



**PTPiREE**

---

**KARTA EFEKTYWNEJ TRANSFORMACJI  
SIECI DYSTRYBUCYJNYCH  
POLSKIEJ ENERGETYKI**

---

---

*Zespół ds. prawnych  
8 grudnia 2021 r. (wersja 1.1 uzupełniona o rozwiązania dla OZE)*



# SPIS TREŚCI

<b>1. PUBLICZNOPRAWNE OBOWIĄZKI OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH.....</b>	<b>3</b>
<b>2. OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW PRAWA – INWESTYCJE STRATEGICZNE I WYNIKAJĄCE Z NOWYCH ZADAŃ NAKŁADANYCH NA OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH .....</b>	<b>6</b>
<b>3. OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z DOKUMENTÓW RZĄDOWYCH .....</b>	<b>18</b>
<b>4. PROPOZYCJE ZMIAN PRAWNYCH USPRAWNIAJĄCYCH REALIZACJĘ INWESTYCJI I PRZYŁĄCZANIE OZE .....</b>	<b>20</b>

# **1. PUBLICZNOPRAWNE OBOWIĄZKI OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH**

Operatorzy systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych (dalej: OSD), to zgodnie z ustawą – Prawo energetyczne, przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się dystrybucją energii elektrycznej, odpowiedzialne za ruch sieciowy w systemie dystrybucyjnym elektroenergetycznym, bieżące i długookresowe bezpieczeństwo funkcjonowania tego systemu, eksploatację, konserwację, remonty oraz niezbędną rozbudowę sieci dystrybucyjnej, w tym połączeń z innymi systemami elektroenergetycznymi. Sieć dystrybucyjna obejmuje sieć elektroenergetyczną wysokich, średnich i niskich napięć, za której ruch sieciowy, czyli sterowanie pracą sieci, jest odpowiedzialny operator systemu dystrybucyjnego.

Zgodnie art. 9c ust. 3 Prawa energetycznego OSD - stosując obiektywne i przejrzyste zasady zapewniające równe traktowanie użytkowników tych systemów oraz uwzględniając wymogi ochrony środowiska - są m.in. odpowiedzialni za:

**1) prowadzenie ruchu sieciowego w sieci dystrybucyjnej w sposób efektywny, z zachowaniem wymaganej niezawodności dostarczania energii elektrycznej i jakości jej dostarczania oraz we współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego, w obszarze koordynowanej sieci 110 kV,**

**2) eksploatację, konserwację i remonty sieci dystrybucyjnej w sposób gwarantujący niezawodność funkcjonowania systemu dystrybucyjnego,**

**3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej, a tam gdzie ma to zastosowanie, rozbudowy połączeń międzysystemowych w obszarze swego działania,**

4) współpracę z innymi operatorami systemów elektroenergetycznych lub przedsiębiorstwami energetycznymi w celu zapewnienia spójności działania systemów elektroenergetycznych i skoordynowania ich rozwoju, a także niezawodnego oraz efektywnego funkcjonowania tych systemów,

5) dysponowanie mocą jednostek wytwórczych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej, z wyłączeniem jednostek wytwórczych o mocy osiągalnej równej 50 MW lub wyższej, przyłączonych do koordynowanej sieci 110 kV,

6) bilansowanie systemu, z wyjątkiem równoważenia bieżącego zapotrzebowania na energię elektryczną z dostawami tej energii, oraz zarządzanie ograniczeniami systemowymi,

7) zarządzanie przepływami energii elektrycznej w sieci dystrybucyjnej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie zarządzania przepływami energii elektrycznej w koordynowanej sieci 110 kV,

8) umożliwienie realizacji umów sprzedaży energii elektrycznej zawartych przez odbiorców przyłączonych do sieci poprzez m.in.:

**a) budowę i eksploatację infrastruktury technicznej i informatycznej służącej pozyskiwaniu i transmisji danych pomiarowych oraz zarządzaniu nimi, zapewniającej efektywną współpracę z innymi operatorami i przedsiębiorstwami energetycznymi,**

b) pozyskiwanie, przechowywanie, przetwarzanie i udostępnianie, w uzgodnionej pomiędzy uczestnikami rynku energii formie, danych pomiarowych dla energii elektrycznej pobranej przez odbiorców wybranym przez nich sprzedawcom i podmiotom odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe oraz operatorowi systemu przesyłowego,

9) planowanie rozwoju sieci dystrybucyjnej z uwzględnieniem przedsięwzięć związanych z efektywnością energetyczną, zarządzaniem popytem na energię elektryczną lub rozwojem mocy wytwórczych przyłączanych do sieci dystrybucyjnej;

10) stosowanie się do warunków współpracy z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego w zakresie funkcjonowania koordynowanej sieci 110 kV;

11) opracowywanie normalnego układu pracy sieci dystrybucyjnej w porozumieniu z sąsiednimi operatorami systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego przy opracowywaniu normalnego układu pracy sieci dla koordynowanej sieci 110 kV;

**12) utrzymanie odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej oraz współpracę z operatorem systemu przesyłowego elektroenergetycznego lub systemu połączonego elektroenergetycznego w utrzymaniu odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa pracy koordynowanej sieci 110 kV.**

**OSD są obowiązani utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, a wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii zapewnić, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji energii, na zasadach i w zakresie określonym w Prawie energetycznym.**

**OSD realizują inwestycje zgodnie z zatwierdzanym przez Prezesa URE planem rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną, sporządzanym na okres nie krótszy niż 5 lat.**

Plan rozwoju OSD obejmuje w szczególności:

- 1) przewidywany zakres dostarczania energii,
- 2) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy albo budowy sieci oraz planowanych nowych źródeł energii, w tym instalacji odnawialnego źródła energii,
- 3) przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy lub budowy połączeń z systemami elektroenergetycznym innych państw - w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej,
- 4) przedsięwzięcia racjonalizujące zużycie paliw i energii u odbiorców, w tym także przedsięwzięcia w zakresie pozyskiwania, transmisji oraz przetwarzania danych pomiarowych z licznika zdalnego odczytu,
- 5) przewidywany sposób finansowania inwestycji,
- 6) przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów,

7) planowany harmonogram realizacji inwestycji,

8) przedsięwzięcia w zakresie wykorzystywania magazynów energii elektrycznej, o ile operator systemu dystrybucyjnego, przesyłowego lub połączonego elektroenergetycznego uzna, że jest to uzasadnione technicznie dla zapewnienia dostaw energii elektrycznej, oraz wykaże, w analizie kosztów i korzyści, że wykorzystanie magazynu energii elektrycznej przyniesie korzyści i nie będzie się wiązało z niewspółmiernie wysokimi kosztami – w przypadku planów sporządzanych przez przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej.

**W związku z dynamicznymi zmianami na rynku energii, dotyczącymi bezpośrednio działalności OSD, w tym przede wszystkim znacznym wzrostem liczby i mocy oze w systemie, instalacją liczników zdalnego odczytu na masową skalę, wsparciem rozwoju elektromobilności, procesem kablowania sieci, zapewnienia łączności i cyberbezpieczeństwa, a w nieodległej perspektywie przyłączaniem magazynów energii, pozyskiwaniem usług elastyczności oraz współpracą z rosnącą liczbą podmiotów, inwestycje OSD stają się priorytetowymi i wymagają dodatkowego wsparcia na poziomie regulacyjnym i częściowo także prawnym. Co istotne, inwestycje wynikające z obowiązujących przepisów są i będą realizowane jako wymagane, jednak ich dynamika i zakres są powiązane z ilością środków finansowych, którymi dysponować będą Operatorzy.**

## **2. OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z OBOWIĄZUJĄCYCH PRZEPISÓW PRAWA – INWESTYCJE STRATEGICZNE I WYNIKAJĄCE Z NOWYCH ZADAŃ NAKŁADANYCH NA OPERATORÓW SYSTEMÓW DYSTRYBUCYJNYCH – Scenariusz I**

*(W tym punkcie omówiono przepisy obowiązujące, wynikające z prawa krajowego lub unijnego obowiązującego bezpośrednio oraz obowiązki wynikające z przepisów dyrektyw, oczekujących na implementację do prawa krajowego – prace w toku.)*

Obowiązujące przepisy prawa bądź uwarunkowania zmieniającego się rynku energii nakładają na OSD realizację określonych obowiązków: bądź pozostających w ich kompetencji – lecz w większym wymiarze (np. masowa instalacja liczników zdalnego odczytu), bądź też realizowanych jako interwencyjne wsparcie tymczasowo, na mocy określonych przepisów prawa (np. budowa stacji ładowania).

