

UZASADNIENIE

Projekt ustawy o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (UC 74) obejmuje w szczególności propozycje przepisów implementujących do polskiego porządku prawnego dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE, zwaną dalej „dyrektywą 2019/944” lub „dyrektywą”.

W projekcie proponuje się wprowadzenie zmian w następujących obszarach:

- 1) wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny;
- 2) wprowadza się dostęp dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych i mikro przedsiębiorców o rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh do narzędzia porównywania ofert sprzedaży energii elektrycznej;
- 3) wprowadza się ramy prawne do funkcjonowania obywatelskich społeczności energetycznych, reguluje ich prawa i obowiązki, w tym prawo odbiorcy do przystąpienia do obywatelskiej społeczności energetycznej przy zachowaniu pełni praw konsumenckich i do opuszczenia społeczności bez sankcji;
- 4) wprowadza się prawo odbiorcy do zawierania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej z co najmniej jednym sprzedawcą i każdym sprzedawcą, który ma ponad 200 000 odbiorców, oraz prawo do otrzymywania informacji na temat korzyści i ryzyk związanych z takimi umowami;
- 5) wprowadza się przepisy dotyczące agregatora na rynku energii elektrycznej, jego zadań i uprawnień;
- 6) wprowadza się przepisy dotyczące odpowiedzi odbioru i odbiorcy aktywnego na rynku energii, w tym proponuje się nowy model rozliczeń prosumentów, w którym możliwe będzie korzystanie z osobnego rozliczenia energii elektrycznej wprowadzanej i pobieranej z sieci;
- 7) wzmacnia się obowiązujące prawa odbiorców oraz wprowadza nowe prawa w zakresie sprzedaży energii elektrycznej (nowe warunki umowne, obowiązki dotyczące rozliczeń, rozwiązywania sporów ze sprzedawcą, obowiązki informacyjne), a także dostosowuje się przepisy ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie umów kompleksowych;

- 8) dostosowuje się zadania operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego i operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym wprowadza przepisy dotyczące usług systemowych, usług elastyczności oraz wprowadza się zmiany w zakresie bilansowania;
- 9) dostosowuje się zadania regulatora do przepisów dyrektywy 2019/944, w tym zadania związane z regionalnymi centrami koordynacyjnymi, powołanymi na mocy rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej, zwanego dalej „rozporządzeniem 2019/943” oraz wprowadza się możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego, kogo praw dotyczy wykonywanie obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne, co wypełnia normę art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944;
- 10) wprowadza się przepisy regulujące przesłanki do bycia właścicielem instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych i przez operatorów systemów przesyłowych elektroenergetycznych;
- 11) dokonuje się zmian w zakresie działania Koordynatora do spraw negocjacji, rozszerzając m.in. zakres zadań tego podmiotu o nowe rodzaje umów wprowadzane do ustawy – Prawo energetyczne;
- 12) wdraża się mechanizm nierynkowego ograniczania w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii przez operatorów systemu elektroenergetycznego;
- 13) nadaje się uprawnienia Prezesowi URE do ingerowania z urzędu lub na wniosek strony w treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego, w określonych przypadkach;
- 14) przyznaje się Prezesowi URE uprawnienia do samodzielnego ustalenia cen i stawek opłat dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia temu przedsiębiorstwu taryfy, gdy ta decyzja jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat;
- 15) przyznaje się Prezesowi URE uprawnienie do udzielenia określonym podmiotom odstępstwa od stosowania wskazanych w decyzji przepisów w ramach realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub

teleinformatycznych w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”;

- 16) doprecyzowuje się przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo w ten sposób, że nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo;
- 17) wprowadza się obowiązek stosowania wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych;
- 18) dodaje się przepisy mające na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych podstawy prawnej do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci, wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe;
- 19) rozstrzyga się wątpliwości dotyczące możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego;
- 20) dokonuje się zwiększenia opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów;
- 21) wprowadza się zmiany w obszarze linii bezpośrednich.

