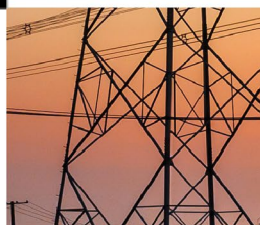
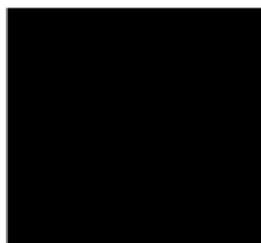
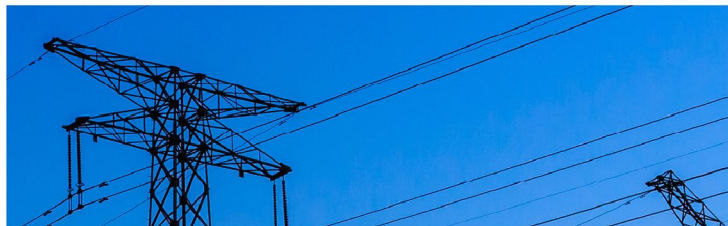


Zarządzanie rozwojem sieci wobec wyzwań zielonej elektryfikacji

Radostaw Łapszyński

Warszawa 2023



© Fundacja Instytut Reform, 2023

Powielanie dozwolone pod warunkiem podania źródła.

Autor

Radostaw Łapszyński

Współpraca

Krzysztof Fal, Maria Niewiata-Rej, Aleksander Śniegocki

Opracowanie graficzne

Zofia Lasocka

Data publikacji

Listopad 2023

Rekomendowane cytowanie:

Łapszyński, R. (2023), *Zarządzanie rozwojem sieci wobec wyzwań zielonej elektryfikacji*, Instytut Reform, Warszawa

Źródło fotografii na okładce: zhaojiankang/iStock

Instytut Reform

office@ireform.eu | ul. Puławska 12/3, 02-566 Warszawa | www.ireform.eu

REFORM

Instytut Reform to niezależny think tank, którego celem jest ciągłe doskonalenie polityk publicznych w Polsce, Europie i na świecie. Jednym z kluczowych obszarów działania Instytutu jest wsparcie transformacji energetycznej oraz ochrony klimatu.

Spis treści

1. Wprowadzenie	4
2. Dylematy rozwoju sieci	5
2.1. Jaki jest niezbędny rozmiar nakładów na rozwój sieci?	5
3. Źródła finansowania	7
4. Kontekst instytucjonalny i kluczowe procesy decyzyjne	8
4.1. Zarządzanie dostępem do sieci	8
4.2. Taryfowanie	12
5. Programowanie rozwoju sieci	14
5.1. Plany rozwoju sieci.....	14
5.2. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki...15	
6. Odpowiedzi na wyzwania w zakresie rozwoju sieci	16
6.1. Przyłączenia na zasadach komercyjnych	16
6.2. Nowelizacja specustawy przesyłowej	16
6.3. <i>Cable pooling</i>	17
6.4. Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii.....	17
6.5. Zwiększenie z 50 kW do 150 kW dla konieczności uzyskania pozwolenia na budowę instalacji OZE.....	18
6.6. Umowy PPA i linia bezpośrednia, czyli rozwój sieci prywatnych i zlokalizowanych.....	18
6.7. Odbiorcy aktywni	20
6.8. Agregacja	21
6.9. <i>Demand side response</i>	21
6.10. Inteligentne liczniki	21
6.11. Innowacyjne taryfowanie	22
6.12. Partnerski handel energią odnawialną (tzw. <i>peer-to-peer</i>).....	23
6.13. Zwolnienie odbiorców z opłat za ponadumowny pobór energii biernej.....	24
6.14. Obywatelskie społeczności energetyczne	24
6.15. Piaskownice regulacyjne	25
7. Podsumowanie	26

1. Wprowadzenie

Zwiększanie udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych (dalej: „OZE”) w końcowym zużyciu energii stanowi kluczowy element zielonej elektryfikacji gospodarki i – patrząc szerzej – jeden z najefektywniejszych instrumentów redukcji emisji CO₂. Bodźce ekonomiczne, takie jak funkcjonujące systemy wsparcia dla produkcji energii elektrycznej z odnawialnych źródeł, system gwarancji pochodzenia czy poprawiająca się konkurencyjność kosztowa produkcji energii ze źródeł odnawialnych względem paliw kopalnych, skłaniające inwestorów i deweloperów do prowadzenia inwestycji w instalacje OZE nie są jednak wystarczające. Sens prowadzenia procesu inwestycyjno-budowlanego jest bowiem warunkowany możliwością przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci elektroenergetycznej lub bezpośrednio do sieci wewnętrznej odbiorcy.

Dotychczasowy model polskiej elektroenergetyki zakładał sprowadzenie większości wysiłków rozwojowych do rozbudowy, modernizacji i konserwacji różnych instalacji tworzących Krajowy System Elektroenergetyczny (dalej: „KSE”). Ten ostatni stanowi funkcjonujący w Polsce zbiór urządzeń przeznaczonych do wytwarzania, przesyłu, rozdziału i magazynowania energii elektrycznej. Są one połączone ze sobą funkcjonalnie w system umożliwiający realizację dostaw energii elektrycznej na terenie kraju w sposób ciągły i nieprzerwany.

W ramach KSE kluczowe role odgrywają podmioty odpowiadające za ruch sieciowy, stanowiący „krwiobieg” całej polskiej elektroenergetyki. Są to operator systemu przesyłowego (dalej: „OSP”) zarządzający siecią przesyłową, będącą siecią wysokiego¹ i najwyższego napięcia² oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych (dalej: „OSD”³) zarządzający siecią dystrybucyjną (rozdzielczą) stanowiącą sieć średniego⁴ oraz niskiego napięcia⁵. Sieć przesyłowa OSP i sieci dystrybucyjne OSD, połączone w ramach KSE, tworzą razem sieć, którą można określić mianem **sieci powszechnej**.

Podłączanie nowych instalacji OZE uzależnione jest od licznych czynników, takich jak na przykład możliwość wyprowadzenia mocy do systemu. Wiele aspektów, wśród których można wymienić wiek i przepustowość sieci, sprawia, że niejednokrotnie może to być utrudnione. W konsekwencji oddala to Polskę od wypełnienia przyjętych przez nią zobowiązań dotyczących redukcji emisji CO₂. Temat ten jest w ostatnich latach coraz częściej obecny w krajowej debacie publicznej. Specjaliści poszukują nowych – w realiach polskich – rozwiązań technicznych, ekonomicznych i prawnych, których celem jest stawienie czoła problemom sieci elektroenergetycznych oraz zarządzania ich rozwojem. Celem poniższej analizy jest przybliżenie wyzwań stojących w tym zakresie przed polską elektroenergetyką i sformułowanie w tej sferze odpowiedzi, jak również włączenie się w toczącą się debatę.

¹ Napięcie międzyfazowe wynosi w tym przypadku od 60 do 200 kilowoltów (dalej: „kV”). W Polsce jest to 110 kV.

² Różnica potencjałów pomiędzy przewodami fazowymi jest tutaj równa lub większa niż 200 kV. W Polsce jest to 400 lub 220 kV.

³ OSD i OSP dalej łącznie jako „Operator” lub „Operatorzy”.

⁴ Napięcie międzyfazowe wynosi w tym przypadku od 1 kV do 60 kV. Stosowane są do transportu energii elektrycznej na średnie odległości i do jej rozdziału. Średnie napięcia służą również do bezpośredniego zasilania maszyn elektrycznych wysokiej mocy.

⁵ Napięcie międzyfazowe jest tutaj niższe niż 1 kV. Wykorzystywane są do dostarczania energii elektrycznej do odbiorców końcowych.

2. Dylematy rozwoju sieci

Pierwszym, fundamentalnym dylematem, przed którym stoją decydenci pragnący programować rozwój i modernizację sieci, jest ten związany z modelem systemu elektroenergetycznego, jakiemu sieć ta ma służyć. Sieć powinna bowiem pełnić funkcję służebną wobec docelowej wizji udziału poszczególnych źródeł energii w krajowym miksie energetycznym i ich rozproszenia.

Obecne sieci dostosowane są do dużych, scentralizowanych jednostek wytwórczych oraz pasywnych odbiorców. Równocześnie wszystkie scenariusze transformacji w kierunku gospodarki zeroemisyjnej zakładają znaczące zwiększenie udziału rozproszonej energetyki odnawialnej (głównie wiatrowej i słonecznej) oraz współudziału odbiorców końcowych w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego (odbiorcy aktywni), z uzupełniającą rolą energetyki jądrowej, bioenergii oraz technologii, takich jak *carbon capture and storage* (CCS). W konsekwencji tych zmian powstaje konieczność dostosowania paradygmatu funkcjonowania sieci elektroenergetycznych – z sieci pasywnych, obsługujących ruch sieciowy w jednym kierunku „wyższe napięcie – niższe napięcie”, do sieci aktywnych (dwukierunkowych). Pozwoli to w okresach wysokiej produkcji energii w instalacjach rozproszonych, zwyczajowo przyłączonych do sieci dystrybucyjnych, na wyprowadzenie energii do sieci wyższych napięć. Jednocześnie, w okresach niskiego nasłonecznienia lub braku wiatru, sieć musi zapewnić transport energii elektrycznej w dotychczasowym kierunku, tj. z sieci wysokiego napięcia do sieci dystrybucyjnych.

Wraz z wyborem bazowego modelu rozwoju sieci należy również określić tempo, w jakim wdrażane będą zmiany prowadzące do jego osiągnięcia. Ma to z kolei bezpośrednie przełożenie na harmonogram inwestycji w zakresie rozbudowy i modernizacji. Tempo to – pozwalające zrealizować cel budowy neutralnej klimatycznie gospodarki do 2050 r. – powinno uwzględniać konieczność osiągnięcia niemal zerowych emisji netto w sektorze elektroenergetycznym już w perspektywie 2040 r.⁶ Warto zauważyć, że choć cel osiągnięcia neutralności klimatycznej na poziomie krajowym nie został jednoznacznie przyjęty w rządowych dokumentach strategicznych, to w praktyce polska gospodarka objęta jest narzędziami wdrażającymi cel neutralności na poziomie całej UE, w szczególności mechanizmem EU ETS, który bezpośrednio oddziałuje na decyzje w elektroenergetyce.

W kontekście rozwoju sieci warto się również zastanowić, czy instalacje OZE powinny być przyłączane jedynie do sieci powszechnej, czy może również do sieci pozasystemowych, niepołączonych z KSE i – w konsekwencji – być zwolnione z ponoszenia przynajmniej części związanych z tym opłat⁷.

2.1. Jaki jest niezbędny rozmiar nakładów na rozwój sieci?

Dla operatorów systemów elektroenergetycznych transformacja energetyczna oznacza konieczność podejmowania licznych inwestycji, których spektrum obejmuje zarówno „klasyczne” inwestycje w sieci, jak i zapewnienie dwukierunkowego przepływu energii elektrycznej czy też systemy informatyczne pozwalające na dynamiczne bilansowanie tejże sieci⁸. Pojawia się więc pytanie o łączną wysokość niezbędnych do poczynienia nakładów na rozbudowę sieci dystrybucyjnych i przesyłowych w Polsce. Zagadnienie to jest w ostatnich latach przedmiotem ożywionej dyskusji. Wyliczenia prezentowane opinii publicznej zależą w dużej mierze od założonego tempa dekarbonizacji i wyłączenia wysokoemisyjnych jednostek wytwórczych oraz zakładanej docelowej struktury miksu energetycznego, w tym w szczególności łącznej mocy zainstalowanej w OZE oraz elektrowniach jądrowych. Istotne w tym zakresie pozostają również kategorie inwestycji towarzyszących, które włączane są do puli nakładów na rozwój sieci na potrzeby przeprowadzanej kalkulacji. Cechą wspólną tych obliczeń pozostaje jednak to, że ich wyniki opiewają na kwoty dziesiątków miliardów euro.

⁶ Zob. Tatatarewicz et al. [2022], *Polska net-zero 2050: Transformacja sektora energetycznego Polski i UE do 2050 r.*, IOS-PIB / KOBIZE, Warszawa.

⁷ Co stanowi jeden z głównych ekonomicznych motywów skłaniających do realizowania inwestycji w tym modelu.

⁸ Przykładowy zakres inwestycji koniecznych dla integracji rosnącej generacji z instalacji odnawialnych źródeł energii, jak również rosnącego zapotrzebowania na energię elektryczną spowodowanego elektryfikacją gospodarki, określono w dokumencie towarzyszącym Karcie Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki pn. *Raport zbiorczy z prac Zespołu Projektowego*, str. 6 i n.

Kwoty skumulowane, które trzeba będzie przeznaczyć na inwestycje, są wysokie w ujęciu bezwzględny, jednak należy na nie patrzeć w kontekście wieloletniego funkcjonowania sieci. W przeliczeniu na jednostkę dostarczonej energii nie są już znaczące. Wyzwaniem jest jednak zapewnienie sposobu na sfinansowanie początkowego wysiłku inwestycyjnego, który będzie przynosił korzyści w długim okresie. Obecny model taryfowania, stworzony w okresie względnej stabilizacji wielkości zapotrzebowania na energię elektryczną oraz związanych z tym potrzeb inwestycyjnych, może nie zapewniać wystarczających możliwości sfinansowania szybkiej rozbudowy sieci, co jest konieczne dla dalszego rozwoju OZE oraz elektryfikacji transportu i ogrzewania.

Polski Komitet Energii Elektrycznej we współpracy z EY oszacował⁹ całkowity – w zakresie niezbędnym do przyłączania nowej mocy z OZE – koszt inwestycji w sieci na 25 mld euro (ok. 116 mld zł¹⁰), z czego 7 mld euro (ok. 32,5 mld zł) przypada na sieci przesyłowe, a 18 mld euro (ok. 84 mld zł) na sieci dystrybucyjne¹¹. Natomiast zdaniem analityków z McKinsey & Company całkowity koszt niezbędnej modernizacji polskich sieci elektroenergetycznych – i to w wariantcie nieuwzględniającym scenariusza dekarbonizacyjnego, tj. ograniczenia do zera emisji dwutlenku węgla netto do 2050 r.¹² – to kwota rzędu 75 mld euro¹³ (ok. 350 mld zł).

Szacunków co do nakładów na rozwój w krótszym terminie dostarczają – w odniesieniu do sieci przesyłowej – Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A. (dalej: „PSE”). Zgodnie z tymi przewidywaniami, suma planowanych przez PSE nakładów na zadania inwestycyjne w latach 2023-2032 wynosić będzie ok. 32,5 mld zł¹⁴. W kwocie tej – poza planowanymi i realizowanymi inwestycjami z zakresu budowy, rozbudowy i modernizacji stacji i linii elektroenergetycznych – mieszczą się również wydatki związane ze sferą teleinformatyki, nakłady na budynki i budowle, zakup gotowych dóbr inwestycyjnych oraz zakup obiektów sieciowych i regulowanie stanu prawnego nieruchomości. W perspektywie 2023-2036 planowane nakłady wynoszą 36 mld zł¹⁵.

Prognozowane łączne nakłady największych polskich OSD na rozwój sieci dystrybucyjnych do 2030 r. różnią się w zależności od przyjętego scenariusza, tj. zakładającego realizację inwestycji koniecznych albo wypełniającego założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.¹⁶ W pierwszym wariantcie jest to kwota rzędu 129,5 mld zł, a w drugim 127,7 mld zł, jednak jak wskazano w raporcie, ta kwota może być nawet o 35% wyższa ze względu na inflację. Oznaczałoby to, że OSD mogą przeznaczyć na inwestycje w sieci około 172 mld zł¹⁷. Wyliczenia niezbędnych nakładów na rozwój i modernizację sieci sporządzane są również przez poszczególne OSD. Przykładowo Energa-Operator S.A. w latach 2021-2030 planuje przeznaczyć na ten cel ok. 17 mld zł¹⁸. Spółka chce wydać na jej przebudowę sieci w celu zwiększenia niezawodności pracy, zmniejszenie awaryjności, skrócenie czasu przywracania zasilania oraz poprawę parametrów jakości energii elektrycznej. Inwestycje w infrastrukturę dystrybucyjną, która umożliwi m.in. przyłączania nowych odbiorców oraz źródeł OZE, modernizację, automatyzację i cyfryzację sieci elektroenergetycznych to ważny punkt na liście inwestycyjnej Taurona¹⁹. Spółka na lata 2022-2030 zaplanowała na ten cel prawie 24 mld zł. PGE w latach 2022-2028 na sieci elektroenergetyczne planuje wydać 18 mld zł²⁰, a ENEA w latach 2023-2042 aż 42,5 mld zł²¹.