### **I. Obowiązki OSD wynikające z przepisów prawa bądź uwarunkowań zmieniającego się rynku energii (wg koszyków):**

#### **1. Elektryfikacja - przyłączanie do sieci nowych klientów oraz wzrost zapotrzebowania na moc przyłączeniową u klientów już istniejących.**

Art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego – obowiązek przyłączenia do sieci:

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją (...) energii jest obowiązane do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci z podmiotami ubiegającymi się o przyłączenie do sieci, na zasadzie równoprawnego traktowania i przyłączania, w pierwszej kolejności, instalacji odnawialnego źródła energii, jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru. Jeżeli przedsiębiorstwo energetyczne odmówi zawarcia umowy o przyłączenie do sieci lub przyłączenia w pierwszej kolejności instalacji odnawialnego źródła energii, jest obowiązane niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy.

Art. 7 ust. 5 Prawa energetycznego – obowiązek rozbudowy sieci m.in. na potrzeby podmiotów ubiegających się o przyłączenie:

Przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii jest obowiązane zapewnić realizację i finansowanie budowy i rozbudowy sieci, w tym na potrzeby przyłączania podmiotów ubiegających się o przyłączenie, na warunkach określonych w rozporządzeniu systemowym i rozporządzeniu taryfowym oraz w założeniach lub planach, o których mowa w art. 19 (założenia do planu zaopatrzenia w energię elektryczną) i art. 20 (plan zaopatrzenia w energię elektryczną), oraz w przepisach odrębnych.

#### **2. E-mobility - przyłączanie do sieci punktów ładowania samochodów elektrycznych oraz środków transportu, a także infrastruktury kolejowej.**

Art. 7 ust. 1a Prawa energetycznego – pierwszeństwo przyłączenia infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego:

W zakresie obowiązku przyłączenia do sieci obowiązuje cytowany powyżej art. 7 ust 1 Prawa energetycznego, przy czym zgodnie z art. 7 ust. 1a, przepis art. 7 ust. 1 Prawa energetycznego w zakresie przyłączenia do sieci w pierwszej kolejności stosuje się także do infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego.

Art. 62 ust. 11 i 12 Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych – opracowanie programu przyłączania do sieci ogólnodostępnych stacji ładowania:

Na podstawie projektu planu przekazanego (przez wójta, burmistrza, prezydenta miasta) operatorowi systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, operator ten opracowuje program przyłączania do systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego ogólnodostępnych stacji ładowania przewidzianych w projekcie planu. Wójt, burmistrz albo prezydent miasta wyznacza termin na opracowanie tego programu, nie krótszy niż 30 dni, licząc od dnia przekazania temu operatorowi projektu planu.

Program przyłączania, o którym mowa w ust. 11, określa techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w projekcie planu wraz z przewidywanymi terminami przyłączenia.

Art. 64 Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych – interwencyjna budowa stacji ładowania:

W przypadku, gdy z raportu dotyczącego liczby punktów ładowania zlokalizowanych na obszarze gminy wynika, że nie została osiągnięta minimalna liczba punktów ładowania wskazana w ustawie, wójt, burmistrz albo prezydent miasta dla gminy o określonej liczbie mieszkańców i zarejestrowanych pojazdów sporządza plan budowy ogólnodostępnych stacji ładowania. Plan określa:

- 1) liczbę i lokalizację planowanych ogólnodostępnych stacji ładowania z liczbą planowanych do zainstalowania w nich punktów ładowania, z uwzględnieniem mocy każdego z tych punktów,
- 2) proponowany harmonogram budowy ogólnodostępnych stacji ładowania.

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, właściwy ze względu na lokalizację ogólnodostępnej stacji ładowania wskazanej w planie, buduje taką stację.

Zgodnie z ustawą z dnia 29 października 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw (*do aktualizacji po zakończeniu procesu legislacyjnego i opublikowaniu nowelizacji*), taka interwencyjna rola OSD w zakresie budowy ogólnodostępnych stacji ładowania obowiązuje do 31 grudnia 2021 r.

### **3. Przyłączenie do sieci oze i tworzenie potencjału do przyłączenia.**

Przepisy analogiczne jak w pkt. 1, tj. obowiązek przyłączenia, w tym pierwszeństwo przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii oraz obowiązek rozbudowy sieci na potrzeby przyłączenia podmiotów ubiegających się o przyłączenie.

Ponadto obowiązek przyłączenia mikroinstalacji w trybie na zgłoszenie przy spełnieniu określonych warunków – art. 7 ust. 8d<sup>4</sup> Prawa energetycznego:



W przypadku gdy podmiot, ubiegający się o przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej, jest przyłączony do sieci jako odbiorca końcowy, a moc zainstalowana mikroinstalacji, o przyłączenie której ubiega się ten podmiot, nie jest większa niż określona w wydanych warunkach przyłączenia, przyłączenie do sieci odbywa się na podstawie zgłoszenia przyłączenia mikroinstalacji, złożonego w przedsiębiorstwie energetycznym, do sieci którego ma być ona przyłączona, po zainstalowaniu odpowiednich układów zabezpieczających i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego. W innym przypadku przyłączenie mikroinstalacji do sieci dystrybucyjnej odbywa się na podstawie umowy o przyłączenie do sieci. Koszt instalacji układu zabezpieczającego i urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego ponosi operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

Redysponowanie źródeł na gruncie prawa unijnego obowiązującego bezpośrednio – przepisy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (art. 13).

1. Redysponowanie jednostkami wytwarzania oraz redysponowanie odpowiedzialnością odbioru musi opierać się na obiektywnych, przejrzystych i niedyskryminacyjnych kryteriach. Musi być otwarte dla wszystkich technologii wytwarzania, magazynowania energii i odpowiedzialności odbioru, w tym tych znajdujących się w innych państwach członkowskich, chyba że jest to technicznie niewykonalne.
2. Zasoby redysponowane wybiera się spośród jednostek wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzialności odbioru z wykorzystaniem mechanizmów opartych na zasadach rynkowych oraz wypłaca się z ich tytułu rekompensatę finansową. Oferty energii bilansującej używane do redysponowania nie mogą określać ceny energii bilansującej.
3. Redysponowanie jednostkami wytwarzania, magazynowaniem energii i odpowiedzialnością odbioru, które nie opiera się na zasadach rynkowych, może być stosowane wyłącznie w przypadku gdy:
  - a) brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych;
  - b) wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych;
  - c) liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzialności odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub
  - d) aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym zgodnie z art. 16 ust. 8.
4. Operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych przedkładają przynajmniej raz w roku właściwemu organowi regulacyjnemu sprawozdanie dotyczące:
  - a) poziomu rozwoju i skuteczności opartych na zasadach rynkowych mechanizmów redysponowania w odniesieniu do jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii oraz odpowiedzialności odbioru;

- b) ilości energii w MWh i rodzajów źródeł wytwórczych poddanych redysponowaniu wraz z uzasadnieniem;
- c) środków zastosowanych w celu zmniejszenia w przyszłości potrzeby redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy w odniesieniu do jednostek wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, łącznie z inwestycjami w cyfryzację infrastruktury sieci i w usługi zwiększającymi elastyczność.

Organ regulacyjny przedkłada sprawozdanie ACER oraz publikuje podsumowanie danych, o których mowa w akapicie pierwszym lit. a), b) i c), w razie konieczności wraz z zaleceniami dotyczącymi usprawnień.

- 5. Z zastrzeżeniem wymogów dotyczących utrzymania niezawodności i bezpieczeństwa sieci, w oparciu o przejrzyste i niedyskryminacyjne kryteria ustanowione przez organy regulacyjne, operatorzy systemów przesyłowych oraz operatorzy systemów dystrybucyjnych:
  - a) gwarantują zdolność sieci przesyłowych i dystrybucyjnych do przesyłania energii elektrycznej wytworzonej z wykorzystaniem odnawialnych źródeł energii lub wysokosprawnej kogeneracji przy jak najmniejszym redysponowaniu, przy czym nie może uniemożliwiać to uwzględniania przy planowaniu sieci redysponowania na ograniczoną skalę, w przypadku gdy operator systemu przesyłowego lub operator systemu dystrybucyjnego jest w stanie wykazać w przejrzysty sposób, że rozwiązanie to jest efektywniejsze ekonomicznie i dotyczy nie więcej niż 5 % rocznej wielkości energii wytwarzanej w instalacjach wykorzystujących odnawialne źródła energii bezpośrednio podłączonych do ich odpowiedniej sieci, chyba że państwo członkowskie, w którym energia elektryczna pochodząca z jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację stanowi ponad 50 % ostatecznej rocznej wielkości krajowego zużycia energii elektrycznej brutto, postanowi inaczej;
  - b) podejmują odpowiednie środki operacyjne z zakresu sieci i rynku w celu minimalizacji redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy energii elektrycznej wytwarzanej z odnawialnych źródeł energii lub z wysokosprawnej kogeneracji;
  - c) zapewniają wystarczającą elastyczność swoich sieci, tak aby byli w stanie nimi zarządzać.
- 6. W przypadku stosowania redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy, które nie opiera się na zasadach rynkowych, zastosowanie mają następujące zasady:
  - a) jednostki wytwarzania energii wykorzystujące odnawialne źródła energii podlegają redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby znacząco niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
  - b) energia elektryczna wytwarzana w procesie wysokosprawnej kogeneracji podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy tylko wówczas, gdy nie istnieją inne – poza redysponowaniem prowadzącym do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących odnawialne źródła

