



Przyspieszyć rozwój OZE

Usprawnienia w lokalizacji i przyłączaniu
do sieci nowych inwestycji 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 biznesie, administracji publicznej, mediach i nauce ze specjalistyczną wiedzą z obszaru energii.

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 są udostępniane nieodpłatnie i mogą być powielane pod warunkiem wskazania ich źródła i autorów.

AUTORZY

Tobiasz Adamczewski – Forum Energii
Igor Muszyński – SSW Pragmatic Solutions
Piotr Kacejko – Politechnika Lubelska
Anna Bojja – SSW Pragmatic Solutions
Grzegorz Filipowicz – SSW Pragmatic Solutions
Anita Palukiewicz – SSW Pragmatic Solutions
Joanna Perzyna – SSW Pragmatic Solutions
Tomasz Pietrzyk – SSW Pragmatic Solutions
Filip Sokołowski – Urban Consulting

WSPÓŁPRACA

zespół Forum Energii

REDAKCJA

Wojciech Kość

OPRACOWANIE GRAFICZNE

Karol Koszniec

ZDJĘCIA

Abby Anaday, Unsplash

DATA PUBLIKACJI

luty 2023

SPIS TREŚCI

Wstęp	
1. Wprowadzenie	3
2. Główne wnioski	4
3. Proces inwestycyjny – od decyzji po budowę	5
4. Aukcje mocy przyłączeniowych	13
5. Dziesięć barier regulacyjnych w rozwoju inwestycji w OZE – jak je pokonać?	15
6. Strefy OZE – strefy wolne od barier administracyjnych	22
7. Uwolnić moce przyłączeniowe	23
7.1. Brak warunków ekonomicznych	23
7.2. Brak warunków technicznych	25
8. Proponowane rozwiązania:	30
8.1. Inwentaryzacja sieci	30
8.2. Opcjonalne podejście do formuły N-1	31
8.3. Cable pooling, czyli współdzielenie infrastruktury sieciowej	31
8.4. Redysponowanie	35
8.5. Linia bezpośrednia	35
9. Podsumowanie	36
Bibliografia	37
Załączniki	39

Wstęp

Embargo na rosyjskie surowce energetyczne pokazuje nam, jak bardzo jesteśmy uzależnieni od importu ropy, gazu i węgla. Ceny tych surowców na rynkach światowych są rekordowo wysokie, a przede wszystkim bardzo zmienne, co działa destrukcyjnie na gospodarkę i inwestycje. Przyspieszenie rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) jest jedną z głównych recept na ograniczenie importu drogich surowców energetycznych, obniżenie cen energii i emisyjność gospodarki. Źródła odnawialne napotykać jednak szereg ograniczeń.

Poza tzw. ustawą odległościową (albo ustawą 10 H), którą Sejm właśnie próbuje zmodyfikować, istnieją dwie główne bariery hamujące zwiększenie dynamiki rozwoju OZE w Polsce. Pierwsza to długi i zawiły proces lokalizacji inwestycji i zdobywania pozwolenia na budowę. Druga to proces pozyskiwania warunków przyłączeniowych do sieci energetycznej dla nowych instalacji. Oba są ze sobą ściśle powiązane. Optymalizacja procesów administracyjnych, skrócenie czasu ich trwania oraz zwiększenie technicznych możliwości przyłączania nowych projektów OZE to niezbędne kroki, by móc stawić czoła wyzwaniom związanym z kryzysem energetycznym i klimatycznym. Istotne jest przy tym zachowanie wartości przyrodniczych i krajobrazowych przy realizacji inwestycji oraz minimalnych odległości, aby konkurencja o tanią, bezemisyjną energię nie pogorszyła komfortu życia ludzi. Istnieją złe przykłady lokalizacji elektrowni odnawialnych, a prawo powinno sprawnie i skutecznie chronić przed takimi przypadkami.

Podstawą do dalszego działania powinno być ambitne, transparentne i adekwatne do skali wyzwań wyznaczenie przez państwo polskie celów rozwoju OZE i miejsca tych źródeł w polityce energetycznej państwa. Obecnie nasz kraj regularnie niedoszacowuje potencjału OZE co prowadzi do opóźnień w modernizacji rozwoju sieci i wyzwań po stronie bilansowania KSE. Planowanie przestrzenne - nie tylko jeżeli chodzi o OZE - od lat pozostawia wiele do życzenia. Presja inwestycyjna - bez jasnych i logicznych reguł wydawania pozwoleń będzie zwiększać niepokoje społeczne i akceptację dla zmiany.

Z barierami w rozwoju OZE mierzy się nie tylko Polska, ale i inne kraje unijne. Komisja Europejska proponuje rozwiązania w ramach negocjowanego obecnie pakietu Fit for 55 w UE, wzmocnionego o propozycje z REPowerEU. Niniejszym raportem chcemy wesprzeć dyskusję dotyczącą optymalizacji procesów wydawania pozwoleń i decyzji dla odnawialnych źródeł energii. Rozwój tych źródeł powinien uwzględniać ograniczenia przestrzenne i przyczyniać się do modernizacji i rozwoju sieci.

Z poważaniem,
dr Joanna Maćkowiak Pandera
Prezeska Forum Energii

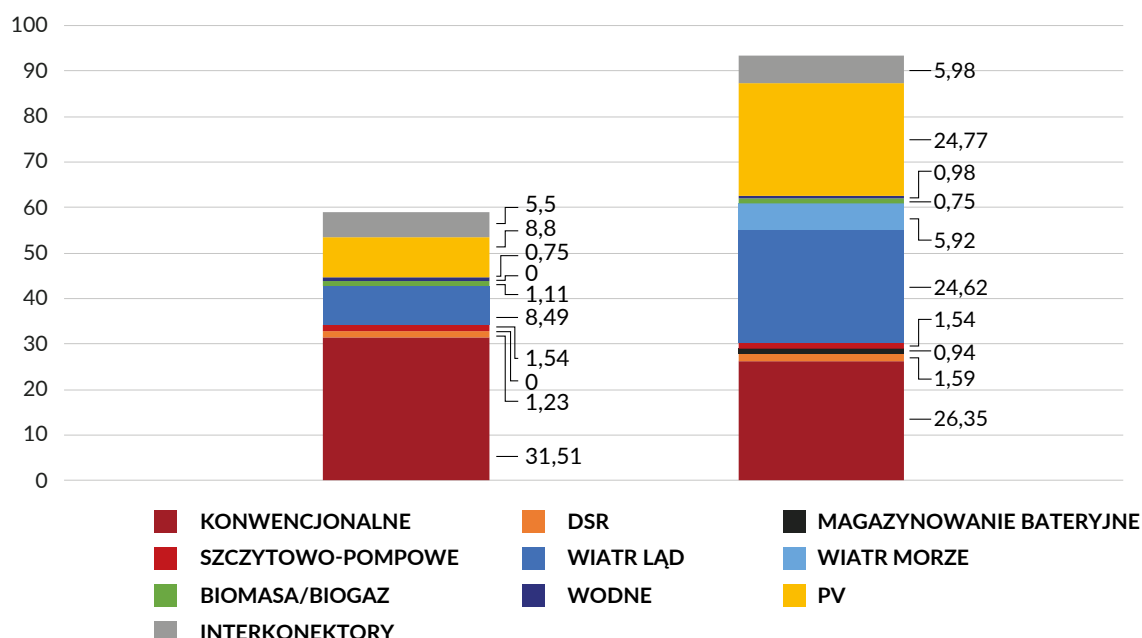
1. Wprowadzenie

Rozwój energetyki odnawialnej powinien przyspieszyć. Jednak długotrwałe procedury planistyczne i administracyjne oraz brak mocy przyłączeniowych stoją na przeszkodzie szybkiej transformacji.

Rozwój lądowej energetyki wiatrowej i słonecznej jest kluczowy. Są to technologie sprawdzone w polskich warunkach, których koszt wytwarzania energii jest konkurencyjny wobec konwencjonalnych technologii wytwórczych. Ich potencjał rozwoju jest znaczny: do 2050 r. mogą pokryć około połowy zapotrzebowania na energię w Polsce¹.

Do roku 2030 wzrost mocy zarówno w fotowoltaice, jak i lądowej energetyce wiatrowej, powinien wynieść ponad 150% względem roku 2022. Energetyka odnawialna musi wypełniać lukę po energetyce węglowej, która jest wysokoemisyjna i coraz mniej opłacalna. Wynik modelowania energetycznego przedstawia rysunek 1.

Rys. 1. Miks elektroenergetyczny Polski w latach 2022 i 2030 (GW)



Źródło: Aurora Energy Research, prognoza Q2 2022. Forum Energii, OZE może ograniczyć import paliw, 29.11.2022, <https://www.forum-energii.eu/pl/blog/oze-moze-ograniczyc-import-paliw>

Tak dynamiczny rozwój OZE, nie będzie jednak możliwy bez zmian w podejściu do procedur i praktyk związanych z pozwoleniem na budowę i otrzymywaniem warunków przyłączenia. Obowiązujące obecnie procedury planistyczne mogą na lata spowalniać rozwój nowych projektów.

Dla energetyki słonecznej proces związany z lokalizacją źródła i jego budowy może trwać od roku do nawet kilku lat, jeśli potrzebne byłyby zmiany w dokumentach planistycznych. Dla energetyki wiatrowej terminy te są jeszcze dłuższe, o ile w ogóle projekt może powstać ze względu na restrykcje odległościowe (zasada 10 H).

Co więcej, odmowy wydania warunków przyłączeniowych nowych mocy OZE stały się normą. W samym 2021 roku wydano około 3,8 tysięcy odmów dotyczących projektów o łącznej mocy ok. 14,5 GW².

W tym raporcie przedstawiamy procesy umożliwiające pozyskanie pozwolenia na budowę i warunki przyłączeniowe, pokazujemy też główne bariery związane z tymi procedurami oraz proponujemy rozwiązania pozwalające pokonać trudności. Skupiamy się na energetyce słonecznej i wiatrowej na lądzie jako źródłach mających największy potencjał szybkiej rozbudowy. Analizujemy inwestycje powyżej 50 kW, ponieważ to one napotykają największe bariery.

¹ Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050*, Warszawa, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>.

² URE, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki*, Warszawa, str. 123 <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

2. Główne wnioski

1. Dokumenty strategiczne są wyznacznikiem dla rozwoju sieci elektroenergetycznych. Dlatego zaktualizowana Polityka energetyczna Polski oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu muszą wyznaczać ścieżki rozwoju OZE na miarę potrzeb transformacji energetycznej. Stawiane tam cele powinny z wyprzedzeniem odzwierciedlać potencjał rynku do rozwoju odnawialnych źródeł energii. Powolny rozwój sieci nie może być hamulcem transformacji energetycznej państwa.
2. Brak nowych mocy przyłączeniowych to dzisiaj główna bariera dla rozwoju OZE. Żeby ją pokonać, powinny zostać wdrożone następujące rozwiązania:
 - **Dokładny przegląd infrastruktury sieciowej** – tak, by ewentualne odmowy wynikały z przyczyn rzeczywistych zagrożeń dla pracy sieci, a nie teoretycznych przeciążeń, które nie wpływają na bezpieczeństwo systemu,
 - **tzw. cable pooling**, czyli współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej różnych źródeł wytwórczych,
 - umożliwienie przeskalowania mocy przyłączanych źródeł tak, aby **moc zainstalowana OZE była większa niż moc przyłączeniowa** z możliwością redysponowania³ (zatrzymywania) produkcji w razie zagrożenia dla pracy sieci,
 - **linie bezpośrednie**, czyli umożliwienie podłączenia instalacji OZE bezpośrednio do odbiorcy.
3. Trzeba odwrócić dotychczasową kolejność planowania przestrzennego i otrzymywania warunków przyłączenia do sieci. Inwestor nie powinien tracić czasu na długotrwałe planowanie inwestycji, skoro i tak może dostać odmowę wydania warunków przyłączenia. Dlatego powinny zostać wprowadzone aukcje na moc przyłączeniową, w ramach których:
 - operator systemu elektroenergetycznego informuje o dostępnych mocach przyłączeniowych i **organizuje aukcje**,
 - po wygranej aukcji inwestor otrzymuje **wstępne warunki przyłączenia**,
 - na podstawie wstępnych warunków przyłączenia dokonywane są zmiany w dokumentach planistycznych, m.in. miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego,
 - po zmianach w dokumentach planistycznych i uzyskaniu tytułu do gruntu pod inwestycję wstępne warunki przyłączenia stają się normalnymi warunkami przyłączenia.
4. Należy wyeliminować złe praktyki administracyjne, które spowalniają procesy inwestycyjne, takie jak przekraczanie terminów załatwiania spraw lub odsyłania dokumentów do poprawy „na raty”.
5. Procedury administracyjne związane z pozyskiwaniem pozwolenia na budowę powinny ułatwiać wprowadzanie nowych technologii, jak np. większe moce poszczególnych paneli fotowoltaicznych czy agrofotowoltaikę.
6. Gminy i miasta powinny mieć możliwość tworzenia tzw. stref OZE. Dzięki uproszczonym i skróconym procedurom, zachęcałyby do inwestowania w źródła odnawialne na swoim terenie.
7. Przy zmianie regulacji nie można zapomnieć o interesie lokalnych społeczności i konieczności ochrony środowiska. Zbyt mocne poluzowanie zasad lokalizacji nowych elektrowni mogłoby spowodować protesty społeczne, co przyniosłoby odwrotny skutek od zamierzonego.

³ **Redysponowanie** oznacza środek (w tym ograniczanie wytwarzania) aktywowany przez jednego lub większą liczbę operatorów systemów przesyłowych lub operatorów systemów dystrybucyjnych, polegający na zmianie schematu wytwarzania i/lub obciążenia, aby zmodyfikować przepływy fizyczne w systemie przesyłowym i zmniejszyć fizyczne ograniczenia przesyłowe lub w inny sposób zapewnić bezpieczeństwo systemu; Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL>.

3. Proces inwestycyjny – od decyzji do budowy

Inwestowanie w odnawialne źródła energii jest złożone i długotrwałe. Sukces inwestycji, poza aspektami ekonomicznymi, zależy przede wszystkim od:

- możliwości umiejscowienia instalacji na danym terenie (lokalizacja inwestycji),
- wpływu inwestycji na środowisko (ocena oddziaływania na środowisko),
- możliwości przyłączenia instalacji do sieci elektroenergetycznej (warunki przyłączenia).

W każdym z tych trzech obszarów procedury są zależne od wielkości i rodzaju instalacji.

Jednym z głównych czynników spowalniających rozwój źródeł odnawialnych są procedury związane z planowaniem przestrzennym i ochroną środowiska prowadzące do uzyskania pozwolenia na budowę. Procedury te potrafią trwać latami, nieraz bez efektywnej ochrony środowiska. Dodatkowo przepisy regulujące instalowanie OZE są rozproszone po różnych aktach prawnych, co w praktyce przysparza inwestorom wielu trudności. Szczegółowe schematy tych procesów przedstawiono w załączniku do tego raportu.

Jednak największym hamulcem rozwoju OZE w Polsce są odmowy wydania warunków przyłączenia nowych mocy do sieci elektroenergetycznej. W samym 2021 roku wydano około 3,8 tysięcy odmów dotyczących projektów o łącznej mocy ok. 14,5 GW⁴.

Lokalizacja inwestycji

Zarządzanie przestrzenią w polskich gminach i miastach odbywa się, co do zasady, poprzez:

- Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego (studium), które choć nie jest aktem prawa miejscowego, wyznacza politykę przestrzenną i wiąże organy gminy przy uchwalaniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego.
- Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (MPZP), który jest wiążącym aktem prawa miejscowego szczegółowo określającym, gdzie można budować instalacje OZE.

Studium nie jest powszechnie obowiązującym prawem, natomiast jest istotnym elementem polityki przestrzennej, ponieważ MPZP nie może być sprzeczny z jego postanowieniami. W praktyce oznacza to, że jeśli inwestycja w OZE wymaga uchwalenia lub zmiany MPZP, a studium nie przewidywało tego typu inwestycji, to należy uchwalić lub zmienić zarówno studium, jak i MPZP.

W studium powinny być uwzględnione źródła OZE powyżej 500 kW⁵. Obowiązek ten nie dotyczy elektrowni fotowoltaicznych mniejszych niż 1000 kW zlokalizowanych na gruntach rolnych klasy V, VI, VIz i nieużytkach⁶.

Nie wszystkie gminy i nie wszystkie tereny gminne są objęte MPZP. Obecnie tylko dla około 32,6% powierzchni Polski uchwalono MPZP.

⁴ URE, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki*, Warszawa, str. 123, https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916_sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html.

⁵ *Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym*, art. 10 ust. 2a, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20030800717/U/D20030717Lj.pdf>.

⁶ W rozumieniu przepisów wydanych na podstawie art. 26 ust. 1 *Ustawy z dnia 17 maja 1989 r. – Prawo geodezyjne i kartograficzne*, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19890300163/U/D19890163Lj.pdf>.

Rysunek 2. MPZP na obszarze Polski



Źródło: S. Sołtysik, *Pokrycie MPZP, jaki obszar Polski ma plan zagospodarowania*, 05.08.2022 <https://blog.ongeo.pl/pokrycie-mpzp>.

6

Brak studium lub MPZP nie wyklucza inwestycji budowlanych. W przypadku inwestycji, które nie muszą być lokalizowane na podstawie MPZP, wydawane są warunki zabudowy (WZ).

Na podstawie WZ możliwe jest lokalizowanie np. elektrowni fotowoltaicznych. Lokalizacja elektrowni wiatrowych możliwa jest natomiast wyłącznie na podstawie MPZP.

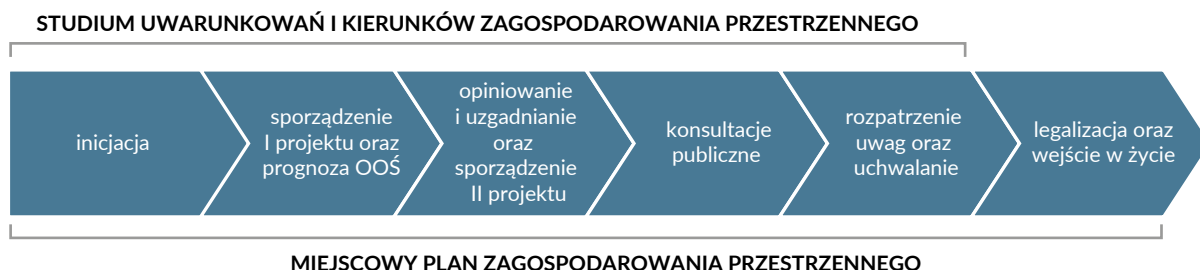
Rysunek 3. Proces lokalizowania inwestycji wiatrowych oraz fotowoltaicznych w przypadku, gdy na danym terenie nie uchwalono MPZP zezwalającego na lokalizację OZE



*Jeżeli planowana inwestycja fotowoltaiczna stanowi przedsięwzięcie mogące znacząco oddziaływać na środowisko w rozumieniu rozporządzenia w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko (rozporządzenie OOS)⁷.

Co do zasady tworzenie studiów i MPZP jest pożądanym zjawiskiem. Wówczas planowanie przestrzenne jest bardziej spójne i ogranicza chaos przestrzenny (np. lokowanie obiektów przemysłowych zbyt blisko osiedli lub przestrzeni rekreacyjnych). Dodatkowo wymaga konsultacji społecznych, co zmniejsza ryzyko protestów, gdy inwestycje będą realizowane. Problemem jest jednak długotrwałość procesów ustanawiania i zmiany studium oraz MPZP. Procesy te trwają od ok. 12 miesięcy do nawet kilku lat. Są one podobne do siebie i skrótkowo zostały przedstawione na rysunku 4. Szczegółowe schematy tych procesów zostały zamieszczone w załączniku.

Rysunek 4. Procesy powstawania studium i MPZP



Procedura uchwalenia lub zmiany studium może toczyć się równolegle do procedury uchwalenia lub zmiany MPZP. W takim przypadku studium musi zostać uchwalone co najmniej na wcześniejszej sesji rady (gminy lub miasta) niż miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Praktykowane rozwiązanie nie wynika jednak z obowiązujących przepisów, a jest wynikiem przyjętej i akceptowalnej przez organy nadzoru praktyki.

Możliwość uchwalenia lub zmiany MPZP czy studium stanowi uprawnienie, a nie obowiązek gminy. Gmina może nie przystąpić do tych działań, mimo wniosku inwestora, by czynności te podjąć.

Samo wydanie warunków zabudowy trwa z reguły do 3 miesięcy. Natomiast w przypadku, gdy inwestycja stanowi przedsięwzięcie mogące znacząco oddziaływać na środowisko, przed uzyskaniem WZ konieczne będzie uzyskanie decyzji środowiskowej. W zależności od rodzaju oraz klasyfikacji przedsięwzięcia może to trwać od 3 miesięcy do nawet kilku lat. W większości inwestycji fotowoltaicznych nie przeprowadza się pełnej procedury, ponieważ ich oddziaływanie środowiskowe jest niewielkie. Mogą być one realizowane znacznie szybciej niż elektrownie wiatrowe (w szczególności), gdy brak jest na danym terenie uchwalonego MPZP dopuszczającego lokalizację instalacji OZE.

