

Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej

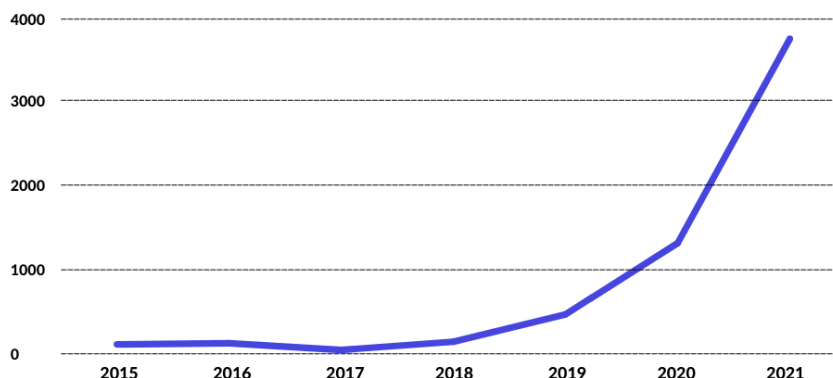
Spis treści

Główne wnioski	2
Wprowadzenie	4
1. Funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej	7
1.1. Postępująca liberalizacja rynku elektroenergetycznego	7
1.2. Plan rozwoju sieci.....	9
2. W labiryncie procesu przyłączeniowego	12
2.1. Wniosek o przyłączenie	12
2.2. Przyczyny wydawania odmów przyłączenia do sieci	15
2.2.1. Bariery techniczne.....	16
2.2.2. Bariery ekonomiczne.....	17
3. Skala odmów przyłączenia	18
4. Podsumowanie i rekomendacje	20

Główne wnioski

- Transformacja energetyczna Polski została spowolniona przez ograniczenie możliwości przyłączenia nowych źródeł OZE do sieci przez operatorów sieci dystrybucyjnej i przesyłowej (dalej jako: „Operator” lub „Operatorzy”).
- Między rokiem 2015 a 2021 Operatorzy wydali ponad 6 tys. odmów przyłączenia do sieci instalacji wytwórczych (głównie OZE) o łącznej mocy ok. 30 GW¹, co stanowi ponad 50% aktualnie zainstalowanej mocy wytwórczej wszystkich rodzajów źródeł (konwencjonalnych i odnawialnych) w Polsce w kwietniu 2022 r.

Liczba wydanych odmów przyłączenia w latach 2015-2021



Wykres nr 1.

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności prezesa URE.

- Na podstawie przeanalizowanej dokumentacji konkretnych spraw administracyjnych i sądowych oraz przeprowadzonych rozmów z inwestorami OZE wynika, że proces przyłączenia do sieci stanowi jeden z najbardziej niepewnych i trudnych etapów całego procesu inwestycyjnego.
Do najpoważniejszych problemów procesu przyłączania inwestorzy zaliczają:

* Niniejsza publikacja nie stanowi porady prawnej ani innej usługi doradczej, a jej treści nie należy traktować jako podstawy jakichkolwiek działań lub zaniechań. Informacje zawarte w publikacji zostały opracowane na podstawie dokumentów oraz rozmów przeprowadzonych przez ClientEarth z wybranymi uczestnikami rynku OZE. Podstawę prezentowanej analizy stanowiły również orzeczenia sądowe oraz dane publikowane przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w sprawozdaniach rocznych. Pozostałe źródła informacji zostały wyraźnie wskazane w publikacji.

¹ Wykorzystane w publikacji dane dotyczące liczby i mocy odmów przyłączenia pochodzą z rocznych sprawozdań z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (chyba że wskazano inaczej) dostępnych na stronie: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

- brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosków o wydanie warunków przyłączenia;
 - brak konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie, dowolność i uznaniowość w określaniu obowiązków inwestora, co powoduje wydłużanie procesu przyłączenia;
 - brak aktualnej informacji o rzeczywistej dostępnej mocy przyłączeniowej w danych punktach sieci (GPZ);
 - nieinformowanie inwestorów, kiedy w danym punkcie przyłączenia będą dostępne moce, co utrudnia długofalowe planowanie inwestycji OZE;
 - wskazywanie przez Operatorów w warunkach przyłączenia punktów przyłączenia znacznie oddalonych od planowanej inwestycji, co powoduje, że inwestycja przestaje być opłacalna;
 - brak mechanizmów prawnych zabraniających blokowania punktów przyłączenia przez inwestorów niezamierzających realizować inwestycji OZE, a jedynie w późniejszym okresie sprzedających projekt OZE z uzyskanymi warunkami przyłączenia.
-
- Aby zapewnić skuteczną realizację polityki dystrybucyjnej i przyłączeniowej w sposób niezależny od interesów grup energetycznych oraz zagwarantować przejrzysty przepływ środków finansowych, powinno nastąpić wydzielenie aktywów dystrybucyjnych państwowych koncernów energetycznych do odrębnych podmiotów (tj. niezintegrowanych pionowo w ramach grup kapitałowych).
 - Krajowy system elektroenergetyczny wymaga natychmiastowych zmian regulacyjnych, które przyczynią się do zwiększenia jego elastyczności i dostosują do wyższego udziału energii ze źródeł odnawialnych. Zmiany powinny objąć m.in. umożliwienie budowy linii bezpośrednich, a także dzielenia się mocą kabla dystrybucyjnego przez różne źródła wytwórcze (*cable pooling*), zwiększenie roli Operatora Sieci Dystrybucyjnej (dalej jako: „OSD”) w zarządzaniu przepływami energii w sieci oraz wprowadzenie ram prawnych i zachęt dla usług elastyczności.
 - Ze względu na znaczny wzrost liczby mikroinstalacji OZE w systemie elektroenergetycznym (w 2021 r. przyłączono 396 tys. mikroinstalacji, głównie prosumenckich źródeł fotowoltaicznych) Operatorzy zaczynają mieć problem z bilansowaniem energii z tych instalacji, co powoduje wzrost liczby ich wyłączeń

przez Operatorów. Wyłączona instalacja nie wytwarza energii elektrycznej, przez co prosumenci nie mogą autokonsumować produkowanej energii ani korzystać z przeznaczonego do tego celu systemu wsparcia.

Wprowadzenie

Rosyjska agresja na Ukrainę przeformułowała pojęcie bezpieczeństwa energetycznego i utwierdziła Unię Europejską w przekonaniu, że trzeba jak najszybciej zakończyć import węgla, gazu i ropy z Federacji Rosyjskiej, zmienić politykę w zakresie planowanych dużych instalacji gazowych oraz budowy własnych, niezależnych od zawirowań geopolitycznych i rynku surowców, źródeł OZE. W ostatnich latach to właśnie energetyka odnawialna okazała się najbardziej odporna na pandemię COVID-19 i wywołany przez nią kryzys gospodarczy. Znaczny wzrost mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych pokazuje ogromne zainteresowanie inwestycjami OZE, zarówno w segmencie dużych inwestorów, jak i prywatnych gospodarstw domowych działających w segmencie prosumenckim². Dużym zainteresowaniem cieszyły się również inwestycje w farmy wiatrowe, przynajmniej do czasu wejścia w życie ustawy o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (tzw. ustawy odległościowej)³, której regulacje w praktyce ograniczyły możliwość powstawania nowych instalacji tego typu.