Ponadto projekt usuwa zidentyfikowane luki w prawie oraz doprecyzowuje przepisy wywołujące rozbieżności interpretacyjne.

Ad 1. Techniczna zmiana sprzedawcy

W projekcie ustawy wprowadza się przepisy umożliwiające od 2026 r. techniczną zmianę sprzedawcy energii elektrycznej w 24 godziny. Propozycje zmian przedstawione w art. 1 pkt 3 projektu implementują do polskiego porządku prawnego art. 12 ust. 1 i 5 dyrektywy 2019/944, uwzględniając, będące w toku procesu legislacyjnego (ustawa z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw) propozycje dotyczące powstania w Polsce centralnego systemu informacji rynku energii (CSIRE).

Należy mieć na uwadze, że po wdrożeniu w Polsce CSIRE zmieni się model realizacji procesów tj. zgłoszenia zmiany sprzedawcy nie będą już wysyłane do operatora systemu dystrybucyjnego (OSD) i operatora systemu przesyłowego (OSP) oraz nie będą przez nich weryfikowane. Będą one wysyłane przez sprzedawcę, w imieniu odbiorcy, do systemu CSIRE i tam nastąpi automatyczna weryfikacja zgłoszenia, na podstawie zgromadzonych w CSIRE informacji. Rola OSD i OSP w zakresie zmiany sprzedawcy ograniczy się w tym modelu

jedynie do dostarczania do CSIRE różnych informacji rynku energii, na podstawie których ten proces będzie realizowany. Stąd proponuje się dodanie do art. 4j ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne, zwanej dalej „ustawą – Prawo energetyczne” ust. 6a-6d dotyczących zmiany sprzedawcy, adekwatnie do nowego modelu rynku tj. czas trwania procesu zmiany sprzedawcy nie powinien być liczony od poinformowania OSD lub OSP o zawartej przez odbiorcę umowie z nowym sprzedawcą, a od poinformowania operatora informacji rynku energii (OIRE) przez nowego sprzedawcę za pośrednictwem CSIRE. Proponuje się także dodanie nowego ust. 6e do art. 4j, wskazującego na możliwość uczestnictwa przez odbiorców końcowych energii elektrycznej będących gospodarstwami domowymi w systemach grupowej zmiany sprzedawcy energii elektrycznej. Obowiązujące przepisy nie wyłączają takiej możliwości, jednak w celu uniknięcia wątpliwości i przede wszystkim właściwej implementacji art. 12 ust. 5 dyrektywy 2019/944 zasadne wydaje się wprowadzenie treści zaproponowanej w ust. 6e.

Ad 2. Porównywarka ofert sprzedaży energii elektrycznej.

W art. 1 pkt 33 projektu ustawy do ustawy – Prawo energetyczne dodaje się rozdział 4b ustanawiający ramy prawne dla funkcjonowania porównywarki ofert sprzedaży energii elektrycznej.

Zgodnie art. 14 dyrektywy 2019/944, państwa członkowskie zobowiązano do zapewnienia, aby przynajmniej odbiorcy energii elektrycznej będący gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorcy, w rozumieniu ustawy z dnia 6 marca 2018 r. - Prawo przedsiębiorców (Dz. U. z 2021 r. poz. 162), o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh mieli nieodpłatny dostęp do co najmniej jednego narzędzia porównywania ofert sprzedawców, w tym ofert dotyczących zawarcia umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej. Niezależne narzędzia porównywania ofert stanowić mają skuteczny środek umożliwiający mniejszym odbiorcom ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert energii, obniżyć koszty wyszukiwania oraz zapewnić właściwą równowagę między zapotrzebowaniem na jasne i zwięzłe informacje, a zarazem na informacje kompletne i wyczerpujące. Dzięki dostępności w jednym miejscu ofert sprzedaży energii elektrycznej wszystkich sprzedawców energii, niezależna porównywarka ofert stanowić ma skuteczny środek umożliwiający ocenę zalet różnych dostępnych na rynku ofert sprzedaży energii elektrycznej i tym samym umożliwić im wybór najlepszej oferty rynkowej. W przypadku np. stosowania przez sprzedawcę oferty promocyjnej, trwającej jedynie przez oznaczony w umowie okres, informacja ta powinna wprost wynikać z przedstawianej przez niego w wyszukiwarce oferty.