Decyzja środowiskowa

Decyzja środowiskowa określa środowiskowe uwarunkowania realizacji przedsięwzięcia. W zasadzie wszystkie instalacje wiatrowe o wysokości przekraczającej 30 m oraz instalacje fotowoltaiczne o powierzchni większej niż 1 ha wymagają uzyskania decyzji środowiskowej. W niektórych przypadkach przed wydaniem decyzji środowiskowej obowiązkowo trzeba przeprowadzić ocenę oddziaływania na środowisko. Tabela 1 przedstawia rodzaje inwestycji wymagających decyzji środowiskowej z podziałem na te, które mają obowiązek przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko (OOŚ).

Tabela 1. Rodzaje inwestycji OZE wymagające decyzji środowiskowej

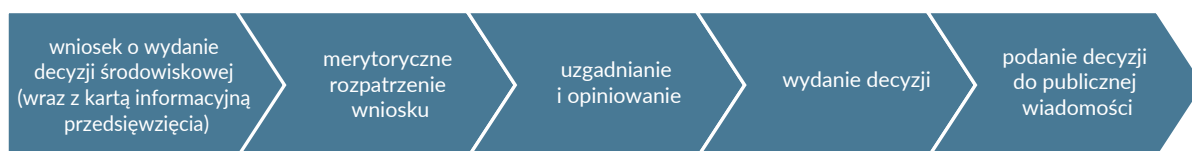
Rodzaj inwestycji	Obowiązek OOŚ	Organ wydający decyzję środowiskową
Morska energetyka wiatrowa oraz lądowa energetyka wiatrowa powyżej 100 MW	Ze względu na to, że przedsięwzięcia mogą zawsze znacząco oddziaływać na środowisko, konieczne jest przeprowadzenie pełnej oceny oddziaływania na środowisko i przedłożenie jej wyników w formie raportu, który stanowi podstawę do wydania decyzji środowiskowej	Regionalny dyrektor ochrony środowiska
Lądowa energetyka wiatrowa poniżej 100 MW lokalizowana na obszarach objętych formami ochrony przyrody ⁸ , a także instalacje o całkowitej wysokości nie niższej niż 30 m	Organ ocenia, czy dane przedsięwzięcie będzie negatywnie oddziaływało na środowisko i w związku z tym konieczne będzie przeprowadzenie pełnej procedury oddziaływania takiego przedsięwzięcia na środowisko	
Elektrownie fotowoltaiczne obejmujące powyżej 1 ha oraz o powierzchni przekraczającej 0,5 ha – jeżeli znajdują się na obszarach objętych ustawowymi formami ochrony przyrody lub w otulinach takich form ochrony przyrody ⁹		Wójt, burmistrz, prezydent miasta (po zasięgnięciu opinii regionalnego dyrektora ochrony środowiska)

8 W przypadku, gdy organ nie nałoży na inwestora obowiązku przedłożenia raportu środowiskowego, wystarczające do wydania decyzji środowiskowej będzie przedłożenie karty informacyjnej przedsięwzięcia.

To właśnie charakter przedsięwzięcia i obowiązek – lub jego brak – przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko wpływają na to, ile może trwać proces uzyskiwania decyzji środowiskowej:

- około 12 tygodni w przypadku decyzji wydawanych w oparciu o Kartę Informacyjną Przedsięwzięcia (KIP), tzw. „niepełna ocena oddziaływania na środowisko”,
- około 36 – 52 tygodni, a nawet kilka lat, w przypadku decyzji wydawanych na podstawie raportu ocen oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko (raport OOŚ), tzw. „pełna ocena oddziaływania na środowisko”.

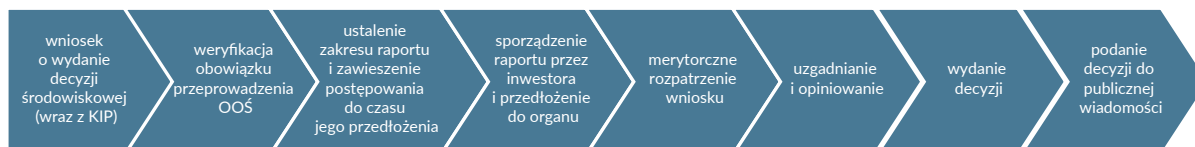
Rysunek 5. Proces wydawania decyzji środowiskowej podczas niepełnej oceny oddziaływania na środowisko (w oparciu o kartę informacyjną przedsięwzięcia)



Taki schemat znajduje zastosowanie w przypadku, gdy organ nie stwierdzi obowiązku sporządzenia raportu OOŚ i odstąpi od przeprowadzenia pełnej procedury OOŚ.

8 Takimi jak: parki narodowe, rezerваты przyrody, parki krajobrazowe, obszary chronionego krajobrazu, obszary Natura 2000, użytki ekologiczne oraz zespoły przyrodniczo-krajobrazowe
 9 Zobacz § 3 ust. 1 pkt 54 rozporządzenia OOŚ.

Rys. 6. Proces wydawania decyzji środowiskowej podczas pełnej oceny oddziaływania na środowisko (w oparciu o raport oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko)



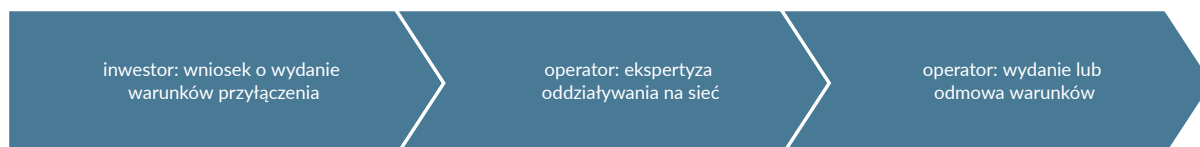
Szczegółowe schematy tych procesów zostały zamieszczone w załączniku.

Warunki przyłączenia

Instalacje powyżej 50 kW wymagają ustalenia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej. Przed wydaniem dokumentu operator sieci wymaga, by inwestycja była zgodna z MPZP lub miała wydane warunki zabudowy. Należy też uiścić zaliczkę w wysokości 30 zł/kW mocy przyłączeniowej, lecz nie większą niż 3 mln zł. Powyższe wymogi mają na celu wprowadzenie bariery, która ma eliminować możliwość składania wniosków przez wnioskodawców niedysponujących odpowiednimi zasobami finansowymi. Mają też dopuszczać do przyjmowania tylko takie wnioski, dla których uzyskano już dokumenty planistyczne potwierdzające możliwość zbudowania w konkretnej lokalizacji instalacji OZE.

Operator systemu ma 120 – 150 dni (w zależności od zaliczenia wnioskodawcy do określonej grupy przyłączeniowej) na wydanie (bądź odmowę wydania) warunków przyłączenia – z możliwością przedłużenia terminu o kolejne 60-75 dni. Operator systemu opracowuje projekt warunków przyłączenia na podstawie sporządzanych przez siebie lub na swoje zlecenie ekspertyz oddziaływania na sieć. **Ekspertyzy te są traktowane jako tajemnica przedsiębiorstwa i nie są udostępniane wnioskodawcom.** Operator systemu dystrybucyjnego ma obowiązek uzgodnić projekt warunków przyłączenia z operatorem systemu przesyłowego.

Rysunek 7. Proces wydawania warunków przyłączenia



Proces inwestycyjny – podsumowanie

Proces inwestycyjny różni się w zależności od wielkości i rodzaju instalacji OZE.

W tabeli 2 zostały podsumowane obowiązki dotyczące małych i dużych instalacji wiatrowych na lądzie oraz instalacji fotowoltaicznych.

Tabela 2. Proces decyzyjny dla małych (51–1000 kW) i dużych (> 1000 kW) instalacji wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych

	Mała instalacja wiatrowa	Mała instalacja PV	Duża instalacja wiatrowa	Duża instalacja PV
Decyzja środowiskowa	TAK	Co do zasady NIE (może być wymagana przy projektach o mocy zbliżonej do 1 MW)*	TAK	TAK
Decyzja o warunkach zabudowy	NIE	Na gruncie TAK na budynkach co do zasady NIE	NIE	TAK
Uchwalenie MPZP	TAK	NIE	TAK	NIE
Pozwolenie na budowę	TAK	TAK	TAK	TAK
Zgłoszenie robót budowlanych	NIE	TAK, jeżeli panele są montowane na dachu, a ich wysokość przekracza 3 m	NIE	NIE
Pozwolenie na użytkowanie	TAK	NIE**	TAK	NIE*
Zawiadomienie o zakończeniu budowy	NIE***	TAK	NIE***	TAK
Warunki przyłączenia do sieci	TAK	TAK	TAK	TAK
Wpis do rejestru wytwórców (MIOZE)	TAK	TAK	NIE	NIE
Uzyskanie koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej (WEE) z Urzędu Regulacji Energetyki	NIE	NIE	TAK	TAK

* Obowiązek uzyskania decyzji środowiskowej zależy od powierzchni danej instalacji słonecznej, a nie jej mocy. Projekty fotowoltaiczne o mocy 1 MW mają zazwyczaj powierzchnię oscylującą w granicach 1 ha. W przypadku instalacji położonych na terenach cennych przyrodniczo lub w ich otulinach, projekty o mocy ok. 0,5 MW mogą również wymagać decyzji środowiskowej.

** Pozwolenie na użytkowanie nie jest wymagane, natomiast na wniosek inwestora może zostać wydane. Wtedy inwestor nie musi dokonywać zgłoszenia.

*** W związku ze zmianami wprowadzonymi Ustawą z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 2095 z późn. zm.) w okresie stanu zagrożenia epidemicznego lub stanu epidemii inwestor zamiast złożenia wniosku o wydanie pozwolenia na użytkowanie może zawiadomić organ o zakończeniu budowy.

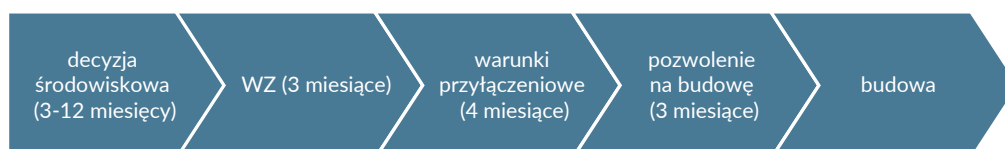
Wszystkie te obowiązki determinują długość i złożoność procesu inwestycyjnego. Na osi czasu zostały przedstawione przykładowe procesy inwestycyjne dla trzech rodzajów źródeł OZE. Szacowane terminy wynikają z praktyki autorów raportu i są zależne m.in. od tego, czy MPZP jest uchwalony i czy przewiduje lokalizację nowego źródła. Są to terminy szacunkowe i mogą w niektórych przypadkach być one dłuższe.

- 1) Mała instalacja PV (500 kW, poza obszarem chronionym, bez MPZP) – od 10 miesięcy

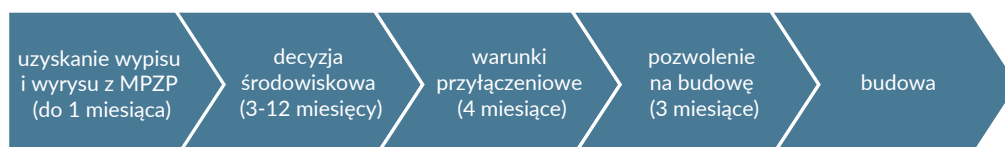


- 2) Duża instalacja PV (powyżej 1000 kW) – od 13 do 32 miesięcy

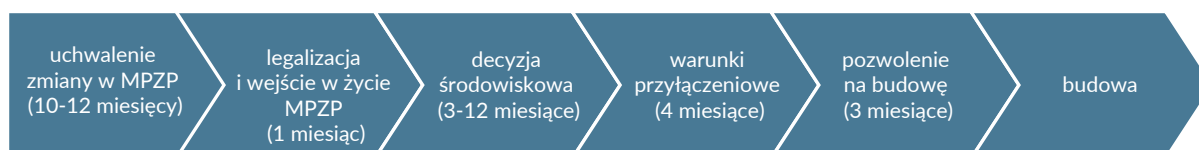
BRAK MPZP



AKTUALNY MPZP



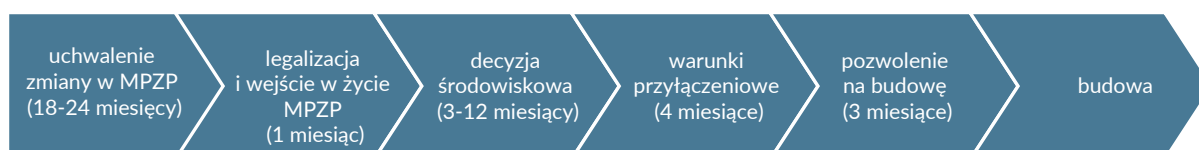
NIEAKTUALNY MPZP



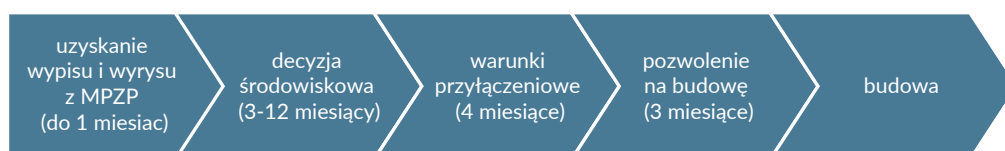
11

- 3) Duża instalacja wiatrowa na lądzie (powyżej 1000 kW) – od 11 miesięcy do 44 miesięcy lub więcej

BRAK MPZP



AKTUALNY MPZP



Na podstawie powyższych przykładów widać wyraźnie, że cykle inwestycyjne w nowe źródła wytwórcze trwają wiele miesięcy (około roku dla małej instalacji PV) lub lat (nawet czterech lat dla dużych inwestycji wymagających zmiany w MPZP).

Jednak nawet po pozytywnej procedurze związanej z planowaniem przestrzennym czy ochroną środowiska, nie ma gwarancji uzyskania warunków przyłączenia.

W takich warunkach dalszy rozwój OZE – poza już realizowanymi projektami z warunkami przyłączenia i wymaganymi decyzjami - będzie mocno ograniczony. Dynamiczny rozwój OZE w Polsce wymaga zmiany warunków inwestowania:

- 1) Odwrócenia kolejności procedur: wprowadzenia **aukcji mocy przyłączeniowych**, w wyniku których inwestor otrzymuje wstępne warunki przyłączenia. Dopiero na podstawie wstępnych warunków inwestor rozpoczynałby procedury związane z planowaniem przestrzennym i ochroną środowiska.
- 2) Zmiany procedur administracyjnych i zasad związanych z lokalizacją nowych źródeł, w tym m.in: zniesienia zasady 10 H, skrócenia terminów, umożliwienia inwestycji w agrofotowoltaikę i zwiększenia mocy pojedynczych paneli bez barier administracyjnych.
- 3) Wprowadzenie tzw. stref OZE, gdzie obowiązywałyby uproszczone procedury lokalizacyjne i te związane z oceną oddziaływania na środowisko.

Proponowane rozwiązania zostały wyjaśnione poniżej i powinny skutkować przyspieszeniem procesów inwestycyjnych. Jednocześnie niezbędne będzie tworzenie nowych mocy przyłączeniowych dla OZE, o czym także piszemy w tym raporcie.

Najnowsze rozwiązania na poziomie unijnym

W związku z rosnącymi cenami energii elektrycznej i potrzebą wyjścia naprzeciw kryzysowi energetycznemu, Komisja Europejska przedstawiła pakiet rozwiązań – tzw. REPowerEU¹⁰. Wśród proponowanych rozwiązań znalazło się rozporządzenie mające przyspieszyć i ułatwić procesy inwestycyjne przy rozwoju OZE¹¹. Główne punkty rozporządzenia to:

- 1) Uznanie OZE za inwestycje leżące w nadrzędnym interesie publicznym, co miaoby ułatwić otrzymywanie decyzji środowiskowych. Państwa członkowskie mogą jednak znacznie ograniczyć działanie tego mechanizmu do wybranych obszarów (np. specjalnych stref OZE) lub technologii.
- 2) Zniesienie konieczności przeprowadzenia oceny oddziaływania na środowisko dla inwestycji zlokalizowanej na istniejącej lub przyszłej infrastrukturze (np. na dachach), gdzie produkcja energii nie jest głównym przeznaczeniem takiej infrastruktury.
- 3) Uznanie na korzyść inwestora wniosków dotyczących zezwoleń na instalację urządzeń wykorzystujących energię słoneczną o mocy do 50 kW, jeśli nie otrzymają odpowiedzi od organów w przeciągu jednego miesiąca. Państwa mogą wprowadzić niższy próg, nie niższy jednak niż 10,8 kW.
- 4) Procedury dotyczące modernizacji (repoweringu) instalacji OZE powinny zająć nie więcej niż 6 miesięcy. Jeśli moc instalacji wzrasta o nie więcej niż 15%, to wydanie decyzji przyłączeniowej powinno trwać nie więcej niż trzy miesiące. Wpływ inwestycji na środowisko powinien być badany tylko odnośnie do zmian w oryginalnym projekcie, a nie całej inwestycji. W przypadku inwestycji fotowoltaicznych, jeśli zwiększenie mocy nie powoduje zwiększenia obszaru inwestycji, ocena oddziaływania na środowisko nie powinna być wymagana.
- 5) Jeżeli ich moc nie przekracza 50 kW, geotermiczne pompy ciepła powinny otrzymać wszelkie decyzje w przeciągu 3 miesięcy, a pozostałe – w ciągu 1 miesiąca. Pompy ciepła do 12 kW powinny być przyłączane na podstawie zgłoszenia. Również na podstawie zgłoszenia powinny być przyłączane pompy ciepła do 50 kW, o ile właściciel jest prosumentem z instalacją o mocy minimum 60% mocy pompy.

¹⁰ Komisja Europejska, REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl.

¹¹ Rada Unii Europejskiej, Council regulation - laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy, 24.11.2022, https://www.consilium.europa.eu//media/60326/st15176-en22.pdf?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=EU+to+speed+up+permitting+process+for+renewable+energy+projects.

Przedstawione terminy i zasady jednak nie obowiązują, jeśli miałyby zagrozić funkcjonowaniu sieci elektroenergetycznych. Biorąc pod uwagę, że główną przeszkodą w dalszym rozwoju OZE jest obecnie brak mocy przyłączeniowych, można się spodziewać, że nowe rozporządzenie nie będzie miało istotnego wpływu na przyrost mocy w Polsce.

4. Aukcje mocy przyłączeniowych

Obecnie warunki przyłączenia do sieci wydawane są dopiero po wykazaniu możliwości lokalizacji inwestycji poprzez warunki zabudowy lub w MPZP. Po długotrwałych procedurach planistycznych często okazuje się jednak, że operator sieci nie dysponuje mocami przyłączeniowymi. Inwestorzy nie mają dostępu do bieżącej informacji na temat tego, czy i kiedy zostaną udostępnione nowe moce przyłączeniowe w związku z planami rozwoju OSD i OSP. Co więcej, nie mają informacji na temat kolejności zgłaszanych wniosków o wydanie warunków przyłączenia (obowiązuje niepisana zasada załatwiania wniosków w kolejności ich składania). Inwestor nie ma też wglądu do ekspertyzy, na podstawie której operator odmawia wydania warunków przyłączenia.

Rozwiązaniem tych problemów powinno być rozdysponowywanie mocy przyłączeniowej w drodze aukcji mocy przyłączeniowych. Aukcje takie byłyby organizowane przez operatorów systemów na danym terenie. Uczestnicy aukcji składaliby ofertę na określone wielkości mocy. Wygrywałby ten inwestor, który zaoferowałby największą kwotę za przyłączenie swojej instalacji OZE i wydawano by mu wstępne warunki przyłączenia.

Obecnie koszt przyłączenia nowych źródeł energii elektrycznej leży po stronie inwestora. Wyjątkiem są mikroinstalacje, które nie ponoszą żadnych kosztów oraz instalacje do 5 MW lub kogeneracyjne do 1 MW, które ponoszą połowę kosztów przyłączenia. Natomiast koszt rozwoju i modernizacji sieci leży wyłącznie po stronie operatorów systemu¹².

Uzyskane z aukcji pieniądze mogłyby być dodatkowym źródłem przychodów OSD i OSP. Powinny być zatem przeznaczone na modernizację sieci w celu przyłączenia danej instalacji OZE. Aukcje wygrywałby najbardziej rentowne projekty, ponieważ to one będą generowały największe przychody pozwalające inwestorom na składanie najlepszych ofert aukcyjnych. Wytwórcy mieliby z góry określony czas na wykonanie inwestycji i przyłączenie jej do sieci (terminy byłyby zależne od typu inwestycji).