⁹ Bazując na założeniach do aktualizacji Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., planach inwestycyjnych PSE oraz spółek dystrybucyjnych, oszacowaniu kosztów w zakresie efektywności energetycznej oraz kosztów działań osłonowych.

¹⁰ Dla kursu EUR/PLN = 4,65.

¹¹ Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Polska ścieżka transformacji energetycznej*, Warszawa, październik 2022, s. 112.

¹² Rok ten został przyjęty jako termin realizacji dekarbonizacyjnych celów UE. Jest on również punktem odniesienia w Porozumieniu paryskim.

¹³ McKinsey & Company, *Neutralna emisja do 2050: Jak wyzwanie zmienić w szansę*, 2020, s. 52.

¹⁴ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, Dokument główny*, Konstancin-Jeziorna, listopad 2022, s. 95.

¹⁵ Należy jednak zauważyć, że PSE w dokumencie bazują na zapisach obowiązujących dokumentów oraz obserwowanych obecnie zamierzeniach inwestycyjnych w branży OZE, nie zakładają natomiast realizacji ścieżki transformacji prowadzącej do osiągnięcia neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 r., która wymagałaby dodatkowego przyspieszenia zmian. Konieczne inwestycje pozwalające na pełną integrację technologii zeroemisyjnych mogą być istotnie wyższe. Jednocześnie, warto odnotować wyrażony przez niektórych analityków pogląd wskazujący, że po przekroczeniu pewnego progu inwestycyjnego, dalsza redukcja emisji będzie mniej kosztowna [np. Kubiczek, P. (2023), *Praca w podstawie. Modelowanie kosztów niskiej elastyczności polskiego systemu elektroenergetycznego*, InStrat.

¹⁶ Należy również zauważyć, że dokument ten przyjął inne założenia co do wysokości koniecznych nakładów do poniesienia w związku z realizacją Polityki Energetycznej Państwa – dokument rządowy zakłada łączne nakłady inwestycyjne na infrastrukturę sieciową na poziomie ok. 180 mld zł w perspektywie czasowej 2016 – 2040, z czego na sieci dystrybucyjne przeznaczone powinno zostać 137 mld zł [por. *Polityka energetyczna Polski do 2040 r.*, załącznik 2]

¹⁷ Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki. Raport zbiorczy z prac Zespołu Projektowego, stan prac na 10 czerwca 2022 r. [z waloryzacją nakładów i skutków finansowych w Scenariuszu Inwestycje konieczne na 30 września 2022 r.], s. 13-23.

¹⁸ Dane za: T. Elźbieciak, *Czy sieci nadążą za transformacją polskiej energetyki?* <https://www.sokienapięcie.pl/39615-CZY-SIECI-NADAZA-ZA-TRANSFORMACJA-POLSKIEJ-ENERGETYKI/>.

¹⁹ Tauron, *TAURON napędza transformację Polski* <https://www.tauron.pl/tauron/o-tauronie/tauron-dla-otoczenia/zielony-zwrot>

²⁰ PGE, *PGE z dofinansowaniem NFOŚiGW na rozwój sieci dystrybucyjnej* <https://www.gkpg.pl/grupa-pge/dla-mediow/komunikaty-prasowe/korporacyjne/pge-z-dofinansowaniem-nfosigw-na-rozwoi-sieci-dystrybucyjnej>

²¹ Enea, *Miliardy złotych na transformację polskiego sektora energetycznego – Grupa Enea filarem bezpieczeństwa* <https://media.enea.pl/pr/813868/miliardy-zlotych-na-transformacje-polskiego-sektora-energetycznego-grupa-enea-filarem-bezpieczenstwa>

3. Źródła finansowania

Zasadniczym źródłem finansowania wskazanych wyżej nakładów są wpływy Operatorów z prowadzonej przez nich działalności, jaką jest zarządzanie sieciami dystrybucyjnymi albo przesyłowymi. Są to w szczególności wpływy z tytułu opłat ponoszonych przez użytkowników zarządzanych przez nich sieci, w tym zarówno odbiorców końcowych energii²², jak i podmiotów inwestujących w nowe moce wytwórcze²³.

Drugim źródłem finansowania ich działalności są różnorodne wpływy ze środków publicznych, w tym przede wszystkim z Funduszy Europejskich. Środki na rozwój sieci uzyskują w tym zakresie przede wszystkim w ramach Funduszu Spójności, realizując projekty, których celem jest rozwój OZE oraz w ramach Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego – na cele związane z rozwojem infrastruktury poprawiającej bezpieczeństwo energetyczne. Nowym funduszem, z którego środków będą mogli korzystać polscy operatorzy w celu realizacji zadań z zakresu rozwoju sieci elektroenergetycznych, jest Fundusz Modernizacyjny na lata 2021-2030. Stanowi on nowy instrument Unii Europejskiej dla 10 państw członkowskich mierzących się z największymi wyzwaniami związanymi z realizacją unijnych celów redukcji emisji CO₂²⁴. W jego ramach możliwe jest finansowanie realizacji zadań z zakresu inteligentnej infrastruktury energetycznej w sektorze elektroenergetycznym, rozwoju infrastruktury elektroenergetycznej na potrzeby rozwoju stacji ładowania pojazdów elektrycznych oraz wsparcia wykorzystania magazynów i innych urządzeń na cele stabilizacji sieci.

W przypadku Funduszu Spójności środki wydawane są w ramach tworzonych przez państwa członkowskie programów operacyjnych. Do roku 2020 były to przede wszystkim środki z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko (dalej: „**POIS**”) kolejno na lata 2007-2013, a następnie 2014-2020. W przypadku drugiego z nich inwestycje w rozwój sieci były przedmiotem poddziałania 1.1.2 *Wspieranie projektów dotyczących budowy oraz przebudowy sieci umożliwiających przyłączenie jednostek wytwarzania energii z OZE*, działania 1.4 *Rozwijanie i wdrażanie inteligentnych systemów dystrybucji działających na niskich i średnich poziomach napięcia* oraz działania 7.1 *Rozwój inteligentnych systemów magazynowania, przesyłu i dystrybucji energii*²⁵. Zgodnie z danymi przedstawionymi przez PSE łączne uzyskane przez spółkę wsparcie ze środków unijnych w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na realizowane projekty w latach 2017-2021 r. przekroczyło 1,7 mld zł²⁶.

Kontynuację POIS stanowią Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027 (dalej: „**FEnIKS**”). Z perspektywy finansowania rozwoju sieci szczególnie istotny jest Cel szczegółowy 2.3 *Rozwój inteligentnych systemów i sieci energetycznych oraz systemów magazynowania energii poza transeuropejską siecią energetyczną (TEN-E)*. W jego ramach na zadania w zakresie elektroenergetyki przewidziano finansowanie rzędu ok. 1,1 mld zł²⁷.

Przykładami programów, które aktualnie wspierają rozwój sieci elektroenergetycznych są:

- Priorytet FENX.02 Wsparcie sektorów energetyka i środowisko z EFRR, Działanie FENX.02.03 Infrastruktura energetyczna, Budowa i modernizacja inteligentnej sieci elektroenergetycznej (przesył) z budżetem 500 mln zł, do którego nabór trwa od 30.06.2023 r. do 30.06.2025 r. i obejmuje działaniem cały kraj.
- Priorytet FENX.02 Wsparcie sektorów energetyka i środowisko z EFRR, Działanie FENX.02.03 Infrastruktura energetyczna, Budowa i modernizacja inteligentnej sieci elektroenergetycznej (dystrybucja) z budżetem 700 mln zł, do którego nabór rozpoczął się 2.10.2023 r. i potrwa do 30.11.2023 r. i obejmuje działaniem cały kraj²⁸.

²² Zob. szerzej w rozdziale 4.2. Taryfowanie.

²³ Zob. szerzej w rozdziale 4.1. Zarządzanie dostępem do sieci.

²⁴ Fundusz Modernizacyjny zasilony będzie środkami ze sprzedaży 2% ogólnej puli uprawnień do emisji CO₂ w ramach unijnego systemu handlu emisjami, tzw. EU ETS. Sprzedaż tych uprawnień będzie dokonywana w pótrocznych transzach przez Europejski Bank Inwestycyjny.

²⁵ W przypadku samego działania 7.1 środki przeznaczone dla elektroenergetyki wynosiły 1 mld zł. Zob. *Gram w Zielone, Ponad 1 mld zł unijnych funduszy na modernizację sieci elektroenergetycznych*
[HTTPS://WWW.GRAMWZIELONE.PL/TRENDY/101720/PONAD-1-MLD-ZL-UNIJNYCH-FUNDUSZY-NA-MODERNIZACJE-SIECI-ELEKTROENERGETYCZNYCH](https://www.gramwzielone.pl/trendy/101720/ponad-1-mld-zl-unijnych-funduszy-na-modernizacje-sieci-elektroenergetycznych)

²⁶ Polskie Sieci Elektroenergetyczne, *Łączne wsparcie projektów PSE z unijnych środków przekroczyło 1,7 mld zł*
[HTTPS://WWW.PSE.PL/-/LACZNE-WSPARCIE-PROJEKTOW-PSE-Z-UNIJNYCH-SRODKOW-PRZEKROCZYLO-1-7-MLD-ZL](https://www.pse.pl/-/LACZNE-WSPARCIE-PROJEKTOW-PSE-Z-UNIJNYCH-SRODKOW-PRZEKROCZYLO-1-7-MLD-ZL).

²⁷ Zob. Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, *Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat, Środowisko 2021-2027*. Wersja zatwierdzona przez Komisję Europejską, Warszawa, 6 października 2022 r., s. 79.

²⁸ FEnIKS, *Harmonogram naboru wniosków*
[HTTPS://WWW.FENIKS.GOV.PL/STRONY/DOWIEDZ-SIE-WIECEJ-O-PROGRAMIE/NABORU/HARMONOGRAM-NABOROW-WNIOSKOW](https://www.feniks.gov.pl/strony/dowiedz-sie-wiecej-o-programie/naboru-harmonogram-naborow-wnioskow)

Środki do przeznaczenia na rozbudowę sieci przesyłowych przewidziane zostały również w Krajowym Planie Odbudowy i Zwiększania Odporności (dalej: „KPO”). W ramach inwestycji B2.2.1. *Rozwój sieci przesyłowych, inteligentna infrastruktura elektroenergetyczna*²⁹ na ten cel przeznaczone ma zostać 300 mln euro³⁰. Otrzymanie tych środków, tak jak w przypadku całego KPO, uzależnione jest od zrealizowania przez Polskę tzw. kamieni milowych. Część naborów jest już jednak realizowana³¹.

Zgodnie z wyliczeniami OSD, ze środków unijnych na lata 2021-2030 – tj. w ramach Funduszu Spójności, w tym programu FENIKS, i innych Funduszy Europejskich – na rozwój sieci dystrybucyjnych mogą oni otrzymać środki w wysokości ok. 7,09 mld zł³². Wypłata tych środków dla Polski zostanie jednak najprawdopodobniej – zgodnie z zapowiedziami Komisji Europejskiej – wstrzymana do czasu wywiązania się przez Polskę z obowiązków „skutecznego stosowania i wdrażania Karty praw podstawowych Unii Europejskiej”³³, co ma związek z mechanizmem warunkowości wypłaty środków unijnych. Niebagatelność zarówno tych funduszy, jak i środków z KPO, w perspektywie potrzeb zielonej elektryfikacji gospodarki, w tym dla rozwoju sieci OSP i OSD, dobitnie przemawia za niezwłocznym zakończeniem przez Polskę trwającego sporu z Komisją Europejską o przestrzeganie zasad praworządności.

4. Kontekst instytucjonalny i kluczowe procesy decyzyjne

4.1. Zarządzanie dostępem do sieci

Procedura uzyskiwania dostępu do sieci jest jednym z najistotniejszych procesów decyzyjnych w perspektywie zwiększenia udziału energii wyprodukowanej przez OZE w końcowym zużyciu energii. Poprzez rzeszoną procedurę podmioty, tj. OSD, OSP i Prezes Urzędu Regulacji Energetyki³⁴ (dalej: „URE”), mające wpływ na ostateczne – pozytywne lub negatywne dla zainteresowanego – rozstrzygnięcie, zarządzają dostępem do sieci. Tym samym, w praktyce te podmioty warunkują powstawanie nowych instalacji OZE.

Procedurę uzyskiwania dostępu do sieci, wraz z wymaganiami technicznymi i eksploatacyjnymi dla urządzeń przyłączanych do sieci, regulują w pierwszej kolejności art. 7, 7a i 8 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne³⁵ (dalej: „Prawo energetyczne”). Istotną rolę odgrywają w tym zakresie również przepisy rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 22 marca 2023 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego³⁶ (dalej: „Rozporządzenie systemowe”), konkretyzujące pewne aspekty procedury opisanej w Prawie energetycznym. W dalszej kolejności – w zakresie szczegółowych aspektów technicznych – proces ten regulowany jest postanowieniami tzw. instrukcji ruchu i eksploatacji sieci, czyli zbioru zasad ustalonych zgodnie z art. 9g ustawy Prawo energetyczne. Są one wydawane przez OSP i poszczególne OSD oraz zatwierdzane przez URE, i noszą odpowiednio nazwy Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej oraz Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej.

Podstawą techniczną przyłączenia do sieci jest przyłącznie. W myśl § 2 pkt 32 Rozporządzenia systemowego stanowi je „odcinek lub element sieci służący do połączenia urządzeń, instalacji lub sieci podmiotu, dostosowany do mocy przyłączeniowej, z pozostałą częścią sieci przedsiębiorstwa energetycznego świadczącego na rzecz podmiotu przyłączanego usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej”.

Budowa przyłącza jest możliwa w przypadku zawarcia umowy o przyłączenie do sieci, zwanej powszechnie umową przyłączeniową. Zawarcie umowy przyłączeniowej stanowi zwińczenie procedury uzyskiwania dostępu do sieci. Proces prowadzący do jej zawarcia

²⁹ Stanowi ona jedną z inwestycji w ramach zadania B2. Zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii.

³⁰ Ministerstwo Funduszy i Polityki Regionalnej, *Krajowy Plan Odbudowy i Zwiększania Odporności*, Warszawa, czerwiec 2022 r., s. 212.

³¹ *Nabory z Krajowego Planu Odbudowy we wrześniu 2023 r.* [HTTPS://WWW.GOV.PL/WEB/PLANODBUDOWY/NABORY-Z-KRAJOWEGO-PLANU-ODBUDOWY-WE-WRZESNIU-2023-R](https://www.gov.pl/web/planodbudowy/nabory-z-krajowego-planu-odbudowy-we-wrzesniu-2023-r)

³² *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Elektroenergetyki. Raport zbiorczy...*, s. 12.

³³ Komunikat Komisji – Wytyczne dotyczące stosowania rozporządzenia (UE, Euratom) 2020/2092 w sprawie ogólnego systemu warunkowości służącego ochronie budżetu Unii [2022/C 123/02] [HTTPS://EUR-LEX.EUROPA.EU/LEGAL-CONTENT/PL/TXT/?URI=CELEX:52022XC0318\(02\)](https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/?URI=CELEX:52022XC0318(02))

³⁴ A w pewnym zakresie również Sąd Okręgowy w Warszawie – Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

³⁵ tj. Dz. U. z 2022 r. poz. 1385 z późn. zm.