Pomimo pogarszających się warunków administracyjno-prawnych zainteresowanie budową innych, nowych źródeł OZE, w szczególności instalacji fotowoltaicznych, nie słabnie. Na koniec 2021 r. liczba wszystkich mikroinstalacji (większość przyłączonych mikroinstalacji stanowią instalacje fotowoltaiczne będące głównie instalacjami prosumenckimi) i przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wynosiła 854 tys., przy czym w samym 2021 r. przyłączono ich 396 tys., natomiast już w marcu 2022 r. liczba mikroinstalacji przyłączonych do sieci OSD przekroczyła milion⁴. Tempa zmian nie wytrzymały jednak sieci elektroenergetyczne, o czym świadczy skala odmów przyłączenia instalacji wytwórczych. Zgodnie z danymi publikowanymi przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (dalej jako „Prezes URE”), liczba odmów przyłączenia w roku 2021 wzrosła o 70% w stosunku do roku 2020 i wyniosła aż 3751 przypadków, stanowiących przede wszystkim instalacje OZE⁵. Wzrost liczby odmów wydawanych w latach 2015-2021 prezentuje wykres numer 1.

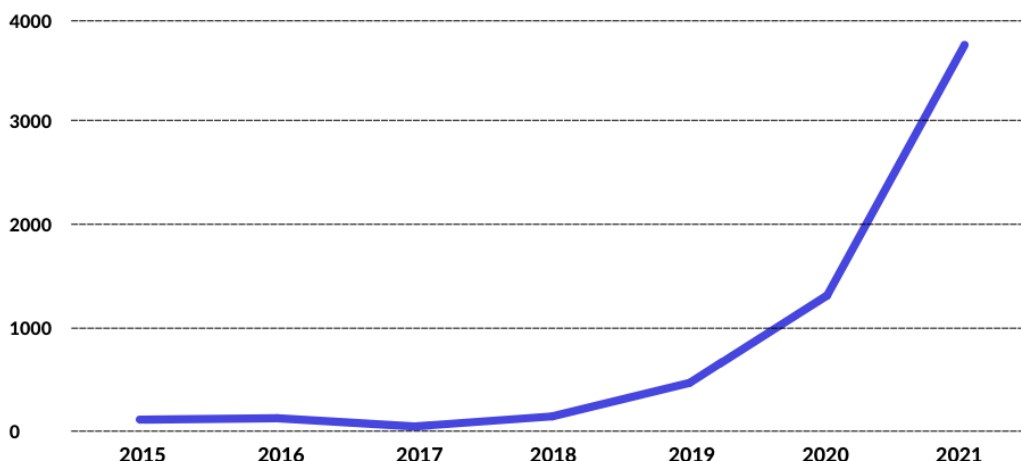
² Według danych Agencji Rynku Energii, w styczniu 2022 r. moc wprowadzona przez prosumentów do sieci wynosiła ok. 60 GWh, podczas gdy w styczniu 2021 r. moc ta wynosiła ok. 22 GWh, co stanowi wzrost o 257%. Ok. 96% tej energii stanowiły instalacje fotowoltaiczne. W styczniu 2022 r. stan mocy zainstalowanej źródeł fotowoltaicznych wynosił ok. 8 GW, co przewyższało również moc zainstalowaną energii wiatrowej wynoszącą ok. 7 GW. <https://www.ure.gov.pl/badania-statystyczne/wynikowe-informacje-statystyczne#informacja-statystyczna-o-enerгии-elektrycznej>.

³ Ustawa z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724)

⁴ „Energetyka Dystrybucja Przesył”, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, 2022 r.

⁵ Ze względu na uproszczoną procedurę budowy mikroinstalacji prezentowane dane nie uwzględniają mikroinstalacji, które w większym stopniu mierzą się z problemem ich wyłączenia przez Operatorów z związku z przeciążeniem sieci.

Liczba wydanych odmów przyłączenia w latach 2015-2021



Wykres nr 1.

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności prezesa URE.

Między rokiem 2015 a 2021 Operatroy wydali ponad 6 tys. odmów przyłączenia do sieci instalacji wytwórczych (głównie OZE) o łącznej mocy ok. 30 GW⁶, co stanowi ponad 50% aktualnie zainstalowanej mocy wytwórczej wszystkich rodzajów źródeł (konwencjonalnych i odnawialnych) w Polsce w kwietniu 2022 r. oraz prawie tyle samo, ile wynosiła łączna moc bloków opalanych węglem kamiennym i brunatnym w 2021 r. Najwięcej mocy wytwórczych nie zostało przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego w 2021 r. – aż ok. 15 GW⁷ (zob. wykres numer 2). Warto zwrócić uwagę, że gdyby przyłączono wszystkie instalacje OZE z lat 2015-2020, których łączna moc wynosiła ok. 15 GW oraz nie obowiązywałaby tzw. zasada 10H, która od 2016 r. blokuje rozwój lądowych farm wiatrowych⁸, to Polska najpewniej osiągnęłaby wymagany przepisami unijnymi cel udziału OZE na rok 2020 bez konieczności dokonywania przez GUS „korekty” wyliczeń przez uwzględnienie spalania biomasy. Biorąc pod uwagę, że w wielu miejscach w Polsce sieć energetyczna nie jest już w stanie przyjmować energii elektrycznej produkowanej w nowych

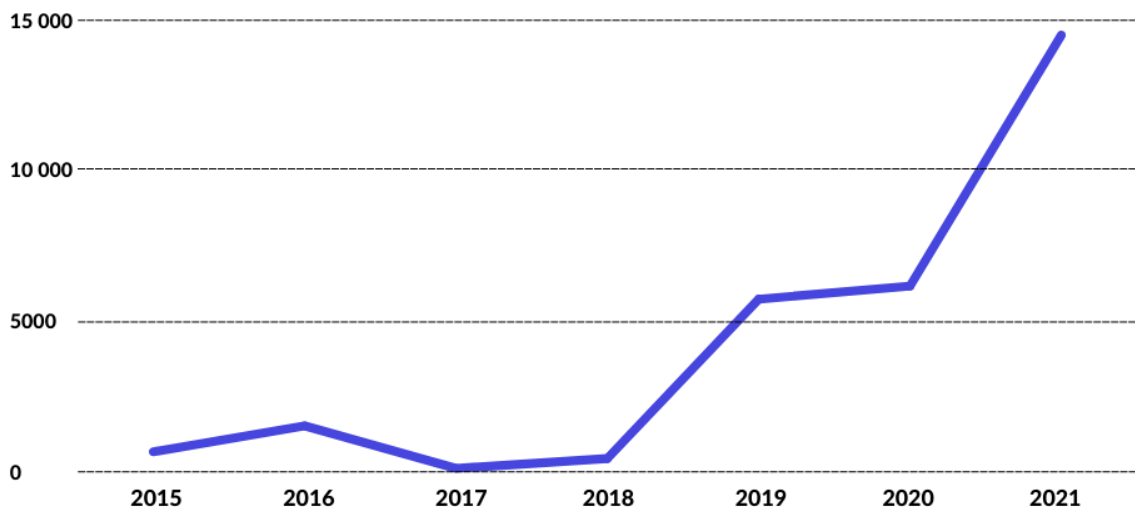
⁶ Roczne sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za lata 2015- 2021, Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

⁷ Roczne sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rok 2021, Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>.

⁸ Zasada 10h wprowadzona ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 724), wprowadziła wymóg budowania elektrowni wiatrowych w odległości równej lub większej od dziesięciokrotności wysokości elektrowni wiatrowej od zabudowań mieszkalnych.

źródłach wytwórczych, w najbliższych latach potrzebne będą ogromne inwestycje – zarówno w modernizację, jak i budowę nowych sieci energetycznych.

Moc odrzuconych jednostek wytwórczych (MW) w latach 2015-2021



Wykres nr 2.

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności prezesa URE.