Podobnie jak uregulowano to w ustawie o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych¹³ (Ustawa Morska), dla uzyskania wstępnych warunków przyłączenia nie byłoby konieczne posiadanie tytułu prawnego do gruntu, ani nie trzeba by składać wyrysu i wypisu z miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego czy wpłacać zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie. To inwestor podejmowałby decyzję i ponosił ryzyko – czy najpierw zainwestować w grunt pod inwestycję bez gwarancji późniejszego podłączenia instalacji do sieci, czy najpierw wygrać aukcję mocy przyłączeniowej, a później inwestować w grunt.

Aukcja połączona byłaby z uzyskaniem prawa gwarancji do wprowadzenia określonej mocy do systemu. Z chwilą wygrania aukcji inwestor nabywałby prawo do uzyskania wstępnych warunków pod warunkiem złożenia w ustawowym terminie (np. 24 miesiące od dnia ogłoszenia wyników aukcji) dokumentów planistycznych i tytułu prawnego do gruntu.

Po uzyskaniu tytułu prawnego do gruntu i załatwieniu kwestii planistycznych, wstępne warunki przyłączenia do sieci uległyby automatycznemu przekształceniu w warunki przyłączenia, a operator systemu przekazywałby inwestorowi projekt umowy o przyłączenie do sieci. Warunki przyłączenia do sieci byłyby ważne przez 24 miesiące od dnia otrzymania projektu umowy o przyłączenie do sieci. W tym okresie inwestor miałby prawo żądać zawarcia umowy przyłączeniowej.

Podobny system wprowadzono w Ustawie Morskiej w zakresie prawa do wznoszenia morskich farm wiatrowych (MFW). Ustawa Morska określa konkretne miejsca w wyłącznej strefie ekonomicznej, w których można lokować MFW, oraz wielkość mocy zainstalowanej, dla której ma być udzielone wsparcie. Ustawa określa także, kiedy te moce wytwórcze mają powstać. Zwycięzcy aukcji uzyskują gwarancję wyprowadzenia mocy z MFW w określonym ustawą terminie oraz prawo do odszkodowania, gdy takie wyprowadzenie nie następuje.

¹² Artykuł 7 Ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (t.j. Dz.U. z 2022 r. poz. 1385).

¹³ Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz. U. 2020 poz. 1050).

System aukcyjny wyeliminowałby wady obecnego postępowania w sprawie uzyskania warunków przyłączenia, takie jak:

- brak przejrzystości w procesie wydawania warunków przyłączenia (utajnianie ekspertyz, brak pewności co do kolejności wpływu wniosku o wydanie warunków przyłączenia),
- brak aktualnych informacji o dostępnych mocach przyłączeniowych,
- przewlekłość procesu wnioskowania o warunki przyłączeniowe.

Żeby system działał, operatorzy systemu powinni mieć z góry określoną moc instalacji OZE, którą powinni przyłączyć w kolejnych latach (poza mikroinstalacjami). Moc ta powinna być skorelowana przynajmniej z Krajowym planem na rzecz energii i klimatu (KPEiK), jak i systemami wsparcia (np. harmonogram aukcji OZE). Zadekretowanie z góry wielkości mocy przyłączeniowych, jakie mogą być rozdysponowane w aukcji, ustabilizuje rynek wykonawstwa instalacji OZE oraz robót przy budowie i modernizacji sieci elektroenergetycznych. Jednocześnie ważne jest, by dokumenty strategiczne, takie jak Polityka energetyczna czy KPEiK, wyznaczały realne cele zbieżne z polityką energetyczną UE. Dotychczasowe doświadczenie pokazuje, że rynek wyprzedza plany rządowe. To z kolei powoduje, że państwowe koncerny energetyczne (które są właścicielami sieci elektroenergetycznych) nie mają wyznaczonych kierunków rozwoju na miarę potrzeb transformacji.

Tworzenie dodatkowych mocy przyłączeniowych będzie jednak wymagało nakładów inwestycyjnych w infrastrukturę. Ostatnie szacunki wskazują na kwotę ok. 130 miliardów złotych do roku 2030¹⁴. Rząd powinien przeznaczyć część środków ze sprzedaży uprawnień do emisji (ETS) na wsparcie rozwoju sieci. Jednocześnie plany inwestycyjne powinny być transparentne i podporządkowane transformacji energetycznej. Dyrektywa unijna (2019/944), regulująca wewnętrzny rynek energii wymaga, żeby operatorzy systemów dystrybucyjnych prowadzili rozwój swoich sieci w oparciu o plany rozwoju publikowane co dwa lata i przedkładane organowi regulacyjnemu. Plany te mają przedstawiać inwestycje na co najmniej pięć lat, ze szczególnym uwzględnieniem przyłączania mocy wytwórczych. Do tej pory rozwiązanie to nie zostało implementowane do Prawa energetycznego¹⁵. W celu redukcji nakładów inwestycyjnych na modernizację sieci powinny też zostać wprowadzone inne rozwiązania, które opisujemy w rozdziale „Uwolnić moce przyłączeniowe”.

Umożliwienie inwestorom występowania o warunki przyłączenia w pierwszej kolejności, tj. przed uzyskaniem decyzji o warunkach zabudowy lub uchwalenia/zmiany planu zagospodarowania przestrzennego, stanowiłoby znaczące ułatwienie inwestowania w instalacje OZE.

Dla przykładu, załączenie warunków przyłączenia do wniosku o wydanie decyzji o warunkach zabudowy¹⁶ powinno stanowić spełnienie warunku polegającego na wykazaniu, że istniejące lub projektowane uzbrojenie terenu jest wystarczające dla budowy instalacji OZE. Takie rozwiązanie pozwoliłoby ograniczyć uznaniowość przysługującą organowi wydającemu decyzje w tym zakresie i zwiększyłoby pewność procesu po stronie inwestora.

Z kolei w przypadku inwestycji wymagających lokalizacji na podstawie planu zagospodarowania przestrzennego, uzyskanie przez inwestora warunków przyłączenia do sieci mogłoby stanowić podstawę do wystąpienia przez inwestora do gminy

14 URE, Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych, 07.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10630>, Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych, 07.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10630>, Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych, 07.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10630>.

15 Implementację dyrektywy w tym zakresie zawarto w projekcie zmian w Prawie energetycznym z 30 kwietnia 2021 r., który do tej pory nie został uchwalony.

16 W świetle art. 61 ust. 1 pkt 5 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20030800717/U/D20030717Lj.pdf>.

z wnioskiem o uchwalenie/zmianę planu, a także do sfinansowania takiej procedury przez inwestora. Kierunkowe działania w tym zakresie zostały zawarte w obecnie projektowanej zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym¹⁷.

Z kolei w przypadku uzyskania wstępnych warunków przyłączenia, inwestor posiadałby instrument usprawniający i przyspieszający procedury administracyjne związane z uzyskiwaniem pozwolenia na budowę. Wydane wstępne warunki przyłączenia powinny stanowić przesłankę umożliwiającą inwestorowi wystąpienie do gminy z wnioskiem o uchwalenie planu zagospodarowania przestrzennego w ramach uproszczonej procedury planistycznej (o której mowa w projekcie ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym) oraz podjęcie rozmów w zakresie partycypacji w kosztach. Po uchwaleniu lub zmianie planu miejscowego, inwestor mógłby wystąpić do przedsiębiorstwa energetycznego o wydanie ostatecznych warunków przyłączenia.

Posiadanie wstępnych warunków przyłączenia motywowałoby inwestora do poniesienia kosztów związanych z procedurami lokalizacyjnymi i prowadzącymi do wydania pozwolenia na budowę. W kolejnej części raportu identyfikujemy problemy związane z tymi procedurami i przedstawiamy zestaw rekomendacji.

5. Dziesięć barier regulacyjnych w rozwoju inwestycji w OZE – jak je pokonać?

W tej części raportu opisujemy dziesięć barier, złych praktyk lub niejasności związanych z procedurami lokalizacyjnymi, środowiskowymi i pozwoleniem na budowę. Ich zniesienie i wdrożenie przedstawionych rekomendacji umożliwi szybszy rozwój OZE w Polsce.

1. Zasada 10 H

Zasada 10 H (inaczej zasada minimalnej odległości)¹⁸ nakazuje, by nowa lub zmodernizowana elektrownia wiatrowa na lądzie była umieszczona w odległości nie mniejszej niż dziesięciokrotność całkowitej wysokości turbiny wiatrowej od budynków mieszkalnych, rezerwatów przyrody lub lasów. To sprawia, że ponad 99% terenów w Polsce nie kwalifikuje się do budowy farm wiatrowych¹⁹. Realizacja każdego projektu, który nie spełniał wymogów zasady 10 H wprowadzonej w 2016 r. lub wymogów określonych przepisami przejściowymi tej ustawy zostaje wstrzymana.

Nowelizacja tzw. ustawy odległościowej, którą przygotował rząd²⁰, zakłada m.in.:

- utrzymanie zasady lokalizowania nowych elektrowni wiatrowych wyłącznie na podstawie MPZP, przy czym obowiązek sporządzenia MPZP lub jego zmiany w celu wybudowania nowej farmy wiatrowej będzie dotyczył wyłącznie obszaru prognozowanego oddziaływania elektrowni wiatrowej, a nie – jak do tej pory – całego obszaru znajdującego się w promieniu równym dziesięciokrotności całkowitej wysokości projektowanej elektrowni wiatrowej,
- możliwość wyznaczenia w MPZP innej odległości elektrowni wiatrowej od zabudowy mieszkalnej niż według zasady 10H, przy czym nie może być ona mniejsza niż 500 m. W trakcie pisania tego raportu projekt ustawy został zmieniony w sejmie i odległość ta została zwiększona do 700 metrów. Podstawę dla określenia wymaganej minimalnej odległości od budynków mieszkalnych będą stanowić wyniki prognozy oddziaływania na środowisko wykonywanej dla danego MPZP,

¹⁷ Zmiany te dotyczą uproszczonej procedury planistycznej oraz Zintegrowanych Planów Inwestycyjnych. Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym oraz niektórych innych ustaw, <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12359051>.

¹⁸ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20160000961/U/D20160961Lj.pdf>.

¹⁹ Instrat, Wiatr w żagle Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce, 01.2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/05/Instrat-Wiatr-w-zagle-10H.pdf>.

²⁰ KPRM, Projekt ustawy o zmianie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych oraz niektórych innych ustaw, <https://www.gov.pl/web/premier/projekt-ustawy-o-zmianie-ustawy-o-inwestycjach-w-zakresie-elektrowni-wiatrowych-oraz-niektorych-innych-ustaw2>.

- rozbudowanie procedury uchwalania MPZP umożliwiającego lokalizację elektrowni wiatrowych m.in. poprzez wprowadzenie dodatkowych dyskusji publicznych, obowiązek uzyskania opinii organów pobliskich gmin nt. projektu planu przewidującego lokalizację elektrowni wiatrowych i wydłużenie terminów przewidzianych w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.

Żeby uwolnić potencjał rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie zmiany te powinny zostać jak najszybciej wprowadzone – z tym, że minimalna odległości powinna zostać utrzymana na poziomie 500 metrów, a nie 700. Ważne też, żeby przeprowadzić ewaluację skuteczności nowych przepisów po roku ich działania.

2. Brak zgodności warunków zabudowy ze studium uwarunkowań

Kwestią, która budzi wątpliwości, jest obowiązek zgodności decyzji o warunkach zabudowy z postanowieniami studium. Z uwagi na fakt, że studium nie stanowi aktu prawa miejscowego, jego postanowienia nie mogą mieć wpływu na wydanie decyzji o warunkach zabudowy²¹. Z tego powodu gmina ma obowiązek wydania decyzji o warunkach zabudowy po spełnieniu warunków określonych łącznie w przepisach ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, jednak nie musi wskazywać zgodności ze studium²². Zgodnie z konstytucyjną koncepcją źródeł prawa, decyzje administracyjne, w tym decyzje o warunkach zabudowy i zagospodarowania terenu, nie mogą być wydawane w oparciu o akty prawa wewnętrznego, którym jest również studium. Nawet jeśli studium mówi o jakiejś funkcji, teoretycznie możliwe jest złożenie wniosku o wydanie decyzji WZ uwzględniającą inną funkcję niż określona w studium, a następnie jej realizacja. Niemniej niektóre organy przy wydawaniu decyzji o warunkach zabudowy kierują się zapisami studiów i w konsekwencji odmawiają wydania decyzji o warunkach zabudowy w przypadku sprzeczności ze studium. Ta kwestia jest obecnie przedmiotem licznych sporów prawnych między inwestorami a gminami.

16

Istotne jest zatem doprecyzowanie przepisów w sposób, który jednoznacznie przesądziłby o braku obowiązku zgodności decyzji o warunkach zabudowy z zapisami studium, co skutecznie przerwałoby praktykę organów orzekających w sposób odmienny.

Jedną z proponowanych obecnie zmian legislacyjnych jest zastąpienie studium planami ogólnymi, które stanowiłyby akty prawa miejscowego i tym samym wiązałyby organy zarówno przy uchwalaniu miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, jak i przy wydawaniu decyzji o warunkach zabudowy²³. Taka zmiana uporządkowałaby stan prawny, a także pozwoliła na zachowanie zasad ładu przestrzennego poprzez uniemożliwienie wydawania decyzji sprzecznych z głównymi założeniami planistycznymi (studium) obowiązującymi w danej gminie. Takie rozwiązanie byłoby mniej korzystne dla inwestorów z uwagi na konieczność dostosowania wniosków o decyzje o warunkach zabudowy dla instalacji do 1 MW do zapisów planów ogólnych. Jednocześnie ułatwiłoby procedurę o tyle, że wyeliminowałoby wątpliwości co do prawidłowego trybu postępowania i zwiększyło pewność inwestora co do możliwości lokalizacji inwestycji na danym obszarze. Plany ogólne powinny powstać do końca roku 2025. Do czasu uchwalenia planów nadal obowiązywałyby studia uwarunkowań.

21 W odpowiedzi na interpelację nr 1541 z 10 grudnia 2020 r., ówczesny Minister Rozwoju Pracy i Technologii potwierdził powyższe stanowisko wskazując, że studium jest wyrazem polityki planistycznej gminy, określa kierunki zagospodarowania, jednak nie jest aktem prawa miejscowego.

22 Art. 65 ust. 1 ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20030800717/U/D20030717Lj.pdf>.

23 Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 11 października 2022 r., <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12359051/katalog/12873807#12873807>.

Jednocześnie procedowane zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym zakładają obowiązek lokalizacji farm fotowoltaicznych o mocy ponad 1 MW wyłącznie w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego. Takie rozwiązanie znacznie wydłużyłoby proces inwestycyjny. Istotne jest, by nie powstała luka inwestycyjna w okresie wdrażania nowych przepisów. Dlatego proponuje się, aby:

- do czasu powstania planów ogólnych można było inwestować w elektrownie fotowoltaiczne niezależnie od postanowień studium (lub w przypadku jego braku),
- w okresie dwóch lat (potrzebnych na zmianę MPZP) po uchwaleniu planów ogólnych dać możliwość inwestycji w elektrownie fotowoltaiczne na podstawie warunków zabudowy.

Alternatywnym rozwiązaniem porządkującym kwestie lokalizacji farm fotowoltaicznych o mocy powyżej 1 MW byłoby uregulowanie w przepisach, np. w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, ogólnych zasad lokalizacji tego typu inwestycji, np. minimalna odległość od zabudowy mieszkaniowej. Zasady te znajdowałyby zastosowanie wyłącznie w przypadku lokalizacji wolnostojących instalacji fotowoltaicznych o mocy powyżej 1 MW. Takie podejście mogłoby pozwolić na uniknięcie obowiązku lokalizowania takich instalacji wyłącznie na podstawie MPZP.

3. Czasochłonne procedury planistyczne

Uchwalanie studium uwarunkowań i planów miejscowych w wielu przypadkach trwa nawet kilka lat. Projektowane zmiany²⁴ w zakresie lokalizacji inwestycji OZE umożliwią zastosowanie postępowania uproszczonego do sporządzania i uchwalania planu miejscowego, co skróci czas całego procesu. W przypadku uproszczonej procedury przewiduje się m.in.:

- pominięcie etapu zbierania wniosków do planu miejscowego, co dotychczas trwało 21 dni,
- ograniczenie zakresu konsultacji społecznych do zbierania uwag oraz prowadzenie konsultacji społecznych przez okres co najmniej 14 dni (wcześniej 21 dni oraz organizowanie dyskusji publicznej),
- skrócenie terminu na dokonanie uzgodnień projektu planu lub przedstawienie opinii przez właściwe organy do 14 dni (zamiast 14-30 dni),
- umożliwienie przeprowadzenia uzgodnień, opiniowania oraz konsultacji w tym samym czasie (wcześniej konsultacje odbywały się po opiniowaniu i uzgadnianiu planu).

17

Warto jednak wskazać, że proponowane zmiany są odmienne od projektowanej zmiany ustawy odległościowej (10 H), która zakłada wydłużenie i większy stopień skomplikowania procedury planistycznej dla elektrowni wiatrowych.

4. Kosztowne procedury planistyczne

Dla inwestycji fotowoltaicznych koszt zmiany studium i MPZP może wynieść ok. 30-80 tys. zł²⁵. Dla inwestycji wiatrowych, koszt ten wrasta do 150-200 tys. zł²⁶. Wiele gmin nie posiada środków finansowych do wprowadzania takich zmian czy w ogóle uchwalenia miejscowych planów. W rezultacie samodzielnie nie podejmuje żadnych czynności w tym zakresie.

Z tego względu inwestor powinien móc w sposób usankcjonowany prawnie finansować koszty przygotowania studium lub miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Również zdaniem Najwyższej Izby Kontroli niezbędne jest wprowadzenie jednoznacznych rozwiązań legislacyjnych zapewniających otwarty sposób finansowania planu miejscowego i takie konstruowanie sposobów jego finansowania, które nie będzie prowadzić do omijania przepisów prawa ani powodować podejrzenia występowania sytuacji o charakterze korupcyjnym – jak ma to miejsce obecnie²⁷.

²⁴ Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym z dnia 11 października 2022 r., <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12359051/katalog/12873807#12873807>.

²⁵ Na podstawie doświadczeń autorów raportu.

²⁶ Na podstawie doświadczeń autorów raportu.

²⁷ NIK, *Elektrownie Wiatrowe w świetle kontroli NIK – Analiza zabezpieczenia interesów społecznych w procesie lokalizacji i budowy lądowych elektrowni wiatrowych*, Warszawa, kwiecień 2016 r., <https://www.nik.gov.pl/plik/id,10551,vp,12880.pdf>.

Projektowane zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym pozwolą inwestorom na partycypowanie w kosztach związanych z uchwalaniem lub zmianą planu zagospodarowania przestrzennego na podstawie umowy urbanistycznej podpisywanej między gminą a inwestorem. Będzie to możliwe w ramach tzw. Zintegrowanego Planu Inwestycyjnego, który będzie stanowił specjalny rodzaj miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego. Taki instrument od 2026 r. miałby zastąpić uchwałę o ustaleniu lokalizacji inwestycji mieszkaniowej podejmowaną na podstawie specustawy mieszkaniowej. Przy czym Zintegrowany Plan Inwestycyjny obejmowałby nie tylko inwestycje mieszkaniowe, lecz również duże inwestycje wiatrowe oraz fotowoltaiczne.

Taki kierunek zmian pozwoli inwestorom w pełni legalnie partycypować w kosztach sporządzania planów zagospodarowania przestrzennego, co powinno ułatwić i przyspieszyć decyzje władz lokalnych co do zmian w dokumentach planistycznych.

5. Utrudnienia związane z gruntami rolnymi

Wyłączenie z produkcji rolnej

W przypadku budowy instalacji OZE na gruncie rolnym/leśnym może powstać obowiązek wyłączenia ich z produkcji rolnej lub leśnej. Przekształcenie gruntu rolnego/leśnego w działkę budowlaną odbywa się w dwóch etapach. Pierwszy polega na uzyskaniu zgody na przekształcenie w procedurze sporządzania MPZP. Zmieniony plan można uchwalić po wcześniejszej zgodzie na zmianę przeznaczenia od ministra właściwego ds. rolnictwa. Drugi etap to uzyskanie decyzji zezwalającej na wyłączenie gruntu z produkcji rolnej²⁸ i wiąże się z obowiązkiem wniesienia opłat²⁹.

Wniosek o wyłączenie z produkcji użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego jest wiążący, a decyzja ma charakter deklaratoryjny. Oznacza to, że taka decyzja nie tworzy nowej sytuacji prawnej i nie zmienia istniejącego stosunku prawnego, a potwierdza jedynie wcześniejsze jej powstanie z mocy prawa. To znaczy, że organ zobowiązany jest zatwierdzić wniosek, co jest czystą formalnością. W związku z tym prowadzenie w tym zakresie oddzielnego postępowania administracyjnego dodatkowo wydłuża cały proces inwestycyjny, podczas gdy taki wniosek mógłby zostać rozpatrzony w ramach postępowania o udzielenie pozwolenia na budowę przez organ budowlany na podstawie zgłoszenia, a rozstrzygnięcie w tym zakresie stanowiłoby część decyzji o pozwoleniu na budowę. Brak sprzeciwu co do pozwolenia na budowę, oznaczałby również brak sprzeciwu co do wyłączenia z produkcji rolnej gruntów objętych zgłoszeniem.