³⁶ Dz. U. z 2007 r. nr 93, poz. 623 z późn. zm.

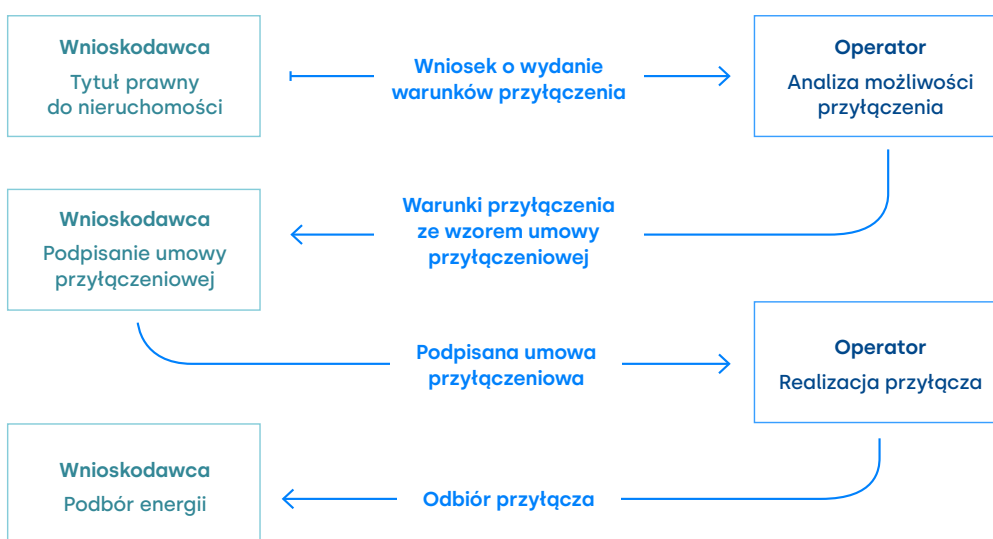
rozpoczyna się od złożenia przez zainteresowany podmiot wniosku³⁷ do odpowiedniego OSD lub OSP o określenie warunków przyłączenia do sieci, do której ubiega się o przyłączenie³⁸.

Operatorzy sieci muszą wydać warunki przyłączenia dla instalacji OZE w terminie do – w zależności od grupy przyłączeniowej³⁹ wnioskodawcy – 21, 30, 120 lub 150 dni od dnia złożenia kompletnego wniosku lub wniesienia zaliczki na poczet opłaty przyłączeniowej. W przypadku niekompletności wniosku operator wzywa wnioskodawcę do uzupełnienia braków, a do tego czasu wskazane terminy nie zaczynają swojego biegu. Jak pokazuje praktyka, brak jednolitej i spójnej metodologii rozpatrywania wniosków stwarza Operatorom możliwość wzywania wnioskodawców do uzupełnienia nawet najbardziej nieistotnych braków formalnych, których niezuzupełnienie wcale nie uniemożliwiłoby rozpatrzenia złożonego wniosku⁴⁰.

Warunki przyłączenia zawierają informacje, takie jak miejsce przyłączenia, miejsce dostarczania energii elektrycznej, moc przyłączeniowa, rodzaj przyłącza oraz zakres niezbędnych zmian w sieci związanych z przyłączeniem. Są one ważne 2 lata od dnia ich określenia. W tym okresie warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie odpowiedniego Operatora do zawarcia umowy przyłączeniowej. Projekt umowy przyłączeniowej jest wydawany wnioskodawcy wraz z warunkami przyłączenia.

Z wyżej wskazanym dwuletnim terminem związany jest – podnoszony często przez interesariuszy – problem „blokowania” sieci przez inwestycje z wydanymi warunkami przyłączenia, które nie są realizowane lub nie rokują na ukończenie w terminie⁴¹.

Schemat 1. Procedura przyłączenia do sieci



Źródło: opracowanie własne

Umowa przyłączeniowa powinna regulować takie zagadnienia, jak termin realizacji przyłączenia; wysokość opłaty przyłączeniowej; miejsce rozgraniczenia własności sieci Operatora i instalacji podmiotu przyłączanego; zakres robót niezbędnych przy realizacji przyłączenia; wymagania dotyczące lokalizacji układu pomiarowo-rozliczeniowego i jego parametrów; harmonogram przyłączenia, warunki udostępnienia Operatorowi nieruchomości należącej do podmiotu przyłączanego w celu budowy lub rozbudowy sieci niezbędnej do realizacji przyłączenia; przewidywany termin zawarcia umowy, na podstawie której nastąpi dostarczanie energii; ilości energii przewidzianej do odbioru; moc przyłączeniowa;

³⁷ Jego wzór opracowują i udostępniają OSD i OSP.

³⁸ Wniosek o określenie warunków przyłączenia do sieci składa się także w przypadku zwiększenia, przez podmiot przyłączony do sieci, zapotrzebowania na moc przyłączeniową lub zmiany dotychczasowych warunków i parametrów technicznych pracy urządzeń, instalacji i sieci przyłączonego podmiotu.

³⁹ Podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci dzieli się na grupy przyłączeniowe, biorąc pod uwagę parametry sieci, standardy jakościowe energii oraz rodzaj i wielkość przyłączanych urządzeń, instalacji i sieci. Dokładną klasyfikację grup przyłączeniowych zawiera § 3 ust. 1 Rozporządzenia systemowego.

⁴⁰ ClientEarth, *Sieci – Wąskie gardło polskiej transformacji energetycznej*, lipiec 2022, s. 14.

⁴¹ Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki za rok 2022*, str. 88 i n.

odpowiedzialność stron za niedotrzymanie warunków umowy, a w szczególności za opóźnienie terminu realizacji prac w stosunku do ustalonego w umowie; okres obowiązywania umowy i warunki jej rozwiązania.

OSP i OSD – w zależności od tego do sieci jakich napięć będzie przyłączona jednostka wytwórcza – mają obowiązek jej zawarcia z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej. Obowiązek przyłączenia do sieci jest wyłączony w przypadku, gdy ubiegający się o przyłączenie do sieci nie ma tytułu prawnego⁴² do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których energia ma być dostarczana.

W zakresie udzielania dostępu do sieci Operatorów obowiązują zasady równoprawnego traktowania oraz przyłączania w pierwszej kolejności instalacji OZE. Przyłączenie jest jednak uwarunkowane istnieniem technicznych i ekonomicznych warunków przyłączenia do sieci i dostarczania energii oraz spełnianiem przez żądającego zawarcia umowy warunków przyłączenia do sieci i odbioru. W przypadku, gdy Operator odmówi przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych, to wówczas może ustalić opłatę za przyłączenie do sieci w wysokości uzgodnionej z podmiotem, który się o to ubiega. Dochodzić wtedy może, w konsekwencji, do przyłączenia na zasadach komercyjnych. Możliwość ta była dotąd w praktyce bardzo rzadko wykorzystywana, czego jedną z głównych przyczyn była niechęć Operatorów do związanych z tym formalności⁴³. Jak wskazał URE w raporcie za lata 2021-2022⁴⁴, w praktyce zgody na zawarcie umowy w trybie komercyjnym nie były do tej pory wyrażane. Powodem odmów zastosowania takiego rozwiązania był podawany przez Operatorów „wewnętrzny regulamin” spółek, który ograniczał możliwość przebudowy sieci na koszt wnioskodawcy tylko do sytuacji, gdy nie były to przebudowy głębokie, natomiast ocena dokonywana w konkretnych przypadkach zależała od uznania Operatora. Przyłączanie instalacji na zasadach komercyjnych ograniczał również brak precyzyjnej podstawy prawnej w przepisach Prawa energetycznego. 21 grudnia 2022 r. podstawa ta znalazła się już w przypisach rzeczowej ustawy. Otwartość Operatorów na stosowanie tego rozwiązania pokaże praktyka. W szczególności istotne jest, czy licząc od dnia ich wejścia w życie, wzrosnie udział odmów z przyczyn technicznych w ogóle odmów przyłączenia, które to podejście zamknie inwestorom drogę do starania się o przyłączenie na zasadach komercyjnych.

W każdym przypadku, w którym Operator odmówi zawarcia umowy przyłączeniowej lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji OZE, musi niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i wnioskodawcę, podając przyczyny odmowy. W sytuacji odmowy wnioskodawcy przysługuje odwołanie do Prezesa URE, który rozstrzyga – w formie decyzji administracyjnej – w sprawach spornych dotyczących odmowy zawarcia umowy przyłączeniowej. Rozstrzygając w takich sprawach, Prezes URE korzysta z prawa do ingerencji w sferę stosunków cywilnoprawnych⁴⁵, tj. stosunku zobowiązaniowego między Operatorem a wnioskodawcą. Od wydanej w tym zakresie decyzji Prezesa URE wnioskodawcy służy odwołanie do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji.

Opisana wyżej procedura uzyskiwania dostępu do sieci może zająć wnioskodawcy-inwestorowi nawet rok⁴⁶, licząc od złożenia wniosku do podpisania umowy przyłączeniowej, a więc nie wliczając potencjalnych późniejszych odwołań. Można oczekiwać wzrostu popularności⁴⁷ tych ostatnich ze względu na stale zwiększającą się liczbę odmów przyłączenia ze względu na brak technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia.

Obrazują to informacje prezentowane przez URE. Zgodnie z nimi, w latach 2017-2018 odnotowano łącznie 260 odmów przyłączenia do sieci, a w 2019-2020 było ich 1200⁴⁸. W latach 2021-2022 odnotowano 10 775 odmów przyłączenia obiektów do sieci elektroenergetycznej, co oznacza niemal dziewięciokrotny wzrost w porównaniu do okresu 2019-2020. Łączna moc przyłączeniowa we wskazanych odmowach wyniosła 65 657,4958 MW.

⁴² Może nim być własność, współwłasność, ograniczone prawa rzeczowe, a także prawa wynikające z umów cywilnoprawnych, takich jak: dzierżawa, najem, podnajem czy użyczenie.

⁴³ Przy tej okazji warto zasignalizować podnoszony często przez interesariuszy postulat przejścia od modelu *unbundlingu* prawnego do własnościowego [kapitałowego], aby OSD nie mieli pokusy sprzyjania interesom spółek obrotu i wytwarzania ze swoich grup kapitałowych, co może mieć miejsce np. w sytuacji rywalizacji o przyłączenie między inwestycjami podmiotów powiązanych z OSD, a tymi z nimi nie związanymi. Szerzej na temat różnych modeli *unbundlingu* zob. Florence School of Regulation, *Unbundling in the European electricity and gas sectors* [HTTPS://FSR.EUI.EU/UNBUNDLING-IN-THE-EUROPEAN-ELECTRICITY-AND-GAS-SECTORS/](https://FSR.EUI.EU/UNBUNDLING-IN-THE-EUROPEAN-ELECTRICITY-AND-GAS-SECTORS/). Szerzej o *unbundlingu* prawnym zob. przypis 52.

⁴⁴ Podsumowanie działalności branży energetycznej i gazowej w latach 2021-2022 oraz rekomendacje dla ich rozwoju – nowy raport Prezesa URE, [HTTPS://WWW.URE.GOV.PL/PL/URZAD/INFORMACJE-OGOLNE/AKTUALNOSCI/11188.PODSUMOWANIE-DZIALALNOSCI-BRANZY-ENERGETYCZNEJ-I-GAZOWEJ-W-LATACH-2021-2022-ORAZ.HTML](https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11188.podsumowanie-dzialalnosci-branzy-energetycznej-i-gazowej-w-latach-2021-2022-oraz.html)

⁴⁵ Z. Muras, J. Kędzia, P. Orzech [w:] *Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-115*, wyd. II, red. M. Swora, Warszawa 2016, art. 8.

⁴⁶ ClientEarth, *op. cit.*, s. 14

⁴⁷ I tak już wysokiej, gdyż według stanu na marzec 2022 r. Prezes URE rozpatrywał 405 sporów o odmowie przyłączenia do sieci, podczas gdy w latach 2017-2018 było ich łącznie 45, a w latach 2019-2020 – 14. Zob. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Materiał informacyjny Ministra Klimatu i Środowiska na temat możliwości przyłączeniowych dla nowych mocy OZE w kontekście nadchodzącego deficytu mocy w polskim systemie energetycznym oraz podjętych działań naprawczych*, Materiał po posiedzeniu Podkomisji stałej ds. Sprawiedliwej Transformacji z 25 października 2022 r., s. 2-3

⁴⁸ Dane za: B. Sawicki, *Polacy mają dwa Belchatowy na dachach. I to jest problem* [HTTPS://ENERGIA.RP.PL/OZE/ART37302741-POLACY-MAJA-DWA-BELCHATOWY-NA-DACHACH-I-TO-JEST-PROBLEM](https://energia.rp.pl/oze/art37302741-polacy-maja-dwa-belchatowy-na-dachach-i-to-jest-problem)

Spośród OSD najczęściej w 2022 roku odmów przyłączenia do sieci wydała Energa-Operator S.A. (2267), Enea Operator Sp. z o.o. (1673), i PGE Dystrybucja S.A. (1515). TAURON Dystrybucja S.A. poinformowała, że nie odmówiła wydania warunków przyłączenia do sieci dystrybucyjnej wnioskującym podmiotom, w tym przedsiębiorstwom zajmującym się wytwarzaniem energii elektrycznej, jeżeli istniała dostępna moc przyłączeniowa w danym miejscu sieci dystrybucyjnej⁴⁹. Równocześnie, w latach 2021-2022 na obszarze oddziałów terenowych URE OT Katowice, OT Kraków, OT Wrocław, a więc obszarze działalności Tauron Dystrybucja wydano łącznie 2088 odmów. Porównując tę liczbę z 491 odmowami wydanymi przez Tauron w 2021 roku, można wnioskować, że w 2022 roku spółka wydała około 1600 odmów. Stoen Operator sp. z o.o. poinformowała o niezrealizowaniu w 2022 r. przypadków odmów przyłączenia.

Z drugiej strony warto podkreślić, że wskazanie liczby odmów przyłączenia do sieci nie obrazuje w pełni tego problemu. Jak wskazał Ireneusz Zyska – Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii – w odpowiedzi na interpelację Posła Krzysztofa Gadowskiego, w sprawie liczby odmów przyłączenia instalacji OZE do sieci, liczba odmów nie uwzględnia powszechnego zjawiska, jakim jest kilkukrotne występowanie przez tych samych wnioskodawców z wnioskiem o wydanie warunków przyłączenia dla tej samej instalacji OZE – po uprzednim otrzymaniu odmowy ich wydania. Każde takie wystąpienie w rocznym zestawieniu występuje jako osobny wniosek i dodawane jest do przedmiotowego zestawienia⁵⁰. Innymi słowy, liczby odmów są zawyżone względem liczby instalacji OZE, które ubiegały się o warunki przyłączenia.

Większość spośród odmów spowodowana jest brakiem technicznych warunków przyłączenia do sieci. Takich odmów w latach 2021-2022 URE wskazał 5 714. Rozumie się przez nie niezdolność do odbioru lub dostarczania energii przez istniejącą sieć dystrybucyjną. Obowiązek przeprowadzenia oceny czy przyłączenie danej jednostki wytwórczej jest możliwe z technicznego punktu widzenia spoczywa na Operatorze⁵¹. Stwierdza on brak warunków technicznych przyłączenia, jeśli w momencie wydania odmowy przyłączenia do sieci istnieje niedająca się usunąć przeszkoda uniemożliwiająca realizację przyłączenia⁵². Warto dodać, że zgodnie z raportem *Więcej OZE w sieci*⁵³ opracowanym przez PSEW we współpracy z Politechniką Lubelską, wiele technicznych uwarunkowań można usunąć w sposób praktycznie bezkosztowy. PSEW wymienia na przykład eliminację barier inwestycyjnych w zakresie możliwości efektywnego zwiększania obciążalności linii do 60-80°C zamiast projektowanych 40°C.