Rosnącą potrzebę doinwestowania sieci energetycznych zauważa również Unia Europejska w planie Komisji Europejskiej polegającym na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych w związku z rosyjską inwazją na Ukrainę (REPowerEU)⁹. Komisja Europejska zamierza uruchomić środki finansowe w celu wsparcia szerokiego zakresu inwestycji, które przyczynią się do osiągnięcia celów polityki REPowerEU, m.in. dzięki przyspieszeniu udzielania pożyczek, łączeniu i przygotowywaniu produktów o charakterze doradczym na potrzeby odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej i sieci energetycznej. Środki na inwestycje sieciowe mają również pochodzić z Krajowego Planu Odbudowy (KPO)¹⁰, który zakłada, że dzięki otrzymanym z UE środkom zostanie sfinansowane 320 km sieci elektroenergetycznych.

⁹ Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-społecznego i Komitetu Regionów Plan REPowerEU, COM(2022) 230 final, 18.05.2022 r.

¹⁰ Krajowy Plan Odbudowy. Źródło: <https://www.gov.pl/web/planodbudowy>.

Niniejsze opracowanie ma na celu przedstawienie podstawowych barier przyłączania źródeł OZE oraz zaprezentowanie rekomendacji zarówno dla Operatorów, jak i decydentów w zakresie sprawnego rozwoju sieci energetycznych.

1. Funkcjonowanie sieci elektroenergetycznej

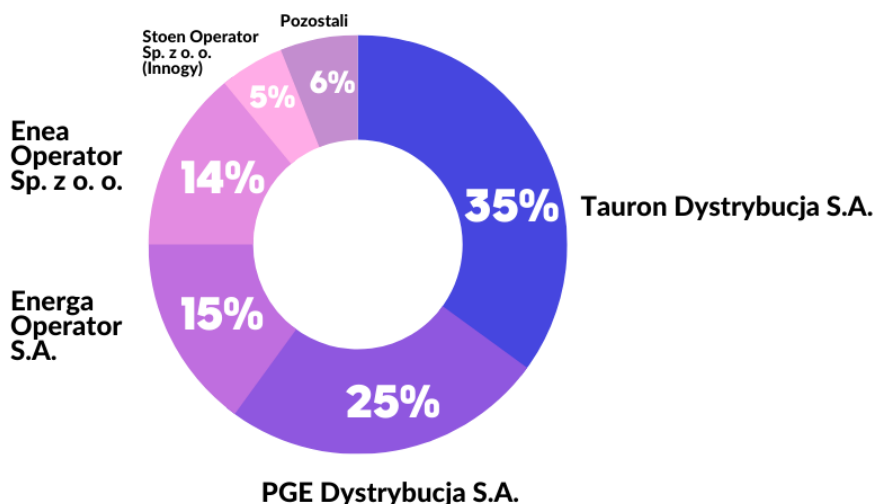
1.1. Postępująca liberalizacja rynku elektroenergetycznego

Rynek energii elektrycznej z wolną konkurencją jest wciąż młody i dopiero się rozwija. Około trzech dekad temu europejski sektor energetyczny działał w systemie monopolu przedsiębiorstw zintegrowanych pionowo. Oznacza to, że wytwarzanie, przesył, dystrybucja oraz sprzedaż do odbiorców końcowych odbywały się w ramach jednego przedsiębiorstwa. W 1996 r. Unia Europejska rozpoczęła stopniowe otwieranie rynku dla konkurencji. Celem było i nadal jest stworzenie jednego zintegrowanego wewnętrznego europejskiego rynku energii elektrycznej we wszystkich państwach członkowskich UE w celu zmniejszenia całkowitych kosztów energii oraz zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego. Kluczowym krokiem w procesie liberalizacji rynku energii było rozdzielnie księgowo, funkcjonalne oraz prawne działalności w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji i obrotu (ang. *unbundling*). W wyniku tego procesu pionowo zintegrowane przedsiębiorstwa nie mogą już wytwarzać, transportować, handlować i dostarczać energii elektrycznej, zarządzając jednocześnie sieciami przesyłowymi oraz dystrybucyjnymi. Proces rozdziału był wprowadzany do unijnego systemu energetycznego kolejnymi unijnymi pakietami legislacyjnymi liberalizującymi sektor energetyczny. Rozdzielenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłu, dystrybucji oraz obrotu ma zapewnić w szczególności funkcjonowanie wielu przedsiębiorstw energetycznych, dzięki czemu odbiorcy końcowi mają mieć możliwość dokonywania swobodnego wyboru sprzedawcy na bazie najatrakcyjniejszej dla nich oferty.

Szczególnym sektorem podlegającym rozdzieleniu jest przesył oraz dystrybucja energii elektrycznej. Infrastruktura sieci elektroenergetycznej tworzy monopol naturalny – podobny do infrastruktury telekomunikacyjnej, kolejowej czy autostradowej. Budowa drugiej sieci byłaby prawie niemożliwa lub finansowo nieopłacalna ponieważ utworzenie tak dużej infrastruktury wymagałoby dużych nakładów inwestycyjnych i uzyskania wielu pozwoleń. Aby zapewnić niezawodne działanie sieci, przejrzystość finansową oraz uniknąć nadużywania siły rynkowej spółek będących operatorami, ich funkcjonowanie powinno być całkowicie niezależne od działalności wytwórców czy sprzedawców energii. Dodatkowo działalność operatorów jest regulowana i kontrolowana przez niezależnego regulatora (Prezes URE), który np. zatwierdza taryfy czy rozpatruje skargi na odmowę przyłączenia instalacji do sieci.

W Polsce w wyniku procesu rozdziału wydzielono operatora sieci przesyłowej, którym została spółka PSE S.A. i aktualnie usługi dystrybucyjne świadczone są przede wszystkim przez pięciu dużych operatorów (wykres nr 3): Enea Operator Sp. z o.o., PGE Dystrybucja S.A., Tauron Dystrybucja S.A., Stoen Operator Sp. z o.o. (kontrolowany przez spółkę E.ON) oraz ENERGA-OPERATOR S.A. (kontrolowana przez spółkę Orlen). W Polsce nie został w pełni implementowany rozdział (*unbundling*) własnościowy, ponieważ OSD pozostają w strukturze grup kapitałowych zintegrowanych pionowo.

Wolumen dystrybuowanej energii elektrycznej



Wykres nr 3.
Źródło: opracowanie własne na podstawie danych PGE.

Brak wydzielenia własnościowego OSD poza grupy kapitałowe może stwarzać ryzyko naruszania zasady równoprawnego traktowania podmiotów wnioskujących o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, np. wtedy gdy wytwórca należący do grupy kapitałowej zintegrowanej pionowo, chcąc przyłączyć swoją instalację wytwórczą do sieci dystrybucyjnej składa wniosek do OSD i może się zdarzyć, że operatorem będzie spółka z tej samej grupy kapitałowej. Powstaje zatem wątpliwość, czy operator sieci z tej samej grupy kapitałowej co wytwórca zaopiniuje odmownie wydanie warunków przyłączenia, blokując tym samym powstanie inwestycji i jednocześnie negatywnie wpływając na wynik finansowy całej grupy kapitałowej.

Z drugiej strony prywatny inwestor niepowiązany z odpowiednią grupą kapitałową, chcąc się przyłączyć do sieci musi bazować na kwartalnie przedstawianych przez Operatorów informacjach o dostępnych mocach i ewentualnie na własnych, kosztownych ekspertyzach sieci. Ze względu na brak dostępnych informacji dotyczących podmiotów otrzymujących odmowy przyłączenia **zasadne jest**

postawienie pytania, czy zjawisko odmów przyłączenia dotyczy w równym stopniu firm prywatnych i spółek Skarbu Państwa.

11

Ciekawe rozwiązania w zakresie transparentności dostępnych mocy przyłączeniowych stosuje się w Wielkiej Brytanii, gdzie OSP National Grid opracował platformę online, za pomocą której potencjalni inwestorzy mogą sprawdzić możliwość przyłączenia do sieci w wybranym punkcie, poznać szacunkowe koszty wymaganej modernizacji sieci dla swojej inwestycji oraz zwrócić się bezpośrednio do pracownika National Grid i zapytać o możliwość przyłączenia planowanej instalacji do sieci w wybranej przez siebie lokalizacji.