Takie rozwiązanie pozwoli na zmniejszenie liczby odrębnych decyzji koniecznych do uzyskania w ramach procesu inwestycyjnego i przyczyni się do jego optymalizacji.

Agrofotowoltaika

Dodatkowym ułatwieniem byłoby zastosowanie tzw. agrofotowoltaiki. W Europie zaczynają rozwijać się inwestycje w elektrownie słoneczne na gruntach, które jednocześnie wykorzystywane są do uprawy³⁰. W takim przypadku panele fotowoltaiczne umieszczone są na specjalnych konstrukcjach ponad uprawami. Stanowią więc jednocześnie zadaszenie, które chroni rośliny przed nadmiernym wiatrem, deszczem, gradem czy upałami. Takie rozwiązanie przynosi podwójne korzyści, bowiem z jednej strony umożliwia produkcję zielonej energii, a z drugiej chroni uprawy. Nie mamy więc do czynienia z wyłączeniem gruntów z produkcji rolnej. Ważne, żeby taka sytuacja była unormowana w polskim prawie w celu ułatwienia inwestycji.

²⁸ Dotyczy to gruntów klasy I, II, III, IIIa, IIIb, a także klasie IV, IVa, IVb, V i VI gleb pochodzenia organicznego.

²⁹ Opłata za wyłączenie 1 ha gruntów rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego z produkcji rolnej:

klasa I - 437 175,00 zł/ha, klasa II - 378 885,00 zł/ha, klasa III a - 320 595,00 zł/ha, klasa III b - 262 305,00 zł/ha.

W przypadku gruntów rolnych wytworzonych gleb pochodzenia organicznego: klasa IV a - 204 015,00 zł/ha, klasa IV b - 145 725,00 zł/ha, klasa V - 116 580,00 zł/ha, klasa VI - 87 435,00 zł/ha.

³⁰ Przykładowa analiza instalacji w Niemczech: S. Schindele, *Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications*, Science Direct, Applied Energy, 01.05.2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192030249X>.

Unikanie „pustych miejsc”

W odniesieniu do kwestii konieczności wyłączenia gruntów z produkcji rolnej, warto również zwrócić uwagę na pojawiający się problem tzw. pustych miejsc (ang. wastelands). Dotyczy to sytuacji, w których teren planowanej inwestycji obejmuje zarówno grunty, których wyłączenie z produkcji rolnej lub leśnej wymaga uzyskania wyłącznej decyzji administracyjnej, jak i tych, dla których uzyskanie takiej decyzji musi zostać poprzedzone uzyskaniem zgody ministra właściwego do spraw rolnictwa (grunty klas I-III). Inwestorzy pomijają takie grunty przy lokalizacji inwestycji, choć bardzo często grunty klas I-III stanowią zaledwie ułamek powierzchni całej inwestycji. W konsekwencji pozostają one niezagospodarowane. Uniemożliwia to ich dalsze rolnicze wykorzystywanie z uwagi na ograniczenie lub całkowite pozbawienie dostępu do gruntu przez planowaną inwestycję.

W takim przypadku zasadnym wydaje się zrezygnowanie z konieczności uzyskiwania zgody ministra na wyłączenie gruntów z produkcji rolnej lub leśnej i procedowanie w taki sam sposób, jak przy gruntach klas niższych (uzyskanie wyłącznie decyzji zezwalającej na wyłączenie gruntów z produkcji rolnej lub leśnej). Uproszczenie to powinno obejmować ograniczoną powierzchnię gruntów wyższych klas i być dopuszczalne np. wyłącznie w przypadku, gdy całkowita powierzchnia gruntów wyższych klas wynosi mniej niż 15% całkowitej powierzchni planowanej inwestycji obejmującej grunty pozostałych klas.

6. Potrzeba zmiany decyzji administracyjnej po zmianie liczby i mocy poszczególnych paneli fotowoltaicznych

Liczbę oraz moc paneli fotowoltaicznych wpisuje się w dokumentację, chcąc uzyskać:

- warunki zabudowy,
- decyzję środowiskową,
- pozwolenie na budowę.

19

Postępowanie administracyjne przy inwestycji OZE jest na tyle długie, że do czasu rozpoczęcia budowy mogą być już dostępne bardziej wydajne komponenty. Może więc nastąpić zmiana planowanej mocy pojedynczych paneli, a w konsekwencji zmiana (zmniejszenie) liczby paneli potrzebnych do realizacji całej inwestycji oraz powierzchni zabudowy, przy zachowaniu granicznych parametrów, jakimi są całkowita moc instalacji oraz obszar oddziaływania instalacji.

W rezultacie jeżeli inwestor na etapie sporządzania dokumentacji projektowej będzie chciał zmienić liczbę oraz moc poszczególnych paneli fotowoltaicznych, będzie musiał uprzednio dokonać zmiany decyzji o warunkach zabudowy, mimo iż taka zmiana nie wpłynie stricte na warunki zabudowy.

Co więcej, niektóre organy stoją na stanowisku, że każda – nawet najmniejsza – zmiana względem uwarunkowań określonych w decyzji środowiskowej wymaga uprzedniej zmiany tej decyzji.

Analogiczny problem pojawia się w przypadku konieczności uzyskania pozwolenia zamiennego oraz klasyfikacji danej zmiany wprowadzonej do dokumentacji projektowej jako istotnego lub nieistotnego odstąpienia od projektu budowlanego. Jedynie w przypadku istotnego odstąpienia konieczne jest uzyskanie zamiennego pozwolenia na budowę. Jednocześnie brak jest przepisu, który w jednoznaczny sposób pozwalałby na sklasyfikowanie zmiany w zakresie mocy i liczby paneli jako istotnych lub nieistotnych odstępstw a od projektu budowlanego³¹.

³¹ Istotne odstąpienie od zatwierdzonego projektu zagospodarowania działki, terenu lub projektu architektoniczno-budowlanego lub innych warunków pozwolenia na budowę stanowi m.in. odstąpienie w zakresie określonych w ustawie charakterystycznych parametrów obiektu budowlanego, lub odstąpienie, które wymaga uzyskania lub zmiany decyzji, pozwoleń lub uzgodnień, niezbędnych do uzyskania decyzji o pozwoleniu na budowę lub do dokonania zgłoszenia.

Dlatego rekomenduje się, by zostały wprowadzone przepisy, które w przypadku zmiany mocy i liczby poszczególnych paneli fotowoltaicznych, o ile nie zwiększa się powierzchnia i moc instalacji:

- wprost wskażą na brak konieczności zmiany decyzji o warunkach zabudowy bądź decyzji środowiskowej,
- ustalą, że nie stanowi to istotnego odstępstwa od projektu budowlanego.

7. Brak możliwości uzyskania dodatkowych opinii oraz uzgodnień na różnych etapach realizacji inwestycji

Przepisy wymagają od inwestora uzyskania dodatkowych decyzji, uzgodnień oraz opinii warunkujących możliwość uzyskania pozwolenia na budowę – jak wskazano w schematach załączonych do tego opracowania. Część z nich należy uzyskać bezpośrednio przed otrzymaniem pozwolenia na budowę, a część z nich na etapach wcześniejszych, np. na etapie wydawania decyzji o warunkach zabudowy. Uzyskanie takich dodatkowych decyzji, uzgodnień itd. często wiąże się z obowiązkiem przeprowadzenia dodatkowych badań, co generuje pozaplanowe koszty. Zasadne zatem wydaje się rozwiązanie umożliwiające wydawanie **warunkowych decyzji** ustalających np. warunki zabudowy.

Przykładem takiej decyzji jest zwolnienie z zakazu wykonywania robót, które mogą wpływać na szczelność lub stabilność wałów przeciwpowodziowych w odległości mniejszej niż 50 m od stopy wału³². Do wniosku o wydanie takiego odstępstwa dołącza się mapy i charakterystykę planowanych działań wraz z opisem planowanej technologii robót.

W przypadku planowania robót, które mogą naruszyć strukturę korpusu lub podłoża wałów przeciwpowodziowych, dołącza się także badania hydrogeologiczne wraz z opinią dotyczącą wpływu tych robót na szczelność i stabilność wałów.

Na etapie uzyskiwania warunków zabudowy inwestor często jeszcze nie jest pewien, z jakiej technologii skorzysta, jak również czy uda mu się pozyskać tytuł prawny do nieruchomości lub warunki przyłączenia do sieci. W związku z powyższym, ponoszenie kosztów badań hydrogeologicznych na etapie, gdy inwestor jeszcze nie podjął ostatecznej decyzji co do realizacji inwestycji ani jej kształtu, może działać zniechęcająco. Szczególnie, że w przypadku dokonania zmian w projekcie, konieczne może okazać się jego ponowne przedłożenie.

Zasadne zatem wydaje się umożliwienie wydawania w tego typu sytuacjach **warunkowej decyzji ustalającej warunki zabudowy**. W rozstrzygnięciu takiej decyzji organ określiłby inwestorowi termin na dostarczenie wyników badań hydrogeologicznych potwierdzających możliwość zrealizowania planowanej inwestycji oraz opis stosowanych rozwiązań technologicznych. W przypadku, gdy wskazany termin (np. 3 lata) nie zostanie dochowany przez inwestora – decyzja wygaśnie.

8. Brak sankcji za przekroczenie terminu rozpatrzenia wniosku

Zgodnie z ogólnymi zasadami postępowania administracyjnego organy obowiązane są załatwiać sprawy bez zbędnej zwłoki. Załatwienie sprawy wymagającej postępowania wyjaśniającego powinno nastąpić nie później niż w ciągu miesiąca, a sprawy szczególnie skomplikowanej – nie później niż w ciągu dwóch miesięcy. W postępowaniu odwoławczym czas ten wynosi jeden miesiąc.

W praktyce termin rozpatrzenia złożonego wniosku i wydania np. decyzji środowiskowej, często jest znacznie dłuższy. Poza możliwością złożenia ponaglenia inwestor nie ma żadnego instrumentu prawnego, który faktycznie wpływałby na organ w zakresie rozpatrzenia wniosku w ustawowym terminie.

W odniesieniu do inwestycji w morskie farmy wiatrowe, a także w prawie budowlanym, istnieje instrument pozwalający na dyscyplinowanie organów. Gdy właściwy organ nie wyda w ustawowym terminie decyzji, organ wyższego stopnia wymierza karę pieniężną w wysokości 500 lub 1000 zł za dzień zwłoki³³.

Takie rozwiązanie mogłoby zostać rozszerzone na wszystkie decyzje inwestycyjne uzyskiwane na potrzeby realizacji inwestycji OZE. Warunkiem takiej zmiany powinno być natomiast wzmocnienie administracji, żeby mogła sprostać rosnącej liczbie wniosków związanych z inwestycjami OZE. Organy administracyjne powinny dostać wsparcie finansowe z budżetu centralnego (np. z dochodów z systemu ETS) na procedowanie tych wniosków.

9. Rozpatrywanie wniosku „na raty”

W przypadku złożenia wniosku o wydanie decyzji środowiskowej, decyzji o warunkach zabudowy, pozwolenia na budowę itd., które nie spełniają wymagań ustawowych, należy wezwać wnoszącego do usunięcia braków w terminie nie krótszym niż siedem dni.

Z przepisów nie wynika, czy organ rozpoznający wniosek jest uprawniony tylko do jednorazowego wezwania inwestora w zakresie przedstawionych dokumentów, czy też może to czynić wielokrotnie.

Brak regulacji w tym zakresie bardzo często prowadzi do tzw. rozpatrywania wniosku „na raty”. Organ po zidentyfikowaniu jednego braku formalnego, nie dokonuje dalszej analizy złożonego wniosku i wzywa inwestora do uzupełnienia braków formalnych we wskazanym zakresie. Po uzupełnieniu braków formalnych organ przechodzi do dalszej analizy wniosku. W przypadku zidentyfikowania kolejnych braków formalnych, ponownie wzywa inwestora do ich uzupełnienia. Takie działanie w znaczący sposób przedłuża czas trwania postępowania.

Organ powinien wystosować jedno kompleksowe wezwanie do uzupełnienia braków formalnych wniosku. Wezwanie powinno szczegółowo określać podstawy prawne i faktyczne jego wystosowania oraz zakres informacji i dokumentów, o które ma zostać uzupełniony pierwotnie złożony wniosek.

Wprowadzenie praktyki jednorazowego wezwania do uzupełnienia braków formalnych podania przyczyni się do skrócenia czasu rozpatrzenia wniosku, choć będzie również wymagało od inwestorów skompletowania wszystkich dokumentów w krótszym czasie.

10. Możliwość uchylecia decyzji w całości lub stwierdzenia jej nieważności, nawet gdy wadą dotknięta jest tylko część inwestycji

Ostateczna decyzja administracyjna, np. pozwolenie na budowę lub decyzja środowiskowa, może zostać uchylona w ramach procedury wznowieniowej lub może zostać stwierdzona jej nieważność³⁴. W praktyce, np. w odniesieniu do jednej z nieruchomości objętych decyzją inwestycyjną, organ może uchylić lub stwierdzić nieważność decyzji w całości niezależnie od tego, że w pozostałym zakresie decyzja nie jest wadliwa. W przypadku inwestycji w morskie farmy wiatrowe w postępowaniu odwoławczym oraz sądowo-administracyjnym decyzji nie można uchylić w całości ani stwierdzić jej nieważności w całości, gdy wadliwa jest tylko jej część.

Dodatkowo w odniesieniu do pozwolenia na budowę oraz pozwolenia na użytkowanie wprowadzono ograniczenie czasowe w zakresie możliwości stwierdzenia nieważności takiej decyzji³⁵. Pokazuje to, że celem ustawodawcy jest zwiększenie trwałości ostatecznych decyzji inwestycyjnych. Z kolei w przypadku decyzji o lokalizacji inwestycji celu publicznego nie uchyla się ani nie stwierdza ich nieważności, jeżeli od ich doręczenia lub ogłoszenia upłynęło 12 miesięcy.

Zidentyfikowany problem zmniejsza pewność funkcjonowania ostatecznej decyzji w obrocie prawnym, do którego zostaje ona wprowadzona z chwilą ogłoszenia lub jej doręczenia stronie postępowania. W skrajnych przypadkach

³³ W przypadku prawa budowlanego kar pieniężnych nie stosuje się, gdy pozwolenie na budowę dotyczy przedsięwzięcia podlegającego ocenie oddziaływania przedsięwzięcia na środowisko albo ocenie oddziaływania przedsięwzięcia na obszar Natura 2000.

³⁴ W przypadku zaistnienia określonych przesłanek: Art. 145 oraz art. 156 Ustawy z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 2000), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19600300168>.

³⁵ Ustawa z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw, która weszła w życie 19 września 2020 r., <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20200000471>.

może doprowadzić to do wstrzymania działalności lub nawet dokonania rozbiórki obiektu. Mowa tutaj o sytuacji, w której na podstawie ostatecznej decyzji inwestor rozpoczął prace, podczas których w stosunku do takiej decyzji zostało zainicjowane np. postępowanie, którego efektem jest stwierdzenie nieważności tej decyzji.

W wybranych przypadkach ustawodawca zdecydował się na odstąpienie od tej zasady i w przypadku inwestycji w morskie farmy wiatrowe w postępowaniu odwoławczym oraz sędowo-administracyjnym decyzji nie można uchylić w całości ani stwierdzić jej nieważności w całości, gdy wadliwa jest tylko jej część. Aby zwiększyć trwałość decyzji inwestycyjnych, jak najszybciej powinny zostać wprowadzone rozwiązania ograniczające zakres oraz horyzont czasowy dla zastosowania instytucji uchylenia lub stwierdzenia nieważności takich decyzji. Zasady powinny być jednolite dla wszystkich decyzji dotyczących inwestycji OZE.

6. Strefy OZE – strefy wolne od barier administracyjnych

Rozwiązaniem, które mogłoby wprowadzić ułatwienia przy budowie instalacji wiatrowych oraz fotowoltaicznych, jest wprowadzenie w planach ogólnych oraz w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego specjalnych stref OZE. W takich strefach, na wzór specustaw oraz specjalnych stref ekonomicznych, obowiązywałby szereg zachęt i uproszczeń dla inwestorów, w tym m.in.:

- skrócenie terminów rozpatrywania wniosków o udzielenie decyzji inwestycyjnych, a także odwołań oraz skarg od takich decyzji³⁶,
- wprowadzenie dodatkowych wymogów formalnych odwołania od decyzji inwestycyjnych, co pozwoliłoby na ograniczenie zaskarżania decyzji dotyczących OZE³⁷,
- zastąpienie decyzji środowiskowej dla poszczególnych inwestycji jedną zbiorczą decyzją środowiskową dla całej strefy OZE.

22

Zgodnie z obowiązującymi przepisami ustawy o ocenach oddziaływania przedsięwzięć na środowisko, przed uchwaleniem lub zmianą studium uwarunkowań kierunków zagospodarowania przestrzennego gminy oraz planu zagospodarowania przestrzennego, które wyznaczają ramy dla późniejszej realizacji przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, wymaga się przeprowadzenia strategicznej oceny na środowisko wraz z prognozą oddziaływania na środowisko.

Po uchwaleniu planu zagospodarowania przestrzennego (lub jego zmiany), inwestor, który chce wybudować dużą instalację, musi uzyskać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach, która w wielu przypadkach będzie wiązała się z koniecznością przeprowadzenia pełnej oceny oddziaływania na środowisko oraz sporządzeniem raportu. W związku z powyższym w ramach realizacji jednej inwestycji przeprowadzana jest dwa razy praktycznie taka sama procedura.

Dlatego powinno nastąpić rozszerzenie zakresu prognozy oddziaływania na środowisko przy sporządzaniu planu zagospodarowania przestrzennego lub jego zmiany w taki sposób, aby określała maksymalne parametry przedsięwzięć możliwych do lokalizacji w specjalnej strefie OZE. Czyli de facto taka prognoza stanowiłaby ocenę oddziaływania na środowisko dla całej strefy OZE i zastępowała decyzje środowiskowe dla poszczególnych inwestycji lokalizowanych w tej strefie. Takie rozwiązanie zwolniłoby inwestora z obowiązku występowania o decyzje środowiskowe dla poszczególnych inwestycji.

Uchwalenie zbiorczej decyzji środowiskowej dla całej strefy OZE byłoby procesem złożonym i wymagającym kompleksowej oceny wszystkich aspektów warunkujących możliwość realizacji inwestycji. Dlatego nie powinno być obowiązkowe dla władz lokalnych, lecz jedynie opcjonalne. Przyniosłoby jednak inwestorom ogromne uproszczenie w postaci zwolnienia z obowiązku uzyskiwania decyzji środowiskowych dla poszczególnych przedsięwzięć objętych taką zbiorczą decyzją.

³⁶ Zobacz art. 76 ust. 2 i 5 Ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20210000234>.

³⁷ Zobacz art. 76 ust. 4 Ustawy z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1050), <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20210000234>.

Warto także podkreślić, że specjalne strefy OZE powinny być ustalane z uwzględnieniem istniejących mocy przyłączeniowych oraz mocy, których wybudowanie umożliwia plan miejscowy uchwalony dla danej strefy OZE.

Utworzenie specjalnych stref OZE umożliwiłoby m.in.:

- wykorzystanie terenów najatrakcyjniejszych dla OZE (wietrznych, dobrze nasłonecznionych oraz zlokalizowanych w pobliżu istniejących sieci),
- zwolnienie inwestorów z obowiązku uzyskiwania odrębnych decyzji środowiskowych osobno dla każdej inwestycji zlokalizowanej w takiej strefie,
- promowanie dobrych praktyk oraz ładu przestrzennego – inwestycje realizowane byłyby zgodnie z planem zagospodarowania przestrzennego,
- uproszczenie procedury uzyskiwania pozwolenia na budowę (m.in. poprzez wyeliminowanie konieczności uzyskania odrębnych decyzji środowiskowych dla inwestycji zlokalizowanych w takiej strefie, skrócenie terminów rozpatrywania wniosków o wydanie pozwolenia na budowę czy wyeliminowanie możliwości rozpatrywania wniosku „na raty”),
- zwiększenie atrakcyjności inwestycji OZE oraz znaczące skrócenie procesu ich budowy.

Procedowane zmiany ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym przewidują również obowiązek przygotowania m.in. projektu strategii rozwoju gminy lub strategii rozwoju ponadregionalnego na potrzeby uchwalenia zintegrowanego planu inwestycyjnego.

Jednak, jak wskazano na początku niniejszego raportu, samo uproszczenie i przyspieszenie procedur administracyjnych będzie niewystarczające, jeśli nie będzie zwiększona możliwość przyłączania nowych mocy OZE do sieci elektroenergetycznej.

23

7. Uwolnić moce przyłączeniowe

Wymogi prawne, długość postępowań administracyjnych i niejasne procedury to tylko część problemów nowych inwestycji w OZE. Największą barierą, której skutki można wymiernie określić, są odmowy wydawania warunków przyłączenia instalacji OZE do sieci elektroenergetycznej. W 2021 roku odmówiono wydania ok. 3,8 tysięcy warunków przyłączenia dla nowych inwestycji o mocy ok. 14,5 GW³⁸.