W celu określenia, czy istnieją warunki techniczne przyłączenia, Operatorzy sporządzają ekspertyzy wpływu planowanych do przyłączenia urządzeń, instalacji lub sieci na system elektroenergetyczny. W przypadku OSD są one dodatkowo uzgadniane z OSP. Oznacza to, że OSD będzie musiał wydać odmowę wydania warunków przyłączenia ze względów technicznych, nawet jeśli po swojej stronie uzna warunki techniczne za spełnione, a OSP stwierdzi brak warunków technicznych przyłączenia do sieci w sieci przesyłowej. Jak wynika z analizy ClientEarth – Prawnicy dla Ziemi, OSP coraz częściej negatywnie uzgadnia planowane przyłączenie instalacji OZE z OSD⁵⁴.

Drugą kategorią przesłanek odmowy wydania warunków przyłączenia są te związane z brakiem warunków ekonomicznych. Mogą one wystąpić w sytuacji, gdy:

1. obiekt odbiorcy położony jest w znacznej odległości od sieci lub w miejscu szczególnie trudno dostępnym⁵⁵,
2. zachodzi niezgodność nakładów niezbędnych do przyłączenia jednostki wytwórczej do sieci z przyjętym przez Operatora planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię⁵⁶,
3. Operator negatywnie oceni zapewnienie poprzez taryfę przesyłową lub dystrybucyjną⁵⁷ środków, które pozwolą na sfinansowanie inwestycji w – niezbędny do przyłączenia danej jednostki wytwórczej – rozwój sieci uwzględniony w planie, o którym mowa w punkcie poprzednim⁵⁸.

⁴⁹ URE, *Sprawozdanie z działalności Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki*, Warszawa, kwiecień 2023 r.

⁵⁰ Sejm Rzeczypospolitej Polskiej, *Interpelacja nr 43382 w sprawie rekordowej liczby odmów przyłączenia instalacji OZE do sieci*, [HTTPS://WWW.SEJM.GOV.PL/SEJM9.NSF/INTERPELACJA.XSP?DOCUMENTID=E6D26B74553BE6C4C12589FE0046A278&VIEW=S](https://www.sejm.gov.pl/SEJM9.NSF/INTERPELACJA.XSP?DOCUMENTID=E6D26B74553BE6C4C12589FE0046A278&VIEW=S).

⁵¹ Wyrok Sądu Najwyższego z 11.04.2012 r., III SK 33/11, OSNP 2013, nr 9-10, poz. 120.

⁵² Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech [w:] *op. cit.*, art. 7.

⁵³ Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Politechnika Lubelska, Więcej OZE w sieci*, styczeń 2023

⁵⁴ ClientEarth, *op. cit.*, s. 16.

⁵⁵ Wyrok Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów z 18.09.2002 r., XVII AmE 100/01, LEX nr 1727654.

⁵⁶ Zob. szerzej w rozdziale 5.1 *Plany rozwoju sieci*

⁵⁷ Zob. szerzej w rozdziale 4.2 *Taryfowanie*.

⁵⁸ Postanowienie Sądu Najwyższego z 29.01.2019 r., sygn. akt I NSZ 1/18.

Tak jak już wspomniano, rozwiązaniem odmów ze względów ekonomicznych teoretycznie może być przyłączenie na zasadach komercyjnych. W latach 2021-2022 URE wskazał 130 odmów przyłączenia do sieci ze względu na brak warunków ekonomicznych. Równocześnie brak spełnienia obu warunków: technicznych i ekonomicznych wskazano w 4 931 odmowach. Łącznie daje to wskazane już 10 775 odmów przyłączenia obiektów do sieci.

Warto dodać, że odmowy przyłączeń nie dotyczą mikroinstalacji odnawialnego źródła energii, czyli instalacji o mocy nie większej niż 50 kW. Zgodnie z art. 7 ust. 8d 6 pkt 2 ustawy Prawo energetyczne „przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej (...) jest obowiązane dokonać przyłączenia do sieci mikroinstalacji na podstawie zgłoszenia (...) w terminie 30 dni od dokonania tego zgłoszenia”. Ta instalacja oczywiście musi spełniać wymagania określone w IRIESD. Niestety to, że prosument nie otrzymał odmowy przyłączenia do sieci, nie zawsze wiąże się z poprawnym działaniem jego instalacji.

Choć w większości przypadków mikroinstalacje współpracują z siecią niskiego napięcia bez zakłóceń i bez negatywnego wpływu na jej parametry, to przy pewnych uwarunkowaniach i dynamicznym wzroście liczby mikroinstalacji, mogą występować problemy. Jest to dostrzegalne w szczególności, gdy na danym obszarze występuje duża liczba prosumentów, a zapotrzebowanie na energię jest niskie. Skutkuje to wyłączeniami instalacji spowodowane zbyt wysokim napięciem. Zgodnie z raportem URE, w latach 2021-2022 coraz częściej pojawiały się skargi prosumentów, że wymagane parametry sieci nie są zachowane. W latach 2021-2022 do oddziałów terenowych URE wpłynęło 524 skarg pochodzących od prosumentów, a więc 36% spośród 1465 skarg złożonych do URE. 326 skarg dotyczyło parametrów dostarczanej energii elektrycznej. Rozwiązaniem tego problemu po stronie prosumentów jest zwiększenie autokonsumpcji lub zakup magazynów energii.

4.2. Taryfowanie

Drugim kluczowym dla rozwoju sieci elektroenergetycznych procesem decyzyjnym jest ten związany z procedurą taryfowania. Jego przedmiotem jest opracowywanie przez określone przedsiębiorstwa, a następnie zatwierdzanie przez Prezesa URE taryf⁵⁹. Te ostatnie stanowią sporządzone na kolejny rok zbiory cen i stawek opłat oraz warunków ich stosowania, wprowadzone jako obowiązujące dla określonych w nim odbiorców. Wraz z uwolnieniem – w wyniku wprowadzenia zasady TPA (ang. *Third Party Access*)⁶⁰ – polskiego rynku energii elektrycznej, z dniem 1 lipca 2007 r. obowiązek przedłożenia Prezesowi URE taryf został w przypadku sektora elektroenergetycznego ograniczony do określonej kategorii taryf z grupy taryfowej G⁶¹ oraz wszystkich taryf dystrybucyjnych i przesyłowych.

Pierwsza z tych kategorii taryf jest opracowywana przez tzw. sprzedawców z urzędu, którzy są jedynymi przedsiębiorstwami energetycznymi prawnie zobowiązanymi do sprzedaży energii elektrycznej. Obowiązek ten dotyczy sprzedaży energii elektrycznej dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych (główny komponent grupy taryfowej⁶² G) na określonym obszarze⁶³. Rzeczonych sprzedawców wyznacza Prezes URE i są nimi w praktyce największe spółki obrotu z obszaru danego OSD. Wśród nich znajdują się Enea S.A. (na obszarze sieci Enea Operator Sp. z o.o.), Energa-Obrót S.A.

⁵⁹ Procedura ta regulowana jest przez art. 45-49 Prawa energetycznego.

⁶⁰ Zasada ta polega na udostępnianiu przez Operatorów zarządzanych przezeń linii elektroenergetycznych spółkom obrotu energią elektryczną w celu dostarczenia energii elektrycznej odbiorcom. W związku z wprowadzeniem zasady TPA konieczne stało się przeprowadzenie *unbundlingu* prawnego, polegającego na wydzieleniu z działalności dotychczas funkcjonujących w Polsce przedsiębiorstw energetycznych OSD oraz spółek wytwarzania i spółek obrotu. Ci ostatni konkurowali odtąd w zakresie sprzedaży energii na zasadach rynkowych z każdym innym podmiotem, który uzyskał koncesję na obrót energią elektryczną.

⁶¹ Obowiązujący wcześniej wymóg zatwierdzenia przez Prezesa URE wszelkich taryf sprzedaży energii miał zapewnić ochronę odbiorców energii elektrycznej przed nieuzasadnionym poziomem cen dyktowanych przez monopolistę.

⁶² Zgodnie z § 2 pkt 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną [Dz.U. 2022 poz. 2505; dalej: „**Rozporządzenie taryfowe**”], grupa taryfowa stanowi „grupę odbiorców kupujących energię elektryczną lub korzystających z usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo usługi kompleksowej, dla których stosuje się jeden zestaw cen lub stawek opłat i warunków ich stosowania”. Grupy taryfowe i szczegółowe kryteria kwalifikowania odbiorców do grup taryfowych zawierają poszczególne taryfy przedsiębiorstw energetycznych (§ 4 ust. 1 pkt 1 Rozporządzenia taryfowego). Jednak – zgodnie z przyjętym w branży podziałem – taryfy odnoszące się do odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych oznacza się literą „G” [w tym G11, G11p, G11e, G12 lub G12w].

⁶³ W praktyce jest to obszar sieci OSD, z którym dany sprzedawca z urzędu jest historycznie związany.

(na obszarze sieci Energa-Operator S.A.), PGE Obrót S.A. (na obszarze sieci PGE Dystrybucja S.A.), Tauron Sprzedaż Sp. z o.o. (na obszarze sieci TAURON Dystrybucja S.A.) oraz E.ON Polska S.A. (na obszarze sieci innogy Stoen Operator Sp. z o.o.)⁶⁴. Taryfy dystrybucyjne i przesyłowe zatwierdzane przez Prezesa URE dotyczą natomiast wszystkich grup taryfowych. Przedkładane są one przez wszystkie OSD, w tym OSDn, jak również OSP (PSE).

Wymienione wyżej przedsiębiorstwa energetyczne składają wnioski taryfowe w celu zatwierdzenia lub zmiany aktualnie obowiązującej taryfy w trzech sytuacjach, tj.:

1. na 2 miesiące przed końcem obowiązywania aktualnej taryfy;
2. na wezwanie Prezesa URE;
3. gdy uznają, że zmiany na rynku powodują, że konieczna jest zmiana taryfy.

Przedsiębiorstwa energetyczne ustalają taryfy dla energii zgodnie z zasadami określonymi w przepisach Prawa energetycznego oraz w wydanych w oparciu o tę ustawę przepisach wykonawczych, tj. Rozporządzeniu taryfowym. Zgodność przedłożonej w ramach wniosku taryfy z prawem ocenia Prezes URE w ramach postępowania administracyjnego.

Wśród opłat składających się na taryfy dystrybucyjne i przesyłowe można wyróżnić opłaty stałe i zmienne. Opłata sieciowa stała odzwierciedla koszt utrzymania urządzeń energetycznych ponoszony przez OSD (OSP). Jej wysokość uzależniona jest od rodzaju zainstalowanego układu pomiarowego (jedno lub trójfazowego) i nie zależy od ilości zużytej energii. Opłata sieciowa zmienna uzależniona jest natomiast od ilości energii, która została wykorzystana, czyli od odebranych kilowatogodzin. Co istotne, zgodnie z Rozporządzeniem taryfowym, część kosztów stałych operatorów uwzględnionych jest w opłacie sieciowej zmiennej. Wspomina o tym § 16 pkt 2 rozporządzenia, który stanowi, że jednym z kosztów uzasadnionych, który wpływa na kalkulację zmiennego składnika stawki sieciowej, są koszty stałe za przesyłanie lub dystrybucję energii elektrycznej w części nieuwzględnionej w składniku stałym stawki sieciowej. W praktyce przekłada się to na częściowe „uzmiennienie” kosztów stałych⁶⁵. Rozwiązanie to zaburza pełne odwzorowanie kosztów systemowych na rachunkach odbiorców, jest natomiast korzystne m.in. dla mniej zamożnych gospodarstw domowych zużywających małe wolumeny energii przy jednoczesnym nadal sporym zapotrzebowaniu szczytowym. Alternatywą dla tego stanu rzeczy jest przejście na taryfy stałe lub – co zalecane – dynamiczne⁶⁶, przy jednoczesnym wprowadzeniu innych instrumentów osłonowych poprawiających sytuację odbiorców wrażliwych bez zakłócania sygnałów cenowych odzwierciedlających koszty systemowe (np. wyższe dodatki energetyczne).

Taryfowanie jest procesem skomplikowanym, co wynika m.in. z budowy samej taryfy, która jest dokumentem złożonym, zawierającym wiele pozycji kosztowych, które należy uzasadnić i skalkulować zgodnie z zasadami sformułowanymi w przywoływanych regulacjach. Jednocześnie unormowanie kalkulacji cen i stawek opłat za energię wprowadza wiele pojęć nieostrych powodujących niespójność wykładni przepisów i spory interpretacyjne pomiędzy Prezesem URE a przedsiębiorstwami energetycznymi w toku postępowania administracyjnego⁶⁷. Różnice te wynikają najczęściej z braku zgody co do możliwości zakwalifikowania danego kosztu jako kosztu mogącego mieć odzwierciedlenie w stawkach określonych w taryfie, czyli kosztu uzasadnionego⁶⁸. Zgodnie z art. 3 pkt 21 Prawa energetycznego kosztem uzasadnionym jest bowiem taki, który jest jednocześnie:

- niezbędny do wykonania zobowiązań powstałych w związku z prowadzoną przez przedsiębiorstwo energetyczne działalnością regulowaną (w zakresie wytwarzania, przetwarzania, magazynowania, przesyłania, dystrybucji i obrotu energią);
- ekonomicznie uzasadniony;
- został przyjęty z zachowaniem należytej staranności zmierzającej do ochrony interesów odbiorców.

⁶⁴ Tzw. sprzedawca z urzędu wyznaczany jest również w ramach sieci tzw. małych (niezależnych) OSD (dalej: „OSDn”). OSDn charakteryzuje brak bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, które uzyskują pośrednio poprzez OSD, z którym są połączone.

⁶⁵ § 16 pkt 2 rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną [Dz.U. 2022 poz. 2505. Punkt ten wynika z Art. 45 pkt 5 Prawa Energetycznego, który nadaje Prezesowi URE prawo do ustalania maksymalnego udziału opłat stałych w łącznych opłatach za świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji dla poszczególnych grup odbiorców.

⁶⁶ Zob. np. Council of European Energy Regulators, *Recommendations on Dynamic Price Implementation*, 2020, [HTTPS://WWW.CEER.EU/DOCUMENTS/104400/-/2CC6DFAC-8AA7-9460-AC19-4CDF96F8CCD0](https://www.ceer.eu/documents/104400/-/2CC6DFAC-8AA7-9460-AC19-4CDF96F8CCD0)

⁶⁷ M. Boroń, *Rola Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w postępowaniu o zatwierdzenie taryf*, „Roczniki Administracji i Prawa” 2010, nr 10, s. 100.

⁶⁸ Podstawą prawną odrzucenia czy braku akceptacji niektórych kosztów stanowi m.in. art. 45 ustawy – Prawo energetyczne, gdzie przy określaniu wysokości taryf należy brać pod uwagę m.in. ochronę odbiorców przed nadmiernymi obciążeniami.

Powyższe spory interpretacyjne są szczególnie istotne w kontekście możliwości wydania przez Prezesa URE decyzji o odmowie zatwierdzenia taryfy w przypadku, gdy – w toku weryfikacji przedstawionych kosztów – stwierdzi on, że przedsiębiorstwo zawyżyło przedstawione koszty. Przedsiębiorstwu niezgadzającemu się z takim rozstrzygnięciem przysługuje w takim przypadku odwołanie od decyzji do Sądu Okręgowego w Warszawie – Sądu Ochrony Konkurencji i Konsumentów w terminie 14 dni od daty jej doręczenia. Natomiast w przypadku wydania decyzji o zatwierdzeniu taryfy, spółka-wnioskodawca może zacząć ją stosować nie wcześniej niż po upływie 14 dni i nie później niż do 45 dnia od dnia jej opublikowania przez Prezesa URE w Biuletynie URE.