W projekcie ustawy proponuje się ograniczenie obowiązkowego zakresu

porównywanych informacji do elementów wymaganych przez dyrektywę, tj. do ofert sprzedaży energii elektrycznej odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych i mikroprzedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, jednocześnie wprost dopuszczając porównanie innych usług związanych ze sprzedażą energii elektrycznej świadczonych przez sprzedawców energii.

W celu zrealizowania przepisu dyrektywy 2019/944, zobowiązującego państwo członkowskie do zapewnienia odbiorcom końcowym w gospodarstwach domowych oraz mikro przedsiębiorcom o przewidywanym rocznym zużyciu poniżej 100 000 kWh, dostępu do przynajmniej jednego narzędzia porównującego wszystkie oferty na rynku energii, zdecydowano o powierzeniu takiej roli Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki, zwanemu dalej „Prezesem URE”, korzystając tym samym z przewidzianego w art. 14 ust. 6 dyrektywy 2019/944 odstępstwa, polegającego na niewprowadzeniu systemu wydawania znaków zaufania w odniesieniu do narzędzi porównywania ofert, jeżeli urząd lub organ publiczny oferuje narzędzie porównywania ofert spełniające wymogi określone w art. 14 dyrektywy 2019/944.

Ze względu na konieczność zapewnienia aktualności informacji w porównywaniu ofert, w projektowanym art. 31g ust. 5 i 6, zobowiązano sprzedawców energii do przekazywania Prezesowi URE informacji o zaktualizowanych ofertach sprzedaży energii oraz o innych usługach świadczonych przez tych sprzedawców odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwie domowym i mikroprzedsiębiorcom o zużyciu poniżej 100 000 kWh, zarówno na wniosek Prezesa URE, jak i każdorazowo, w terminie 14 dni przed wprowadzeniem aktualizacji do ich oferty. W dodawanym do art. 56 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne punkcie 51 przewidziano sankcję za nierealizowanie tych obowiązków.

Ad 3. Obywatelskie społeczności energetyczne

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do stworzenia nowego podmiotu jakim jest obywatelska społeczność energetyczna, której przedmiotem działalności może być wytwarzanie, dystrybucja, sprzedaż, zużywanie, agregacja lub magazynowanie energii, a także świadczenie usług w zakresie efektywności energetycznej, ładowania pojazdów elektrycznych lub świadczenie innych usług energetycznych swoim członkom lub udziałowcom.

Stworzenie ram prawnych działania obywatelskich społeczności energetycznych ma na celu umożliwienie odbiorcom końcowym energii elektrycznej bezpośredniego udziału w wytwarzaniu, zużyciu oraz dzieleniu się energią elektryczną z innymi odbiorcami. Ma to na celu zapewnienie jej członkom przystępnej cenowo energii elektrycznej w odróżnieniu od tradycyjnych przedsiębiorstw energetycznych, których głównym celem działania jest dążenie

do osiągnięcia zysku. Uczestnictwo w obywatelskiej społeczności energetycznej przysłużyć się ma również do zwiększenia efektywności energetycznej na poziomie gospodarstw domowych dzięki zmniejszeniu zużycia energii elektrycznej i obniżeniu cen dostaw. Celem dyrektywy 2019/944, a tym samym rozwiązań zawartych w projekcie ustawy, jest zapewnienie obywatelskim społecznościom energetycznym korzystnych ram prawnych do działania, sprawiedliwego traktowania, równych szans oraz określonego zestawu praw i obowiązków.