Zgodnie z ustawą Prawo energetyczne odmowa warunków przyłączenia może zostać wydana z powodów ekonomicznych lub technicznych.

7.1. Brak warunków ekonomicznych

Inwestorzy w przypadku instalacji do 5 MW są zobowiązani pokryć połowę kosztów przyłączenia³⁹. Większe inwestycje wiążą się z pokryciem całości tych kosztów. Jednak rozwój sieci (infrastruktury sieciowej za przyłączem) jest kosztem ponoszonym przez operatora systemu. Rozwój sieci jest niezbędny, by móc przyjmować coraz więcej mocy ze źródeł rozproszonych.

Operatorzy systemów otrzymują tysiące wniosków o wydanie warunków przyłączenia dla instalacji OZE. Stają więc przed koniecznością skonfrontowania swoich możliwości finansowych z niezbędnymi środkami na przygotowanie infrastruktury pod te inwestycje. W obecnym stanie prawnym poziom wydatków na nowe inwestycje wynika z planu rozwoju uzgadnianego przez operatorów systemów z Prezesem URE⁴⁰. Plany te są przyjmowane na okresy pięcioletnie i następnie stanowią podstawę do zatwierdzania corocznie taryf przesyłowych i dystrybucyjnych. Operatorzy wykorzystują zatwierdzone plany rozwoju jako podstawę do odmawiania wydawania warunków przyłączenia.

³⁸ URE, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki*, Warszawa, str. 123 <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

³⁹ Oprócz mikroinstalacji, których przyłączenie jest bezkosztowe dla inwestora.

⁴⁰ W trybie art. 16 Prawa energetycznego.

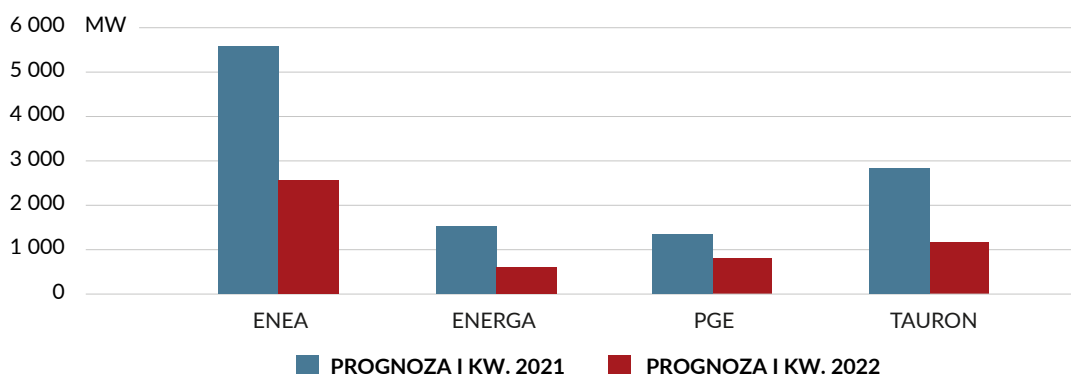
Motywuja to brakiem uwzględnienia inwestycji niezbędnych do przyłączenia danego obiektu w aktualnym planie rozwoju. Pomimo że, na operatorach systemu ciąży obowiązek zapewnienia rozwoju sieci i finansowania tego rozwoju⁴¹, operatorzy nie występują do Prezesa URE o korekty obowiązujących planów przed końcem okresów ich obowiązywania.

Podmioty wnioskujące o przyłączenie do sieci nie mają żadnego wpływu na uwzględnienie ich inwestycji w planie rozwoju operatora systemu. Inicjatywa zmiany planu rozwoju spoczywa wyłącznie na operatorze systemu. Z inicjatywy Prezesa URE została natomiast przygotowana tzw. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki, która ma przyspieszyć rozwój sieci w celu nadążeniu za potrzebami rozwoju OZE⁴². Jednak nawet prezes URE nie ma żadnego instrumentu prawnego, żeby zmusić operatora do zmiany planu przed końcem okresu jego obowiązywania.

Zgodnie z najnowszymi zmianami w Prawie energetycznym firmy, które otrzymały odmowę wydania warunków przyłączeniowych ze względów ekonomicznych, będą mogły zażądać od operatora informacji o przyjętych założeniach kosztowych związanych z odmową przyjęcia wniosku⁴³.

Jak wskazuje rysunek 8, w perspektywie do roku 2025 istnieje ryzyko wyczerpania możliwości przyłączeniowych sieci dystrybucyjnej.

Rysunek 8. Porównanie dostępnej mocy przyłączeniowej w roku 2025 (prognoza z 2021 r. i 2022 r.)



Źródło: Instytut Energetyki Odnawialnej IEO EC BREC, *Rynek Fotowoltaiki w Polsce*, maj 2022, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1591-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2022>.

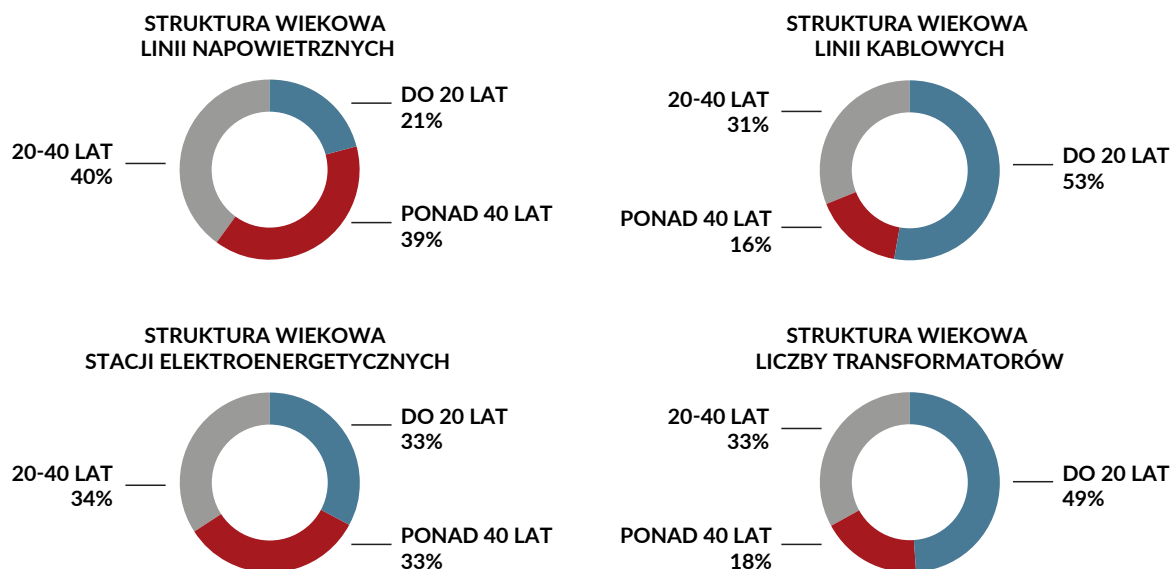
Operatorzy systemu przedstawiają jako uzasadnienie tej sytuacji zły stan techniczny sieci elektroenergetycznych i potrzebę zaangażowania wielkich środków finansowych na ich modernizację. Według Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki potrzeby inwestycyjne to minimum 130 mld zł do roku 2030 (kwota ta została podana przez operatorów systemów, którzy nie upublicznili założeń do jej wyliczenia). Opinia o złym stanie technicznym sieci, uniemożliwiającym kolejne przyłączenia OZE, spotyka się na ogół ze zrozumieniem. Statystyka określająca obecny wiek elementów infrastruktury energetycznej może stanowić uzasadnienie tego stanowiska (rysunek 9). Jak można zauważyć, szczególnie dla linii napowietrznych, analizowana struktura wiekowa jest zdecydowanie niekorzystna (zaledwie 21% linii liczy mniej niż 20 lat).

⁴¹ Wynikający z art. 7 ust. 4 Prawa energetycznego.

⁴² URE, *Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych*, 07.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html>.

⁴³ Zmiana wprowadzona ustawą z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220002687>.

Rysunek 9. Struktura wiekowa elementów infrastruktury elektroenergetycznej pracującej w KSE



Źródło: Modzelewski W., *Sieci – wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, raport ClientEarth, lipiec 2022.

Jednym z głównych powodów braku przygotowania sieci do przyjmowania więcej OZE jest nieodpowiednie planowanie strategiczne. Obowiązująca Polityka energetyczna Polski do roku 2040 (PEP) oraz Krajowy plan na rzecz energii i klimatu (KPEiK) nie doszacowały potencjału dynamiki rozwoju źródeł odnawialnych w Polsce. Spółki skarbu państwa, odpowiedzialne za rozwój infrastruktury sieciowej, kierując się strategicznymi dokumentami rządowymi, nie zdołały przygotować infrastruktury sieciowej do zachodzących zmian. Do połowy roku 2023 powinna nastąpić rewizja PEP i KPEiK – dokumenty te powinny dać jasny sygnał do otworzenia sieci na duże inwestycje w nowe moce odnawialne.

W związku z tym, że sieci nie są przygotowane do dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł, inwestorzy otrzymują odmowy z powodu braku technicznych warunków przyłączenia.

7.2. Brak warunków technicznych

Techniczne warunki przyłączenia to techniczna możliwość przyłączenia danego obiektu do sieci, a następnie jego bezproblemowej współpracy z siecią tak, by możliwe było pełne wyprowadzenie mocy z elektrowni do wielkości mocy przyłączeniowej wnioskowanej przez podmiot przyłączany.

Z technicznego punktu widzenia – po odpowiedniej inwestycji – można dostosować sieć do przyłączenia niemal każdego źródła. Teoretycznie nie ma więc przeszkód sensu stricto technicznych do przyłączania nowych źródeł. **Barierą jest brak pieniędzy i zbyt wolna dynamika inwestycji w sieć.**

Kluczowym elementem procedury oceny wniosku o wydanie warunków przyłączenia do sieci od strony istnienia technicznych warunków przyłączenia jest ekspertyza wpływu urządzeń wytwórczych na system elektroenergetyczny⁴⁴. Ekspertyzy opierają się na komputerowych obliczeniach sieci (analiza rozptyłowa systemu uwzględniająca planowaną inwestycję) opartych na założeniach i modelach przygotowanych przez operatorów. Szczegółowy zakres każdej z nich określa dokument zatytułowany ZiWWE (Założenia i Warunki Wykonania Ekspertyzy), stanowiący każdorazowo załącznik do zlecenia na wykonanie prac eksperckich.

Dla każdego przypadku przyłączenia ZiWWE może mieć nieco inną postać – dotyczy to sieci 110 kV i sieci przesyłowej⁴⁵. W wielu przypadkach sposób sformułowania założeń przez operator ma istotny wpływ na wyniki analizy, co w efekcie ogranicza ekspercki charakter opracowania, sprowadzając jego rolę do wykonania i udokumentowania wyników określonych obliczeń.

Z reguły ekspertyza obejmuje zagadnienia rozptyłowe (wartości prądów w elementach sieci oraz napięć w węzłach sieci) oraz sprawdzenie warunków zwarciovych. Obliczenia są wykonywane według formuły N-1, gdzie jeden z elementów sieci zostaje wyłączony, aby odwzorować stan sieci w warunkach awarii.

W przypadku sieci SN (średniego napięcia) ekspertyzy wykonuje się pod kątem spełnienia pięciu warunków⁴⁶:

- wystarczalności mocy transformatora 110/SN kV,
- statycznego oddziaływania napięciowego,
- dynamicznego oddziaływania napięciowego,
- jakości napięcia,
- warunków zwarciovych.

Najczęstszą przyczyną odmów przyłączenia do sieci SN jest niespełnienie kryterium wystarczalności mocy transformatora. Z kolei dla sieci przesyłowej i dla sieci 110 kV zasadniczym kryterium oceny możliwości przyłączenia rozpatrywanego źródła są kwestie przeciążeń linii napowietrznych.

Przeciążenie linii napowietrznej jest pojęciem potocznym, którym zaczęto się posługiwać głównie w efekcie obliczeń prowadzonych w ramach ekspertyz przyłączeniowych. Przeciążenia mają skutki praktyczne – zwiększanie temperatury przewodów linii napowietrznych i zwiększanie ich zwisu (zmniejszenie odległości od ziemi).

Przeciążenie linii

Przeciążenie linii w ekspertyzach przyłączeniowych jest identyfikowane jako wynik obliczeń rozptyłowych, które wskazują, że w określonych warunkach linią może popłynąć prąd przekraczający wartość określoną jako obciążalność statyczna. Z reguły jest to wartość prądu, która przy pewnych założeniach (odnośnie do prędkości i kierunku wiatru, nasłonecznienia i stanu powierzchni przewodów) zapewni ograniczenie ich temperatury poniżej określonej wartości. Dla 70% linii jest to 40°C⁴⁷, natomiast założenia nie są objęte żadnym oficjalnym dokumentem normatywnym.

Blisko 70% krajowych linii o napięciu 110 kV zbudowano tak, że odległość pomiędzy przewodami linii a znajdującymi się pod nią obiektami spełnia wymagania normy⁴⁸, jeśli temperatura przewodów nie przekracza 40°C. Właśnie ta wielkość, zwana temperaturą projektową linii, w zasadniczy sposób ogranicza (znacznie bardziej w sensie formalnym niż fizycznym) prąd, który może płynąć jej przewodami. Jednocześnie temperatura dopuszczalna dla tego typu przewodów (AFL), z uwagi na ich właściwości materiałowe, wynosi dwukrotnie więcej, czyli 80°C.

Linie 110 kV najczęściej wykonane są z przewodów stalowo-aluminiowych typu AFL6 240 mm². Dla tego typu przewodów prąd dopuszczalny w standardowych warunkach letnich (temperatura otoczenia 30°C) i odpowiadający temperaturze projektowej 40°C wynosi 320 amperów (A). Natomiast prąd dopuszczalny z uwagi na właściwości przewodów to aż 645 A.

⁴⁵ O ile wykonawcą ekspertyzy jest firma zewnętrzna.

⁴⁶ Szczegółowy opis tych kryteriów zawiera dokument PTPiREE. PGE Dystrybucja S.A., *Kryteria oceny możliwości przyłączenia oraz wymagania techniczne dla jednostek wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej średniego napięcia Operatora Systemu Dystrybucyjnego*, 2014, <https://pgedystrybucja.pl/strefa-klienta/przydatne-dokumenty/akordeon-przydatne-dokumenty/wniosek-o-przyłączenie-wytworcy>.

⁴⁷ R. Stephen, i in., *The thermal behavior of overhead conductors*. ELECTRA No. 174, 1997. Section 3., https://e-cigre.org/publication/ELT_174_2-the-thermal-behaviour-of-overhead-conductors-section-3-mathematical-model-for-evaluation-of-conductor-temperature-in-the-unsteady-state.

⁴⁸ Norma PN-EN 50341-1: 2005: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.

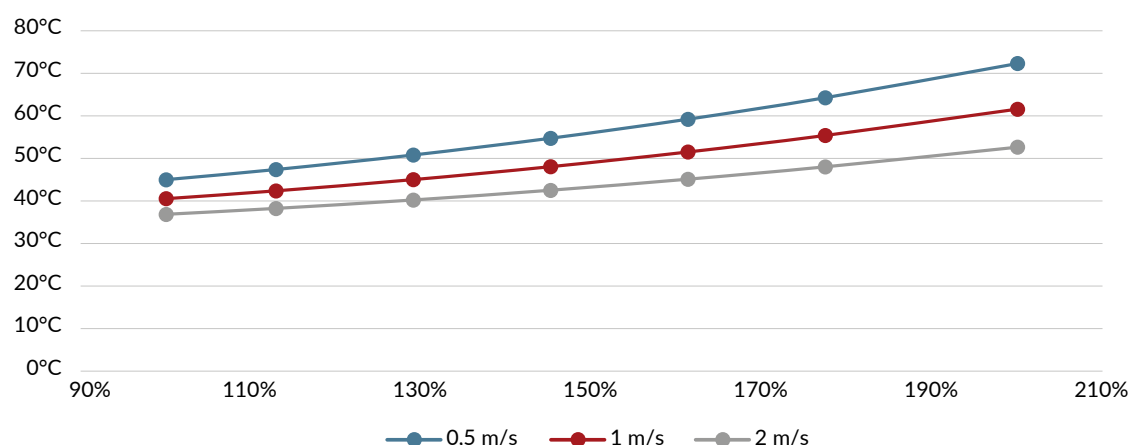
Tylko nieco ponad 10% linii wybudowanych jest dla temperatury projektowej 60°C (są to linie zbudowane po 1989 r.), a dopiero linie obecnie budowane lub gruntownie przebudowywane wykonywane są dla temperatury projektowej równej dopuszczalnej temperaturze przewodów, czyli 80°C.

Przez szereg lat w treści ZiWWE przyjmowano możliwość przekroczenia dopuszczalnej wartości prądu w liniach o 3%, jednak obecnie margines ten został zmniejszony do 1% lub nawet 0,5%. Wszystkie te zalecenia zwane w ZiWWE „zasadami” nie mają umocowania ani w normach, ani w piśmiennictwie naukowo-technicznym.

Linia napowietrzna to obiekt przestrzennie zróżnicowany. Wiedza o wrażliwości danej linii na wzrost temperatury przewodów ponad wartość projektową ma kluczowe znaczenie w racjonalnym podejściu do problemu zwiększenia jej obciążalności.

Na rysunku 10 przedstawiono zależność temperatury typowego przewodu aluminiowego z rdzeniem stalowym o przekroju części aluminiowej wynoszącym 240 mm² (AFL6 240) w funkcji krotności prądu dopuszczalnego (320 A), dla prędkości wiatru w zakresie 0,5-2,0 m/s. Wzrost obciążenia o 1% to przedział wzrostów temperatury przewodu o mniej niż 0,5°C. Realnie przekłada się to na zwiększenie maksymalnego zwisu przewodu o 1-2 cm. Z pewnością nie można tu mówić o zagrożeniu bezpieczeństwa linii, gdyż rzeczywista odległość przewodów linii WN od ziemi zawiera się w granicach 6-8 metrów. Za pomocą stosowanych w praktyce przyrządów pomiarowych nie da się dla takich wielkości nawet zidentyfikować zmniejszenia odległości od ziemi.

Rysunek 10. Ilustracja wpływu dociążania przewodu AFL6 240 na wzrost jego temperatury przy różnych prędkościach wiatru prostopadłego do linii (warunki dla lata)



27

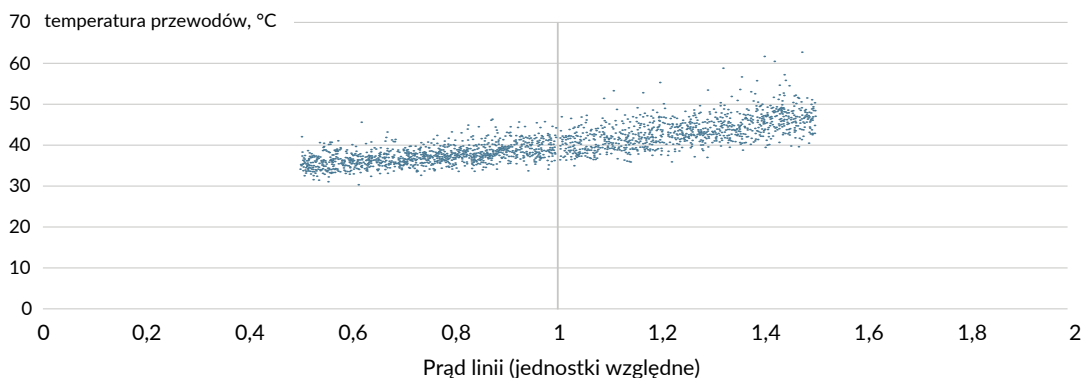
Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

Aby wskazać na rozmyty charakter pojęcia „temperatura dopuszczalna przewodu”, na rysunku 11 pokazano zmienność parametrów temperaturowych przęsla linii wykonanej przewodem AFL6 240 dla temperatury projektowej 40°C⁴⁹.

Jak można zauważyć, nawet przy tak szerokim przedziale zmienności prądów, tylko w niewielkiej liczbie przypadków temperatura przewodów przekracza temperaturę projektową (40°C) o więcej niż 10°C. Tym samym konsekwencje w zakresie zwiększenia zwisu (innych nie ma) nie przekraczają 50 cm, co dla zdecydowanej większości linii mieści się w zakresie tolerancji montażowej. Widać również, że przyjmowana ostatnio przez operatorów „zasada”, uznająca przekroczenie wartości prądu dopuszczalnego o 1% (a także 0,5% w niektórych przypadkach) za istotne i wykluczające, jest nieadekwatna do rzeczywistych uwarunkowań pracy linii.