Wśród innych konsekwencji obecnego modelu procesu taryfowania warto wskazać również na potencjalne problemy z zakupem usług elastyczności, rozliczeniami przy wykorzystaniu inteligentnych liczników energii elektrycznej oraz innymi nowymi usługami ważnymi z perspektywy bilansowania systemów⁶⁹. Warto dodać, że w wyniku Ustawy z dnia 27 października 2022 r. o środkach nadzwyczajnych mających na celu ograniczenie wysokości cen energii elektrycznej oraz wsparciu niektórych odbiorców w 2023 roku taryfy dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych w 2023 roku zostały zamrożone. Nie wypłynęło to jednak na obowiązek taryfowania przez spółki energetyczne. Tegoroczne taryfy były kalkulowane tak jak zawsze na podstawie kosztów uzasadnionych i stanowią podstawę do obliczenia poziomu i wypłaty rekompensat należnych przedsiębiorstwom energetycznym.

⁶⁹ Zob. szerzej w rozdziale 6. Odpowiedzi na wyzwania w zakresie rozwoju sieci powszechnej.

5. Programowanie rozwoju sieci

5.1. Plany rozwoju sieci

Programowanie rozwoju sieci przez Operatorów odbywa się za pośrednictwem planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię⁷⁰ (dalej: „Plan”), który podlega uzgodnieniu z Prezesem URE. W przypadku OSP plan ten sporządzany jest na okres 10 lat i podlega aktualizacji co 3 lata. Obecnie obowiązujący odnosi się do lat 2023-2032 i został opublikowany na stronie internetowej PSE. Zakłada on m.in. budowę linii stałoprądowej (HVDC) z północy na południe kraju. Celem tej inwestycji ma być umożliwienie przesyłania – niezbędnej dla zlokalizowanego na południu Polski przemysłu – energii wytworzonej w lądowych i morskich źródłach wiatrowych zgromadzonych na północy czy lepsze zarządzanie generacją PV⁷¹. Analogiczne Plany sporządzane są przez OSD na okres nie krótszy niż 5 lat. Podobny plan na lata 2020-2025 można znaleźć na stronie Taurona⁷² oraz ENEI⁷³ na lata 2023-2028. Obowiązki OSD do publikowania Planów na swoich stronach internetowych będą dotyczyły dopiero kolejnych uzgodnionych z Prezesem URE Planów, których uzgodnienie planowane było na przełom 2022 i 2023 roku. Można to odczytać jako nową jakość w zakresie transparentności działalności Operatorów. Jest to dobra informacja dla inwestorów, mogących dzięki temu uwzględnić rozwój sieci – w szczególności lokalizację rozbudowanych lub zmodernizowanych jej elementów – w swoich zamierzeniach inwestycyjnych.

Kontrowersje wzbudzają, sformułowane w projekcie Planu, zamierzenia dotyczące budowy własnych zasobów mocy, kwalifikujących się do udziału w rynku mocy. PSE planuje bowiem budowę jednego lub kilku źródeł opalanych gazem bądź paliwem płynnym opartych na turbinie gazowej lub silnikach tłokowych o łącznej mocy 500 MW oraz budowę magazynu energii o analogicznej mocy, ale o pojemności pozwalającej na co najmniej 8 godzin pracy. Jakkolwiek zrozumiałą jest intencja PSE, jaką w kontekście tego rozwiązania było zwiększenie swoich zdolności w zakresie bilansowania, to jednak zastrzeżenia może budzić środek wybrany do jej realizacji, w szczególności w kontekście – „fundacyjnej” dla

⁷⁰ Obowiązek ich przyjęcia wynika z odpowiednio art. 16 ust. 2 i 4 Prawa energetycznego.

⁷¹ Tak np. *Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną* na lata 2023-2032, str. 96-97

⁷² Tauron, *Plan Rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną*; [HTTPS://WWW.TAURON.PL/TAURON/TAURON-DYSTRYBUCJA,-D.-PL/PLAN-ROZWOJU](https://www.tauron.pl/tauron/tauron-dystrybucja,-d.-pl/plan-rozwoju)

⁷³ Enea, *Plan Rozwoju Enea Operator na lata 2023-2028*; [HTTPS://WWW.OPERATOR.ENEAPL/OSPOLCE/KOMUNIKATY/SZCZEGOLY/22-PLAN-ROZWOJU-ENEA-OPERATOR-NA-LATA-2023-2028?DEPARTMENT=TECZKA-PRASOWA](https://www.operator.enea.pl/ospolce/komunikaty/szczegoly/22-plan-rozwoju-enea-operator-na-lata-2023-2028?DEPARTMENT=TECZKA-PRASOWA)

współczesnego modelu Operatorów – zasady *unbundlingu*. Jak trafnie zauważyło bowiem ClientEarth – Prawnicy dla Ziemi, budowa własnych zasobów mocy przez podmiot mający monopol naturalny i prawny w zakresie przesyłu energii elektrycznej, może budzić wątpliwości co do zgodności z zasadą *unbundlingu*, która ma zapewniać konkurencyjność i równe traktowanie na rynku energii elektrycznej⁷⁴. Podobnego zdania jest Polska Izba Magazynowania Energii i Elektromobilności⁷⁵ (dalej: „PIME”), podnosząc, że utworzenie przez OSP własnych źródeł wytwórczych wykracza poza założenia Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej⁷⁶ (dalej: „Dyrektywa 2019/944”). Zgodnie ze – zgłoszonymi na etapie jego konsultowania – uwagami PIME do projektu Planu na lata 2023-2032, posiada on jeszcze inne znaczące wady. Przyjmuje bowiem zbyt małe wartości dla produkcji z instalacji OZE oraz nie zakłada w wystarczającym stopniu dynamicznego rozwoju energetyki rozproszonej⁷⁷.

5.2. Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki

W kontekście programowania rozwoju sieci wartym odnotowania jest zawarte 7 listopada 2022 r. porozumienie sektorowe Prezesa URE i pięciu największych OSD, nazwane „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki” (dalej: „Karta”). Choć charakter Karty jest deklaracyjny i niewiążący, pokazuje kierunki pewnych dobrych praktyk w stronę rozwoju sieci elektroenergetycznych. Do najistotniejszych kwestii zawartych w kontekście deklaracji można zaliczyć:

- przewidzianą w Karcie możliwość różnicowania wynagrodzenia z zaangażowanego kapitału, uwzględniającego hierarchizację celów. Oznacza to, że uznane za priorytetowe projekty inwestycyjne będą mogły być wynagradzane z wykorzystaniem mechanizmu dodatkowej premii;
- informację o podjęciu przez Prezesa URE w porozumieniu z OSD prac nad aktualizacją metodyki kształtowania zwrotu z kapitału, w szczególności w zakresie wskaźnika średnioważonego kosztu kapitału (WACC)^{78 79};
- zadeklarowanie przez Prezesa URE, że w postępowaniach administracyjnych o zatwierdzenie taryfy będzie on oceniał i analizował zindywidualizowane i nadzwyczajne koszty operacyjne wynikające m.in. z przebiegu transformacji energetycznej oraz realizacji wcześniej nieprzewidzianych zamierzeń o istotnym znaczeniu gospodarczym lub społecznym⁸⁰.

Sygnatariusze Karty zobowiązali się do udziału w pracach legislacyjnych zmierzających do zwiększania zdolności przesyłowych sieci dystrybucyjnych bez konieczności ich rozbudowy, które mają uwzględniać rozwiązania, takie jak linia bezpośrednia, *cable pooling*, instalacje hybrydowe z udziałem magazynów energii, ułatwienia w zakresie przyłączenia magazynów energii do sieci, możliwość przekroczenia mocy zainstalowanej instalacji OZE ponad moc przyłączeniową oraz udział inwestorów w kosztach przyłączenia instalacji OZE do sieci⁸¹. Te zobowiązania znalazły już dziś zastosowanie w polskim ustawodawstwie i zostały szerzej omówione w rozdziale 6 niniejszego opracowania.

⁷⁴ ClientEarth, *op. cit.*, s. 10.

⁷⁵ Biznes Alert, *PIME: Plan PSE nie odpowiada na dynamiczny rozwój OZE*, [HTTPS://BIZNESALERT.PL/PIME-PLAN-PSE-NIE-ODPOWIADA-NA-DYNAMICZNY-ROZWOJ-OZE/](https://biznesalert.pl/PIME-PLAN-PSE-NIE-ODPOWIADA-NA-DYNAMICZNY-ROZWOJ-OZE/)

⁷⁶ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE [Dz. U. UE. L. z 2019 r. Nr 158, str. 125 z późn. zm.]

⁷⁷ Biznes Alert, *op. cit.*

⁷⁸ Współczynnik ten stanowi jeden z kluczowych elementów określania taryfy przedsiębiorstw regulowanych, który pozwala na zapewnienie odpowiedniego finansowania m.in. inwestycji. Więcej na temat współczynnika WACC m.in. M. Przybył, R. Śpiewa, *Oddziaływania regulatora na czynniki finansowe operatorów systemu dystrybucyjnego energii elektrycznej*, Polityka Energetyczna 2017 20[2] str. 84-104.

⁷⁹ *Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki*, Warszawa, 7 listopada 2022 r., [HTTPS://WWW.URE.GOV.PL/URZAD/INFORMACJE-OGOLNE/AKTUALNOSCI/10630,RYNEK-ENERGII-ELEKTRYCZNEJ-HISTORYCZNE-POROZUMIENIE-SEKTOROWE-REGULATORA-I-OPERA.HTML](https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/10630,RYNEK-ENERGII-ELEKTRYCZNEJ-HISTORYCZNE-POROZUMIENIE-SEKTOROWE-REGULATORA-I-OPERA.HTML) s. 5.

⁸⁰ *Ibidem*, s. 5-6.

⁸¹ *Ibidem*, s. 9.

6. Odpowiedzi na wyzwania w zakresie rozwoju sieci

Dla sformułowania odpowiedzi na wyzwania dotyczące rozwoju sieci pomocnym jest poznanie aktualnych dobrych praktyk, jak i możliwości wykorzystania obecnego stanu techniki i rozwiązań prawnych. Udzielone w ten sposób odpowiedzi mogą dotyczyć zarówno wprowadzenia nowych rozwiązań, jak i popularyzacji tych już obecnie implementowanych.

6.1. Przyłączenia na zasadach komercyjnych

Pierwszą z odpowiedzi jest popularyzacja – mającego obecnie pełne oparcie w przepisach Prawa energetycznego – przyłączenia do sieci na zasadach komercyjnych w sytuacjach, gdy Operator stwierdzi brak ekonomicznych warunków przyłączenia. W tym zakresie przydatnym byłoby opracowanie przez głównych OSD katalogu przesłanek skutkujących brakiem ekonomicznych albo technicznych warunków przyłączenia. Klarowne wyodrębnienie, a następnie konsekwentne rozumienie i stosowanie obu grup przesłanek – jakkolwiek umowne, gdyż, co do zasady, wszystkie przesłanki są ostatecznie ekonomicznymi⁸² – będzie stanowić istotną informację dla inwestorów, dodatkowo ułatwiającą im wybór punktów przyłączenia na etapie składania wniosku o określenie warunków przyłączenia.

Wymagać może to jednak również pewnych nakładów ze strony państwa lub Operatorów. Operatorzy wymagają od wnioskodawców poniesienia znaczących nakładów na budowę linii energetycznej łączącej instalację OZE z GPZ, który jest znacznie oddalony od planowanej inwestycji. W tym przypadku można rozważyć wprowadzenie systemu państwowych dopłat dla inwestorów decydujących się na takie rozwiązanie lub – alternatywnie – dopłat dla Operatorów na cele partycypowania w kosztach takich przedsięwzięć. W celu ograniczenia potencjalnych kosztów mechanizmu warte rozważenia i dalszych analiz jest wykorzystanie dla finansowania rozwoju przyłączy prywatnych instytucji zielonych obligacji – papierów dłużnych związanych z inwestycjami zgodnymi z długoterminowymi celami klimatycznymi, które zapewniają tańszy kapitał dla inwestorów⁸³. Warto zauważyć, że inwestycje w infrastrukturę energetyczną już obecnie korzystają z tej formy finansowania⁸⁴.

6.2. Nowelizacja specustawy przesyłowej

Jednym ze stosunkowo niedawno wprowadzonych przepisów, które mogą ułatwić rozwój sieci powszechnej, jest ustawa o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw⁸⁵ (dalej: „**Nowelizacja specustawy przesyłowej**”). Kluczową zmianą wprowadzaną przez Nowelizację specustawy przesyłowej jest rozszerzenie stosowania przepisów ustawy z dnia 24 lipca 2015 r. o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych⁸⁶ na inwestycje dotyczące rozwoju sieci dystrybucyjnej. Obejmuje to dodanie projektów rozbudowy sieci dystrybucyjnych o napięciu powyżej 100 kV do wykazu strategicznych inwestycji, co ma przyczynić się do skrócenia procesu uzyskiwania pozwoleń oraz pozyskiwania gruntów. Z kolei rozwój sieci dystrybucyjnych przyczyni się do skuteczniejszej i szybszej integracji odnawialnych źródeł energii z systemem elektroenergetycznym, co jest kluczowe dla dalszego rozwoju całej sieci. Należy również podkreślić, że nowelizacja umożliwi rozwój innych sieci, które zostały uwzględnione w załączniku do ww. ustawy na podstawie art. 2. Co więcej, art. 2a stanowi, że Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wykaz inwestycji towarzyszących polegających na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym

⁸² „...techniczne warunki przyłączenia do sieci powinny być rozumiane jako możliwość przyłączenia i następnie odbioru dostarczanej energii przez istniejącą sieć, przy czym ocena tej możliwości wymaga niekiedy analizy konieczności ewentualnej budowy lub rozbudowy sieci. W konsekwencji istnienie warunków technicznych jest zasadniczo determinowane przez warunki ekonomiczne”. Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech [w:] *op. cit.*, art. 7. Zob. też wyrok Sądu Apelacyjnego w Warszawie z dnia 11.03.2016 r., VI ACa 191/15, LEX nr 2026424.

⁸³ T.H.Degryse, R. Goncharenko, T. Vadash, *When green meets green*, *Journal of Corporate Finance* 8/2023, str. 2

⁸⁴ Lipowicz, *Rola i miejsce zielonych obligacji w finansowaniu zrównoważonego rozwoju*, *Ryzyko i Zrównoważony Rozwój* 397(2023) str. 5.

⁸⁵ Ustawa z dnia 7 lipca 2023 r. o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych oraz niektórych innych ustaw [Dz. U. z 2023 r. poz. 1506].

⁸⁶ t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 273 z późn. zm.

lub wyższym niż 110 kV. Obecnie trwają prace nad tym rozporządzeniem⁸⁷. W wykazie znajduje się 126 inwestycji związanych z modernizacją linii o wysokim napięciu. Te linie obejmują trasy prowadzące zarówno do i z elektrociepłowni, takich jak Skawina, Siekierki, Szczecin i Bydgoszcz, jak i do zakładów azotowych we Włocławku. Są to projekty towarzyszące dla tzw. strategicznych inwestycji w sieć przesyłową, których jest 85, a zawierająca je lista jest załącznikiem do specustawy przesyłowej. Dodatkowo te inwestycje stanowią uzupełnienie 81 projektów, które zostały określone w ramach budowy nowych linii 100 kV. To pozwoli inwestorom na skorzystanie z przyspieszonych procedur uzyskiwania pozwoleń i decyzji administracyjnych.

Modernizacja będzie polegać na odnowieniu istniejącej infrastruktury, która często istnieje od wielu dziesięcioleci. Przewiduje się przekształcenie linii napowietrznych na kablowe lub ich przebrojenie na linie izolowane. Dzięki tym działaniom zostanie zwiększona zdolność do podłączania prosumentów, instalacji odnawialnych źródeł energii, stacji ładowania pojazdów elektrycznych, magazynów energii oraz klastrów i spółdzielni energetycznych. W ramach modernizacji linie zostaną dostosowane do pracy w systemie aktywnym (dwukierunkowym), co oznacza zdolność do przesyłania energii w obie strony.