- energii – rozwiązania alternatywne lub jeżeli inne rozwiązania skutkowałyby niewspółmiernymi kosztami lub powodowały poważne zagrożenia bezpieczeństwa sieci;
- c) energia elektryczna wytwarzana we własnym zakresie w instalacjach wytwarzania wykorzystujących odnawialne źródła energii lub wysokosprawną kogenerację, która nie jest wprowadzana do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej, nie podlega redysponowaniu prowadzącemu do obniżenia mocy, chyba że żadne inne rozwiązanie nie pozwoliłoby na rozwiązanie kwestii związanych z bezpieczeństwem sieci;
  - d) redysponowanie prowadzące do obniżenia mocy zgodnie z lit. a), b) i c) uzasadnia się w należyty i przejrzysty sposób. Uzasadnienie to uwzględnia się w sprawozdaniu przewidzianym w ust. 3.
7. W przypadku zastosowania redysponowania, które nie opiera się na zasadach rynkowych, takie redysponowanie podlega rekompensacie finansowej wypłacanej przez operatora systemu, który wydał polecenie redysponowania, na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru, z wyjątkiem wytwórców, którzy zaakceptowali umowę przyłączeniową niegwarantującą niezawodnych dostaw energii. Taka rekompensata finansowa musi być co najmniej równa wyższej z następujących kwot lub jest ich połączeniem, jeżeli zastosowanie jedynie wyższej kwoty prowadziłoby do nieuzasadnienie niskiej lub nieuzasadnienie wysokiej rekompensaty:
- a) kwota dodatkowych kosztów operacyjnych poniesionych w wyniku redysponowania, takich jak dodatkowe koszty paliwa w przypadku redysponowania prowadzącego do zwiększenia mocy lub koszty zapewnienia ciepła zapasowego w przypadku redysponowania prowadzącego do obniżenia mocy jednostek wytwarzania energii wykorzystujących wysokosprawną kogenerację;
  - b) przychody netto ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku dnia następnego, które jednostka wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru wygenerowałaby, gdyby nie wydano polecenia redysponowania; w przypadku gdy jednostkom wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru przyznano wsparcie finansowe na podstawie ilości wytworzonej lub zużytej energii elektrycznej, wsparcie finansowe, które byłoby otrzymane, gdyby nie wydano polecenia redysponowania, uznaje się za część przychodów netto.

#### **4. Wzrost odporności sieci na działanie warunków atmosferycznych.**

Art. 4 ust. 1 Prawa energetycznego:

OSD są obowiązani utrzymywać zdolność urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych, a wszystkim odbiorcom oraz przedsiębiorstwom zajmującym się sprzedażą energii zapewnić, na zasadzie równoprawnego traktowania, świadczenie usług dystrybucji energii, na zasadach i w zakresie określonym w Prawie energetycznym.

Parametry jakościowe energii elektrycznej i standardy jakościowe obsługi odbiorców określone są w Rozporządzeniu Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego z dnia 4 maja 2007 r. (rozporządzenie systemowe).

Zgodnie z rozporządzeniem systemowym usługa przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej obejmująca korzystanie z krajowego systemu elektroenergetycznego polega na utrzymywaniu:

- 1) ciągłości dostarczania i odbioru energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz niezawodności jej dostarczania;
- 2) parametrów jakościowych energii elektrycznej.

Przedsiębiorstwo energetyczne świadczące usługę przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej:

- 1) dostarcza energię elektryczną zgodnie z obowiązującymi parametrami jakościowymi, o których mowa w § 38, i na warunkach określonych w umowie o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej albo na podstawie umowy kompleksowej,
- 2) instaluje, na własny koszt, układ pomiarowo-rozliczeniowy w miejscu przygotowanym przez odbiorcę oraz system pomiarowo-rozliczeniowy, w przypadku podmiotów zaliczonych do grup przyłączeniowych IV-VI, zasilanych z sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, z wyłączeniem wytwórców,
- 3) powiadamia odbiorców o terminach i czasie planowanych przerw w dostarczaniu energii elektrycznej w formie, o której mowa w rozporządzeniu systemowym,
- 4) niezwłocznie przystępuje do likwidacji awarii i usuwania zakłóceń w dostarczaniu energii elektrycznej,
- 5) przekazuje odbiorcy, wytwórcy energii elektrycznej, posiadaczowi magazynu energii elektrycznej, sprzedawcy, podmiotowi odpowiedzialnemu za bilansowanie handlowe, dostawcy mocy, o którym mowa w art. 2 ust. 1 pkt 4 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy, a także innym podmiotom upoważnionym przez odbiorcę, dane pomiarowe na zasadach określonych w instrukcji, o której mowa w art. 9g ust. 1 ustawy, lub w warunkach dotyczących bilansowania, o których mowa w art. 18 rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania,
- 6) umożliwia wgląd do wskazań układu pomiarowo-rozliczeniowego oraz dokumentów stanowiących podstawę do rozliczeń za dostarczoną energię elektryczną, a także do wyników kontroli prawidłowości wskazań tych układów.

Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych I-III i VI dopuszczalny czas trwania jednorazowej przerwy planowanej i nieplanowanej w dostarczaniu energii elektrycznej oraz dopuszczalny łączny czas trwania w ciągu roku kalendarzowego wyłączeń planowanych i nieplanowanych określa umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji albo umowa kompleksowa.

Dla podmiotów zaliczanych do grup przyłączeniowych IV i V dopuszczalny czas trwania:  
1) jednorazowej przerwy w dostarczaniu energii elektrycznej nie może przekroczyć w przypadku:

- a) przerwy planowanej - 16 godzin,
- b) przerwy nieplanowanej - 24 godzin;

2) przerw w ciągu roku stanowiący sumę czasów trwania przerw jednorazowych długich i bardzo długich nie może przekroczyć w przypadku:

- a) przerw planowanych - 35 godzin,
- b) przerw nieplanowanych - 48 godzin.

Obowiązek wynikający z przepisów prawa powszechnie obowiązującego jest uzupełniony dokumentem wydanym przez regulatora w zakresie poprawy jakości dostaw energii – **Regulacja jakościowa w latach 2018 – 2025 dla Operatorów Systemów Dystrybucyjnych, którzy dokonali, z dniem 1 lipca 2007 r., rozdzielenia działalności.** Określa on parametry modelu regulacji, w tym katalog wskaźników jakościowych oraz zasad ich kalkulacji, metody wyznaczania celów w zakresie wskaźników jakościowych oraz zasady wpływu realizacji wskaźników jakościowych na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału.

Wskaźnikami mającymi bezpośredni wpływ na przychód regulowany OSD w części dotyczącej zwrotu z kapitału w okresie 2018-2025 są następujące kluczowe wskaźniki efektywności:

- CTPmd - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: duże miasta,
- CTPmp - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CTPm - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: miasta,
- CTPw - wskaźnik regulacyjny czasu trwania przerwy na obszarze: wsie,
- CPmd - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: duże miasta,
- CPmp - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta na prawach powiatu,
- CPm - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: miasta,
- CPw - wskaźnik regulacyjny częstości przerw na obszarze: wsie,
- CRP - Czas Realizacji Przyłączenia,
- CPD - Czas Przekazywania Danych Pomiarowo-Rozliczeniowych, który zostanie wprowadzony do regulacji jakościowej po wdrożeniu przez OSD jednolitego systemu wymiany informacji pomiędzy uczestnikami rynku energii elektrycznej.

Przyznanie premii z tytułu realizacji celów jest zależne od wykonania wskaźników na koniec okresu regulacji jakościowej. Oznacza to, że premia zostanie przyznana jednorazowo w taryfie na 2027 r., pod warunkiem osiągnięcia przez danego OSD wyznaczonych celów końcowych na 2025 r.

## **5. Odtworzenie i modernizacja infrastruktury z uwzględnieniem zmiany technologii.**

J.w. – określony w art. 4 ust. 1 Prawa energetycznego obowiązek utrzymania przez OSD zdolności urządzeń, instalacji i sieci do realizacji zaopatrzenia w energię w sposób ciągły i niezawodny, przy zachowaniu obowiązujących wymagań jakościowych.