Przepisy dyrektywy dają swobodę państwom członkowskim w zakresie wyboru formy działania obywatelskiej społeczności energetycznej wskazując jednak, iż musi posiadać zdolność prawną. Jako przykładowe formy w dyrektywie 2019/944 wskazano takie podmioty jak stowarzyszenia, spółdzielnie, spółki, organizacje nienastawiona na zysk, małe i średnie przedsiębiorstwa. Warunkiem działania obywatelskiej społeczności energetycznej ma być działanie we własnym imieniu oraz możliwość wykonywania praw i podlegania obowiązkom wynikającym z ustanowionych ram prawnych. Uwzględnić przy tym należy, że członkostwo w obywatelskiej społeczności otwarte jest dla podmiotów wszelkich kategorii, jednak członkowie lub udziałowcy będący osobami fizycznym, organami samorządowymi, w tym gminami lub małymi przedsiębiorcami powinni mieć uprawnienia kontrolne, przy czym główna działalność tych podmiotów nie powinna być związana z rynkiem energii elektrycznej.

W projekcie ustawy proponuje się rozwiązanie oparte na możliwości wyboru formy organizacyjnej funkcjonowania obywatelskiej społeczności energetycznej spośród wymienionych w dyrektywie 2019/944 jako przykłady, pod warunkiem spełnienia przez nie określonych wymogów. Zgodnie z art. 11u ust. 1 projektu ustawy obywatelska społeczność energetyczna może wykonywać działalność w formie:

- stowarzyszenia, z wyłączeniem stowarzyszenia zwykłego,
- spółdzielni,
- spółki osobowej, z wyłączeniem spółki partnerskiej, albo
- spółki z ograniczoną odpowiedzialnością.

Warunkami koniecznymi do posiadania statusu obywatelskiej społeczności energetycznej jest zapewnienie uprawnień decyzyjnych i kontrolnych przysługujących członkom, udziałowcom, akcjonariuszom lub wspólnikom obywatelskiej społeczności energetycznej będącym wyłącznie odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, jednostką samorządu terytorialnego, mikroprzedsiębiorcą lub małym przedsiębiorcą, dla których działalność gospodarcza w zakresie obrotu, wytwarzania i dystrybucji energii elektrycznej nie stanowi przedmiotu podstawowej działalności gospodarczej (ust. 2). Przez

uprawnienia decyzyjne i kontrolne należy rozumieć bezpośrednie lub pośrednie wywieranie decydującego wpływu lub wykonywanie praw względem obywatelskiej społeczności obywatelskiej, powoływanie oraz pełnienie funkcji członków rady nadzorczej, zarządu lub innych organów uprawnionych do jej reprezentacji (ust. 3).

Powyższa regulacja jest zgodna z definicją obywatelskiej społeczności energetycznej zawartą w dyrektywie 2019/944 (art. 2 pkt 11 lit. a), która stanowi, że obywatelską społeczność energetyczną należy rozumieć jako podmiot posiadający zdolność prawną, który opiera się na dobrowolnym i otwartym uczestnictwie i który jest kontrolowany przez członków lub udziałowców, którzy są osobami fizycznym, organami samorządowymi lub małymi przedsiębiorcami.

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do stworzenia ram regulacyjnych dla obywatelskich społeczności energetycznych i objęcia ich niedyskryminacyjnymi, sprawiedliwymi i przejrzystymi procedurami m.in. w odniesieniu do rejestracji. Na tej podstawie postanowiono stworzyć rejestr obywatelskich społeczności energetycznych, który pozwoli również na monitorowanie rozwoju obywatelskich społeczności energetycznych w Polsce. W przepisach projektu zaproponowano prowadzenie rejestru przez Prezesa URE w formie elektronicznej (dodawany art. 11zb ustawy – Prawo energetyczne). Obywatelska społeczność energetyczna będzie mogła podjąć działalność po zamieszczeniu jej danych, na wniosek, w rejestrze obywatelskich społeczności energetycznych.

Przedmiotem działalności obywatelskiej społeczności energetycznej może być wytwarzanie, dystrybucja, obrót, agregacja, magazynowanie energii elektrycznej, realizowanie przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej oraz świadczenie usług w zakresie ładowania pojazdów elektrycznych swoim członkom, w sieci dystrybucyjnej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 110 kV. W zależności od wykonywanej działalności, musi przestrzegać obowiązków i ograniczeń mających zastosowanie do innych uczestników rynku w sposób niedyskryminujący i proporcjonalny. Sprzedaż wytworzonej we własnym zakresie energii elektrycznej przedsiębiorstwu energetycznemu lub agregatorowi będzie możliwa na podstawie łączących ich umów.