6.3. Cable pooling

Kolejnym elementem rozwoju sieci jest perspektywa współdzielenia wybudowanej linii energetycznej przez różne instalacje OZE dzięki technologii *cable pooling*. Rozwiązanie to jest stosowane z powodzeniem m.in. w Danii i Holandii. Dzięki niemu położone blisko siebie farmy wiatrowe i fotowoltaiczne korzystają z jednego przyłącza, żeby wprowadzać wytworzoną energię do sieci. Wykorzystywane jest tym samym zjawisko, że generacja ze słońca i wiatru często występuje naprzemiennie lub uzupełnia się⁸⁸. Ewentualne przeciążenia sieci w momencie wysokiej generacji z obu źródeł mogą być eliminowane poprzez zarządzanie siecią, a także zastosowanie magazynów energii lub elektrolizerów do produkcji zielonego wodoru. Powszechne stosowanie tego rozwiązania odpowiadałoby na problem licznych odmów przyłączenia do sieci, spowodowanych brakiem technicznych warunków przyłączenia⁸⁹. Z analizy Forum Energii⁹⁰ wynika, że łączenie źródeł OZE pozwoli na rozwój kolejnych 25 GW mocy w źródłach odnawialnych.

Choć konieczność wykorzystania *cable pooling* była w dyskusji publicznej często podnoszona⁹¹, w praktyce jego zastosowanie było niemożliwe. Dopiero zmiana w przepisach Prawa energetycznego wprowadzona ustawą z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wprowadziła taką możliwość⁹². Co za tym idzie, rozwój sieci elektroenergetycznej poprzez *cable pooling* stanie się w Polsce realnie możliwy.

6.4. Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii

W sytuacji trudności z ustabilizowaniem popytu i podaży na energię elektryczną w sieciach czasami pojawia się konieczność, by zredukować generację ze źródeł wytwórczych. Dzieje się tak w sytuacji nadwyżki generacji, czyli generacji ponad zapotrzebowanie. W pierwszej kolejności środkami zaradczymi w takiej sytuacji jest pewne ograniczanie generacji jednostek konwencjonalnych (węglowych lub gazowych) czy eksport awaryjny. Gdy te środki okazują się niewystarczające, ograniczeniu ulega praca OZE. Mówimy wtedy o nierynkowym ograniczaniu wytwarzania, gdyż tańsza energia produkowana przez zdecydowanie bardziej elastyczne odnawialne źródła energii jest ograniczana, podczas gdy w dalszym ciągu pracują nieelastyczne źródła konwencjonalne, z których energia jest droższa i bardziej emisyjna. Dopóki jednak magazyny energii i elektrolizery nie są stosowane na szerszą

⁸⁷ Projekt rozporządzenia Rady Ministrów w sprawie wykazu inwestycji towarzyszących polegających na przebudowie lub remoncie istniejących linii elektroenergetycznych stanowiących elementy sieci dystrybucyjnej o napięciu równym lub wyższym niż 110 kV. [HTTPS://LEGISLACJA.RCL.GOV.PL/PROJEKT/12377405/KATALOG/13008879#13008879](https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12377405/KATALOG/13008879#13008879)

⁸⁸ Zob. na temat potencjalnej integracji energii wiatrowej [z morskich elektrowni wiatrowych] oraz energii produkowanej z PV można znaleźć m.in. w: S.Z.M. Golroodbari et. al., *Pooling the cable: A techno-economic feasibility study of integrating offshore floating photovoltaic solar technology within an offshore wind park*, *Solar Energy* 2021/2019, str. 9 i n.

⁸⁹ Zob. o korzyściach wykorzystania *cable pooling*: *Cable pooling – szansa na dodatkową przepustowość przyłączeniową OZE – Tundra* [HTTPS://TUNDRAADVISORY.COM/EN/CABLE-POOLING-AN-OPPORTUNITY-FOR-ADDITIONAL-RES-CONNECTION-CAPACITY/](https://tundraadvisory.com/en/cable-pooling-an-opportunity-for-additional-res-connection-capacity/)

⁹⁰ T. Adamczewski, J. Paska, G. Plewa, T. Chmiel, *Łączenie źródeł OZE. Potencjał cable pooling w Polsce*.

⁹¹ Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, *Polityka Lubuska, op. cit.*

⁹² W ustawie występuje pojęcie „współdzielenia zespołów urządzeń”.

skalę w polskim systemie elektroenergetycznym, takie rozwiązanie jest bezpieczniejsze dla jego stabilizacji niż dalsze wyłączenie konwencjonalnych źródeł energii. Podobne mechanizmy są stosowane nie tylko w Polsce, ale również w innych krajach europejskich, np. w Niemczech czy Wielkiej Brytanii. Co więcej, rozwiązanie ma pełne poparcie w przepisach prawa unijnego. Zasady tzw. *redispatchingu* (redysponowania) zostały omówione w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Choć rozporządzenia unijne stosowane są bezpośrednio i nie wymagają implementacji do krajowych porządków prawnych⁹³, to przepis został uwzględniony również w Prawie energetycznym po jego nowelizacji⁹⁴. Opracowane przepisy uszczegółowiły unijną legislację oraz dostosowały ją do polskiego otoczenia regulacyjnego. W ramach mechanizmu nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii przewidziano dla pokrzywdzonych wytwórców energii z OZE rekompensaty finansowe (art. 9g, ust. 4, pkt 6a).

⁹³ Ł. Petelski, *Mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu energii elektrycznej z OZE*.

⁹⁴ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. 2023 poz. 1681).

6.5. Zwiększenie z 50 kW do 150 kW dla konieczności uzyskania pozwolenia na budowę instalacji OZE

Spośród instalacji odnawialnych źródeł energii, najmniej formalności wiąże się z przyłączeniem do sieci tzw. mikroinstalacji, czyli instalacji o mocy do 50 kW. Tego rodzaju instalacje do przyłączenia wymagają jedynie zgłoszenia, a uzyskanie pozwolenia na budowę nie jest w ich przypadku konieczne. Po nowelizacji ustawy OZE⁹⁵ również budowa niektórych małych instalacji OZE, tj. instalacji o mocy do 1 MW została nieco ułatwiona i pozbawiona części formalności. Gdy w Prawie Budowlanym art. 29 w ust. 4 w pkt 3 w lit. c wyrazy „50 kW” zostały zastąpione wyrazami „150 kW”, instalacje do tej mocy zostały zwolnione z konieczności uzyskania pozwolenia na budowę. Wszelkie ułatwienia związane z formalnościami przy budowie nowych instalacji OZE to krok w stronę zielonej elektryfikacji, a tym samym odpowiedź na wyzwania współczesnych sieci.

⁹⁵ Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U.2023.1762)

6.6. Umowy PPA i linia bezpośrednia, czyli rozwój sieci prywatnych i zlokalizowanych

Bariery i wyzwania dla przyjęcia przez sieci nowych mocy przyłączeniowych nie muszą być równoznaczne z ograniczaniem skali inwestycji w nowe instalacje OZE – i, w konsekwencji, produkcji energii z tychże – do czasu wynalezienia zaawansowanej technologii magazynowania energii. Rozwiązaniem uzupełniającym wysiłki na rzecz rozbudowy sieci powszechnej może być bowiem koncepcja niepołączonych z KSE pozasystemowych sieci elektroenergetycznych, które można określić jako prywatne lub zlokalizowane, a które byłyby własnością spółdzielni energetycznych lub innych konfiguracji wytwórców i odbiorców, zarówno z przedsiębiorstw, jak i gospodarstw domowych. Funkcję operatora takiej sieci pełniłby wtedy wybrany spośród podmiotów go tworzących – zgodnie z umową ustanawiającą sieć i regulującą korzystanie z niej – podmiot.

Rozwiązanie, które wpisuje się w ten pomysł i może być bardzo korzystne dla przedsiębiorców, również dla tych, którym nie udało się wygrać w Aukcji OZE, a równocześnie pomóc w odciążeniu sieci elektroenergetycznych poprzez rozwój sieci prywatnych, to umowy PPA (ang. *Power Purchase Agreement*). Do prawa wprowadziła je dyrektywa⁹⁶ (dalej: „**Dyrektywa RED II**”). W jej art. 2 pkt 17 wprowadzono definicję kontraktu określanego na rynku energii mianem PPA⁹⁷, przez którą rozumie się „umowę, na podstawie której osoba fizyczna lub prawna zgadza się na zakup odnawialnej energii elektrycznej bezpośrednio od producenta energii elektrycznej”.

PPA – jako umowy dwustronne – w różnych porządkach prawnych korzystają zasadniczo ze swobody zawierania umów, co utrudnia ich usystematyzowanie⁹⁸. Kategoryzacja modeli

⁹⁶ Dz. U. UE. L. z 2018 r. Nr 328, str. 82 z późn. zm.

⁹⁷ W dyrektywie występuje pojęcie „umowy zakupu odnawialnej energii elektrycznej”.

⁹⁸ Niemniej, środowiska związane z energetyką odnawialną podejmują liczne inicjatywy systematyzowania zagadnienia kontraktów PPA m.in. RE-source, *Przewodnik po cPPA*, czy opracowany (https://resourcepoland.pl/przewodnik_po_cppas.pdf) przez EFET i RE-source standard europejski dla umowy cPPA (<https://www.efet.org/home/documents?id=26>)

PPA możliwa jest względem różnych kryteriów. Z perspektywy koncepcji sieci prywatnych/zlokalizowanych najistotniejszym jest ten ze względu na kryterium przedmiotowe⁹⁹. Wyróżnić można w ten sposób PPA fizyczne i wirtualne (zwane również finansowymi lub syntetycznymi). Pierwszą z kategorii umów można zdefiniować jako te, w przypadku których klient (odbiorca) kupuje po ustalonej cenie energię elektryczną ze źródła odnawialnego z konkretnej instalacji przyłączonej do tej samej sieci/linii energetycznej. W przypadku drugiej energia elektryczna wytworzona w instalacji OZE jest nabywana przez nabywcę do swojej grupy bilansującej, a następnie obracana przez niego na rynku energii elektrycznej (np. giełdzie), gdzie następuje rozdzielenie fizycznego przepływu energii od przepływu finansowego¹⁰⁰. Dla dalszych rozważań istotna będzie pierwsza z tych kategorii, tj. fizyczne PPA, a dokładniej dwa ich typy, czyli *On-Site* oraz *Near Site Direct Wire*.

6.6.1 Fizyczne PPA typu *On-Site*

PPA typu *On-Site* obejmuje bezpośrednie fizyczne dostawy energii elektrycznej, dla których niezbędna jest geograficzna bliskość między producentem a odbiorcą. Jednostka wytwórcza musi być w tym przypadku zlokalizowana za punktem pomiarowym konsumenta¹⁰¹. Ideą tego rozwiązania jest dostarczenie energii elektrycznej bezpośrednio przez powstałą w tym celu infrastrukturę (linię lub sieci) przyłączoną do odbiorcy z pominięciem sieci elektroenergetycznej.

6.6.2 Fizyczne PPA typu *Near Site Direct Wire*

Kolejnym rodzajem umowy PPA jest umowa typu *Near Site Direct Wire*. Konstrukcja ta zakłada, że instalacja OZE położona jest niedaleko instalacji odbiorczej, a energia elektryczna wytworzona z instalacji OZE jest przesyłana zbudowaną w tym celu linią przesyłową. Instalację OZE dzieli w tym przypadku nieduża odległość od instalacji odbiorcy, jednak – w przeciwieństwie do PPA typu *On-Site* – nie znajduje się w bezpośrednim sąsiedztwie, stąd konieczny jest udział zewnętrznej infrastruktury. Uzgodnienia co do finansowania budowy sieci, a następnie zarządzania nią, mogłyby być elementem umowy *Near Site Direct Wire* lub też być odrębną umową, której stroną nie musiałby być odbiorca. Drugi wariant – w przypadku wyznaczenia przez wytwórcę siebie lub działającej w jego imieniu i na jego rzecz strony trzeciej jako podmiotu pełniącego funkcję zlokalizowanego operatora – umożliwiłaby stworzenie modelu, w którym kolejne podmioty pragnące nabywać energię z tego źródła zawierałyby jedynie jedną uproszczoną umowę zakupu energii, obejmującą koszty związane z przyłączeniem, konserwacją i zarządzaniem zlokalizowaną siecią.

Umowy typu *Near Site Direct Wire* – nie będąc sprzecznymi z przepisami bezwzględnie obowiązującymi – teoretycznie mogły (zgodnie z zasadą swobody umów) być zawierane w przeszłości. W rezultacie wprowadzonych w 2023 r. zmian legislacyjnych¹⁰² – mających na celu transpozycję przepisów Dyrektywy 2019/944 w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej – zostało to dodatkowo potwierdzone w przepisach. Definicja umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii wpisuje się w PPA typu *Near Site Direct Wire*, jako że „transport energii elektrycznej stanowiącej przedmiot tej umowy może odbywać się (...) za pomocą linii bezpośredniej”¹⁰³.

Rzeczona linia bezpośrednia stanowi techniczny fundament opisanej wyżej koncepcji sieci zlokalizowanych opartych o PPA typu *Near Site Direct Wire*. Pozwala ona bowiem na połączenie odbiorców z taką siecią. Zgodnie z obecnym brzmieniem art. 3 pkt 11f Prawa energetycznego stanowi ona „linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwórczą z wydzielonym odbiorcą, w celu bezpośredniego dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwórczą z przedsiębiorstwem energetycznym innym niż wytwarzające energię elektryczną w tej jednostce, wykonującym działalność gospodarczą w zakresie obrotu energią elektryczną, w celu bezpośredniego dostarczenia energii elektrycznej do ich własnych obiektów”.

⁹⁹ Innym kryterium jest to dotyczące podmiotu, z którym wytwórca energii ze źródła OZE zawiera umowę. Te zawierane z przedsiębiorstwem będącym odbiorcą to PPA korporacyjne [ang. *Corporate PPA*], a te z dystrybutorem energii elektrycznej, który nabywa wyprodukowaną energię elektryczną to PPA handlowe [ang. *Merchant PPA*]. Ten ostatni wprowadza energię elektryczną na giełdę albo dostarcza energię elektryczną do określonego odbiorcy energii elektrycznej. Zob. Next Kraftwerke, *Czym jest Umowa typu Power Purchase Agreement (PPA)?*, [HTTPS://WWW.NEXT-KRAFTWERKE.PL/LEKSYKON/UMOWA-TYPU-PPA#POSZCZEGOLNE-RODZAJE-UMW-PPA](https://www.next-kraftwerke.pl/leksykon/umowa-typu-ppa#poszczegolne-rodzaje-umw-ppa)

¹⁰⁰ Por. J. Leung, A. Bailey, *How cities benefit from power purchase agreements*, Center for Climate and Energy Solutions: 2018, s. 2-3.

¹⁰¹ Np. na terenie przedsiębiorstwa.

¹⁰² Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw [Dz.U.2023.1762].

¹⁰³ Zgodnie z nowelizacją ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw – nowy artykuł 2d Prawa energetycznego [Dz. U. 2023 poz. 1681].

Taki zapis to wynik nowelizacji Prawa energetycznego, ustawy, która zaczęła obowiązywać 7.09.2023 r. W poprzednim stanie prawnym uzyskanie pozwolenia na budowę linii bezpośredniej łączącej wytwórcę energii z odbiorcą było warunkowane – wydawaną w formie decyzji administracyjnej – zgodą Prezesa URE na jej budowę wyrażoną na wniosek zainteresowanego podmiotu. Do 2019 r. do Prezesa URE wpływał średnio jeden taki wniosek rocznie, a w latach 2020-2021 nie wpłynął żaden¹⁰⁴. Przyczyn tego stanu rzeczy należy dopatrywać się w fakcie, że żadna z tych prób nie zakończyła się po myśli wnioskującego. Zgodnie ze stanowiskiem organu regulacyjnego, konieczność wydawania decyzji odmownych wynikała z niespełniania przez wnioskujących – będących podłączonymi do sieci powszechnej – ustawowych wymagań. W poprzednim stanie prawnym niemożliwe było – zdaniem Prezesa URE – wydanie zgody na budowę linii bezpośredniej od wytwórcy do odbiorcy, który jest już przyłączony do sieci lub może się do niej przyłączyć¹⁰⁵. Zgodnie z orzecznictwem sądowym, pojęcie linii bezpośredniej było rozumiane bowiem jako połączenie jednostki wytwórczej i odbiorcy w układzie, który działa „wyspowo”, tj. poza KSE i bez możliwości przyłączenia do sieci powszechnej. Ze względu na bezpieczeństwo dostaw gwarantowane przez KSE na wypadek awarii źródeł przyłączonych linią bezpośrednią odbiorcy energii nie byli zainteresowani takim rozwiązaniem.