**6. Cyfryzacja i automatyzacja - aktywne zarządzanie systemem, w tym: w obszarze sieciowym w szczególności automatyzacja sieci, budowanie sieci inteligentnych, a w zakresie łączności i informatyki w szczególności bezpieczeństwo cybernetyczne, systemy łączności krytycznej, rozwój systemów dziedzinowych niezbędnych dla funkcjonowania OSD (w tym integracja z AMI).**

Ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa – rozdział 3 Obowiązki operatorów usług kluczowych.

Zgodnie z ustawą o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa przedsiębiorstwo energetyczne, o którym mowa w art. 3 pkt 25 Prawa energetycznego, posiadające koncesję na wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie dystrybucji energii elektrycznej, ma status operatora usługi kluczowej w rozumieniu tej ustawy, o ile minister właściwy do spraw energii wydał decyzję o uznaniu za operatora usługi kluczowej. Operator usługi kluczowej jest zobowiązany do wdrożenia systemu zarządzania bezpieczeństwem w systemie informacyjnym wykorzystywanym do świadczenia usługi kluczowej, zgodnie z wymogami określonymi w ustawie, w tym m.in. stosowanie środków łączności umożliwiających prawidłową i bezpieczną komunikację w ramach krajowego systemu cyberbezpieczeństwa. Operator usługi kluczowej w celu realizacji swoich zadań powołuje wewnętrzne struktury odpowiedzialne za cyberbezpieczeństwo lub zawiera umowę z podmiotem świadczącym usługi z zakresu cyberbezpieczeństwa oraz zapewnia przeprowadzenie, co najmniej raz na 2 lata, audytu bezpieczeństwa systemu informacyjnego wykorzystywanego do świadczenia usługi kluczowej.

Art. 41 Rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2196 z dnia 24 listopada 2017 r. ustanawiającego kodeks sieci dotyczący stanu zagrożenia i stanu odbudowy systemów elektroenergetycznych – w rozporządzeniu nałożono na każdego OSD obowiązek zainstalowania systemu komunikacji głosowej z wystarczającym nadmiarowym sprzętem i źródłami rezerwowego zasilania, tak aby umożliwić wymianę informacji na potrzeby planu odbudowy przez okres co najmniej 24 godzin w razie całkowitego braku zewnętrznego zasilania energią elektryczną lub w razie awarii któregośkolwiek pojedynczego urządzenia działającego w systemie komunikacji głosowej.

Wdrożenie systemów na potrzeby systemu pomiarowego – Prawo energetyczne.

Konieczność wdrożenia systemów pozwalających na pozyskiwanie z liczników zdalnego odczytu danych pomiarowych oraz innych informacji rynku energii, wysyłania poleceń do licznika zdalnego odczytu (art. 11u), zapewnienie komunikacji LZO z urządzeniami odbiorcy w gospodarstwie domowym, współpraca z centralnym systemem informacji rynku energii i realizacja procesów za jego pośrednictwem (art. 11z) oraz przekazywanie informacji rynku energii w postaci elektronicznej (art. 11zb) – przepisy dot. działania za pośrednictwem CSIRE wchodzi od 1 lipca 2024 r. Wcześniej jednak OSD są odpowiedzialne za proces przekazania (migracji) danych do CSIRE.

**7. Liczniki klasy AMI - zabudowa liczników klasy AMI, zarówno liczniki u klientów, jak również liczniki w stacjach OSD.**

Art. 11 t ust. 1 - 3 Prawa energetycznego - obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu:

U odbiorców końcowych - obligatoryjnie:

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do dnia 31 grudnia 2028 r., zainstaluje liczniki zdalnego odczytu skomunikowane z systemem zdalnego odczytu w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, w tym stanowiących co najmniej 80% łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, posiadających układ pomiarowo-rozliczeniowy bez przekładników prądowych lub napięciowych, przyłączonych do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV, zgodnie z harmonogramem określonym w ust. 2.

Instalacja liczników zdalnego odczytu odbędzie się do dnia:

- 1) 31 grudnia 2023 r. - w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 15%,
  - 2) 31 grudnia 2025 r. - w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 35%,
  - 3) 31 grudnia 2027 r. - w punktach poboru energii stanowiących co najmniej 65%
- łącznej liczby punktów poboru energii u odbiorców końcowych, o których mowa w ust. 1.

U odbiorców końcowych – na wniosek:

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, w danym roku kalendarzowym zainstaluje na wniosek odbiorcy końcowego przyłączonego do sieci o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV liczniki zdalnego odczytu, w nie więcej niż 0,1% punktów poboru energii u odbiorców końcowych, przyłączonych do sieci tego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego. Przepisu nie stosuje się do odbiorcy końcowego i wytwórcy energii elektrycznej należącego do spółdzielni energetycznej w rozumieniu art. 2 pkt 33a ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii.

Na wniosek odbiorcy lub wytwórcy należącego do spółdzielni energetycznej:

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego lub właściciel urządzeń, instalacji lub sieci, w przypadku gdy użytkownik systemu przyłączony jest do urządzeń, instalacji lub sieci, na których nie wyznaczono operatora systemu elektroenergetycznego:

- 1) zainstaluje licznik zdalnego odczytu w terminie 4 miesięcy od dnia wystąpienia o to odbiorcy końcowego,
- 2) umożliwi komunikację licznika zdalnego odczytu z urządzeniami odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w terminie 2 miesięcy od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy, o ile spełniają one wymagania określone w przepisach wydanych na podstawie art. 11x ust. 4;
- 3) wyposaży punkt ładowania w rozumieniu art. 2 pkt 17 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych należący do odbiorcy końcowego, o którym mowa w ust. 6, w licznik zdalnego odczytu w terminie miesiąca od dnia wystąpienia o to tego odbiorcy.

Na stacjach:

Operator systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zainstaluje nie później niż do dnia 31 grudnia 2025 r. liczniki zdalnego odczytu na wszystkich stacjach elektroenergetycznych transformujących średnie napięcie na niskie, stanowiących element jego sieci dystrybucyjnej, skomunikowane z systemem zdalnego odczytu.

## **8. Inne ( w tym: transport, budynki i budowle, narzędzia i sprzęt specjalistyczny)**

Inwestycje wspomagające działalność OSD.

## II. Obowiązki wynikające z przepisów oczekujących na implementację do prawa krajowego.

Aktualnie przepisy wdrażające przepisy unijne są na etapie projektu krajowego aktu prawnego bądź w pracach przygotowawczych. Implementacji wymaga 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 (dalej: Dyrektywa rynkowa) oraz Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: Dyrektywa oze).

Na podstawie ww. Dyrektyw identyfikuje się następujące obszary aktywności/obowiązki Operatorów Systemów Dystrybucyjnych wymagające jeszcze implementacji:

- 1) korzystanie przez OSD z usług elastyczności i usług systemowych niezależnych od częstotliwości (art. 31 ust. 6 – 9, art. 32 Dyrektywy rynkowej),
- 2) magazynowanie energii – kiedy magazyny są w pełni zintegrowanymi elementami sieci lub na zasadzie interwencyjnej (art. 36 Dyrektywy rynkowej),
- 3) współpraca OSD z odbiorcami aktywnymi i nieobciążanie ich opłatami sieciowymi nieodzwierciedlającymi kosztów (art. 15 Dyrektywy rynkowej) – *choć tutaj obowiązują w prawie krajowym przepisy dotyczące działalności prosumenckiej, które w dużej mierze odpowiadają przepisom Dyrektywy w zakresie odbiorców aktywnych,*
- 4) współpraca OSD z obywatelskimi społecznościami energetycznymi (art. 16 Dyrektywy rynkowej),
- 5) współpraca OSD i niedyskryminacyjne traktowanie uczestników rynku zajmujących się agregacją (art. 17 Dyrektywy rynkowej).