1.2. Plan rozwoju sieci

Operatorzy sieci mają również ustawowy obowiązek sporządzenia planu rozwoju dla obszaru swojego działania (w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania), który stanowi podstawowe źródło wiedzy o zamierzeniach inwestycyjnych przedsiębiorstw. Dotyczy on zarówno planowanych inwestycji służących przyłączaniu nowych odbiorców, jak i przedsięwzięć niezbędnych do utrzymania właściwego poziomu niezawodności oraz jakości świadczonych usług sieciowych. **W przypadku OSD plany rozwoju na lata 2020-2025 na ten moment pozostają utajnione i niedostępne dla potencjalnych inwestorów.** Po złożeniu wniosku o udostępnienie takiego planu OSD udzielają odpowiedzi odmownej, najczęściej argumentując, że jego poznanie przez inwestora spowodowałoby uzyskanie przez zainteresowanego nieuprawnionej przewagi konkurencyjnej oraz że udostępnienie tych informacji zagroziłoby bezpieczeństwu energetycznemu Polski. Oznacza to, że inwestorzy nie mogą w sposób najbardziej efektywny planować swoich inwestycji w moce wytwórcze, z uwzględnieniem planowanego rozwoju sieci dystrybucyjnej.

Pozytywnie należy ocenić ostatnie zmiany prawne, które zgodnie z nowymi przepisami Ustawy – Prawo energetyczne¹² zobowiążą OSD i Operatora Sieci Przesyłowej (dalej jako: „OSP”) do publikowania na swoich stronach internetowych planów rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania, przy czym obowiązek ten będzie dotyczył dopiero kolejnych uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju, których uzgodnienie jest planowane na przełom 2022 i 2023 roku.

¹¹ Platforma ConnectNow. Źródło: <https://customer.nationalgridet.com/s/login/>

¹² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.)

W kontekście planu rozwoju OSP kontrowersje mogą budzić plany spółki PSE (pełniącej rolę OSP) w zakresie budowania własnych zasobów mocy. W najbliższej dekadzie PSE planuje realizację jednego lub kilku źródeł opalanych gazem bądź paliwem płynnym opartych na turbinie gazowej lub silnikach tłokowych o łącznej mocy 500 MW, a także budowę magazynu energii o analogicznej mocy, ale o pojemności pozwalającej na co najmniej 8 godz.¹³ pracy. Obie planowane jednostki będą się kwalifikowały do udziału w rynku mocy. Budowa własnych zasobów mocy przez OSP, który ma monopol naturalny oraz prawny w zakresie przesyłu energii elektrycznej, może rodzić pytania co do zgodności z zasadami rozdzielania działalności przesyłowej od wytwarzania ustanowionymi przez prawo UE, mającymi zapewniać konkurencyjność i równe traktowanie na rynku energii elektrycznej.

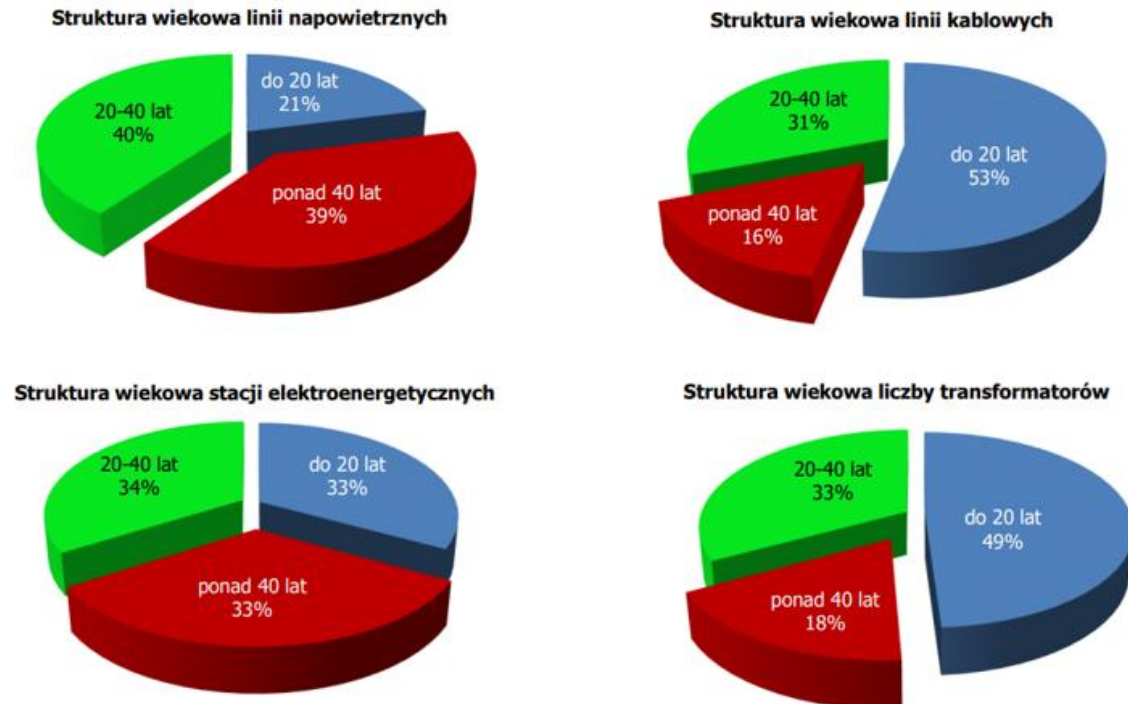
Niewątpliwy wpływ na możliwości przyłączenia nowych źródeł wytwórczych ma również wiek sieci elektroenergetycznych, który obrazuje ilustracja nr 1. Wynika z niej, że zarówno struktura wiekowa linii napowietrznych (39% sieci w wieku powyżej 40 lat), jak i stacji elektroenergetycznych (33% stacji w wieku powyżej 40 lat) może powodować znaczne utrudnienia w zakresie możliwości przyłączenia nowych jednostek wytwórczych. Co ciekawe, w Unii Europejskiej sieci niskiego napięcia o strukturze wiekowej między 20 a 40 lat stanowią między 35% a 40%¹⁴ sieci. Oznacza to, że proces wzmożonych inwestycji w modernizację i budowę nowych sieci czeka nie tylko Polskę, ale również całą Unię Europejską. Jak podaje portal WysokieNapięcie.pl, w 2019 r. Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej (PTPiREE) oszacowało koszt modernizacji linii średniego napięcia z napowietrznych na podziemne na ok. 48 mld zł. Przy aktualnie planowanych nakładach spółek dystrybucyjnych osiągnięcie tego celu przewidywano w 2070 r.¹⁵ Z kolei Prezes URE Rafał Gawin ocenił, że dostosowanie sieci dystrybucyjnej do wzrostu źródeł OZE może wynieść co najmniej 100 mld zł do roku 2030¹⁶.

¹³ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032*. Źródło: <https://www.pse.pl/-/komunikat-operatora-systemu-przesylowego-w-sprawie-konsultacji-projektu-planu-rozwoju-w-zakresie-zaspokojenia-obecnego-i-przyszlego-zapotrzebowania-2?safeargs=696e686572697452656469726563743d747275652672656469726563743d253246686f6d65>.

¹⁴ Deloitte, E.DSO, euroelectric, Connecting the dots: Distribution grid investment to power the energy transition, Final Deliverable, Styczeń 2021 r.