Przywoływany już projekt nowelizacji Prawa energetycznego wprowadził liberalizację tych wymogów. Zgodnie z nimi uruchomienie linii bezpośredniej nie wymaga już uzyskania zgody regulatora. Wystarczy wpis do wykazu takich linii na podstawie zgłoszenia, które musi zawierać informacje dotyczące parametrów linii, a także ekspertyzę wpływu rozwiązania na system elektroenergetyczny. Dzięki nowelizacji budowa linii bezpośredniej jest możliwa również w przypadku odbiorców przyłączonych do KSE. Podmioty korzystające z linii bezpośrednich są obciążane tzw. opłatą solidarnościową, pokrywającą koszty stałe niepokryte innymi składnikami taryfy, opłatą jakościową oraz opłatą mocową. Przy opracowywaniu zapisów w zakresie linii bezpośredniej przeprowadzona była szeroka dyskusja w sprawie obciążenia opłatami tego typu instalacji. Choć według początkowych zapowiedzi użytkownicy linii bezpośrednich mieli być zwolnieni z opłat, za czym postulowała branża¹⁰⁶, ostatecznie wprowadzono opłatę solidarnościową (art. 7aa Prawa energetycznego). Należy zaznaczyć, że zgodnie z prawem rozmiar opłat nie może podważać ekonomicznego sensu budowy linii bezpośredniej, jakim jest zminimalizowanie tego typu kosztów.

6.7. Odbiorcy aktywni

Ostatnia nowelizacja Prawa energetycznego wprowadziła w art. 3 pkt 13e definicję **odbiorcy aktywnego**, czyli odbiorcy końcowego działającego indywidualnie albo w grupie, który:

- zużywa wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- magazynuje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- sprzedaje wytworzoną we własnym zakresie energię elektryczną, lub
- realizuje przedsięwzięcia służące poprawie efektywności energetycznej, lub
- świadczy usługi systemowe, lub
- świadczy usługi elastyczności.

Innymi słowy, poprzez definicję odbiorcy aktywnego wprowadzono rozwiązanie mogące zaktywizować prosumentów i dzięki ich aktywności odciążać sieć elektroenergetyczną. Prosument, jako aktywny uczestnik rynku, będzie mógł świadczyć na przykład usługi DSR¹⁰⁷. W efekcie, np. posiadając magazyn energii, będzie mógł oddawać z niego energię do sieci, w przypadku zwiększonego zapotrzebowania lub ładować magazyn, gdy pojawi się nadwyżka generacji. Wszystko to przy odpowiedniej zachęcie finansowej ze strony OSD. Dla prosumenta, który zostanie odbiorcą aktywnym, może to być bardziej opłacalne rozwiązanie

¹⁰⁴ Urząd Regulacji Energetyki, *Czy możliwy jest zielony prąd dla przemysłu?*

[HTTPS://WWW.URE.GOV.PL/URZAD/INFORMACJE-OGOLNE/EDUKACJA-KOMUNIKACJA/URE-W-MEDIACH-1/10338-CZY-MOZLIWY-JEST-ZIELONY-PRAD-DLA-PRZEMYSLU.HTML](https://www.ure.gov.pl/urzad/informacje-ogolne/edukacja-komunikacja/ure-w-mediach-1/10338-czy-mozliwy-jest-zielony-prad-dla-przemyslu.html)
Artykuł stanowi wybór fragmentów wywiadu red. Ireneusza Chojnackiego z Prezesem URE Rafałem Gawinem z dnia 30.05.2022 r. dla portalu wnp.pl.

¹⁰⁵ Praktyka Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki poparta była również przez bogate orzecznictwo sądowe przywoływane m.in. w opracowaniu K. Fal et al., *Analiza możliwości implementacji instytucji linii bezpośredniej do instalacji OZE*, KlastER – Rozwój energetyki rozproszonej w klastrach energii

¹⁰⁶ Zob. Wysokie Napięcie, *Przeciąganie linii w rządzie. Klimat siliuje się z Rozwojem*, [HTTPS://WYSOKIENAPIECIE.PL/78693-KLIMAT-SILUJE-SIE-Z-ROZWOJEM/](https://wysokienapiecie.pl/78693-klimat-siluje-sie-z-rozwojem/).

¹⁰⁷ Zob. szerzej w rozdziale 6.9 *Demand side response*.

niż tradycyjne korzystanie z obowiązującego systemu rozliczeń, tj. *net-billingu*. Co więcej, dla sieci elektroenergetycznych, rozproszone zastosowanie magazynów energii¹⁰⁸ może mieć dobroczynny wpływ i pomagać w jej stabilizacji i utrzymaniu bezpieczeństwa. Warto również dodać, że w ustawie pojawił się zapis, który stanowi, że odbiorca aktywny nie może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymaganiami technicznymi, procedurami oraz dodatkowymi opłatami, w tym opłatami sieciowymi nieodzwierciedlającymi kosztów związanych z dostępem do sieci. Realne wdrożenie odbiorcy aktywnego do rynku wymaga jeszcze przepisów wykonawczych.

6.8. Agregacja

Nowelizacja Prawa energetycznego wprowadziła również definicję **agregacji** (pkt 6e w art. 3), czyli działalności polegającej na łączeniu wielkości mocy lub energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców energii elektrycznej lub posiadaczy magazynów energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci, do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej. Działalność ta ma być realizowana przez **agregatora** (pkt 6f w art. 3).

W praktyce agregator będzie podmiotem, którego zadaniem będzie zarządzanie energią pochodzącą z instalacji OZE. Jest to rozwiązanie podobne do odbiorcy aktywnego. Różni się tym, że agregator będzie przedstawicielem prosumentów, który zrealizuje usługi elastyczności i usługi systemowe w ich imieniu. Będzie więc zrzeszał prosumentów zainteresowanych aktywnym uczestnictwem w rynku energii i pośredniczył w ich relacji z OSD, jako bardziej doświadczony uczestnik rynku.

6.9. Demand side response

Na technologii inteligentnych liczników i udziale odbiorców aktywnych opiera się katalog rozwiązań polegających na zwiększeniu roli odbiorców w bilansowaniu, czyli tzw. odpowiedzi odbioru (ang. *demand side response*). Polega to na udziale odbiorców w bilansowaniu KSE poprzez świadczenie usług systemowych, polegających na dostosowywaniu poboru do cen i poleceń Operatorów. Jedną z kluczowych usług systemowych jest interwencyjna ofertowa redukcja poboru mocy przez odbiorców (dalej: „**IRP**”). W jej ramach odbiorcy końcowi, w zamian za wynagrodzenie, decydują się na dobrowolne czasowe ograniczenie poboru mocy z sieci lub przesunięcie poboru w czasie na polecenie OSP. Rzeczona usługa świadczona jest przez odbiorców na mocy zawieranej z PSE umowy na świadczenie usług IRP. Rozwiązania z zakresu *demand side response*, mające na celu zwiększenie elastyczności poboru energii¹⁰⁹, są kluczowe w perspektywie wzrostu udziału energii elektrycznej z OZE – której produkcja uzależniona jest od warunków pogodowych – w końcowym zużyciu energii. Odpowiedź odbioru, a także usługi elastyczności, czyli usługi świadczone na rzecz operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego przez agregatora lub przez użytkowników systemu będących odbiorcami aktywnymi, wytwórcami, posiadaczami magazynów energii elektrycznej, których sieci, instalacje lub urządzenia są przyłączone do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej, zostały wprowadzone do ustawy Prawo energetyczne w art. 3 ust. 11j i 11k.

6.10. Inteligentne liczniki

Odpowiedzi na wyzwania rozwoju sieci nie muszą dotyczyć tylko wielkoskalowych rozwiązań. Mogą dotyczyć również mniejszych uczestników rynku, w tym prosumentów. Jako kolejną odpowiedź na konieczność unowocześnienia sieci, można wyróżnić dążenie do jej cyfryzacji, czego elementem jest rozpowszechnienie inteligentnych liczników energii

¹⁰⁸ W ostatnich latach wprowadzono ułatwienia w zakresie rozwoju magazynów energii. Przede wszystkim nowelizacja ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw wprowadziła jednolitą definicję magazynowania energii elektrycznej oraz magazynu energii elektrycznej, a także zniósła podwójne naliczanie opłat sieciowych dla energii wprowadzonej oraz pobieranej z magazynu. Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną wprowadziło zmiany w zakresie rozliczania energii elektrycznej pobieranej z sieci i wprowadzanej do sieci przez magazyn energii elektrycznej, doprecyzowując przepisy w zakresie ustalania ilości energii pobranej na określone cele – magazynowania lub inne cele. Z kolei ustawa o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu [Dz.U. 2022 poz. 2687], która doprecyzowała przepisy dotyczące współpracy mikroinstalacji OZE z magazynem energii elektrycznej w kontekście sumowania mocy.

¹⁰⁹ Przykładem pozytywnego wpływu zwiększonego zastosowania mechanizmów dobrowolnej redukcji zapotrzebowania była sytuacja ogłoszenia przez PSE stanu zagrożenia na rynku mocy, kiedy DSR stanowiły jeden z kluczowych czynników, który pozwolił na odbudowanie rezerwy mocy w systemie. Zob. <https://wysokiemapiecie.pl/76165-OKRES-ZAGROZENIA-NA-RYNKU-MOCY-SYSTEM-RATOWAL-DSR-I-60-LETNIE-ELEKTROWNIE/>

elektrycznej (ang. *smart metering*). Inteligentne liczniki są systemami pomiarowymi, które pozwalają na zautomatyzowane zbieranie, przesyłanie i przechowywanie danych dotyczących zużycia energii. Umożliwiają one bieżące monitorowanie zużycia energii u odbiorcy, czyli tzw. odczyt zdalny. Wdrażanie w Polsce inteligentnych liczników to efekt nowelizacji ustawy z dnia 20 maja 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Ta nowelizacja jest nawet często nazywana „ustawą licznikową”¹¹⁰. Zainstalowanie inteligentnych liczników pomiarowych u odbiorców końcowych doprowadzi przede wszystkim do zmiany w rozliczaniu za energię elektryczną: nie według prognoz, ale według rzeczywistego zużycia, jest więc podstawą dla innowacyjnego taryfowania omówionego szerzej w kolejnym podrozdziale tego opracowania.

Koszt instalacji inteligentnego opomiarowania zostanie przeniesiony na odbiorców końcowych. Według rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 29 listopada 2022 r. w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną kalkulacja stawek opłat dystrybucyjnych u operatorów uwzględni koszty instalowania u odbiorców końcowych liczników zdalnego odczytu¹¹¹.

Krajowa implementacja liczników zdalnego odczytu pozwoli operatorom na zarządzanie popytem na rynku energii w ramach Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii (dalej: „CSIRE”), którego wprowadzenie również zapowiedziała wyżej wymieniona nowelizacja Prawa energetycznego. Rozwiązanie ma umożliwić stopniową digitalizację rynku energii z zapewnieniem bezpieczeństwa i prywatności odbiorców. Termin uruchomienia CSIRE wyznaczono na 1 lipca 2025 r.

Aby osiągnąć zakładane efekty *smart meteringu* niezbędnym jest wywiązanie się przez Polskę z opracowanego harmonogramu wprowadzania inteligentnych liczników, przyjętego zgodnie z załącznikiem II pkt 3 Dyrektywy 2019/944¹¹². Zgodnie z harmonogramem do 2028 roku w Polsce zostanie wymienionych 17 mln liczników na inteligentne.

6.11. Innowacyjne taryfowanie

Inteligentne liczniki stanowią również podstawę dla stosowania nowych rozwiązań dotyczących taryf dystrybucyjnych i przesyłowych. Ich głównym założeniem jest to, że odbiorcy powinni płacić za usługi sieciowe i partycypować w kosztach rozwoju sieci w stosunku proporcjonalnym do tego, ile z sieci korzystają. Inteligentne taryfowanie łączy w sobie element ekonomiczny, związany z dochodami z opłat na rzecz Operatorów, z bilansowaniem sieci poprzez wpływanie na zachowania odbiorców. Wśród różnorodnych innowacji z tego zakresu można wyróżnić:

1. stawki strefowe, w których cena zmienia się w określonych porach dnia (w zależności od popytu), gdzie ceny i godziny ich obowiązywania ustalone są na stałe;
2. rabat w szczycie, czyli sytuacja, w której odbiorcy otrzymują wynagrodzenie za redukcję poboru w godzinach szczytu¹¹³;
3. taryfy szczytowe, które odzwierciedlają wyższe koszty systemu w określonych dniach lub godzinach;
4. taryfy dynamiczne, w których cena zmienia się w czasie rzeczywistym w ciągu dnia w zależności od równowagi między popytem a podażą (ceną referencyjną jest zazwyczaj cena rynku dnia następnego)¹¹⁴.

Taryfy strefowe są stosowane już obecnie (np. G12w), natomiast taryfy dynamiczne zaczną obowiązywać od sierpnia 2024 r. za sprawą nowelizacji Prawa energetycznego (art. 3, pkt. 6d). Cechą charakterystyczną umów z ceną dynamiczną jest zmienność cen w ciągu doby. Z tego względu sprzedawcy energii stosujący umowy tego typu (każdy sprzedawca, który obsługuje co najmniej 200 tys. klientów) zostali zobowiązani do informowania odbiorców,

¹¹⁰ Zob. Teraz Środowisko, *Prezydent podpisał tzw. ustawę licznikową*, [HTTPS://WWW.TERAZ-SRODOWISKO.PL/AKTUALNOSCI/PRAWO-ENERGETYCZNE-INTELI- LICZNIKI-USTAWA-PODPISANA-10411.HTML](https://www.teraz-srodowisko.pl/aktualnosci/prawo-energetyczne-inteligentne-liczniki-ustawa-podpisana-10411.html)

¹¹¹ Zob. Krzysztof Sobczak, *Jest nowe rozporządzenie taryfowe dla energii elektrycznej*, [HTTPS://WWW.PRAWO.PL/BIZNES/NOWE-ROZPORZADZENIE-TARYFOWE-DLA-ENERGII-ELEKTRYCZNEJ.518687.HTML](https://www.prawo.pl/biznes/nowe-rozporzadzenie-taryfowe-dla-energii-elektrycznej.518687.html).

¹¹² Harmonogram ten zakłada, że z inteligentnych liczników będzie korzystać: 15% odbiorców – do 31 grudnia 2023 r., 35% odbiorców – do 31 grudnia 2025 r., 65% odbiorców – do 31 grudnia 2027 r., 80% odbiorców – do 31 grudnia 2028 r.

¹¹³ Rozwiązanie to opiera się na analogicznych założeniach, co – w przypadku usług systemowych – IRP.

¹¹⁴ Forum Energii, *Dynamiczne i sprawiedliwe. Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce*, maj 2021, s. 16.

w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z takimi umowami. Prezes URE będzie miał obowiązek monitorować sytuację na rynku energii elektrycznej i corocznie publikować raport dotyczący segmentu rynku, w którym stosowane są ceny dynamiczne.

Gruntowna zmiana zasad naliczania opłat przez przedsiębiorstwa energetyczne stanowi coraz częstszy postulat zgłaszany przez ekspertów¹¹⁵, jako jeden ze środków, który może pozwolić na lepsze zarządzanie siecią elektroenergetyczną w związku z rosnącą eksploatacją tej sieci wynikającej m.in. z elektryfikacji gospodarki. W ogólnych założeniach model ten miałby stanowić zachętę ekonomiczną dla odbiorców do wykorzystywania sieci w momencie wyższej generacji energii ze źródeł odnawialnych, a więc w momencie, w którym system elektroenergetyczny mierzy się ze zjawiskiem nadmiarowej mocy. Jednocześnie, w momentach szczytowego zapotrzebowania na moc, wyższe stawki za wykorzystanie sieci, w tym modelu, będą miały zniechęcać odbiorcę do korzystania z sieci, a tym samym ułatwić zagwarantowanie odpowiedniej rezerwy mocy przez operatora w okresach obciążenia.