Część z wymogów już została wprowadzona do polskiego porządku prawnego na mocy ostatnich nowelizacji ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (i została wskazana jako przepisy obowiązujące/zaimplementowane – np. obowiązek instalacji liczników zdalnego odczytu), natomiast część jest na etapie prac resortowych (druk UC 74):

Obecnie procedowany projekt ustawy o zmianie ustawy – prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) przewidujący dla OSD:

- a) konieczność uwzględnienia w IRIESD wymagań technicznych dla podmiotów mających świadczyć usługi elastyczności (art. 9g ust. 5c wg projektu),
- b) obowiązek uwzględnienia zapotrzebowania na usługi elastyczności w planie rozwoju OSD (art. 16 ust. 8b wg projektu),

oraz dalej idące obowiązki OSD zakładające m.in. znaczne modyfikacje w:

- a) art. 9c ust. 3 Prawa energetycznego – nowe lub zmienione podstawowe obowiązki OSD:
  - 3) zapewnienie rozbudowy sieci dystrybucyjnej w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię,



- 5a) zakup usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej,
  - 6) zarządzanie ograniczeniami systemowymi i równoważenie mocy biernej z uwzględnieniem warunków technicznych pracy sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej i jej współpracy z siecią przesyłową elektroenergetyczną,
  - 8a) wykorzystanie usług elastyczności, które zapewniają rzeczywisty udział wszystkich kwalifikujących się użytkowników systemu, w tym oferujących energię ze źródeł odnawialnych, zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, magazynowaniem energii elektrycznej oraz agregatorów,
  - 8b) współpracę z OSP przy opracowaniu zasad wykorzystywania usług elastyczności,
  - 9) dostarczanie użytkownikom sieci i operatorom innych systemów elektroenergetycznych, z którymi system jest połączony, informacji o warunkach świadczenia usług dystrybucji energii elektrycznej oraz zarządzaniu siecią, niezbędnych do uzyskania dostępu do sieci dystrybucyjnej i korzystania z tej sieci.
- b) art. 16 Prawa energetycznego w zakresie planów rozwoju OSD; plan rozwoju winien:
- być sporządzany na okres nie krótszy niż 6 lat, podlegać aktualizacji co 2 lata,
  - obejmować dodatkowo prognozę dotyczącą stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej, sporządzaną na okres nie krótszy niż 10 lat,
  - zapewniać przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania tego operatora na usługi elastyczności w okresie 10 lat,
  - obejmować wykorzystanie odpowiedzialności odbioru, efektywności energetycznej, magazynowania energii lub innych zasobów, które operator ten uwzględnia jako rozwiązanie alternatywne wobec rozbudowy sieci dystrybucyjnej,
  - zostać uprzednio skonsultowany (z zachowaniem odpowiednich tajemnic) z zainteresowanymi stronami, oraz zamieszczony na stronie internetowej, wyznaczając termin na zgłaszanie uwag, nie krótszy niż 21 dni, a OSD publikuje wyniki procesu konsultacji na swojej stronie internetowej;
- c) magazynowanie energii:
- Implementuje się ogólny zakaz dla OSD do posiadania instalacji magazynowania energii, ale równocześnie czyniąc w tym zakresie dwa wyjątki pozwalające OSD być właścicielem magazynu, jeżeli:
- a) na wniosek OSD Prezes URE, w drodze decyzji, uznał magazyn energii za „w pełni zintegrowany element sieci” (nowa definicja w Prawie energetycznym, oznaczająca urządzenie lub instalację współpracującą z siecią przesyłową lub siecią dystrybucyjną, w tym magazyn energii elektrycznej, która jest wykorzystywana wyłącznie do zapewniania bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej i nie służy do bilansowania, o którym mowa w art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 ani zarządzania ograniczeniami sieciowymi)
  - b) lub gdy łącznie spełnione są następujące warunki:
    - magazyn energii jest niezbędny OSE w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie będzie on wykorzystywany do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej,
    - Prezes URE w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, wyraził zgodę na przeprowadzenie ww. procedury przetargowej oraz zatwierdził warunki przeprowadzania tej procedury,

- OSE przeprowadził otwartą, przejrzystą i niedyskryminacyjną procedurę przetargową w celu wyłonienia podmiotu mającego świadczyć usługi systemowe na rzecz tego operatora z wykorzystaniem magazynu energii będącego w posiadaniu takiego podmiotu lub przez niego wzniesionego, zarządzanego lub obsługiwanego,
- w wyniku przeprowadzenia procedury, nie wyłoniono żadnego podmiotu, w szczególności z uwagi na brak możliwości świadczenia usług systemowych, w odpowiednich terminach i z uwzględnieniem rozsądnych kosztów realizowanych w oparciu o magazyn energii;

d) redysponowanie nierynkowe:

uprawnienie dla OSD (szersze dla OSP) do polecenia zmniejszenia mocy wytwarzanej ee wobec tych źródeł energii (przyłączonych bezpośrednio lub pośrednio, tj. przez sieć OSDn), względem których wykonanie polecenia w największym stopniu przyczyni się do spełnienia celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (polski projektodawca - inaczej niż w niżej wymienionym Rozporządzeniu - wyłącza z redysponowania magazyny energii i podmioty DSR).

Projektowana regulacja dot. redysponowania zdaje się być swoistą implementacją Rozporządzenia Parlamentu i Rady UE 2019/943 przewidującego redysponowanie (swoistą bo ww. Rozporządzenie jest bezpośrednio stosowane i obowiązuje w całej UE od 01.01.2020r.; redysponowanie – tak wg Rozporządzenia, jak i założeń polskiego projektodawcy - będzie mogło być stosowane wyłącznie w uzasadnionych (następco raportowanych do regulatora) przypadkach, tj. gdy:

- brak jest alternatywnego rozwiązania opartego na zasadach rynkowych (ograniczenia rynkowe są bowiem priorytetem wg Rozporządzenia),
- wyczerpano wszystkie zasoby dostępne na zasadach rynkowych,
- liczba dostępnych jednostek wytwarzania energii, magazynowania energii lub odpowiedzi odbioru jest zbyt niska, aby zapewnić skuteczną konkurencję na obszarze, na którym znajdują się odpowiednie jednostki na potrzeby świadczenia usługi; lub
- aktualny stan sieci prowadzi do tak regularnych i przewidywalnych ograniczeń przesyłowych, że redysponowanie oparte na zasadach rynkowych doprowadziłoby do regularnego składania ofert strategicznych, co podniosłoby poziom wewnętrznych ograniczeń przesyłowych, a dane państwo członkowskie przyjęło plan działania w celu rozwiązania kwestii ograniczeń przesyłowych, albo zapewnia minimalną zdolność dostępną w obrocie międzystrefowym zgodnie z art. 16 ust. 8.

Za redysponowanie nierynkowe OSD będzie musiał wypłacać rekompensatę finansową na rzecz operatora objętej redysponowaniem jednostki wytwarzania.

Wymogi dotyczące redysponowania znajdują się w art. 1 pkt 12 lit. f druku UC 74 wprowadzającym zmiany do art. 9c (po ust. 7 dodaje się ust. 7a-7l) Prawa energetycznego, które na ten moment znajdują się w fazie projektu.

### 3. OBOWIĄZKI WYNIKAJĄCE Z DOKUMENTÓW RZĄDOWYCH – Scenariusz II

#### Polityka Energetyczna Polski do roku 2040.

Trzema filarami przyjętej przez Radę Ministrów w lutym 2021 r. *Polityki energetycznej Polski do roku 2040*, na których oparto osiem celów szczegółowych wraz z działaniami niezbędnymi do ich realizacji oraz projekty strategiczne, są:

- I filar - Sprawiedliwa transformacja
- II filar – Zeroemisyjny system energetyczny
- III filar – Dobra jakość powietrza.

Kluczowe - z punktu widzenia obowiązków OSD - cele szczegółowe i wynikające z nich działania:

➤ **CEL SZCZEGÓŁOWY 2. Rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej (str. 21)**

- Część B) Rozbudowa elektroenergetycznej infrastruktury sieciowej (str. 29-34)

*Działanie 2B.4 Poprawa jakości dostaw energii do konsumenta – do 2025 r. /odpowiedzialni: OSDe, PURE/:*

- realizacja celów i zadań regulacji jakościowej,
- poprawa wskaźników SAIDI i SAIFI,
- osiągnięcie poziomu realizacji 85% umów przyłączeniowych w 12 miesięcy,
- odtwarzanie infrastruktury – w stopniu średnio 1,5% rocznie,
- opracowanie krajowego planu skablowania SN do 2040 r. (do 2021) oraz stopniowe zastępowanie sieci pasywnej – aktywną.

*Działanie 2B.5 Zapewnienie warunków sprawnego działania w sytuacjach awaryjnych, w szczególności poprzez (w ciągu całej perspektywy PEP2040 - odpowiedzialni: OSDe):*

- zwiększenie wykorzystania w sieciach średnich napięć elementów sterowania i automatycznej rekonfiguracji (2025/2030),
- wyposażenie systemów oraz linii SN i nN w urządzenia sterowania, diagnostyki i analizy pracy sieci (2025 / 2030),
- wdrożenie cyfrowego systemu łączności w sieci w OSDe (2021),
- zapewnienie przez OSDe zasobów dla właściwego funkcjonowania systemu.