¹⁵ Wysokie Napięcie, *Czy sieci nadążą za transformacją polskiej energetyki?* Źródło: <https://wysokienapiecie.pl/39615-czy-sieci-nadaza-za-transformacja-polskiej-energetyki/>

¹⁶ Rafał Gawin, prezes Urzędu Regulacji Energetyki, w rozmowie z red. Ireneuszem Chojnackim, portal wnp.pl, 27.04.2022 r.



Ilustracja numer 1. Struktura wiekowa elementów sieci elektroenergetycznej w Polsce

Źródło: Prezes URE

W kontekście liczby wydanych odmów przyłączenia oraz wiedzy o strukturze wiekowej sieci, inwestycje Operatorów w najbliższych latach powinny zostać zwiększone i przewyższać dotychczasowe inwestycje. W 2019 r. nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD na 2019 r. wynosiły 6 mld 139 mln zł. OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 mld 578 mln zł, co stanowiło 107% planu. Jednak już w 2020 r. nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionych z Prezesem URE planów rozwoju OSD powinny wynosić 7 mld 116 mln zł, ale OSD zrealizowały nakłady w wysokości 6 mld 334 mln zł, co stanowiło 89% planu¹⁷. Spadek wydatków na inwestycje jest widoczny m.in. u PGE Dystrybucja, bowiem wyniosły one w 2020 r. ok. 1,6 mld zł¹⁸ wobec 2,2 mld zł w 2019 r.¹⁹

Z raportów Prezesa URE wynika również, że nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju PSE na 2019 r. wynosiły 1422,5 mln zł. Spółka zrealizowała nakłady w

¹⁷ Raport Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki z działalności gospodarczej oraz z realizacji planów rozwoju przez operatorów systemu elektroenergetycznego, 2021, Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raport-z-dzialalnosci/3989,Raport-z-dzialalnosci-gospodarczej-oraz-z-realizacji-planow-rozwoju-przez-ose.html>.

¹⁸ Sprawozdanie Zarządu z działalności grupy PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. oraz Grupy Kapitałowej PGE za rok 2020. Źródło: <https://www.gkpge.pl/dla-inwestorow/do-pobrania?page=3>

¹⁹ PGE Polska Grupa Energetyczna S.A. Skonsolidowane sprawozdanie finansowe za rok 2019. Źródło: <https://www.gkpge.pl/dla-inwestorow/do-pobrania?page=3>

wysokości 1669,9 mln zł, co stanowi 117% planu. Nakłady inwestycyjne wynikające z uzgodnionego z Prezesem URE planu rozwoju PSE na 2020 r. wynosiły 1759,5 mln zł, a spółka zrealizowała nakłady w wysokości 1109,6 mln zł, co stanowi zaledwie ok. 63% planu²⁰.

2. W labiryncie procesu przyłączeniowego

Rozwój energetyki opartej na odnawialnych źródłach energii, stanowiącej podstawę transformacji energetycznej, jest determinowany przez możliwość przyłączania tych instalacji do systemu elektroenergetycznego, co aktualnie stanowi największy problem dla wytwórców OZE. Problemy z przyłączeniem mają zarówno duże projekty o mocy kilkudziesięciu MW, jak i niewielkie – niejednokrotnie o mocy znacznie poniżej 1 MW – bez względu na technologię wytwarzania. Zasady przyłączania do sieci energetycznej reguluje art. 7 Ustawy – Prawo energetyczne, przy czym przepis ten nie rozróżnia zasad przyłączania odbiorców energii od przyłączania jednostek wytwórczych, co w praktyce powoduje wątpliwości interpretacyjne przesłanek przyłączenia. Przyłączanie do sieci odbywa się na zasadach równoprawnego traktowania, słusznie jednak pierwszeństwo w przyłączeniu do sieci mają instalacje odnawialnych źródeł energii.

2.1. Wniosek o przyłączenie

Przed złożeniem wniosku inwestor może sprawdzić na stronie danego Operatora dostępną na jego obszarze działalności moc przyłączeniową dla planowanych źródeł. Informacje te publikowane są jednak co kwartał, przez co nie oddają aktualnych dostępnych mocy dla inwestorów. Dodatkowo często nie wskazują konkretnych miejsc przyłączenia, tylko zagregowany obszar ze wskazaniem dostępnej mocy przyłączeniowej. **Zainteresowani przyłączeniem nie mają więc w praktyce aktualnej (na dzień złożenia wniosku o przyłączenie) publicznie dostępnej możliwości sprawdzenia dostępnych mocy przed wystąpieniem z właściwym wnioskiem o przyłączenie do sieci. Powoduje to wydatki związane z przygotowaniem inwestycji, projektem instalacji i zabezpieczeniem tytułu do gruntu.**

²⁰ Raport Krajowy Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 2021. Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/raporty-dla-komisji-eu/3343,Raporty-dla-Komisji-Europejskiej.html>.

Wartym do rozważenia w Polsce sposobem rezerwowania dostępnych mocy sieci jest model hiszpański. W Hiszpanii na dostępne moce przyłączeniowe w sieci odbywają się przetargi, w których premiowane są instalacje najszybciej powstające, oferujące autokonsumpcję wytwarzanej energii, zapewniające większą liczbę miejsc pracy i które w najmniejszy sposób ingerują w środowisko naturalne – zarówno podczas powstawania, jak i po zakończeniu eksploatacji instalacji.

Formalny proces przyłączenia instalacji wytwórczej rozpoczyna się od złożenia wniosku o przyłączenie instalacji wytwórczej do sieci do właściwego dla danego regionu OSD lub OSP. We wniosku o wydanie warunków przyłączenia powinny się znaleźć informacje i dokumenty sprecyzowane w Ustawie – Prawo energetyczne oraz Rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego i powinien zawierać:

- szczegółowe parametry techniczne instalacji;
- określenie mocy przyłączeniowej;
- przewidywane roczne zużycie energii elektrycznej;
- liczbę jednostek wytwórczych;
- przewidywany termin rozpoczęcia wytwarzania;
- zakres dopuszczalnych zmian obciążeń jednostek wytwórczych.

Wnioskodawca, który chce się przyłączyć do sieci o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV, wnosi w ciągu 14 dni zaliczkę na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, w wysokości 30 zł za każdy kW mocy. Podstawowym celem zaliczki jest przeciwdziałanie zjawisku blokowania tzw. mocy przyłączeniowej przez inwestorów, którzy występują z wnioskami o wydanie warunków przyłączenia źródeł wytwórczych jedynie na potrzeby obrotu tymi warunkami na rynku wtórnym, bez faktycznego zamiaru realizacji inwestycji²¹. **Biorąc jednak pod uwagę aktualną wartość projektów OZE z wydanymi warunkami przyłączenia, koszt wniesionej zaliczki nie powstrzymuje inwestorów przed blokowaniem mocy przyłączeniowych bez zamiaru realizacji tych projektów.**

Wydanie warunków przyłączenia jest uzależnione od napięcia sieci, do której inwestor chce się przyłączyć, i następuje w terminie 14 dni, 30 dni lub 3 miesięcy od dnia złożenia kompletnego wniosku. Jeżeli wniosek nie jest kompletny, Operator wzywa inwestora do uzupełnienia braków, a termin na wydanie warunków przyłączenia nie rozpocznie biegu, dopóki nie zostanie złożony kompletny

²¹ Muras Z, Nowaczek-Zaremba M, Nowak D, Orzech P. Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, wyd. II, Swora M (red.), Warszawa 2016, art. 7.

wniosek. **Pomimo ustawowo określonych terminów, brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosków stwarza Operatorom możliwość wzywania wnioskodawców do uzupełnienia nawet najbardziej nieistotnych braków formalnych, których nieuzupełnienie i tak pozwoliłoby rozpatrzyć złożony wniosek.** Brak jasnej metodologii rozpatrywania wniosków o przyłączenie powoduje, że cała procedura – od złożenia wniosku do podpisania umowy przyłączeniowej – może zająć inwestorowi nawet cały rok.

