

Polskie Sieci Energetyczne, *Projekt nowego planu rozwoju sieci przesyłowej na lata 2025-2034*, 2024, <https://www.pse.pl/-/projekt-nowego-planu-rozwoju-sieci-przesylowej-na-lata-2025-2034>.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Energetyka wiatrowa na nowo. Niezbędne zmiany legislacyjne i analiza potencjału onshore*, 2024, https://www.psew.pl/wp-content/uploads/2024/09/Psew_2024_Energia_na_nowo_poprawione.pdf.

Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Energetyka wiatrowa na nowo*, 2024, <http://psew.pl/414-gw-z-ladowej-energetyki-wiatrowej-do-2040-roku-jest-mozliwe-psew-oszacowal-potencjal-wiatr/>.

Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, red. Z. Muras i M. Sfora, Warszawa 2016.

Rada Europejska, *Reforma rynku energii elektrycznej: Rada zatwierdza zaktualizowane przepisy*, 2024, <https://www.consilium.europa.eu/pl/press/press-releases/2024/05/21/electricity-market-reform-council-signs-off-on-updated-rules/>.

Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 grudnia 2024 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. z 2024 r. poz. 1814).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE L 158/54).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1735 z dnia 13 czerwca 2024 r. w sprawie ustanowienia ram środków na rzecz wzmocnienia europejskiego ekosystemu produkcji technologii neutralnych emisyjnie i zmieniające rozporządzenie (UE) 2018/1724 (Dz. Urz. UE L 2024/1375).

Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2024/1747 z dnia 13 czerwca 2024 r. zmieniające rozporządzenia (UE) 2019/942 i (UE) 2019/943 w odniesieniu do poprawy struktury unijnego rynku energii elektrycznej (Dz.Urz. UE 2024/1747).

Rozporządzenie Rady UE 2022/2577 z dnia 22 grudnia 2022 r. ustanawiające ramy służące przyspieszeniu wdrażania rozwiązań w zakresie energii odnawialnej (Dz. Urz. UE L 2022/335).

Tundra Advisory, *Prezentacja dot. cable pooling* – Tundra Advisory, 2022, <https://tundraadvisory.com/prezentacja-dot-cable-pooling-tundra-advisory/>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/karta-efektywnej-transformacji/karta-5-najwiekszych-osd/12051,Historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-operatorow-systemow-dystrybucyjn.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Informacja Prezesa URE nr 15/2024 dotycząca kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączania do sieci*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/komunikaty-prezesa-ure/11816,Informacja-nr-152024.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki*, 2022, <https://www.ure.gov.pl/download/9/13256/file.file>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Prezes Urzędu Regulacji Energetyki zatwierdził taryfy na sprzedaż i dystrybucję energii elektrycznej na 2024 r.*, 2023, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/11553,Prezes-Urzedu-Regulacji-Energetyki-zatwierdzil-taryfy-na-sprzedaz-i-dystrybucje-.html>.

Urząd Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki za rok 2023*, 2024, <https://www.ure.gov.pl/download/9/14628/Sprawozdanie2023.pdf>.

Ustawa z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (t.j. Dz.U. z 2024 r. poz. 1145 ze zm.).

Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1762 ze zm.).

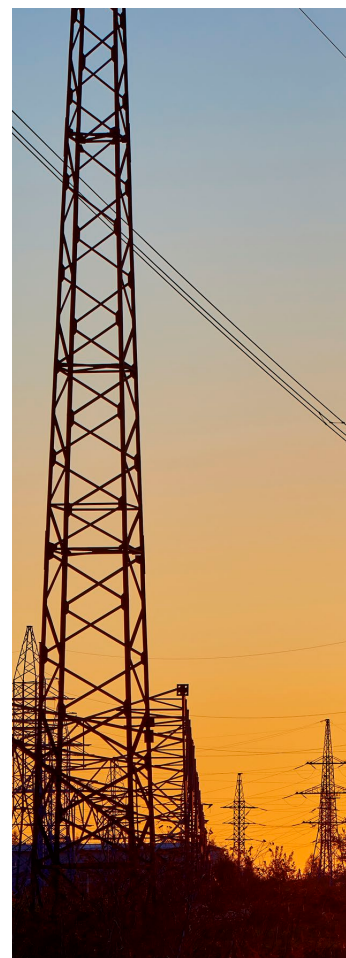
Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. z 2023 r. poz. 1681 z ze zm.).

Wdrożenie wymogów wynikających z Rozporządzenia Komisji (UE) 2016/631 z dnia 14 kwietnia 2016 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący wymogów w zakresie przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci, 2019, https://www.pse.pl/documents/20182/31216853/20190425_Wykaz_dokumentow_spelniajacych_obowiazek_informacyjny_art._41_RfG.pdf.

Notatki

Polskie sieci 2040

Gotowe na 90 GW OZE



FORUM ENERGII
ul. Wspólna 35/10, 00-519 Warszawa
NIP: 7010592388, KRS: 0000625996, REGON: 364867487

www.forum-energii.eu