⁴⁹ Przyjęto, że charakterystyczne wielkości, od których zależą warunki pracy linii podlegają rozkładowi normalnemu (podano wartość oczekiwaną i odchylenie standardowe) uznanym jako typowe dla lata i dnia o słabej wietrzności: prędkość wiatru $v \sim N(2;0,5)$ m/s, kierunek wiatru $\beta \sim N(90;30)^\circ$, temperatura otoczenia $t_p \sim N(29;1)^\circ\text{C}$, promieniowanie słoneczne $W_s \sim N(800;100)$ W/m². Symbol $N(\mu; \sigma)$ oznacza rozkład normalny. Na rysunku 11 pokazano wynik symulacji, w ramach której wyznaczano temperaturę przewodu dla prądów losowanych z przedziału $(0,5I_{\text{dop}}; 1,5I_{\text{dop}})$.

Rysunek 11. Wyniki symulacji Monte Carlo parametrów cieplnych linii napowietrznej wykonanej przewodami AFL6 240 – wartości temperatur przewodów dla szerokiego przedziału zmienności prądów



Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

Autorzy ekspertyz i ich odbiorcy zobligowani są do określania wielkości mocy dostępnej, jeśli moc, o którą ubiega się inwestor, nie jest możliwa do przyłączenia. Informacja o tym, że dostępna moc wynosi 0 MW jest uznawana za spełnienie tego obowiązku. Tymczasem, jeśli moc nowej instalacji 40 MW powoduje wzrost przeciążenia linii o 1%, to dla 10 MW może to być 0,25% i powinno być uznane za wielkość niedającą się w rzeczywistości zidentyfikować.

Określając dla danej linii obciążenie dopuszczalne w dłuższym okresie, operator sieci nie uzasadnia szczegółowo, co leży u podstaw przyjęcia konkretnych wartości, traktując tę informację jako poufną. Fakt, że najczęściej wynika ono z temperatury projektowej linii (czyli w praktyce z ograniczeń dotyczących odległości przewodów od ziemi) nie jest powszechnie znany i dyskutowany.

Tym samym jeśli z analizy rozptyłowej wyniknie obciążenie powodujące (teoretycznie) wzrost temperatury przewodów ponad wartość temperatury projektowej, to – zdaniem operatorów – wyklucza to istnienie technicznych warunków przyłączenia. Jednak fizyczne skutki dopuszczenia przekroczenia przepływu prądu o 10% czy 20% mogą być niewielkie, co pokazano w tabeli 3.

W tabeli 3 pokazano fragment tablicy montażowej przęsła o rozpiętości 300 m dla linii wykonanej przewodem AFL6 240 mm².

Tabela 3. Zestawienie zwisów oraz naprężenia przewodów roboczych typu AFL 6-240 przy różnych prądach obciążenia, dla rozpiętości przęsła równej 300 m oraz naprężenia dopuszczalnego 100 MPa, wyznaczone przy temperaturze otoczenia równej 30°C

Prąd, A	320	340	360	380	400	420	440	460	500	540	560	600	645
Zwis, m	8,01	8,05	8,09	8,14	8,19	8,24	8,29	8,35	8,47	8,6	8,67	8,84	9
Naprężenie, MPa	48,9	48,66	48,4	48,12	47,82	47,54	47,23	46,9	46,23	45,54	45,15	44,33	43,4

Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

Tabela 3 pokazuje np. wzrost prądu płynącego linią od wartości przyjmowanej jako dopuszczalna (latem), czyli 320 A – do wartości o 25% większej, czyli 400 A. Wskutek tych zmian następuje zwiększenie zwisu o zaledwie 18 cm. Jednocześnie rysunki 10 i 11 wskazują, że przy niekorzystnych warunkach pogodowych (wysoka temperatura, słaby wiatr), temperatura przewodu wzrośnie maksymalnie do 50°C. Należy zauważyć, że wzrost temperatury przewodu o 1°C spowoduje zwiększenie zwisu zaledwie o 3-4 cm⁵⁰. A jednak według operatorów, jest to przeciążenie i podstawa do odmowy. Tymczasem tak niewielkie zmiany obciążenia nie przekładają się na negatywne skutki dla linii. Dlatego należałoby wprowadzić realne marginesy tolerancji dla „przeciążeń obliczeniowych”.

50 W. Dołęga, *Obciążalność termiczna napowietrznych linii elektroenergetycznych 400, 220 i 110 kV*, Energetyka 1/2016, <http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-99182ad0-608d-4d4c-b39d-4a6b5773bf7d>.

Przykład braku warunków technicznych

W decyzji dotyczącej warunków przyłączenia inwestorzy otrzymują tabele, w których pokazany jest stan prądowego obciążenia linii przed przyłączeniem rozpatrywanej instalacji oraz po jej hipotetycznym przyłączeniu. Lista przeciążonych linii może liczyć kilkanaście lub nawet kilkadziesiąt elementów. Jeśli ich modernizacja nie jest objęta planem rozwoju sieci (który jest poufny), ostateczna konkluzja w zakresie możliwości przyłączenia jest negatywna, bowiem źródło powoduje przeciążenia linii lub zwiększa przeciążenia już istniejące.

W tabeli 4 podana jest lista przykładowych elementów sieci, które byłyby przeciążone po zrealizowaniu pewnej inwestycji⁵¹. Formalnie odmowa udzielenia warunków przyłączenia w sensie bezwzględnego przestrzegania granicy prądu dopuszczalnego wydaje się zasadna. Często jednak odmowy dotyczą inwestycji, które miałyby niewielki wpływ na temperaturę przewodów i w praktyce nie miałyby wpływu na bezpieczeństwo pracy sieci.

Tabela 4. Fragment tabeli otrzymanej przez inwestora od OSD jako uzasadnienie braku warunków technicznych do przyłączenia farmy fotowoltaicznej o mocy 40 MW

Linia 110 kV	Obciążenie - stan istniejący [%]	Obciążenie - stan po przyłączeniu [%]
Linia 1	124	125
Linia 2	107	108
Linia 3	112	113
Linia 4	171	172
Linia 5	216	217
Linia 6	126	127
Linia 7	103	104
Linia 8	143	144
Linia 9	111	112
Linia 10	110	111
Linia 11	127	129
Linia 12	143	144
Linia 13	144	145
Linia 14	180	181
Linia 15	159	160
Linia 16	146	147
Linia 17	159	161
Linia 18	198	200
Linia 19	224	225
Linia 20	244	245
Linia 21	253	254
Linia 22	179	180
Linia 23	167	168
Linia 24	181	182
Linia 25	136	138
Linia 26	122	123
Linia 27	158	160
Linia 28	115	116

Jak widać, operator systemu dopuszcza do utrzymywania w stanie przeciążenia kilkudziesięciu linii, przy czym są to przeciążenia o dużych wartościach (ponad 200%). Jednak o zagrożeniu bezpieczeństwa operator informuje inwestora, gdy potencjalne przeciążenie wzrasta z 253% do 254%.

Tolerowanie przeciążeń wywołanych przyłączeniem do sieci innych instalacji nasuwa wniosek, że działanie takie jest sprzeczne z podstawowym wymaganiem stawianym operatorom przez ustawę Prawo energetyczne, którym jest niedyskryminujące traktowanie wszystkich użytkowników systemu. Tymczasem jedne instalacje mogły doprowadzić do przeciążenia wynoszącego 253%, ale już kolejna nie może go powiększyć do 254%. Jest to działanie niezrozumiałe dla inwestorów.

51

Lista pochodzi z korespondencji operatora z inwestorem dla rzeczywistego przypadku rozpatrywania wniosku o wydanie warunków przyłączenia.

Oprócz tego, że inwestorzy często otrzymują odmowę wydania warunków przyłączeniowych, trudno jest im planować dalsze działania inwestycyjne ze względu na **brak transparentności** ze strony operatorów. Sposób informowania inwestorów o możliwościach przyłączenia, o planach modernizacyjnych i inwestycyjnych operatorów sieci jest bardzo daleki od przyjętych w innych branżach standardów biznesowych. Poufne są:

- plany rozwoju spółek dystrybucyjnych,
- parametry elementów systemu elektroenergetycznego,
- wyniki analiz prowadzonych w ramach ekspertyz poprzedzających decyzje o przyłączeniu.

Dlatego też w pierwszej części raportu zaproponowano wprowadzenie aukcji OZE, które by wyeliminowały problem z brakiem dostępu do informacji. Inwestorzy mieliby równy dostęp do informacji o pojawiających się mocach przyłączeniowych i równy dostęp do udziału w ubieganiu się ich wykorzystanie. Wyeliminowałoby to praktykę wnioskowania o warunki przyłączeniowe tam, gdzie ich nie ma. Zanim zostałyby wprowadzone aukcje OZE należałoby zwiększyć transparentność procesu uzyskiwania warunków przyłączenia.

8. Proponowane rozwiązania:

Przeciążenie linii może być realnym problemem dla funkcjonowania sieci elektroenergetycznej. Jednak ważne jest, by niewielkie przeciążenia, nie skutkujące negatywną pracą sieci, nie stanowiły bariery dla rozwoju OZE. Istnieje też szereg rozwiązań, które pozwolą lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę sieciową lub zwiększyć odpowiedzialność inwestycyjną po stronie wytwórcy. Rozwiązania te zostały opisane poniżej.

30

8.1. Inwentaryzacja sieci

Operator na podstawie audytu przestrzennego rozpatrywanej linii powinien wiedzieć, czy powiększenie zwisu o kilkanaście lub kilkadziesiąt centymetrów ma znaczenie dla zachowania bezpiecznych odległości przewodów od obiektów terenowych znajdujących się pod linią⁵². Operatorzy powinni nabyć wystarczającą wiedzę o każdej linii tak, by jej obciążalność była efektem rzetelnej oceny uwarunkowań przestrzennych na trasie linii i wiedzy operatora o bezpiecznej „rezerwie odległościowej”.

Widząc, że nawet 50% przekroczenie obciążalności linii wynikającej z temperatury projektowej (dla prądu 480 A) nieznacznie, bo o zaledwie 40 cm, powiększa zwis przewodu, operatorzy powinni zmienić podejście do automatycznych odmów przyłączania nowych źródeł. Takie przypadki byłyby uzasadnione, gdy powiększenie zwisu oznaczałoby przekroczenie normatywnych wymagań odległościowych. W bardzo wielu przypadkach tak nie jest i praca przy formalnym „przeciążeniu” nawet rzędu 20-30% nie pociąga za sobą żadnych skutków, które zasługiwałyby na określenie „zagrożenia bezpieczeństwa pracy sieci”.

Wyżej wspomnianą „rezerwę odległościową” można by usankcjonować wprowadzając do IRIESP oraz IRIESD⁵³ następujący zapis: „długotrwała obciążalność termiczna linii ze względu na warunki przestrzenne jest to taka wartość prądu, która w określonych standardowo warunkach atmosferycznych nie spowoduje zmniejszenia odległości przewodów linii od zlokalizowanych pod nią obiektów poniżej wartości określonych w normie⁵⁴”. Trud i koszty przeprowadzenia analiz i pomiarów pozwalających na określenie takich wartości obciążenia długotrwałego linii z pewnością mogą zostać skompensowane poprawą wykorzystania ich zdolności przesyłowych.

⁵² Norma PN-EN 50341-1: 2005: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.

⁵³ PSE, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, https://www.pse.pl/documents/20182/304683674/IRiESP-Bilansowanie_v1_0_tekst_jednolity_po_KA_CB_19_2018_od_29_10_2018.pdf; Tauron Dystrybucja, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*, https://www.tauron-dystrybucja.pl/-/media/offer-documents/dystrybucja/uslugi-dystrybucyjne/iriesd/2022-01-01-iriesd_tauron-dystrybucja-tekst-jednolity.ashx.

⁵⁴ Norma PN-EN 50341-1: 2005: Elektroenergetyczne linie napowietrzne prądu przemiennego powyżej 45 kV Część 1: Wymagania ogólne. Specyfikacje wspólne.

Nie negując konieczności zaawansowanej modernizacji wielu linii, można jednak dopuścić do przyłączenia dodatkowych instalacji OZE, zmieniając podejście do oceny skutków ich oddziaływania na system elektroenergetyczny. Jednocześnie ocena wyników obliczeń powinna podlegać jednolitym i zgodnym z prawami fizyki i elektrotechniki zasadom zapisanym np. w rozporządzeniu o warunkach funkcjonowania systemu elektroenergetycznego.

Precyzyjne oszacowanie wielkości dopuszczanej w ten sposób mocy możliwej do przyłączenia wymagałoby przeanalizowania każdej z prawie czterech tysięcy odmów udzielonych za rok 2021. Można szacować, że byłaby to wielkość silnie z tą liczbą skorelowana.

8.2. Opcjonalne podejście do formuły N-1

Inwestorzy z reguły zdają sobie sprawę z faktu, że zawarte w ekspertyzach wyniki obliczeń decydujących o przyłączeniu ich instalacji do sieci wykonywane są dla stanu normalnego. Z reguły nie wykazuje on przekroczeń obciążalności linii, nawet tych projektowanych na 40°C. Obliczenia wykonywane też są dla **stanów awaryjnych i remontowych sieci określanych jako N-1, gdzie jeden element ze zdefiniowanego zbioru elementów sieci zostaje wyłączony.**

Jest to standardowe podejście stosowane nie tylko w Polsce. W przypadku ważnych obiektów (np. elektrownia jądrowa) prowadzi się analizy dla przypadków N-2, a nawet N-3. W analizach tych nie określa się, czy wyłączenie elementu będzie trwało kilka minut czy kilka miesięcy. Po prostu wymaga się, aby odbiór mocy z instalacji wytwórczej był zawsze możliwy do zrealizowania bez jednego elementu sieci.

Na podstawie analizy danych niezawodnościowych dla Polski oraz innych krajów można oszacować, że średni czas trwania awaryjnego wyłączania linii 110 kV (lub linii najwyższych napięć) wynosi 10 godzin^{55,56}. Dodatkowo, występowanie okresu awarii może przypadać w różnych godzinach, mogą to być godziny nocne z zerową generacją fotowoltaiczną.

Jednocześnie instalacje wytwórcze przyłączone do sieci mogą podlegać okresowym ograniczeniom generacji⁵⁷. Inwestycja nie powinna zatem otrzymywać odmowy warunków przyłączenia, jeśli z powodu awarii jednego z elementów sieci musiałaby ograniczać produkcję. Szczególnie, że ograniczenia te występują bardzo rzadko. To inwestor powinien móc zdecydować, czy przyjmuje ryzyko ograniczenia możliwości wyprowadzenia energii w przypadku awarii, czy nie. Warunki przyłączeniowe powinny więc być wydawane nawet jeśli analiza N-1 wskaże, że może wystąpić konieczność ograniczenia generacji ze względu na awarię jednego z elementów sieci.

8.3. Cable pooling, czyli współdzielenie infrastruktury sieciowej

Obecnie obowiązuje zasada, że podmiot inwestujący w instalację OZE powinien uzyskiwać warunki przyłączenia na moc zainstalowaną swojego źródła. Takie podejście powoduje, że moce przyłączeniowe nie są w pełni wykorzystywane. Gdy słońce nie świeci, generacja ze źródeł fotowoltaicznych nie wykorzystuje mocy przyłączeniowej. W tym samym czasie i przy tej samej mocy przyłączeniowej mogłaby jednak zachodzić generacja z turbiny wiatrowej. Operatorzy stoją jednak na stanowisku uzasadnionym ustawą Prawo energetyczne, że moc przyłączeniowa jest powiązana z mocą zainstalowaną urządzeń wytwórczych. Przy takim podejściu nie ma miejsca na tzw. pooling, bowiem moc przyłączeniowa jest rozpatrywana jako suma mocy zainstalowanych.

W praktyce inwestorzy, którzy wybudowali źródła wiatrowe, wydzielają z części swojej instalacji spółkę operatorską (OSDn) i ten OSDn wydaje warunki dla instalacji fotowoltaicznej. Moc umowna takiej OSDn jest taka sama, jak wcześniejsza moc farmy wiatrowej. W ten sposób omijane są ograniczenia, które utrudniają zarządzanie wielkością zdefiniowaną przez operatora, czyli mocą przyłączeniową. Tymczasem takich ograniczeń być nie powinno, a moc przyłączeniowa nie powinna wynikać z sumy mocy znamionowych źródeł wytwórczych i magazynów, tylko z treści umowy pomiędzy operatorem sieci a podmiotem (podmiotami) do niej przyłączonym (przyłączonymi).

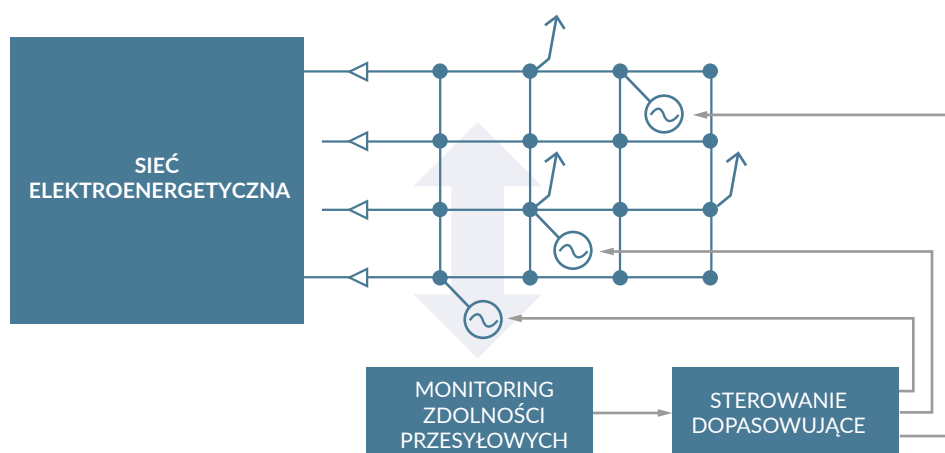
⁵⁵ Mahmoud. S. Awad, *Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis*, Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10(6) March 2016, Pages: 34-39.

⁵⁶ Chojnacki A., Ł., Kaźmierczyk A., K., Stobiecki A., *Właściwości niezawodnościowe napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 7, str. 15-19, 2017 r.

⁵⁷ Zgodnie z Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL>.

Rozpatrując przyszłość systemu elektroenergetycznego, należy zauważyć, że głównym jego problemem nie będą przeciążenia linii, ale bilansowanie zapotrzebowania odbiorców ze źródłami o generacji zmiennej i zależnej od warunków atmosferycznych. Konieczny będzie zatem rozwój systemu sterowania tymi źródłami, głównie w celu ograniczania generacji nadmiarowej, która nie zostanie zmagazynowana, a ujemne ceny nie spowodują okresowego jej ograniczenia. Systemy sterowania o takiej funkcjonalności będą mogły dopasować wartość mocy generowanej do aktualnych zdolności przesyłowych wyznaczanych w oparciu o dynamiczną obciążalność linii. Tylko takie rozwiązanie będzie zgodne z deklarowanym przez operatorów dążeniem do elastycznej pracy sieci, a system elektroenergetyczny będzie mógł być określany terminem „smart grid”.

Rysunek 12. Koncepcja sterowania mocą źródeł OZE w oparciu o monitoring zdolności przesyłowych identyfikowanych w sposób dynamiczny

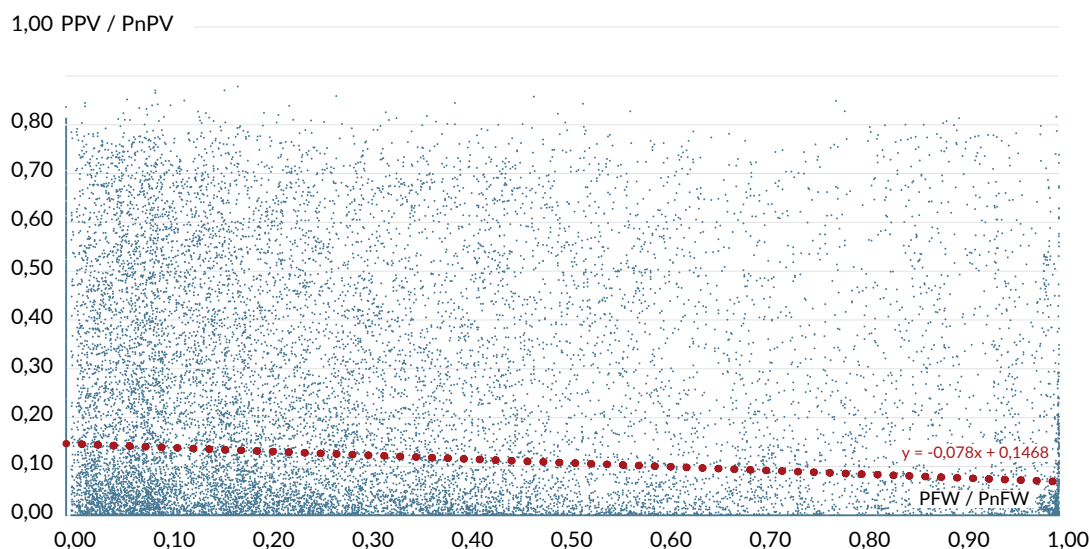


Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

Do chwili obecnej grupa instalacji OZE cechujących się zmiennością generacji przyłączana jest do sieci przy założeniu, że wypadkowa generacja odpowiada sumie wartości mocy znamionowych tych instalacji. Tak jednak nie jest, a na dodatek konwersja energii wiatru i konwersja energii słonecznej wykazują ujemną zależność korelacyjną. Wzajemne zależności tych dwóch rodzajów technologii OZE przedstawiane są na rysunku 13.