Z analizy dokumentów udostępnionych ClientEarth oraz z rozmów przeprowadzonych z inwestorami OZE przechodzącymi przez procedury przyłączeniowe wynika, że najczęstszymi barierami sprawnego przyłączenia do sieci są:

- brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosków o wydanie warunków przyłączenia oraz w zakresie kształtowania treści umowy;
- brak konsekwencji w odniesieniu do pojęcia kompletności wniosku o przyłączenie;
- dowolność i uznaniowość w określaniu obowiązków podmiotu przyłączanego.

Przykładem braku opracowanych wewnętrznych metodologii przyjmowania i rozpatrywania wniosków o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej jest proces przyłączania operatorów sieci dystrybucyjnej niedysponujących miejscami dostarczania w sieci przesyłowej (dalej jako **OSDn**)²², w którym pewni OSD nie mają w wewnętrznych procedurach specjalnego szablonu wniosku o przyłączenie, regulującego kwestie mocy przyłączeniowej zarówno w kierunku wprowadzania, jak i odbioru w miejscu połączenia sieci dystrybucyjnej Operatorów. Oznacza to, że OSDn, aby się przyłączyć, muszą składać wniosek dla odbiorcy energii oraz wniosek dla wytwórcy, którym nie są. Aby rozwiązać ten problem, zasadne byłoby opracowanie przez regulatora, we współpracy z Operatorami i wytwórcami, kodeksu dobrych praktyk w zakresie procedury przyłączania, ewentualnie uregulowanie tej kwestii w rozporządzeniu w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego. Operatorzy sieci muszą uwzględniać również zasadę równego traktowania oraz pierwszeństwa instalacji OZE. Zasady te mają zastosowanie, jeżeli:

1. Podmiot wnioskujący dysponuje tytułem prawnym do gruntu/budynku, na którym energia elektryczna będzie wytwarzana.
2. Istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia.
3. Aplikujący oraz jego instalacja spełniają inne szczególne przesłanki do przyłączenia przewidziane prawem, jak np. warunki techniczne.

²² Na marginesie warto zauważyć, że stworzenie odpowiednich warunków prawnych dla szerszego wykorzystywania OSDn, a więc sieci dystrybucyjnej budowanej przez prywatnych inwestorów, mogłoby przyspieszyć rozwój i modernizację sieci oraz jednocześnie odciążać OSD. Do tego jednak potrzebne są odpowiednie zmiany w obowiązujących regulacjach taryfowych oraz specjalnie do tego przeznaczony system zachęt do powstawania tej sieci.

Warunki te mają charakter obiektywny, dlatego operator w większości przypadków ma obowiązek sporządzenia ekspertyzy wpływu na system elektroenergetyczny planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci²³. Po pozytywnej ocenie wniosku Operator wydaje warunki przyłączenia ważne przez 2 lata. W warunkach przyłączenia Operator wskazuje proponowany punkt przyłączenia do sieci. Określając dokładny punkt przyłączenia, operator sieci bierze pod uwagę aktualny stan sieci, w tym dostępną moc w różnych punktach, oraz plan rozwoju zatwierdzony przez Prezesa URE. Wskazanie punktu przyłączenia jest częścią oceny technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia. Ostateczne zawarcie umowy przyłączeniowej jest uzależnione od zaistnienia warunków ekonomicznych oraz technicznych, a także od spełnienia przez inwestora parametrów określonych w warunkach przyłączenia.

2.2. Przyczyny wydawania odmów przyłączenia do sieci

Zauważalny problem przyłączania do sieci nowych instalacji wytwórczych objawia się w dwojaki sposób. Pierwszy polega na wydawaniu przez Operatorów warunków przyłączenia na tyle niekorzystnych, że realizacja inwestycji przestaje być opłacalna, ponieważ wymaga od inwestora poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych na budowę linii energetycznej łączącej instalację wytwórczą z punktem przyłączenia wskazanym przez Operatora, który jest znacznie oddalony od planowanej inwestycji. Drugi polega na wydawaniu odmów wydania warunków przyłączenia ze względu na brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia.

Ustawa – Prawo energetyczne²⁴, uwzględniając zasadę TPA (ang. *Third-party Access*, zasada dostępu strony trzeciej) oraz zasadę pierwszeństwa instalacji OZE, nakłada na Operatorów publicznoprawny obowiązek zawarcia umowy o przyłączenie z podmiotem wnioskującym o takie przyłączenie. Nad realizacją publicznoprawnego obowiązku przyłączenia nadzór sprawują Prezes URE oraz właściwe sądy. W przypadku stwierdzenia braku spełnienia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie do sieci któregokolwiek z ww. warunków, od których uzależnione jest istnienie publicznoprawnego obowiązku zawarcia umowy o przyłączenie, operator może wydać odmowę zawarcia umowy o przyłączenie. Tylko w ostatnich dwóch latach (2020 oraz 2021) najwięksi OSD wydali 5073 odmowy warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, na łączną moc ponad 20 GW²⁵.

²³ Zgodnie z art. 7 ust. 8e obowiązek ten aktualizuje się w przypadku urządzeń, instalacji lub sieci przyłączanych bezpośrednio do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV.

²⁴ Art. 7 ust. 1 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.).

²⁵ Roczne sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rok 2020 oraz 2021, Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urząd/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnoci-Prezesa-URE.html>.

2.2.1. Bariery techniczne

Najwięcej odmów przyłączenia do sieci było spowodowanych brakiem technicznych warunków przyłączenia do sieci. Istnienie warunków technicznych można rozumieć jako zdolność do odbioru lub dostarczania energii przez istniejącą sieć dystrybucyjną i to na Operatorze spoczywa obowiązek przeprowadzenia oceny, czy przyłączenie danego podmiotu jest możliwe z technicznego punktu widzenia²⁶. Aby Operator mógł stwierdzić brak warunków technicznych przyłączenia, muszą łącznie zostać spełnione następujące przesłanki:

1. Musi zaistnieć nienadająca się usunąć przeszkoda uniemożliwiająca realizację inwestycji przyłączeniowej.
2. Przeszkoda ta musi występować w momencie wydania warunków przyłączenia lub odmowy przyłączenia do sieci²⁷.

Operatorzy, aby określić, czy istnieją warunki techniczne przyłączenia do sieci, sporządzają ekspertyzy wpływu planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny, które dodatkowo w przypadku OSD uzgadniane są z OSP. Oznacza to, że nawet jeśli po stronie OSD warunki techniczne są spełnione, to OSP może stwierdzić brak warunków technicznych w sieci przesyłowej i OSD będzie musiał wydać odmowę wydania warunków przyłączenia ze względów technicznych.

Z przeanalizowanych przez ClientEarth dokumentów otrzymanych od wytwórców OZE wynika, że OSP coraz częściej negatywnie uzgadnia planowane przyłączenie instalacji z OSD. W praktyce dochodzi również do skrajnych przypadków odmów przyłączenia, w których np. inwestor składa wniosek o przyłączenie do sieci przesyłowej, uprzednio potwierdzając dostępną moc przyłączeniową w danym punkcie na stronie OSP oraz sporządzając własną ekspertyzę wpływu planowanej instalacji na sieć, a mimo to OSP wystawia odmowę wydania warunków przyłączenia do sieci, powołując się na sporządzoną ekspertyzę wpływu instalacji na sieć przesyłową, która wykazała brak warunków technicznych przyłączenia. Operatorzy nie przedstawiają przy tym wnioskodawcom ekspertyzy w całości, ale udostępniają jedynie wyniki ekspertyzy, które nie dają jednak pełnego obrazu stanu sieci i możliwości przyłączenia.