*Działanie 2B.6 Dążenie do rozwoju technologii magazynowania, w tym uregulowanie w 2021 r. statusu prawnego instalacji magazynowania energii elektrycznej – umożliwienie osiągnięcia poziomu gromadzenia energii w magazynach równej 10% mocy zainstalowanej w elektrowniach wiatrowych w 2023 r. - w ciągu całej perspektywy PEP2040, (odpowiedzialni: MKiŚ, spółki dystrybucyjne).*

*Działanie 2B.7 Budowa inteligentnych sieci elektroenergetycznych – 2023/2028, (odpowiedzialni: MKiŚ, MC, spółki dystrybucyjne).*

**Projekt strategiczny PEP - 2B: rozwój inteligentnych sieci**

- utworzenie operatora informacji rynku energii;
- stworzenie warunków funkcjonowania internetu rzeczy;
- wyposażenie 80% gospodarstw domowych w liczniki zdalnego odczytu do 2028 r. - działanie 4A.2

➤ **CEL SZCZEGÓŁOWY 4. Rozwój rynków energii (str. 44 - 48)**

- Część A) Rozwój rynku energii elektrycznej

*Działanie 4A.2 **Wzmocnienie pozycji konsumenta energii elektrycznej – wyposażenie do 2028 r. 80% gospodarstw domowych w i liczniki zdalnego odczytu – do 2028 r.***  
*/odpowiedzialni: spółki dystrybucji/*

*Działanie 4A.3 **Wdrożenie obowiązku zawierania umów z konsumentami wyłącznie na podstawie GUD - 2021 r.*** /odpowiedzialni: MKiŚ/

*Działanie 4A.5 **Wyłączenie dobowej krzywej zapotrzebowania na moc - 2021 r.***  
*/odpowiedzialni: MKiŚ, spółki energetyczne, PURE/:*

- zapewnienie możliwości korzystania z taryf dynamicznych,
- zapewnienie warunków rozwoju technologii magazynowania, elektromobilności, inteligentnych sieci

*Działanie 4A.6 **Urynkowanie usług systemowych oraz zwiększenie kompetencji dystrybutorów w zakresie lokalnego bilansowania – 2021,*** /odpowiedzialni: MKiŚ, spółki dystrybucji/

➤ **CEL SZCZEGÓŁOWY 6. Rozwój odnawialnych źródeł energii (str. 62 - 69)**

*Działanie 6.3 **Zapewnienie warunków rozwoju energetyki rozproszonej – prosumentów energii odnawialnej, klastrów energii, spółdzielni energetycznych - w ciągu całej perspektywy PEP2040,*** (odpowiedzialni: MKiŚ, MRPiT, samorządy, inne podmioty)

*Działanie 6.4 **Zapewnienie warunków bilansowania źródeł odnawialnych - w ciągu całej perspektywy PEP2040*** /odpowiedzialni: MKiŚ/

*Działanie 6.5 **Zapewnienie wsparcia finansowego dla OZE oraz udoskonalenie istniejących jego form z uwzględnieniem roli technologii w KSE - w ciągu całej perspektywy PEP2040 lub do osiągnięcia dojrzałości ekonomicznej*** (odpowiedzialni: MKiŚ, NFOŚiGW, WFOŚiGW, inne podmioty).

## **4. PROPOZYCJE ZMIAN PRAWNYCH USPRAWNIAJĄCYCH REALIZACJĘ INWESTYCJI I PRZYŁĄCZANIE OZE – wsparcie realizacji Scenariusza I i II**

Mając na względzie zidentyfikowane potrzeby inwestycyjne Operatorów, związane z rosnącą liczbą źródeł oze w systemie, chęcią przyłączenia się dużych odbiorców istotnych ze względu na rozwój gospodarczy Państwa, a także sprawnym inwestowaniem w celu wykorzystania funduszy pomocowych, przedstawiamy propozycje zmian w prawie, usprawniających prowadzenie inwestycji Operatorów Systemów Dystrybucyjnych Elektroenergetycznych. Zostały one przedstawione w podziale na koszyki priorytetów, według stopnia, w jakim pozwolą na usprawnienie procesu inwestycyjnego, a także oceny realności wprowadzenia danej zmiany.

### **KOSZYK I – zmiany priorytetowe**

#### **1. Ujęcie określonych inwestycji OSD związanych z rozwojem sieci 110 kV w Ustawie o przygotowaniu i realizacji strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych.**

Mając na względzie pojawiające się potrzeby przyłączenia dużych inwestorów, kluczowych dla rozwoju Państwa, które to przyłączenia nie są przewidziane w planach rozwoju, a także rosnące potrzeby rozwoju sieci związane z dynamicznym rozwojem oze, wsparciem elektromobilności oraz nowymi zadaniami nakładanymi na Operatorów, postuluje się ujęcie w specustawie przesyłowej inwestycji OSD związanych z rozwojem sieci 110 kV, wskazanych w załączniku do specustawy (analogicznie jak inwestycje OSP).

#### ***Zmiana art. 1 ust. 2 pkt 1 poprzez nadanie mu brzmienia:***

- 1) inwestor – operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego albo operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, z późn. zm.) realizującego strategiczną inwestycję w zakresie sieci przesyłowej;

#### ***Zmiana art. 1 ust. 2 pkt 3 poprzez nadanie mu brzmienia:***

- 3) sieć przesyłowa – sieć przesyłową i sieć dystrybucyjną o napięciu co najmniej 110 kV w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne;

Dodanie do Załącznika – Wykazu strategicznych inwestycji w zakresie sieci przesyłowych pkt 53 - ... (lista inwestycji)

Alternatywnie, określenie inwestycji w rozporządzeniu, wydawanym na podstawie delegacji określonej w specustawie:

Art. 3b. 1. Przepisy ustawy stosuje się również do inwestycji w zakresie sieci o napięciu 110 kV w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne określonych w rozporządzeniu, o którym mowa w ust. 3.

2. Inwestorem w odniesieniu do inwestycji w zakresie linii o napięciu 110 kV, o których mowa w ust. 1, jest operator systemu dystrybucyjnego w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

3. Rada Ministrów określi, w drodze rozporządzenia, wykaz inwestycji w zakresie sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w rozumieniu ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, polegających na budowie lub przebudowie linii o napięciu równym lub większym niż 110 kV, do których stosuje się przepisy ustawy, biorąc pod uwagę znaczenie inwestycji dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju krajowego przemysłu obejmującego zakłady przemysłowe strategicznej produkcji dla obronności państwa, wysokich technologii elektronicznych i procesorów, elektromobilności, innowacyjnej technologii wodorowej, lotnictwa, motoryzacji oraz przemysłu tworzyw sztucznych.

## **2. Zmiany w ustawie o gospodarce nieruchomościami (ułatwienia prowadzenia inwestycji nieprzewidzianych w specustawie)**

Zmiany w art. 124 ugn polegające na udroźnieniu procesu ograniczenia prawa do nieruchomości w związku z budową sieci:

- postuluje się nadanie decyzji z art. 124 ugn rygoru natychmiastowej wykonalności. Co prawda funkcjonuje w art. 124 ust. 1a, stanowiący, iż *w przypadkach określonych w art. 108 Kodeksu postępowania administracyjnego lub uzasadnionych ważnym interesem gospodarczym starosta, wykonujący zadanie z zakresu administracji rządowej, na wniosek podmiotu, który będzie realizował cel publiczny, udziela, w drodze decyzji, zezwolenia na niezwłoczne zajęcie nieruchomości po wydaniu decyzji, o której mowa w ust. 1. Decyzji o niezwłocznym zajęciu nieruchomości nadaje się rygor natychmiastowej wykonalności*, jednak praktyka pokazuje, że odwołania od decyzji wydanej na mocy ust. 1 skutecznie opóźniają inwestycje,
- proponuje się określenie terminu (30 dni) na przeprowadzenie skutecznych rokowań (poprzedzających wydanie zezwolenia) z właścicielem, użytkownikiem wieczystym lub osobą, której przysługują inne prawa rzeczowe do nieruchomości,
- postuluje się w art. 124b ust. 1 dodać „przebudowę”,
- postuluje się w art. 124b ust. 3 wydłużyć termin udostępnienia nieruchomości do 9 miesięcy,
- postuluje się wyraźne objęcie hipotezą przepisów art. 124 i nast. ugn zadań inwestycyjnych związanych z przyłączaniem odbiorców do sieci. W obecnym stanie prawnym zastosowanie tego przepisu do urządzeń infrastruktury technicznej jest warunkowane charakterem celu publicznego inwestycji wynikającym z ustaleń zawartych w planie miejscowym albo w decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji celu publicznego. Inwestycja mająca na celu wyłącznie przyłączenie konkretnego odbiorcy w orzecznictwie nie jest uznawana za inwestycję celu publicznego, a niejednokrotnie wiąże się ona z budową urządzeń na licznych nieruchomościach osób trzecich. Brak możliwości skorzystania z art. 124 ugn w przypadku oporu właścicieli tych nieruchomości eliminuje z tego trybu znaczącą część zadań inwestycyjnych o charakterze przyłączeniowym, co rodzi po stronie OSD konieczność skorzystania z sądowego ustanowienia służebności przesyłu, a to znacznie wydłuża proces pozyskania

tytułów prawnych. Postuluje się, aby w takich przypadkach cel publiczny był rozumiany jako suma interesów jednostkowych podmiotów przyłączanych do sieci OSD w zakresie wykonywanych przez OSD zadań publicznych określonych w art. 7 Prawa energetycznego (analogicznie jak w art. 67 ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych: *Budowa ogólnodostępnych stacji ładowania wskazanych w planie oraz realizacja przedsięwzięć niezbędnych do przyłączenia ich do sieci, w szczególności modernizacja, rozbudowa albo budowa sieci, stanowią cel publiczny w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami*).