Ze względu na charakterystykę tych dwóch źródeł, infrastruktura sieciowa wybudowana dla farm wiatrowych przyłączonych do sieci 110 kV powinna być wykorzystana także do przyłączenia farm fotowoltaicznych. Może się bowiem okazać, że zapotrzebowanie na zdolności przesyłowe niezbędne dla farmy PV, wypada w innych godzinach niż zapotrzebowanie ze strony farmy wiatrowej. Także wśród inwestorów, którzy ostatnio uzyskali warunki przyłączenia do sieci dla farm fotowoltaicznych, daje się zaobserwować duże zainteresowanie rozbudową tych instalacji o turbiny wiatrowe i tryb umożliwiający ich pracę bez ograniczeń (przy sterowaniu ograniczającym układem PV).

Rysunku 13. Analiza punktów pracy odpowiadająca parom wartości – moc generowana w farmie wiatrowej, moc generowana w farmie fotowoltaicznej; moce odniesione do mocy znamionowych

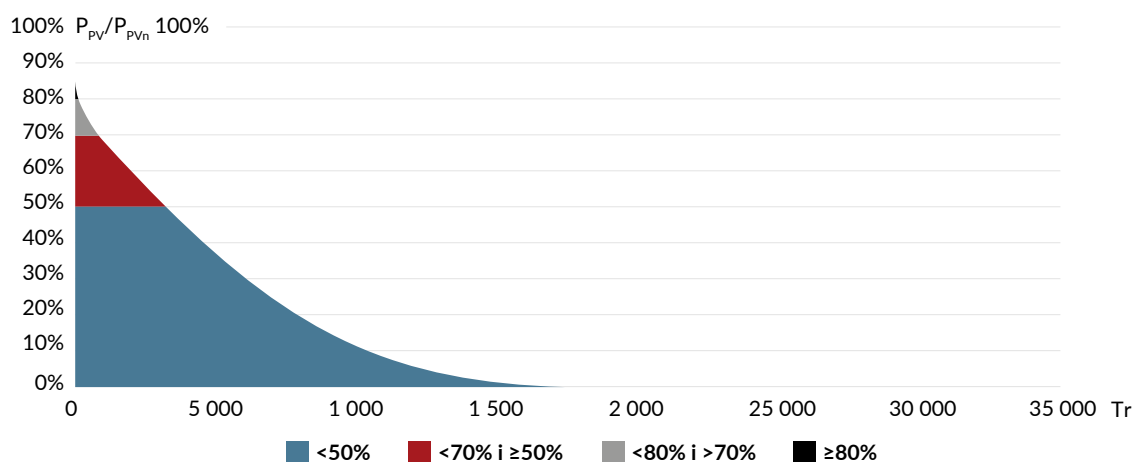


Źródło: Opracowanie własne prof. Piotr Kacejko

Na podstawie rocznego okresu obserwacji określono (z rozdzielczością jednego kwadransa) przebieg mocy generowanej w farmie fotowoltaicznej zlokalizowanej na terenie Polski centralnej. Moc znamionowa modułów PV zainstalowanych w farmie wynosiła 20 MWp⁵⁸. Badany przebieg uwzględniał realne zmiany zachmurzenia i nasłonecznienia. Wartość wyprodukowanej energii odpowiada rocznemu czasowi użytkowania mocy zainstalowanej: $T_{sPV}=1050$ h/rok.

Statystyczna ocena powyższego przebiegu (rysunek 14) wskazuje na bardzo krótki okres, w którym generacja farmy przekracza 50% mocy znamionowej. Budowa pełnej struktury elektroenergetycznej (linii, stacji 110 kV, stacji SN oraz koszty inwestycji umożliwiających przyłączenie farmy do sieci) zwymiarowanej na pełne 20 MW to w gruncie rzeczy bardzo nieefektywne przedsięwzięcie.

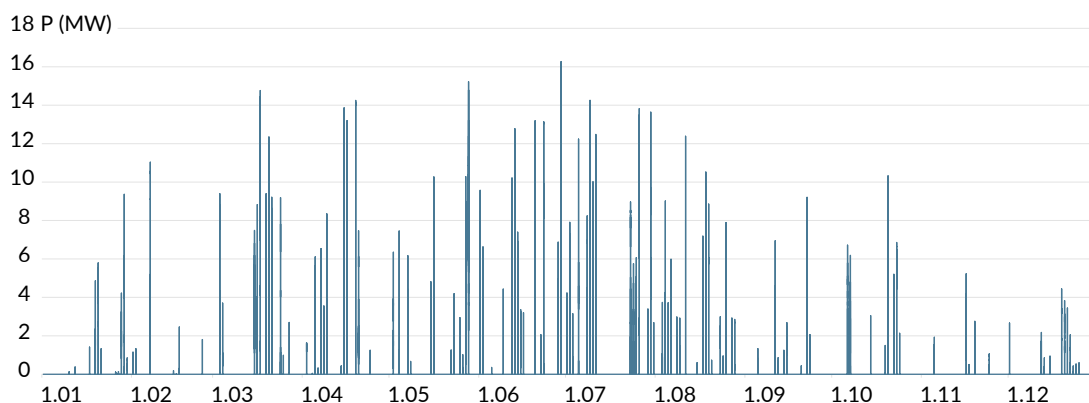
Rys. 14. Uporządkowane wartości mocy generowanej w okresie roku w analizowanej farmie fotowoltaicznej; zaznaczono obszary odpowiadające generacji odpowiednio powyżej 80%, 70% oraz 50% całkowitej mocy znamionowej instalacji



Źródło: Opracowanie własne prof. Piotr Kacejko

Współczesne wiatraki wykazują wysoki stopień wykorzystania mocy znamionowej. Dla lokalizacji farmy w centralnej części Polski i mocy znamionowej 20 MW, czas użytkowania tej mocy wynosi $T_{sFW}=2900$ h/rok. Zsumowanie kwadransami mocy tej farmy wiatrowej z mocą omawianej wyżej farmy fotowoltaicznej o identycznej mocy daje ocenę koncepcji tzw. poolingu.

Rysunek 15. Przekroczenia mocy generowanej łącznie przez farmę wiatrową o mocy 20 MW i farmę fotowoltaiczną o mocy 20 MWp ponad wartość dopuszczalną określoną w umowie przyłączeniowej farmy wiatrowej.

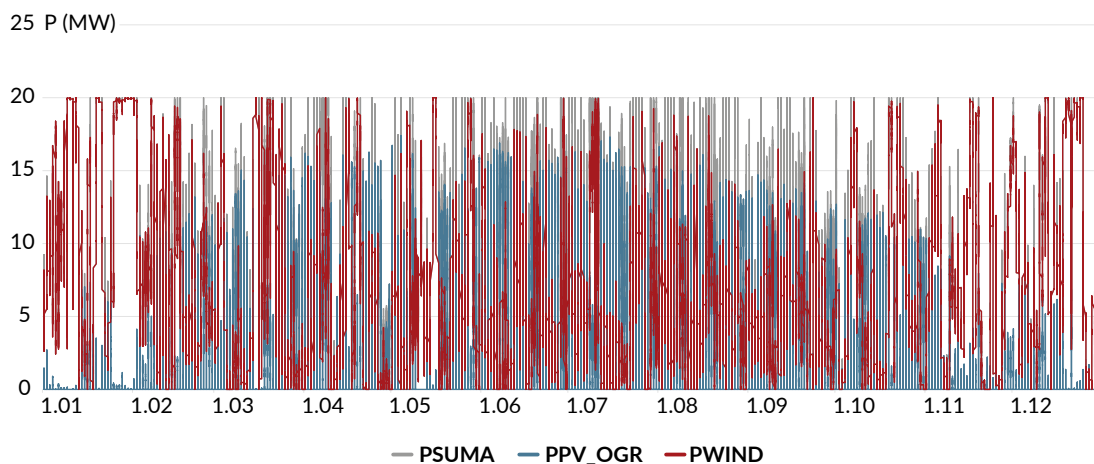


Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

34

Analiza obliczeniowa (rysunek 15) wskazuje, że kwadransów z przekroczeniem mocy przyłączeniowej jest zaledwie 2161 (6,2% kwadransów w roku). Taki wynik prowadzi do koncepcji współdzielenia możliwości przyłączeniowych przy zastosowaniu ograniczeń, albowiem utrzymanie mocy przyłączeniowej na niezmiennym poziomie wymaga ograniczenia rocznej wartości energii generowanej w farmie PV o mniej niż 10%. Wypadkowy roczny czas użytkowania mocy maksymalnej tak zbudowanego układu hybrydowego wzrasta do 3850 godzin. Strata 10% energii może być zmniejszona do 5% po zastosowaniu magazynu o mocy 4 MW.

Rysunek 16. Sumaryczna moc generowana przez farmę wiatrową o mocy 20 MW i farmę fotowoltaiczną o mocy 20 MWp po zastosowaniu regulacji ograniczającej jej generację (kolor szary) – widoczny brak przekroczeń mocy sumarycznej ponad wartość dopuszczalną określoną w umowie przyłączeniowej.



Źródło: opracowanie własne prof. Piotr Kacejko.

W sensie technicznym współdzielenie infrastruktury sieciowej przez farmę wiatrową i farmę fotowoltaiczną jest jak najbardziej zasadne. Szereg krajów traktuje generację hybrydową (przy dodatkowo uwzględnionym magazynowaniu energii) jako kolejny, naturalny krok w rozwoju OZE^{59,60,61}.

Wydaje się, że w stosunku do korzyści, które niosą ze sobą racjonalne współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej i zrównoważony rozwój systemu elektroenergetycznego, możliwość współdzielenia (cable pooling) powinna zostać wdrożona do Prawa energetycznego.

8.4. Redysponowanie

Analiza dotycząca cable poolingu wskazuje także na to, że moc przyłączeniowa jest tylko sporadycznie wykorzystywana przez pojedynczą instalację OZE. To znaczy, że w praktyce moc zainstalowana nowych instalacji mogłaby być większa przy mocy umownej przyłączenia mniejszej niż suma mocy tych instalacji i w ten sposób lepiej wykorzystywać sieć. Ważne jednak, by wytwórca był zobowiązany do wyłączenia lub ograniczania instalacji OZE w przypadku, gdy sieć ulega przeciążeniom (redysponowanie).

Rozporządzenie UE 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej przewiduje, że jednym ze środków zapewnienia stabilności systemu jest redysponowanie, które powinno odbywać się na zasadach komercyjnych. Redysponowanie niekomercyjne można stosować pod warunkiem wypłaty wytwórcy pełnej rekompensaty przez operatora. Rekompensata nie przysługuje tym wytwórcom, którzy z niej zrezygnowali w umowie o przyłączenie do sieci.

Operatorzy systemu zaczęli korzystać z tego rozwiązania, wydając warunki przyłączenia, w których jest umieszczona z góry zgoda podmiotu przyłączanego na całkowite i nieograniczone redysponowanie bez rekompensaty. Wprowadzenie tego rodzaju zapisu jest równoważne z brakiem jakiegokolwiek gwarancji dla wytwórcy, że jego źródło będzie wprowadzało określone ilości energii elektrycznej do sieci. Jest to rozwiązanie skrajnie niekorzystne dla inwestorów i hamuje rozwój projektów.

Redysponowanie niekomercyjne winno odbywać się na zasadach przejrzystych i niedyskryminujących. W związku z tym konieczne jest zagwarantowanie określonego poziomu mocy przyłączeniowej (procent mocy przyłączeniowej) oraz dopuszczenie redysponowania na warunkach, które proporcjonalnie i w sposób niedyskryminujący obciążają wytwórców. W obecnym stanie prawnym nie ma żadnych zasad, które temu mogłyby zapobiec, ponieważ Rozporządzenie 2019/943 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej przekazuje ustalenie takich zasad na poziom państw członkowskich.

8.5. Linia bezpośrednia

Istnieje duży potencjał w budowie źródeł przez odbiorców przemysłowych na swoje własne potrzeby. Artykuł 7 dyrektywy 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej daje wszystkim odbiorcom i wytwórcom prawo do budowy linii bezpośredniej rozumianej jako linia „łącząca wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub [linia elektroenergetyczna] łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców”. W obecnie obowiązującym Prawie energetycznym budowa linii bezpośredniej jest uzależniona od uzyskania zgody Prezesa URE przed uzyskaniem pozwolenia na budowę. Zgoda ta może być wydana jedynie wtedy, kiedy odbiorca energii otrzyma odmowę przyłączenia do sieci. Prezes URE odmawia wydawania zgód na budowę linii bezpośrednich uzasadniając to tym, że odbiorca w części w jakiej będzie pokrywał swoje potrzeby z jednostki przyłączonej linią bezpośrednią, uniknie ponoszenia opłat (dystrybucyjnych, przesyłowych, opłaty OZE, mocowej, kogeneracyjnej i przejściowej). Wartości tych wszystkich obciążeń są obecnie tak znaczne, że odbiorcy przemysłowi są bardzo zainteresowani tego typu sposobem obniżenia swoich kosztów zaopatrzenia w energię elektryczną. Co więcej, linia bezpośrednia do instalacji OZE pomogłaby w redukcji emisyjności produkcji polskiego przemysłu.

⁵⁹ Lindberg O., Lingfors D.: *Oversizing Co-located Wind and Solar Parks to Increase the Capacity Factor*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands.

⁶⁰ Gevorgian V.: *Flexible PV-Wind-Energy Storage Hybrid Generation*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands.

⁶¹ Das K.: *Control Architecture for Utility Scale Hybrid Power Plants*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands.

Budowa źródeł, których energia elektryczna jest konsumowana lokalnie, zmniejsza presję na konieczność rozbudowy sieci. Pełne otwarcie możliwości budowy linii bezpośrednich spowoduje zmniejszenie poboru największych odbiorców przemysłowych, którzy pobudują własne źródła energii. Wyjście (częściowe) tych odbiorców z systemu spowodowałoby wzrost obciążeń dla tych odbiorców, którzy z tego systemu wyjść nie mogą - w szczególności dla gospodarstw domowych. Nie jest jednak jasne, jak taka decyzja wpłynęłaby na rachunki odbiorców indywidualnych.

Możliwość budowy linii bezpośredniej powinna być wprowadzona na próbny okres kilku lat w ramach wsparcia polskiego przemysłu podczas obecnego kryzysu surowcowego.

9. Podsumowanie

Kryzys energetyczny, wywołany najpierw wychodzeniem z pandemii COVID-19, a później napaścią Rosji na Ukrainę, pokazał, jak ważne jest przyspieszenie rozwoju OZE w Polsce i UE. Potrzebny jest dalszy dynamiczny rozwój energetyki słonecznej oraz odblokowanie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie. Będzie to możliwe dzięki m.in. zniesieniu tzw. zasady 10 H, uproszczeniu i skróceniu procedur planistycznych oraz wprowadzeniu jasnych zasad dotyczących zwiększania mocy pojedynczych paneli fotowoltaicznych. Jednocześnie muszą zostać uwolnione dodatkowe moce przyłączeniowe dla nowych projektów. Będzie to możliwe m.in. dzięki lepszej inwentaryzacji sieci, wprowadzeniu cable-pooling i możliwości budowy linii bezpośrednich. Ułatwieniem dla inwestorów mogłoby być odwrócenie kolejności procesu inwestycyjnego poprzez wprowadzenie aukcji mocy przyłączeniowych. Wówczas przydzielanie nowych mocy odbywałoby się w sposób transparentny, na zasadach konkurencyjnych i dawałoby inwestorom większą pewność co do możliwości realizacji inwestycji.

Jeśli udałooby się wprowadzić rozwiązania rekomendowane w tym raporcie, szybszy rozwój OZE pozytywnie wpłynąłby na bezpieczeństwo dostaw energii w nieodległej przyszłości. Jednocześnie przyczyniłby się do spadku cen energii i redukcji zależności od importu paliw kopalnych.

Bibliografia:

- Chojnacki A., Ł., Kaźmierczyk A., K., Stobiecki A., *Właściwości niezawodnościowe napowietrznych linii dystrybucyjnych 110 kV*. Wiadomości Elektrotechniczne, nr 7, str. 15-19, 2017 r.
- Das K., *Control Architecture for Utility Scale Hybrid Power Plants*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands
- Dołęga W., *Obciążalność termiczna napowietrznych linii elektroenergetycznych 400, 220 i 110 kV*, Energetyka 1/2016, <http://yadda.icm.edu.pl/baztech/element/bwmeta1.element.baztech-99182ad0-608d-4dcc-b39d-4a6b5773bf7d>
- 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, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019L0944&from=ES>
- Forum Energii, *Polska neutralna klimatycznie 2050*, Warszawa, 2020, <https://forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>
- Gevorgian V.: *Flexible PV-Wind-Energy Storage Hybrid Generation*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands
- Instrat, *Wiatr w żagle. Zasada 10 H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce*, 01.2021, <https://instrat.pl/wp-content/uploads/2021/05/Instrat-Wiatr-w-z%CC%87agle.pdf>
- Instytut Energetyki Odnawialnej IEO EC BREC, *Rynek Fotowoltaiki w Polsce*, maj 2022, <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1591-raport-rynek-fotowoltaiki-w-polsce-2022>
- Komisja Europejska, *REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy*, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_pl
- Lindberg O., Lingfors D.: *Oversizing Co-located Wind and Solar Parks to Increase the Capacity Factor*. 21-th Wind and Solar Integration Workshop, 12-14 October 2022, Hague, Netherlands
- Mahmoud. S. Awad, *Reliability Assessment for Overhead Power Transmission Lines using Failure Rate Analysis*, Australian Journal of Basic and Applied Sciences, 10(6) March 2016, Pages: 34-39.
- MRPiT, Odpowiedź na interpelację nr 15141, 11.12.2020, <https://www.sejm.gov.pl/Sejm9.nsf/interpelacja.xsp?documentId=7D644CD471D0EA84C125862A005201F4>
- NIK, *Elektrownie Wiatrowe w świetle kontroli NIK – Analiza zabezpieczenia interesów społecznych w procesie lokalizacji i budowy lądowych elektrowni wiatrowych*, Warszawa, kwiecień 2016 r., <https://www.nik.gov.pl/plik/id,10551,vp,12880.pdf>
- Projekt ustawy o zmianie ustawy o planowaniu i gospodarowaniu przestrzenią z dnia 11 października 2022 r., <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12359051/katalog/12873807#12873807>
- PSE, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej*, https://www.pse.pl/documents/20182/304683674/IRiESP-Bilansowanie_v1_0_tekst_jednolity_po_KA_CB_19_2018_od_29_10_2018.pdf,
- R. Stephen, et al., *The thermal behavior of overhead conductors*. ELECTRA No. 174, 1997. Section 3., https://e-cigre.org/publication/ELT_174_2-the-thermal-behaviour-of-overhead-conductors-section-3-mathematical-model-for-evaluation-of-conductor-temperature-in-the-unsteady-state
- Rada Unii Europejskiej, *Council regulation - laying down a framework to accelerate the deployment of renewable energy*, 24.11.2022, https://www.consilium.europa.eu/media/60326/st15176-en22.pdf?utm_source=dsms-auto&utm_medium=email&utm_campaign=EU+to+speed+up+permitting+process+for+renewable+energy+projects
- Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/HTML/?uri=CELEX:32019R0943&from=PL>

Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 września 2019 r. w sprawie przedsięwzięć mogących znacząco oddziaływać na środowisko, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20190001839/O/D20191839.pdf>

Stephan Schindele, *Implementation of agrophotovoltaics: Techno-economic analysis of the price-performance ratio and its policy implications*, Science Direct, Applied Energy, 01.05.2020, <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030626192030249X>

Szczepan Sottysik, *Pokrycie MPZP, jaki obszar Polski ma plan zagospodarowania*, 05.08.2022 <https://blog.ongeo.pl/pokrycie-mpzp>

Tauron Dystrybucja, *Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej*, https://www.tauron-dystrybucja.pl/-/media/offer-documents/dystrybucja/uslugi-dystrybucyjne/iriesd/2022-01-01-iriesd_tauron-dystrybucja-tekst-jednolity.ashx

URE, *Rynek energii elektrycznej: historyczne porozumienie sektorowe regulatora i operatorów systemów dystrybucyjnych*, 07.11.2022, <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,Rynek-energii-elektrycznej-historyczne-porozumienie-sektorowe-regulatora-i-opera.html>

URE, *Sprawozdanie z działalności prezesa urzędu regulacji energetyki*, Warszawa, s. 123 <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>

Ustawa z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20200000374/U/D20200374Lj.pdf>

Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19970540348/U/D19970348Lj.pdf>

Ustawa z dnia 13 lutego 2020 r. o zmianie ustawy – Prawo budowlane oraz niektórych innych ustaw, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20200000471>