Odmowa ta uzasadniana jest przez Operatorów względami konieczności nieujawniania informacji prawnie chronionych, których podanie do wiadomości może powodować nieuzasadnione korzyści handlowe po stronie podmiotów trzecich, co wiąże się z koniecznością ochrony takich informacji.

²⁶ Wyrok SN z 11.04.2012 r., III SK 33/11, OSNP 2013, nr 9-10, poz. 120.

²⁷ Muras Z, Nowaczek-Zaremba M, Nowak D, Orzech P. Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, wyd. II, Swora M (red.), Warszawa 2016, art. 7.

Inwestorzy nie mogą skutecznie bronić swoich interesów prawnych i faktycznych przed Prezesem URE, ponieważ odmawia się im prawa do wglądu do pełnej treści ekspertyz²⁸. Jediną możliwą drogą podważenia ekspertyz jest powoływanie niezależnych biegłych, którzy dokonają własnych ocen wpływu instalacji na sieci. Wiąże się to jednak z wydłużeniem czasu trwania postępowania odwoławczego oraz ze znacznym wzrostem jego kosztów.

Osobną przesłanką techniczną odmowy wydania warunków przyłączenia jest konieczność zarezerwowania zdolności sieci przez Operatorów dla morskich farm wiatrowych²⁹. Przepis ten może być furką dla Operatorów (nawet tych z południowej Polski!) do wydawania odmów przyłączenia, ze względu na konieczność zabezpieczenia przepustowości sieci dla morskich farm wiatrowych.

2.2.2. Bariery ekonomiczne

Kolejną przesłanką odmowy wydania warunków przyłączenia jest brak warunków ekonomicznych przyłączenia. Przesłanka ta jest oczywiście ściśle skorelowana z warunkami technicznymi³⁰, jak stwierdził Sąd Apelacyjny w Warszawie w wyroku z dnia 9 czerwca 2016 r.: *„Gdy przyłączenie nie jest możliwe przy istniejącym stanie sieci, lecz byłoby możliwe po dokonaniu pewnych nakładów na sieć, mamy do czynienia z sytuacją, w której co prawda nie są aktualnie spełnione warunki techniczne przyłączenia lub dostarczenia, lecz można je spełnić, pociąga to jednak za sobą określony koszt, a z tym z kolei wiąże się kwestia ekonomicznych warunków przyłączenia. **Przy obecnym stanie techniki w istocie prawie zawsze jest możliwe stworzenie warunków technicznych przyłączenia i dostarczania – jest to tylko kwestia wysokości nakładów, które trzeba ponieść**”³¹.*

Negatywną przesłankę braku spełnienia warunków ekonomicznych przyłączenia można rozpatrywać w kilku aspektach. Po pierwsze, można rozumieć jej wystąpienie, jeżeli obiekt odbiorcy położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym³². Po drugie, ocena spełnienia ekonomicznych warunków przyłączenia powinna być dokonywana z uwzględnieniem treści (zakresu) – uzgodnionego przez Operatora z Prezesem URE – planu rozwoju. Wymusza to także ocenę zapewnienia w taryfie przedsiębiorstwa sieciowego – zatwierdzonej przez Prezesa URE – faktycznego przyznania środków na realizację inwestycji ujętej w planie rozwoju³³. Oznacza to, że jeżeli w planie rozwoju nie została przewidziana rozbudowa/modernizacja sieci, która zostałaby też

²⁸ Ograniczenie dostępu stronie postępowania do pełnej treści ekspertyzy jest akceptowane przez orzecznictwo Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów – por. np. Postanowienie SOKiK w Warszawie z 22.09.2021 r., XVII AmZ 346/20, LEX nr 3316813; Wyrok WSA w Poznaniu z 10.10.2013 r., IV SA/Po 466/13, LEX nr 1382959.

²⁹ Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (t.j. Dz. U. z 2021 r. poz. 716 z późn. zm.), art. 7 ust. 8e(1).

³⁰ Wyrok SA w Warszawie z 11.03.2016 r., VI ACa 191/15, LEX nr 2026424.

³¹ Wyrok SA w Warszawie z 9.06.2016 r., VI ACa 92/15, LEX nr 2081564.

³² Wyrok SOKiK z 18.09.2002 r., XVII AmE 100/01, LEX nr 1727654.

³³ Postanowienie Sądu Najwyższego z 29 stycznia 2019 r., sygn. akt I NSZ 1/18

uwzględniona w taryfie, Operator może stwierdzić brak ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci.

3. Skala odmów przyłączenia

Rok 2021 był rekordowy jeśli chodzi o liczbę odmów przyłączenia (3751) oraz o łączną moc nieprzyłączoną do sieci (ponad 14 GW)³⁴.

ENERGA-OPERATOR S.A. (należąca do spółki Orlen) w samym 2021 r. wydała 1341 odmów przyłączenia³⁵. Większość dotyczyła elektrowni fotowoltaicznych o mocy poniżej 1 MW. ENERGA-OPERATOR S.A. uzasadniała odmowy na podstawie efektów wykonania indywidualnych ekspertyz wpływu pracy źródła na sieć, **a także wyczerpaniem możliwości przyłączeniowych w zakresie nowych źródeł.**

Drugim OSD pod względem liczby wydanych odmów przyłączenia była Enea Operator Sp. z o.o., która wydała 1081 odmów przyłączenia do sieci³⁶. Jako najczęstsze powody odmów spółka wskazywała przeciążenia elementów sieci dystrybucyjnej, w szczególności linii elektroenergetycznych, brak bilansowania łącznej planowanej mocy wytwórczej z zapotrzebowaniem w danym węźle sieciowym, do którego miałyby nastąpić przyłączenia, oraz przekroczenia dopuszczalnego poziomu napięcia w sieci dystrybucyjnej.

Tauron Dystrybucja S.A. poinformowała Prezesa URE, że odmówiła wydania warunków przyłączenia do jej sieci dystrybucyjnej w 491 przypadkach, natomiast PGE Dystrybucja S.A. przedstawiła informację o 71 przypadkach odmownych dotyczących wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wytwórcom, pomimo dysponowania dostępną mocą przyłączeniową dla źródeł na wnioskowanym obszarze³⁷. Powyższe odmowy zostały udzielone na podstawie wyników wykonanych ekspertyz wpływu przyłączenia danej jednostki wytwórczej na sieć elektroenergetyczną, które wykazały brak mocy przyłączeniowej we wnioskowanym miejscu przyłączenia źródła.

Dla porównania, działający na terenie Warszawy prywatny OSD Stoen Operator Sp. z o.o. w 2021 r. nie wydał żadnej odmowy przyłączenia do sieci³⁸. Wykres nr 4 przedstawia liczbę odmów przyłączenia z podziałem na poszczególnych największych OSD w latach 2017-2021.

³⁴ Roczne sprawozdania z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rok 2021, Źródło: <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/edukacja-i-komunikacja/publikacje/sprawozdania-z-dzialaln/2916,Sprawozdania-z-dzialalnosci-Prezesa-URE.html>

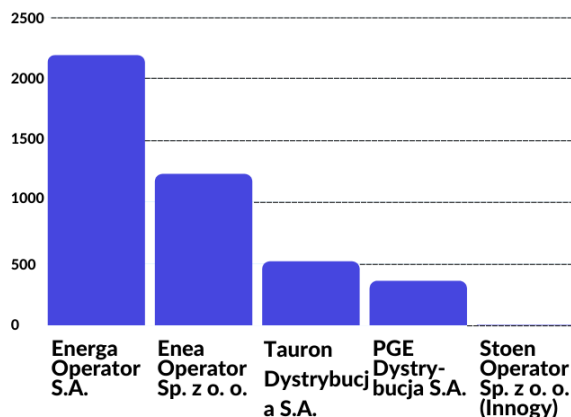
³⁵ *Ibidem*. s.110-111.