Obywatelskiej społeczności energetycznej umożliwia się dostęp – bez dyskryminacji – do wszystkich rynków energii elektrycznej, bezpośrednio lub za pośrednictwem agregacji czym transponuje się przepis art. 16 ust. 3 lit. a dyrektywy 2019/944. W projekcie zaproponowano również, by obywatelska społeczność energetyczna ponosiła odpowiedzialność finansową za niezbilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie byłaby podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub powinna delegować swoją

odpowiedzialność za bilansowanie (art. 11za).

Dyrektywa nie wskazuje obszaru działalności dla obywatelskich społeczności energetycznych, upoważniając jedynie państwa członkowskie do podjęcia decyzji w zakresie umożliwienia uczestnictwa transgranicznego. W projekcie ustawy nie określa się obszaru działania obywatelskich społeczności energetycznych, przyjmując że jedynym ograniczeniem może być obszar funkcjonowania operatora systemu dystrybucyjnego, ponieważ obywatelską społeczność energetyczną może działać na obszarze operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną odbiorców będących członkami, udziałowcami, akcjonariuszami lub współnikami tej społeczności. W proponowanym art. 11y ustawy – Prawo energetyczne, zobowiązano operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, z którym obywatelska społeczność energetyczna zamierza współpracować, do zawarcia z obywatelską społecznością energetyczną umowy o świadczenie usług dystrybucji. Projekt nie przewiduje możliwości uczestnictwa transgranicznego obywatelskich społeczności energetycznych.

Zgodnie z art. 16 ust. 3 lit. e dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia ram prawnych umożliwiających ustalenie wewnątrz obywatelskiej społeczności energetycznej podziału energii elektrycznej, która jest wytwarzana przez będące własnością społeczności jednostki wytwórcze, przy czym podział energii elektrycznej nie może mieć wpływu na obowiązujące opłaty sieciowe, taryfy i inne opłaty. W projekcie ustawy proponuje się powyższe w art. 11z wprowadzając obowiązek regulacji tej kwestii w statucie lub umowie obywatelskiej społeczności energetycznej.

Dyrektywa 2019/944 wprowadza również obowiązek traktowania obywatelskiej społeczności energetycznej, w odniesieniu do zużywania energii elektrycznej wytworzonej we własnym zakresie, jak odbiorcy aktywnego (art. 16 ust. 3 lit. d). Zgodnie z art. 15 ust. 2 lit. e odbiorcom aktywnym zapewnia się, by ponosili opłaty sieciowe odzwierciedlające koszty, z osobnym rozliczeniem energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, tak by w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu. Osobne rozliczenie wprowadzanej do sieci i pobranej z niej energii elektrycznej zapewnić mają regulacje zawarte w ustawie z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która jest aktualnie procedowana w Parlamencie, w rozdziale dotyczącym zasad funkcjonowania systemu pomiarowego oraz w planowanym do wydania na jego podstawie rozporządzeniu pomiarowym – poprzez liczniki i system zdalnego odczytu. Projekt zakłada instalację liczników u odbiorców końcowych zgodnie z harmonogramem w latach 2023-2028. Jednak odbiorca końcowy, który będzie chciał

zostać odbiorcą aktywnym, będzie mógł uzyskać taki licznik na wniosek (art. 11t ust. 6 ww. ustawy). Zatem powyższe regulacje dotyczą również obywatelskiej społeczności energetycznej.