Połączenie dynamicznej wyceny energii elektrycznej¹¹⁶, w zależności od sytuacji w systemie elektroenergetycznym, z dynamicznym taryfowaniem usług sieciowych może doprowadzić do wypłaszczenia struktury zapotrzebowania na przesył i dystrybucję w systemie, przynosząc nie tylko korzyści finansowe odbiorcom, ale również zwiększając chłonność sieci, jeżeli chodzi o zdolność do przyłączania odnawialnych źródeł energii przy jednoczesnym ograniczeniu koniecznych w tym celu nakładów inwestycyjnych po stronie operatorów systemów elektroenergetycznych. W praktyce dla odbiorców końcowych będzie to rozwiązanie opłacalne, ale tylko pod warunkiem, że dostosują swoje przyzwyczajenia do reguł obowiązujących w taryfach dynamicznych. Przykładowo może to być korzystanie z programatorów czasowych w urządzeniach takich jak pralka, suszarka czy zmywarka i przesunięcie poboru energii na godziny pozaszczytowe. W przypadku ogrzewania elektrycznego będzie to na przykład korzystanie z buforów ciepła czy magazynów energii.

Jeśli jednak odbiorcy nie będą świadomi sposobu funkcjonowania taryf dynamicznych i nie zmienią swoich przyzwyczajzeń, a co za tym idzie godzin poboru energii, wprowadzenie tego rozwiązania w praktyce doprowadzi tylko do wzrostu rachunków za energię. W związku z tym, podczas wdrażania, konieczne będzie informowanie o zasadach funkcjonowania taryf dynamicznych tak, by społeczeństwo faktycznie poznało i zrozumiało zasady oraz zalety i wady takiego rozwiązania. Warto dodać, że prosumenci energii odnawialnej rozliczający się w ramach *net-billingu* będą korzystali z taryf dynamicznych automatycznie, gdyż w taki sposób będzie od lipca 2024 roku rozliczana oddawana przez nich energia do sieci.

6.12. Partnerski handel energią odnawialną (tzw. *peer-to-peer*)

Partnerski handel energią z odnawialnych źródeł energii (*peer-to-peer*, P2P) to nowa formuła sprzedaży energii wytworzonej przez prosumenta lub prosumenta zbiorowego, która pojawiła się w Prawie energetycznym (art. 3, pkt 55c). Dzięki jego wprowadzeniu wytwórcy energii elektrycznej w instalacjach prosumenckich będą mogli sprzedać nadwyżki wytworzonej energii elektrycznej użytkownikom systemu bezpośrednio lub za pośrednictwem strony trzeciej, tj. agregatora. Umowy w ramach partnerskiego handlu energią z OZE będą zawierane, rozliczane i rozwiązywane z wykorzystaniem platformy partnerskiego handlu energią z OZE, przez którą rozumie się internetową platformę handlową umożliwiającą zautomatyzowane wykonanie transakcji i płatności bezpośrednio między stronami tych umów albo za pośrednictwem strony trzeciej (agregatora).

¹¹⁵ Np. Forum Energii, *Dynamiczne i sprawiedliwe. Przyszły kształt taryf sieciowych w Polsce*, maj 2021
[HTTPS://WWW.FORUM-ENERGIE.EU/PUBLIC/UPLOAD/ARTICLES/FILES/PRZYSZ%C5%82Y%20K SZTA%C5%82T%20TARYF%20SIECIOWYCH%20W%20POLSCE_ FORUM%20ENERGIE.PDF](https://www.forum-energie.eu/public/upload/articles/files/przysz%C5%82y%20kszta%C5%82t%20taryf%20sieciowych%20w%20polsce_forum%20energie.pdf)

¹¹⁶ Warto zauważyć również zmiany, które zostały wprowadzone w ofercie Towarowej Giełdy Energii, gdzie wprowadzono nowe produkty, których celem jest zróżnicowanie wyceny energii elektrycznej w okresach szczytów zapotrzebowania. Temu celowi ma służyć wprowadzenie przez TGE dwóch nowych produktów – low Peak oraz high Peak. Więcej informacji: [HTTPS://WWW.TGE.PL/AKTUALNOSCI-TGE-CZYTAJ?CMN_ID=91597&TITLE=NOWE+INSTRUMENTY +GIE%20DOWE+NA+RYNKU+TERMINOWYM+ENERGII+ELEKTRYCZNEJ](https://www.tge.pl/aktualnosci-tge-czytaj?CMN_ID=91597&TITLE=NOWE+INSTRUMENTY+%E2%82%80DOWE+NA+RYNKU+TERMINOWYM+ENERGII+ELEKTRYCZNEJ).

6.13. Zwolnienie odbiorców z opłat za ponadumowny pobór energii biernej

Odciążenie sieci elektroenergetycznych umożliwia również Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z 9 września 2023 r., zmieniające rozporządzenie w sprawie sposobu kształtowania i kalkulacji taryf oraz sposobu rozliczeń w obrocie energią elektryczną. Nowelizacja, oprócz wprowadzenia nowego sposobu rozliczeń z odbiorcami w gospodarstwach domowych, wynagradzającego aktywnościowe i efektywnościowe postawy odbiorców energii, umożliwi zwolnienie odbiorców z opłat za ponadumowny pobór energii biernej i przekroczenie mocy umownej w okresach wysokiej podaży energii elektrycznej w systemie z OZE. Ma to stanowić zachętę dla zwiększenia jego zużycia (szczególnie przez odbiorców przemysłowych) w razie wydania takiego polecenia przez operatora systemu elektroenergetycznego. Opłaty te nie będą pobierane zarówno w rozliczeniach między PSE a OSD, jak i w ich rozliczeniach z użytkownikami systemu, ale tylko wtedy, gdy ponadumowny pobór energii lub przekroczenie mocy umownej wynika ze świadczenia przez nich ww. usługi interwencyjnej.

6.14. Obywatelskie społeczności energetyczne

Kolejnym ważnym punktem (art. 3 pkt 13f) nowelizacji Prawa energetycznego są **obywatelskie społeczności energetyczne (OSE)** – podmioty posiadające osobowość prawną, które mogą zajmować się wytwarzaniem, użytkowaniem, dystrybucją, sprzedażą, obrotem, agregacją lub magazynowaniem energii elektrycznej.

Rozwiązanie będzie wdrażane począwszy od sierpnia 2024 roku na całym terytorium Polski. Działalność w ramach OSE będzie się opierała na zasadach dobrowolnego i otwartego uczestnictwa. W ramach tych społeczności, uprawnienia do podejmowania decyzji i sprawowania kontroli będą przysługiwały jedynie ich członkom, udziałowcom lub wspólnikom, którzy muszą być wyłącznie osobami fizycznymi, jednostkami samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcami lub małymi przedsiębiorcami. Głównym celem istnienia OSE będzie dostarczanie korzyści o charakterze środowiskowym, ekonomicznym lub społecznym dla ich członków, udziałowców, wspólników lub obszarów, na których te społeczności prowadzą swoją działalność.

Zakres działalności OSE będzie mógł obejmować m.in. wytwarzanie, dystrybucję, sprzedaż, zużycie, agregację lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług z zakresu efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub inne usługi energetyczne kierowane do ich członków lub udziałowców. Jednocześnie osoba przystępująca do OSE zachowa pełnię swoich praw konsumenckich.

Tworzenie odpowiednich ram prawnych dla działalności obywatelskich społeczności energetycznych ma na celu umożliwienie końcowym odbiorcom energii elektrycznej bezpośredniego udziału w procesach wytwarzania i współdzielenia energii elektrycznej z innymi odbiorcami. Głównym celem tego rozwiązania jest zapewnienie członkom społeczności dostępu do przystępnych cenowo źródeł energii elektrycznej oraz poprawa efektywności energetycznej w gospodarstwach domowych poprzez ograniczenie zużycia energii elektrycznej i obniżenie kosztów jej dostarczenia. Obywatelska społeczność energetyczna powinna być traktowana jak odbiorca aktywny wytwarzanej i używanej przez siebie energii. Oznacza to, że społeczność powinna ponosić opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, przejrzyste i wolne od dyskryminacji, dla których podstawą jest oddzielne rozliczenie energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i używanej energii elektrycznej z sieci, zapewniające, w odpowiedni i wyważony sposób, uczestnictwo w ogólnym podziale kosztów systemu.

W tym miejscu warto nadmienić zmiany w przepisach dotyczące innych podmiotów energetyki obywatelskiej. Mowa o zapisach dotyczących klastrów energetycznych wprowadzonych w nowelizacji ustawy o OZE. Doprecyzowano w nich definicję klastra energii, jak i jego zakres działania, podano zasady współpracy biznesowej w ramach klastrów energii, a także zakres podmiotowy i przedmiotowy klastra energii.

Przepisy przewidziały usprawnienia administracyjne, jak i prawne, a także system wsparcia, z którego będą mogły skorzystać podmioty wpisane do nowego rejestru klastrów energii prowadzonego przez Prezesa URE. Co istotne – nowelizacja zakłada ścisłą współpracę klastrów energii z Operatorami Sieci Dystrybucyjnych. Zabieg ten ma na celu odciążenie Krajowego Systemu Elektroenergetycznego.

Nowe rozwiązania doprecyzowały także definicję i przedmiot działalności spółdzielni energetycznych, warunki współpracy spółdzielni energetycznej ze sprzedawcami energii oraz OSD, a także wskazały na uproszczenie warunków sprawozdawczości i zasady rozliczeń.

6.15. Piaskownice regulacyjne

Piaskownice regulacyjne to kolejne rozwiązanie, którego celem jest zwiększenie innowacyjności systemu energetycznego w Polsce. Przepisy dotyczące piaskownic regulacyjnych (ang. *regulatory sandboxes*) również zostały wprowadzone w ostatniej, dużej nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne¹¹⁷, której celem było m.in. implementowanie czy dostosowanie do przepisów europejskich prawodawstwa krajowego. Celem piaskownic jest promowanie nowych rozwiązań na rynku energetycznym poprzez umożliwienie, na wniosek zainteresowanego podmiotu, ograniczenia niektórych obowiązków regulacyjnych nakładanych w innych przypadkach na podmioty działające na tym rynku¹¹⁸. Kompetencja Prezesa URE obejmuje m.in. zawieszenie niektórych obowiązków wynikających z przyznanej koncesji na działalność czy ograniczenie zobowiązań operatorów do publikowania części dokumentacji związanej z funkcjonowaniem lub rozwojem sieci elektroenergetycznych, z tym że takie zawieszenie możliwe jest na określony okres, który nie powinien przekraczać 3 lat.

Sama instytucja piaskownicy regulacyjnej wywodzi się z innych sektorów, przede wszystkim z sektora FinTech, i ma na celu zapewnienie sprzyjających rozwojowi warunków dla innowacyjnych rozwiązań dla danego sektora poprzez ograniczenie ryzyk regulacyjnych oraz obciążeń związanych ze zwykłym funkcjonowaniem danego przedsiębiorstwa na rynku¹¹⁹. W przyjętych w Polsce uregulowaniach warto zwrócić uwagę, że prawodawca zdecydował się na umożliwienie uzyskania odstępstw również w zakresie obowiązków spoczywających na operatorach systemów – takich jak obowiązek przedkładania instrukcji ruchu i eksploatacji sieci czy planu rozwoju. Również możliwość czasowego zawieszenia/ograniczenia stosowania niektórych postanowień koncesji mogłoby być wykorzystane przez operatorów dla wprowadzania rozwiązań, które mogłyby doprowadzić do poprawy efektywności funkcjonowania sieci czy lepszej integracji nowych rozwiązań sieciowych. Na obecnym etapie może być za wcześnie na ocenę, w jakim stopniu przepisy dot. piaskownic regulacyjnych rzeczywiście wykorzystywane będą przez operatorów systemów elektroenergetycznych oraz jakie przyniosą korzyści, z punktu widzenia systemowego, jednak proponowany kształt przepisów stwarza w tym miejscu potencjał, który może wesprzeć rozwój sieci przy jednoczesnym ograniczeniu koniecznych do poniesienia nakładów finansowych.

Prezes URE będzie mógł je zastosować, by umożliwić powstanie specjalnych stref energetycznych, których wdrożenie zapowiedziała pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej Anna Łukaszewska-Trzeciakowska podczas Forum Ekonomicznego w Karpaczu¹²⁰. Projekt zakłada powstanie sześciu specjalnych stref energetycznych w północnej i centralnej Polsce – pod Słupskiem, Suwałkami, Ostaszewem k. Torunia (dwie strefy), w Szubinie k. Bydgoszczy oraz pod Olsztynem – miejscach, gdzie już wkrótce będzie dostęp

¹¹⁷ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, [Dz. U. z 2023 r. poz. 1681].

¹¹⁸ M. Będkowski – Koziół, *Piaskownice regulacyjne w energetyce – kilka uwag w odniesieniu do projektowanych rozwiązań prawnych*, *Energetyka* rozproszona 7/2022, str. 22 i n.

¹¹⁹ K. Fal, *Instytucja piaskownic regulacyjnych jako instrument wspierający innowacyjność gospodarek*, *Przegląd Ustawodawstwa Gospodarczego* 10(2022), str. 38 – 40

¹²⁰ Zob. PAP, *W północnej Polsce powstać ma 6 specjalnych stref energetycznych*, [HTTPS://BIZNES.PAP.PL/PL/NEWS/ALL/INFO/3479714.W-POLNOCNEJ-POLSCIE-POWSTAC-MA-6-SPECJALNYCH-STREF-ENERGETYCZNYCH-\(OPIS\)](https://biznes.pap.pl/pl/news/all/info/3479714.W-POLNOCNEJ-POLSCIE-POWSTAC-MA-6-SPECJALNYCH-STREF-ENERGETYCZNYCH-(OPIS)).

do taniej i ekologicznej energii z morskich farm wiatrowych i energetyki jądrowej. Swoje zakłady w strefach będą mogły lokować duże firmy przemysłowe o zużyciu rocznym energii przekraczającym 100 GWh, pod warunkiem, że zbudują magazyn energii. Zgodnie z zapowiedziami specjalne strefy energetyczne zaczną funkcjonować od 1 stycznia 2024 roku. Uruchomienie specjalnych stref energetycznych zwiększy atrakcyjność lokowania dużych inwestycji przemysłowych w północnej Polsce. Poprawi też rozpływ energii w krajowej sieci, ograniczając przyszłe straty na przesyłach. Inicjatywa będzie stanowiła też impuls do rozbudowy magazynów energii, co poprawi stabilność pracy sieci w regionach.

7. Podsumowanie

Zielona elektryfikacja polskich sieci elektroenergetycznych niesie ze sobą wiele wyzwań. Widoczne są one przede wszystkim w ogromnej liczbie wydawanych odmów przyłączeń instalacji OZE do sieci, która z roku na rok jest coraz większa. Odmowy wydawane są zarówno ze względów technicznych, jak i ekonomicznych.

Odpowiedzią na te wyzwania są oczywiście inwestycje w modernizację istniejących sieci, a także nowe inwestycje, na które przewidziano fundusze uwzględnione w planach rozwojowych. Oprócz tego odpowiedzią mogą być rozwiązania techniczne, ekonomiczne lub prawne, takie jak zastosowanie *cable pooling*, umów PPA, przyłączenia na zasadach komercyjnych, a także aktywizacja odbiorców końcowych w uczestnictwie w rynku. Aby zielona elektryfikacja sieci faktycznie się udała, większość wskazanych wyżej propozycji musi jednak znaleźć odzwierciedlenie w praktyce i sposobie stosowania już obowiązującego prawa czy, w niektórych przypadkach, utworzenia przepisów wykonawczych, by realnie odciążać sieci elektroenergetyczne. ■