Ustawa z dnia 14 czerwca 1960 r. Kodeks postępowania administracyjnego, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=wdu19600300168>

Ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/DocDetails.xsp?id=WDU20220002687>

Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20210000234/T/D20210234L.pdf>

Ustawa z dnia 17 maja 1989 r. Prawo geodezyjne i kartograficzne, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU19890300163/U/D19890163Lj.pdf>

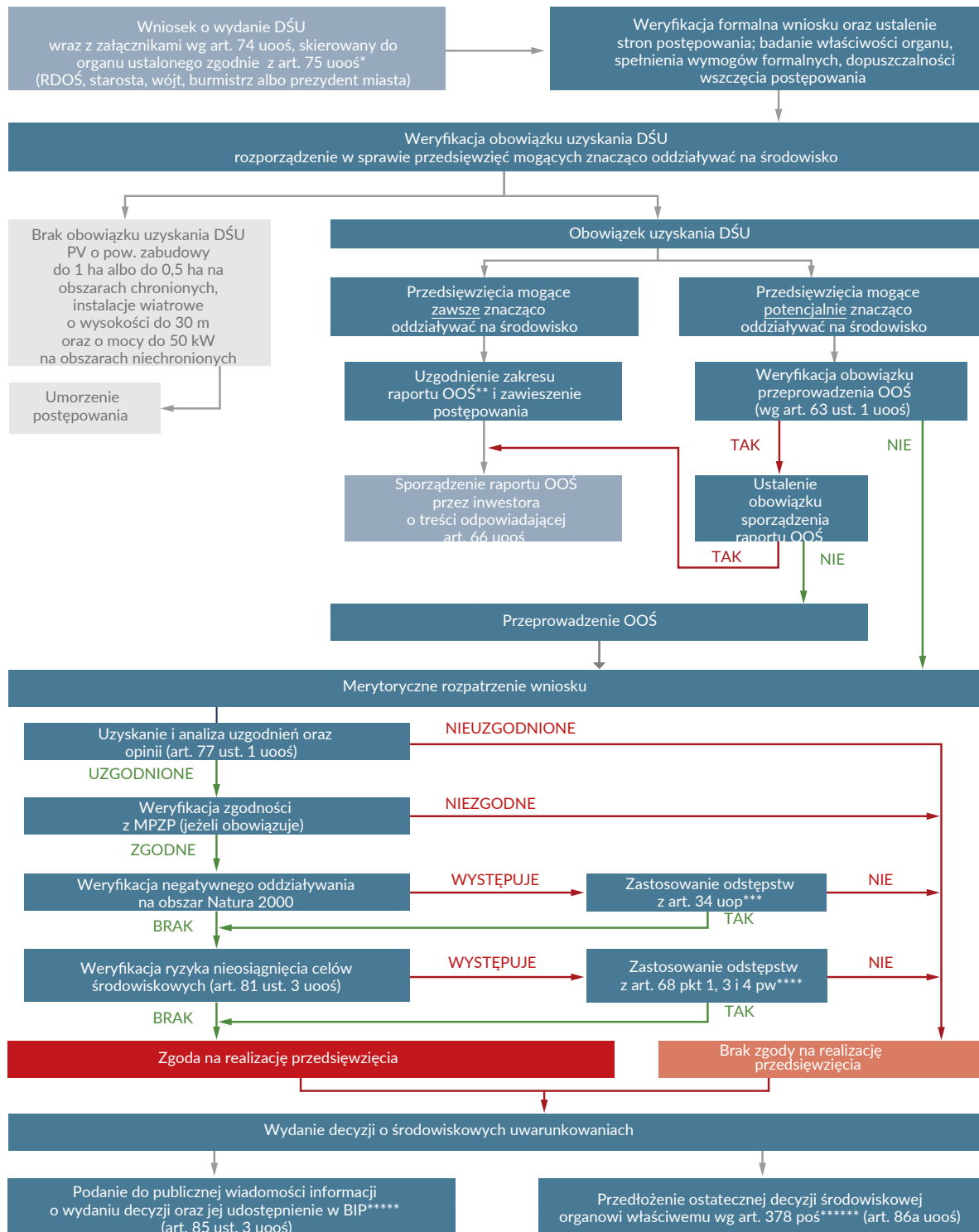
Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20170001566/U/D20171566Lj.pdf>

Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20160000961/U/D20160961Lj.pdf>

Ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym, <https://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WDU20030800717/U/D20030717Lj.pdf>

Załączniki

Decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach



* Ustawa z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie, udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko

** ocena oddziaływania na środowisko

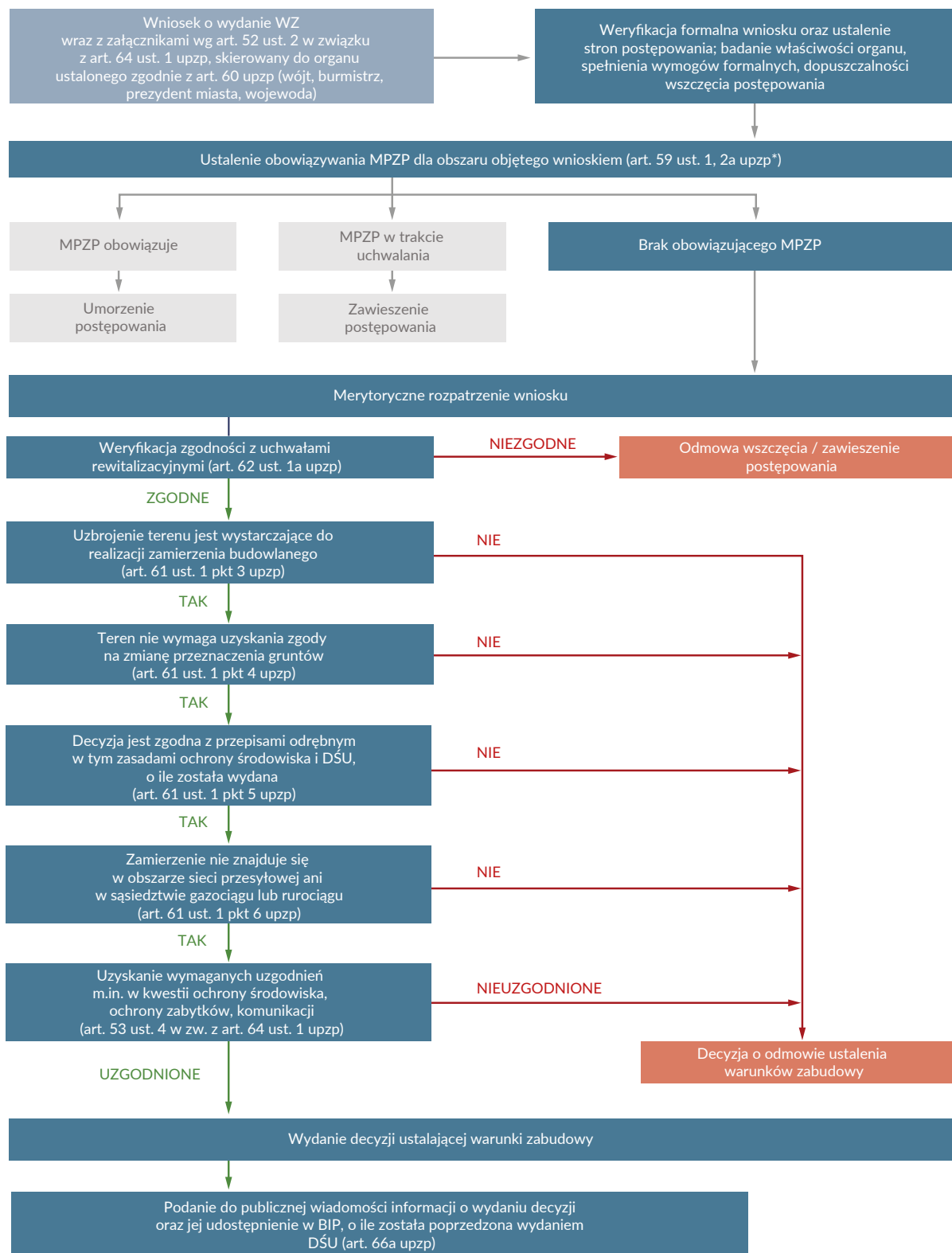
*** Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody

**** ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne

***** Biuletyn informacji publicznej

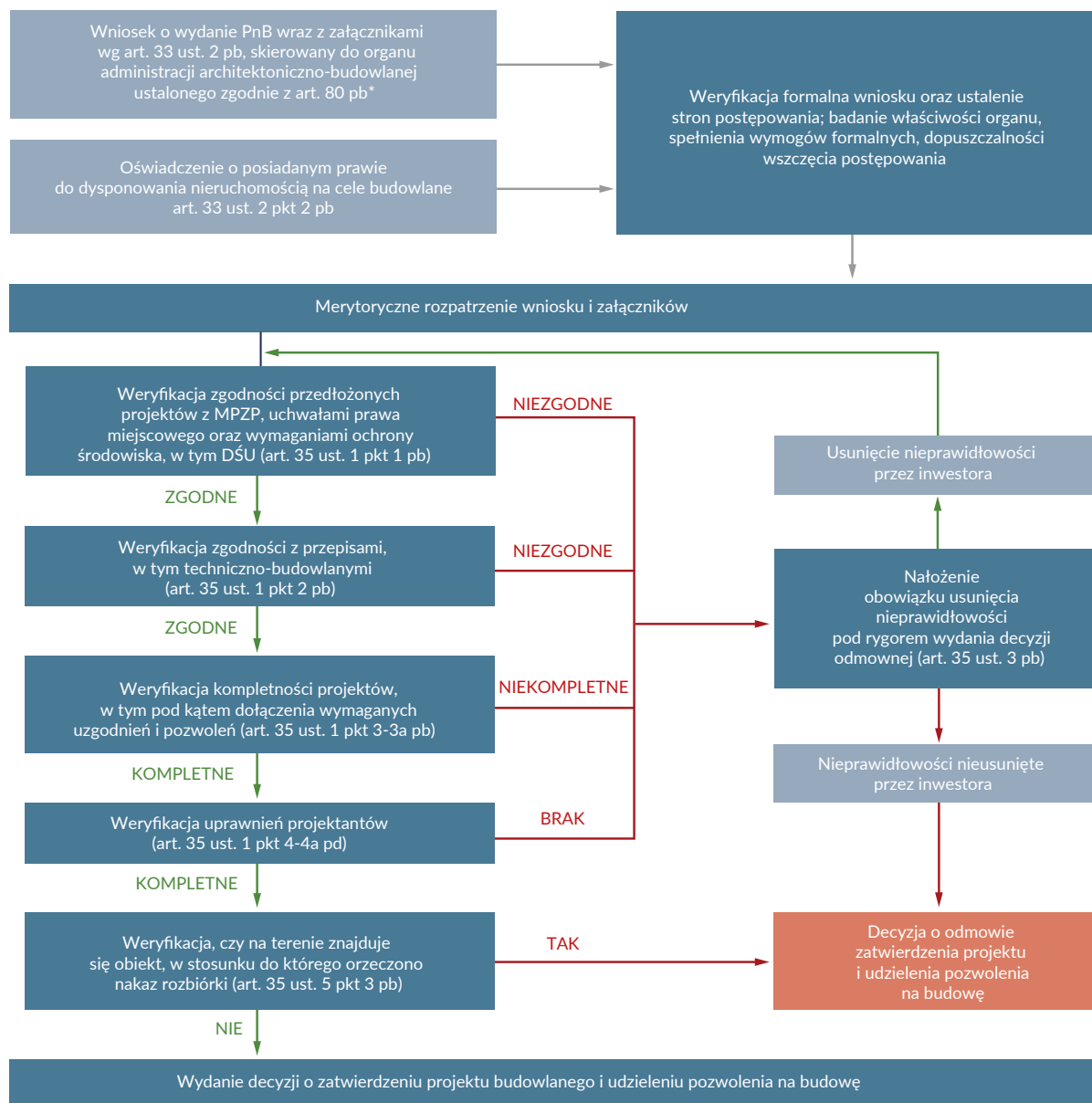
***** ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska

Warunki zabudowy



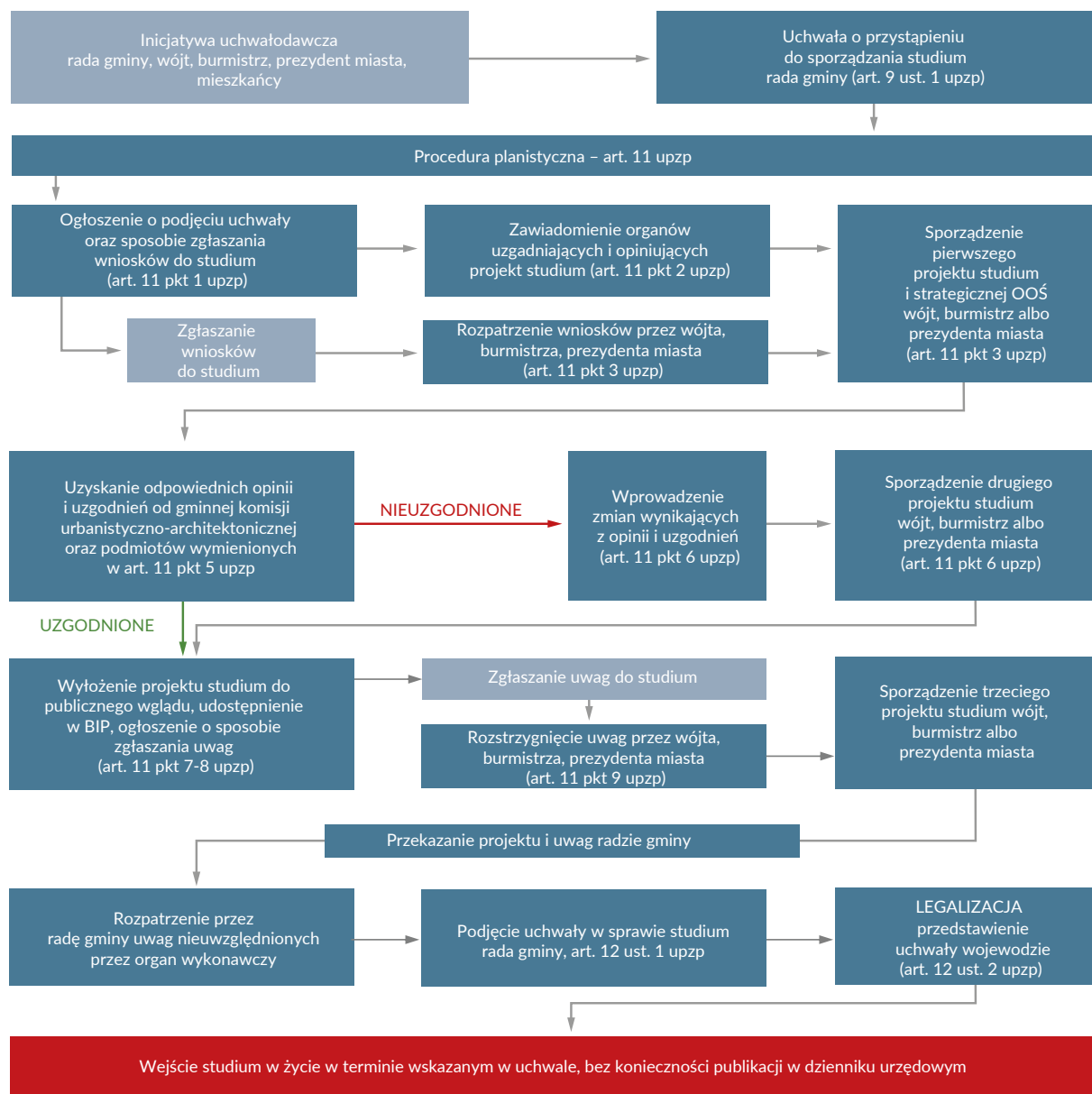
* ustawa z dnia 27 marca 2003 r. o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym

Pozwolenie na budowę

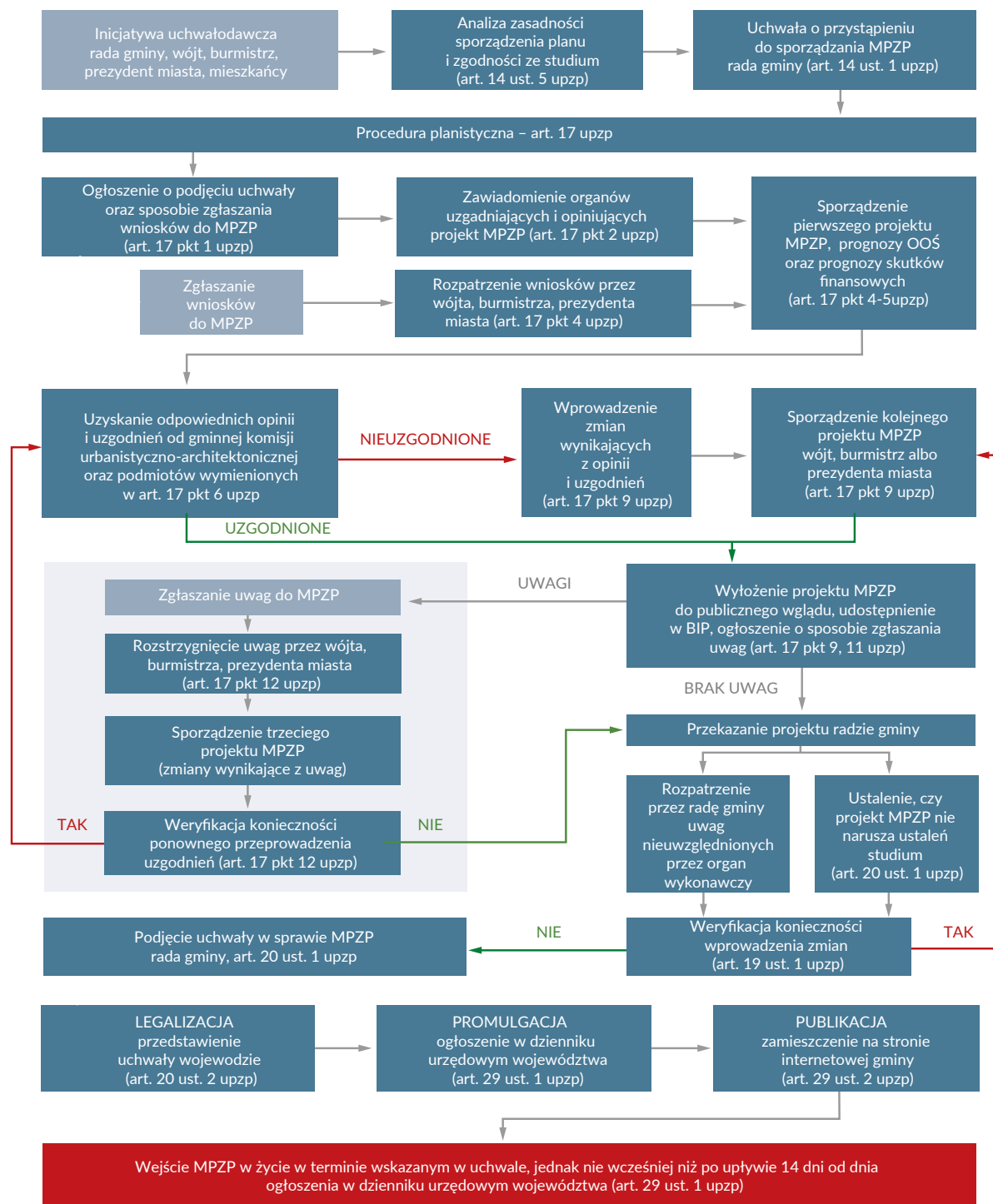


* ustawa z dnia 7 lipca 1994 r. Prawo budowlane

Studium uwarunkowań i kierunków zagospodarowania przestrzennego



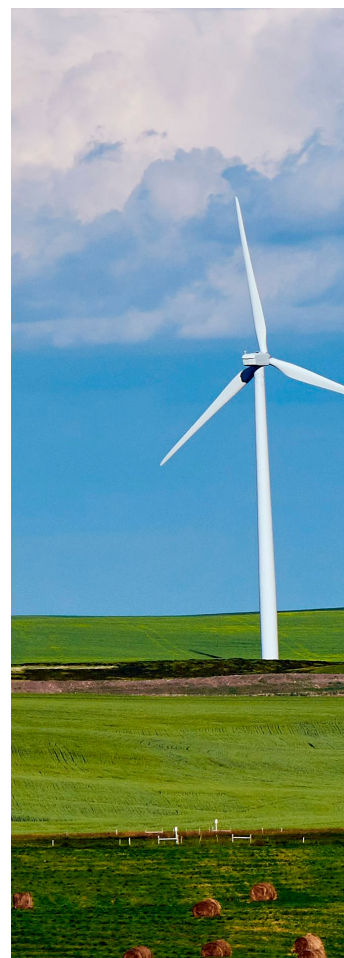
Miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego



Notatki

44

Przyspieszyć rozwój OZE



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

www.forum-energii.eu