Ad 4. Umowa z ceną dynamiczną energii elektrycznej

W projekcie ustawy wprowadzono definicję umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej doprecyzowując, że częstotliwość rozliczeń na rynku jest równa okresowi rozliczania niebilansowania w rozumieniu art. 2 pkt 15 rozporządzenia 2019/943. W praktyce okres ten wynosi 15 minut. Uzupełniono treść art. 5 ustawy – Prawo energetyczne, nakładając na sprzedawcę energii elektrycznej stosującego umowę z ceną dynamiczną energii elektrycznej obowiązki informacyjne co do nowych możliwości na rynku energii elektrycznej. Należy zaznaczyć, że tylko odbiorca końcowy posiadający zainstalowany licznik zdalnego odczytu będzie w stanie skorzystać z ofert z ceną dynamiczną, ze względu na częstotliwość pomiarów energii elektrycznej w porównaniu z licznikami konwencjonalnymi. Ustawodawca unijny ograniczył obowiązek prowadzenia sprzedaży energii elektrycznej na podstawie umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej do tych sprzedawców, którzy obsługują 200 000 odbiorców końcowych. Podmiotami, które będą w posiadaniu informacji na temat cen i stawek opłat na okresy doby następnej będą praktycznie giełdy towarowe oraz wyznaczeni operatorzy rynku energii elektrycznej w rozumieniu rozporządzenia Komisji (UE) 2015/1222 z dnia 24 lipca 2015 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące alokacji zdolności przesyłowych i zarządzania ograniczeniami przesyłowymi. W związku z powyższym, to na te podmioty nałożono obowiązki informacyjne w tym zakresie wynikające z przepisów prawa unijnego. Jedną z cech charakterystycznych umów z ceną dynamiczną energii elektrycznej jest ryzyko jakie niesie za sobą różna cena energii elektrycznej w danym momencie. Dlatego też sprzedawca energii elektrycznej stosujący umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej został zobowiązany do informowania odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach, a także o ryzykach związanych z umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy.

W celu zapewnienia przejrzystości, na regulatora – Prezesa URE, został nałożony obowiązek monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej związanej z cenami dynamicznymi. Wprowadzono także zmiany dostosowujące w przepisach (np. art. 45a ustawy – Prawo energetyczne) związane z nową sytuacją na rynku energii elektrycznej. Co do zasady przepisy dotyczące umów z ceną dynamiczną będą mogły w pełni zadziałać w momencie

zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz uruchomienia systemów zdalnego odczytu oraz Centralnego Systemu Informacji Rynku Energii. Utworzenie tych systemów jest niezbędne w celu zagwarantowania przejrzystości cen energii elektrycznej na rynku, możliwości ich porównania i szybkiego reagowania na zmieniające się okoliczności.

Ad 5 i 6. Odpowiedź odbioru

W projekcie ustawy wprowadza się ramy prawne dla funkcjonowania odpowiedzi odbioru, agregacji i odbiorcy aktywnego.

Odpowiedź odbioru należy rozumieć jako zmianę poboru energii elektrycznej przez odbiorców końcowych w stosunku do ich zwykłego lub bieżącego poboru energii elektrycznej w odpowiedzi na sygnały rynkowe, tj. w odpowiedzi na zmienne w czasie ceny energii elektrycznej lub zachęty finansowe, bądź w następstwie przyjęcia oferty odbiorcy końcowego, która została złożona indywidualnie lub w ramach agregacji, dotyczącej sprzedaży zmniejszenia lub zwiększenia zapotrzebowania po cenie obowiązującej na rynku energii elektrycznej.

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do wprowadzenia ram prawnych zapewniających wszystkim konsumentom możliwości czerpania korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku, w szczególności poprzez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe, w zamian za korzystanie z niższych cen energii lub innych zachęt finansowych.

W związku z tym, w projekcie ustawy umożliwia się odbiorcom końcowym uczestniczenie we wszystkich formach odpowiedzi odbioru. Będzie to możliwe zwłaszcza dzięki wprowadzeniu inteligentnych systemów opomiarowania oraz umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, które dadzą odbiorcom końcowym możliwość dostosowywania swojego zużycia energii elektrycznej do sygnałów cenowych w czasie rzeczywistym, odzwierciedlającym wartość i koszt energii elektrycznej lub przesyłu w różnych okresach. Odpowiedź odbioru odgrywa również zasadniczą rolę w umożliwieniu inteligentnego ładowania pojazdów elektrycznych, umożliwiając tym samym skuteczną integrację pojazdów elektrycznych w sieci energetycznej. Będzie mieć to zasadnicze znaczenie dla procesu obniżania emisyjności transportu.