-postuluje się dodanie w art. 125a ugn odrębnej kategorii nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym, tj. nieruchomości, co do których na skutek zdarzeń zaistniałych z mocy samego prawa (np. tzw. uwłaszczenie, ale również spadkobranie) istnieje niezgodność pomiędzy stanem ujawnionym w księdze wieczystej a rzeczywistym stanem prawnym, powstałym z na skutek tych zdarzeń i nie zostało zakończone postępowanie w celu uzyskania deklaratoryjnego orzeczenia stanowiącego podstawę do wpisu w księdze wieczystej. Postulowane rozwiązanie pozwoliłoby na zastosowanie art. 124, 124b, 125 i 126 ugn do takich nieruchomości bez konieczności uprzedniego uzgodnienia stanu wieczystoksięgowego.

3. **Postulat przyjęcia kompleksowego aktu prawnego, regulującego prowadzenie inwestycji sieciowych i posadowienie infrastruktury na gruntach nienależących do przedsiębiorstw – właścicieli tej infrastruktury, ale także regulującego kwestie „zaszłości” (typu ustawa o korytarzach przesyłowych).**

## **KOSZYK II – zmiany istotne**

### **1. Zmiany w ustawie Prawo budowlane.**

#### **1) Uzupelnienie definicji przebudowy**

Specyfika obiektów liniowych oraz sieci powoduje, że przy obecnej definicji „przebudowy” operatorzy sieci mają ograniczoną możliwość skorzystania z niej, ze względu na fakt, iż w trakcie nawet stosunkowo niewielkiej przebudowy może nastąpić zmiana charakterystycznych parametrów, co skutkuje koniecznością uzyskania pozwolenia na budowę.

Art. 3 pkt 7a): „przebudowie - należy przez to rozumieć wykonanie robót budowlanych, w wyniku których następuje zmiana parametrów użytkowych lub technicznych istniejącego obiektu budowlanego, z wyjątkiem charakterystycznych parametrów, jak: kubatura, powierzchnia zabudowy, wysokość, długość, szerokość bądź liczba kondygnacji, z zastrzeżeniem art. 3 pkt 3a; w przypadku dróg są dopuszczalne zmiany charakterystycznych parametrów w zakresie niewymagającym zmiany granic pasa drogowego,

- 2) **Wprowadzenie możliwości realizacji budowy linii elektroenergetycznych niskich i średnich napięć na zasadach określonych w art. 29 i 29a), tzn. analogicznie jak dla przyłączy.**

linie elektroenergetyczne niskich i średnich napięć budowane są w zdecydowanej większości przypadków w oparciu o standardowe powtarzalne rozwiązania projektowe zawarte w tzw. albumach typizacyjnych. Każdorazowe uzyskiwanie pozwolenia na ich budowę jest nieuzasadnione i znacząco wydłuża proces budowlany.

Art. 29. 1. Pozwolenia na budowę nie wymaga budowa:

(...)

Art. 29 ust. 1 pkt 19a. sieci:

a) elektroenergetycznych obejmujących napięcie znamionowe niższe niż 110 kV,

Art. 29a ust. 1:

1. Budowa sieci elektroenergetycznych obejmujących napięcie znamionowe niższe niż 110 kV, o których mowa w art. 29 ust. 1 pkt 19 aa, przyłączy, o których mowa w art. 29 ust. 1 pkt 20, oraz stacji ładowania, w rozumieniu art. 2 pkt 27 ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. o elektromobilności i paliwach alternatywnych, wymaga sporządzenia planu sytuacyjnego na kopii aktualnej mapy zasadniczej lub mapy jednostkowej przyjętej do państwowego zasobu geodezyjnego i kartograficznego.

- 3) Wprowadzenie do ustawy przepisu, zgodnie z którym osoby, których nieruchomości zostały ograniczone w sposobie korzystania z nich poprzez zezwolenie na zakładanie i przeprowadzanie przewodów i urządzeń służących do przesyłu i dystrybucji energii elektrycznej, nie mogą być stronami w postępowaniu w sprawie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę tych przewodów i urządzeń.** Obecne przepisy umożliwiają tym osobom na różnych etapach procesu budowlanego wielokrotne blokowanie i wydłużanie całego procesu, pomimo wcześniejszej decyzji zezwalającej przedsiębiorstwu energetycznemu na zakładanie i przeprowadzanie przewodów i urządzeń przez nieruchomość.

art. 28 ust. 2

Stronami w postępowaniu w sprawie pozwolenia na budowę są: inwestor oraz właściciele, użytkownicy wieczysti lub zarządcy nieruchomości znajdujących się w obszarze oddziaływania obiektu, z wyłączeniem właścicieli, użytkowników wieczystych i zarządców nieruchomości, dla których została wydana decyzja, o której mowa w art. 124 ust. 1 Ustawy z dnia z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami (tj. Dz.U. 2020, poz. 65).

- 4) Proponuje się wprowadzenie do ustawy regulacji, zgodnie z którą w przypadku objęcia nieruchomości o nieuregulowanym stanie prawnym postępowaniem w sprawie wydania decyzji o pozwoleniu na budowę dla urządzeń technicznych oraz obiektu liniowego, władający tą nieruchomością powiadamiani są w drodze obwieszczenia (dot. postępowania i decyzji).** Podczas inwestycji OSD wielokrotnie mają do czynienia z nieruchomościami o nieuregulowanych od dziesięcioleci kwestiach spadkowych, uregulowanie których praktycznie nie jest możliwe. Sytuacja taka



skutecznie uniemożliwia lub znacząco wydłuża proces przygotowania formalnoprawnego i realizacji budowy linii.

W art. 5a dodaje się nowy ust. 1a o brzmieniu:

1a. W przypadku budowy urządzeń technicznych lub obiektu liniowego, a także wykonywania innych robót budowlanych dotyczących obiektu liniowego, przepis art. 49 Kodeksu postępowania administracyjnego stosuje się także w przypadku, gdy nie jest uregulowany stan prawny nieruchomości, na której ma być realizowana budowa bądź roboty budowlane.

**5) Postuluje się uregulowania dotyczące stref, w których występuje przekroczenie dopuszczalnego poziomu oddziaływania pola elektromagnetycznego.**

**2. Zmiany w ustawie o drogach publicznych**

W regulacji znajduje się szereg ograniczeń, np. wykonywanie przebudowy na koszt własny i zachowanie nie zawsze uzasadnionych technicznie odległości od pasów drogowych, wobec czego przedstawiamy postulat:

- zmiany art. 39 - poprzez określenie, że koszt przełożenia lub przebudowy infrastruktury ponosi zarządca drogi w przypadku budowy, przebudowy lub remontu drogi (obecnie właściciel infrastruktury);
- usunięcia ograniczenia możliwości usytuowania linii elektroenergetycznych w odległości mniejszej niż 5 m od granicy pasa drogowego poprzez nadanie zarządcy drogi uprawnienia do wyrażenia zgody na lokalizację urządzenia bez zachowania tej odległości Biorąc pod uwagę szerokość pasa drogowego obecny zapis skutecznie wydłuża proces budowy sieci oraz przyłączenia do sieci, a niekiedy wręcz go uniemożliwia.

Art. 39 ust. 5:

5. Jeżeli budowa, przebudowa lub remont drogi wymaga przełożenia lub przebudowy urządzenia lub obiektu, o którym mowa w ust. 3, koszt tego przełożenia lub przebudowy ponosi zarządca drogi.

Art. 42 ust. 3:

3. Urządzenia liniowe, o których mowa w ust. 1, oraz przyłącza elektroenergetyczne mogą być umieszczane:

- 1) na obszarach narażonych na niebezpieczeństwo powodzi - na skarpach nasypów drogowych, z wyjątkiem nasypów spełniających jednocześnie funkcję wałów przeciwpowodziowych, a w przypadku braku takiej możliwości - na krawędzi korony drogi,
- 2) na terenach górskich, zalesionych i w parkach narodowych - w pasie drogowym poza koroną drogi,

**3) w odległości mniejszej niż określona w ust. 1 bądź w pasie drogowym poza koroną drogi**

- na warunkach określonych przez zarządcę drogi i za jego zgodą. Przepis art. 38 ust. 3 stosuje się odpowiednio.