³⁶ *Ibidem*. s.110.

³⁷ *Ibidem*. s.111.

³⁸ *Ibidem*. s.110.

Liczba odmów w latach 2017-2021 w podziale na operatorów



Wykres nr 4.

Źródło: opracowanie własne na podstawie sprawozdań z działalności prezesa URE.

Warto zwrócić uwagę, że problem z przeciążeniem sieci zaczyna w coraz większym stopniu dotyczyć prosumentów. Moc samych mikroinstalacji (w większości prosumenckich) przyłączonych przez OSD przekroczyła w 2022 r. 7 GW, a więc wartość, która według założeń „Polityki energetycznej Polski do 2040 r.” miała zostać osiągnięta w 2030 r.³⁹ Biorąc pod uwagę trudności OSD w bilansowaniu tych instalacji, OSD mają uprawnienie do ograniczania pracy lub odłączania od sieci mikroinstalacji o mocy zainstalowanej większej niż 10 kW, w sytuacji gdy wytwarzanie energii elektrycznej w tej mikroinstalacji będzie stanowiło zagrożenie bezpieczeństwa pracy sieci⁴⁰. ClientEarth w ostatnim czasie coraz częściej otrzymuje informacje o takim odłączaniu instalacji prosumenckich przez OSD⁴¹. Odłączona instalacja nie oddaje energii do sieci, co powoduje zarówno brak możliwości autokonsumpcji produkowanej energii, jak i czasową utratę możliwości korzystania ze specjalnych mechanizmów wsparcia. Na ten moment brakuje oficjalnych danych o skali tego zjawiska.

Potężny wzrost przyłączeń mikroinstalacji do systemu elektroenergetycznego potwierdza, że Polacy chcą inwestować w zieloną energię, jednak zaczyna być to poważnym problemem dla OSD, których sieć nie jest gotowa na przyłączanie takiej instalacji na tak dużą skalę. Aby zapewnić bezpieczeństwo energetyczne i niezakłócone działanie sieci oraz mikroinstalacji, potrzebne są (poza inwestycjami w sieci) rozwiązania zachęcające wytwórców do większej autokonsumpcji wytwarzanej energii oraz skoordynowane i przewidujące zarządzanie siecią. Jednak negatywnie należy się odnieść do

³⁹ „Energetyka Dystrybucja Przesył”, Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej, 2022 r.

⁴⁰ Art. 7 ust. 8d (10) ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

⁴¹ Obecnie OSD stosują tzw. metody zaradcze. Na transformatorach z niskiego na średnie napięcie jest wysoki poziom napięcia (ok. 250 V), bliski górnemu limitowi (253 V), przy limitach między 230V +/- 10%. Oznacza to, że energia elektryczna z instalacji PV nie może wpłynąć do sieci, bo aby móc wpłynąć, nie może obniżyć istniejącego w sieci napięcia, ale może je podwyższyć tylko do 253 V, czyli możliwy zakres jest dość niewielki. Powoduje to trudności w sprzedaży wyprodukowanej już energii elektrycznej. Powyżej 253 V instalacje wytwórcze się odłączają. Podobny model obserwowany był przy elektrowniach wiatrowych podłączonych do średniego napięcia. Za każdym razem instalacje OZE muszą się dostosować do takich nastawów

postulatów PTPIREE, aby przyznać OSD uprawnienie do odmowy dalszego przyłączenia mikroinstalacji lub do zmniejszania jej mocy⁴².

4. Podsumowanie i rekomendacje

W latach 2015-2021 ok. 30 GW mocy nie zostało przyłączone do polskiej sieci energetycznej. Mimo że sektor dystrybucji jest jednym z najbardziej dochodowych segmentów rynku energetycznego, znaleźliśmy się w punkcie, w którym inwestorzy OZE mają problemy z realizacją inwestycji, co hamuje jednocześnie transformację energetyczną Polski. Aby sieć elektroenergetyczna przestała być przeszkodą w transformacji energetycznej, konieczne jest dokonanie rewizji polityki rozwoju Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w szczególności w zakresie:

- usuwania barier prawnych rozbudowy sieci oraz jej optymalnego wykorzystywania, np. przez implementację usług elastyczności czy wykorzystywania zabezpieczonych zdolności sieci dla dwóch źródeł OZE (elektrownia wiatrowa i fotowoltaiczna) naprzemiennie – tzw. *cable pooling*;
- planowania i realizacji inwestycji, przez co należy rozumieć zdolność do monitorowania obciążenia sieci w celu przewidywania potrzeb inwestycyjnych;
- modernizacji sieci i wdrażania innowacyjnych rozwiązań takich jak inteligentne liczniki oraz nowych rozwiązań w zakresie zarządzania popytem (zarządzanie wzrostem zapotrzebowania i wytwarzania szczytowego), np. usług elastyczności, dla których (zgodnie z dyrektywą w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej) powinny zostać zapewnione odpowiednie ramy regulacyjne oraz zachęty⁴³;
- usprawnienia zarządzania danymi, które pomogą w dynamicznym zarządzaniu siecią, planowaniu jej rozbudowy oraz wzmocnią bezpieczeństwo energetyczne;
- decentralizacji systemu zarządzania siecią z centralnie sterowanego przez OSP na zdecentralizowany oraz cyfrowy, zgodny z założeniami energetyki rozproszonej, gdzie główną rolę odgrywają OSD;
- optymalizacji procedur zarządzania systemem przy stale rosnącym poziomie pogodozależnych źródeł OZE.

Z perspektywy efektywnego wykorzystywania i rozwoju sieci pożądane są następujące zmiany legislacyjne:

- wprowadzenie unbundlingu własnościowego OSD poza istniejące grupy kapitałowe;

⁴² „Energetyka Dystrybucja Przesył”, op. cit.

⁴³ 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

- przyznanie szerszych kompetencji OSD w zakresie zarządzania systemem elektroenergetycznym;
- OSD powinni zostać wyposażeni w odpowiednie narzędzia umożliwiające im skuteczne zarządzanie systemem, stroną popytową oraz usługami elastyczności;
- uproszczenie procesu przyłączenia do sieci poprzez zapewnienie zharmonizowanego, uporządkowanego i transparentnego procesu przyłączenia;
- zobowiązanie Operatorów do publikacji rzeczywistego podglądu dostępnych mocy przyłączeniowych w wybranej lokalizacji;
- zobowiązanie Operatorów do modernizacji sieci w określonym terminie, jeżeli nastąpiła odmowa przyłączenia mikro lub małej instalacji OZE.

Wojciech Modzelewski

Prawnik, Infrastruktura Paliw Kopalnych

wmodzelewski@clientearth.org

www.clientearth.org

Beijing Berlin Brussels London Los Angeles Luxembourg Madrid Warsaw

ClientEarth is an environmental law charity, a company limited by guarantee, registered in England and Wales, company number 02863827, registered charity number 1053988, registered office 10 Queen Street Place, London EC4R 1BE, a registered international non-profit organisation in Belgium, ClientEarth AISBL, enterprise number 0714.925.038, a registered company in Germany, ClientEarth gGmbH, HRB 202487 B, a registered non-profit organisation in Luxembourg, ClientEarth ASBL, registered number F11366, a registered foundation in Poland, Fundacja ClientEarth Poland, KRS 0000364218, NIP 701025 4208, a registered 501(c)(3) organisation in the US, ClientEarth US, EIN 81-0722756, a registered subsidiary in China, ClientEarth Beijing Representative Office, Registration No. G1110000MA0095H836. ClientEarth is registered on the EU Transparency register number: 96645517357-19. Our goal is to use the power of the law to develop legal strategies and tools to address environmental issues.