Istotna pozostaje także kwestia uregulowania postępowania w sytuacji, gdy urządzenia OSD mają znaleźć się w pasie drogowym projektowanej drogi, a w okresie, gdy były umieszczane, znajdowały się poza pasem drogowym. Sytuację, w której infrastruktura OSD została wybudowana, a potem znalazła się w pasie drogowym, częściowo reguluje art. 38 Ustawy o drogach publicznych. W tym miejscu art. 39 ust. 5 Ustawy o drogach nie ma zastosowania, ponieważ reguluje jedynie sytuację związaną z przełożeniem infrastruktury, co do której zostało wydane odpowiednie zezwolenie. Taki pogląd potwierdzony został przez Sąd Najwyższy w wyroku z dnia 30 maja 2017 r., IV CSK 417/16. Sam art. 38 Ustawy o drogach reguluje jedynie w ust. 2 i 3 sytuację, w której to właściciel urządzeń chce je przebudować lub wyremontować (wskazując, że wymaga to zgody zarządcy drogi). Wobec braku odpowiedniej regulacji, należy rozważyć wprowadzenie obowiązku ponoszenia tych kosztów przez zarządcę drogi, w razie gdy infrastruktura OSD została wybudowana, a potem znalazła się w pasie drogowym.

OSD nie jest stroną pozwolenia na budowę lub ZRID – pojawia się pytanie o możliwość kwestionowania tych decyzji w zakresie, w jakim dotyczą infrastruktury elektroenergetycznej i o obowiązek poniesienia przez inwestora kosztów z tym związanych (11f ust. 1 pkt 8 f ustawy o szczególnych zasadach przygotowania i realizacji inwestycji w zakresie dróg publicznych – ustawa z 10 kwietnia 2003 r.)

Należy rozważyć wprowadzenie regulacji pozwalającej wprost OSD posiadanie przymiotu strony w tym postępowaniu. Specustawa drogowa nie zawiera przepisów wyłączających zastosowanie Ustawy o drogach publicznych. Z tego względu, jeśli ZRID nałoży na zarządcę drogi obowiązek przebudowy sieci, uzbrojenia terenu, w zakresie, w jakim OSD zobowiązany jest do pokrycia kosztów przełożenia lub innych kosztów na podstawie art. 32 i art. 39 ust. 5 Ustawy o drogach publicznych, nadal będzie musiał te koszty ponieść. W tym zakresie konieczne byłoby wprowadzenie obowiązku ponoszenia tych kosztów także przez zarządcę drogi.

### **3. Zmiany w kodeksie cywilnym i kodeksie postępowania cywilnego**

#### Zmiany dotyczące sądowego ustanowienia służebności przesyłu:

- postuluje się uzupełnienie przepisów art. 626 k.p.c. w ten sposób, że w postępowaniu o ustanowienie służebności przesyłu sąd, na wniosek wnioskodawcy, w przypadku stwierdzenia przesłanek do ustanowienia służebności przesyłu obligatoryjnie wydaje postanowienie wstępne, w którym uznaje roszczenie za usprawiedliwione co do zasady. Postanowienie wstępne z chwilą uprawomocnienia stanowi tytuł zabezpieczenia, wykonalny bez nadawania mu klauzuli wykonalności. Ustalenie przebiegu i zakresu służebności oraz wynagrodzenia za jej ustanowienie nastąpi na dalszym etapie postępowania. Postanowienie wstępne stanowić będzie dla inwestora podstawę do złożenia oświadczenia o dysponowaniu nieruchomością na cele budowlane oraz do wejścia w teren i rozpoczęcia robót;

- postuluje się uzupełnienie przepisów art. 305<sup>2</sup> k.c. o wytyczną, zgodnie z którą zakres służebności przesyłu w postępowaniu sądowym określa przedsiębiorca, z uwzględnieniem możliwości korzystania z nieruchomości zgodnie z przeznaczeniem urządzeń. Wobec braku

szczegółowych wytycznych w zakresie sądowego ustanowienia służebności przesyłu oraz biorąc pod uwagę liczne wypowiedzi orzecznictwa aprobujące taki kierunek wykładni, uzupełnienie przepisów w tym zakresie przyczyni się do usprawnienia postępowania i ujednolicenia podejścia sądów do określenia pasa służebności.

#### Zmiany dotyczące zasiedzenia służebności:

Art. 305<sup>3</sup> § 4. Służebność przesyłu może być nabyta przez zasiedzenie w przypadku korzystania z trwałego i widocznego urządzenia, o którym mowa w art. 49 § 1 k.c. Przepisy o zasiedzeniu nieruchomości stosuje się odpowiednio.

Przepisy przejściowe:

1. W przypadku, gdy do dnia wejścia w życie ustawy z dnia 30 maja 2008 r. o zmianie ustawy - Kodeks Cywilny oraz niektórych innych ustaw, doszło do zasiedzenia służebności gruntowej przez przedsiębiorcę będącego właścicielem urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1 k.c., odpowiednie zastosowanie mają przepisy art. 305<sup>1</sup> – 305<sup>4</sup> k.c.
2. Do zasiedzenia służebności przesyłu wlicza się okres posiadania służebności gruntowej istniejący przed wejściem w życie ustawy z dnia 30 maja 2008 r. o zmianie ustawy – Kodeks cywilny oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 116, poz. 731).

Uzasadnienie:

Ustawa o zmianie ustawy – Kodeks cywilny oraz niektórych innych ustaw (Dz. U. Nr 116, poz. 731), która weszła w życie z dniem 3 sierpnia 2008 r., wprowadziła do polskiego systemu prawnego kolejny – obok służebności gruntowych i służebności osobistych – rodzaj służebności, tj. służebność przesyłu (art. 305<sup>1</sup> – 305<sup>4</sup> k.c.). Postanowienie Trybunału Konstytucyjnego z dnia 17 października 2018 r. sygn. akt. P 7/17 sygnalizuje potrzebę uzupełnienia przepisów dotyczących służebności przesyłu o rozstrzygnięcie zagadnienia zaliczalności posiadania służebności przed 2008 r. do okresu wymaganego przy nabyciu służebności przesyłu w drodze zasiedzenia.

#### **KOSZYK III – zmiany do przeanalizowania i ew. zgłoszenia bez nadania priorytetu**

##### **1. Zmiany w ustawie o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym.**

Postulat zwiększenia roli OSD w procesie tworzenia planów zagospodarowania gmin (prawo głosu w procesie uzgodnieniowym).

##### **2. Zmiany w ustawie o ochronie gruntów rolnych i leśnych.**

Postulat wprowadzenia usprawnień w zakresie wyłączenia gruntów klas I-III z produkcji rolniczej lub leśnej na potrzeby inwestycji sieciowej (np. odstąpienie od pozyskania zgody w przypadku inwestycji o niewielkiej powierzchni).

Aktualnie ustawa przewiduje długotrwałą procedurę - skutkiem tego budowa nawet niewielkiej (kompaktowej) stacji elektroenergetycznej SN/nN lub złącza nN, służących bezpośredniemu zasileniu odbiorców, znacząco się wydłuża.

##### **3. Zmiany w ustawie o spółdzielniach mieszkaniowych.**

Postuluje się usprawnienie procedury pozyskiwania zgody na rozbudowę urządzeń elektroenergetycznych w przypadku wielości udziałowców spółdzielni (i konieczności pozyskania zgody wszystkich członków spółdzielni). Wielu członków spółdzielni

mieszkaniowych wyodrębniło oddzielną nieruchomość i tym samym uzyskało udziały w nieruchomościach spółdzielni. W razie konieczności nawet niewielkiej rozbudowy urządzeń elektroenergetycznych leżących na terenie (lub w obiektach) należących do spółdzielni, np. w celu przyłączenia do sieci nowych budynków spółdzielni lub przyłączenia punktów ładowania, zapisy ustawy nakazują uzyskanie zgód od wszystkich członków spółdzielni, w tym przypadku również indywidualnych zgód osób, które dokonały ww. wyodrębnienia nieruchomości. Taka sytuacja znacząco utrudnia i wydłuża tę procedurę.

W zakresie zmian, usprawniających przyłączanie odnawialnych źródeł energii, celowe jest rozważenie następujących zmian w prawie (lub IRiESD), które mają na celu tzw. bezinwestycyjne uwolnienie dostępnych mocy przyłączeniowych:

- wprowadzenie przepisów dotyczących cable pooling i umożliwiających przyłączenie źródeł oraz magazynów, których suma mocy zainstalowanej obiektów wytwarzających lub magazynujących energię elektryczną jest wyższa, niż moc przyłączeniowa,
- rozwiązań dla mikroinstalacji wyposażonych w magazyny energii w zakresie sposobu ustalania łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej,
- kwestii opłat, w tym: zmiany progu mocowego, dla którego stosowana jest preferencyjna opłata przyłączeniowa, zmiany regulacji dotyczących wysokości zaliczki na poczet opłaty za przyłączenie do sieci, opłaty za rozpatrzenie wniosku i zabezpieczenia wykonania zobowiązań,
- okresu ważności warunków przyłączenia.