Agregacja

Agregację należy rozumieć jako działalność polegającą na sumowaniu wielkości mocy oraz energii elektrycznej oferowanej przez odbiorców, wytwórców lub posiadaczy magazynów

energii elektrycznej, z uwzględnieniem zdolności technicznych sieci do której są przyłączeni, w celu sprzedaży energii elektrycznej lub obrotu energią, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności na rynkach energii elektrycznej.

W projekcie ustawy wprowadza się również pojęcia agregatora rozumianego jako podmiot zajmujący się agregacją oraz niezależnego agregatora, czyli agregatora, który nie jest powiązany ze sprzedawcą odbiorcy, z którym została zawarta umowa o świadczenie usług agregacji (dodawany do ustawy – Prawo energetyczne art. 3 pkt 6e i 6f). Powyższy podział ma celu wyraźne rozdzielenie podmiotów świadczących usługi agregacji na te, które zajmują się tylko świadczeniem tych usług oraz podmioty, u których usługi te należą do jednego z przedmiotów prowadzonej przez nie działalności gospodarczej. Zgodnie z dyrektywą 2019/944 proponowane przepisy dotyczące świadczenia usług agregacji mają zastosowanie do obu podmiotów i będą mogły świadczyć swoje usługi na równych zasadach, z tym, że zastrzega się, że odbiorcy końcowi nie będą mogli zostać obciążeni przez przedsiębiorstwa energetyczne dyskryminacyjnymi wymogami, procedurami czy nieuzasadnionymi opłatami lub karami z powodu zawarcia umów o świadczenie usług agregacji z niezależnymi agregatorami (dodawany art. 5a¹ ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne).

Proponuje się również, by ze względu na techniczne możliwości rozliczeniowe, odbiorca końcowy energii elektrycznej, wytwórca lub posiadacz magazynu energii elektrycznej mógł być agregowany w tym samym czasie tylko przez jednego agregatora dodawany (art. 5a¹ ust. 6 ustawy - Prawo energetyczne).

Agregacja umożliwia wszystkim grupom odbiorców, tj. przemysłowym, komercyjnym oraz gospodarstwom domowym, dostęp do rynku energii elektrycznej, na którym będą mogły oferować swoją elastyczność oraz energię, którą wytwarzają we wskazanym zakresie. W projekcie ustawy umożliwia się korzystanie z usług agregacji na podstawie umowy o świadczenie usług agregacji zawartej pomiędzy odbiorcą końcowym, wytwórcą lub posiadaczem magazynu energii elektrycznej a agregatorem (art. 5a¹ ust. 1). Zawarcie umowy o świadczenie usług agregacji ma odbywać się niezależnie od zawartej z przedsiębiorstwem energetycznym umowy sprzedaży energii elektrycznej i bez zgody przedsiębiorstwa energetycznego, z którym taka umowa jest zawarta (art. 5a¹ ust. 2). Odbiorcom końcowym, będącym stroną tej umowy, zapewnia się możliwość uzyskania od agregatora, na ich żądanie, bezpłatnie, co najmniej raz w każdym okresie rozliczeniowym danych pomiarowych dotyczących odpowiedzi odbioru, lub danych pomiarowych dotyczących ilości dostarczanej energii elektrycznej oraz danych ilości sprzedawanej energii elektrycznej.

Świadczenie usług agregacji odbywać się ma zgodnie z warunkami korzystania z sieci elektroenergetycznej i wymogami odnośnie przekazywania informacji pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi oraz pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi a odbiorcami określonymi w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci przez operatora systemu elektroenergetycznego, na którego obszarze działania świadczona jest agregacja. W przypadku gdy właściwy jest więcej niż jeden operator systemu elektroenergetycznego, należy dochować warunków i wymogów określonych przez każdego z tych operatorów systemu.

Projekt ustawy zapewnia agregatorom prawo do wejścia na rynek energii elektrycznej bez zgody innych uczestników, a także możliwość funkcjonowania na równych zasadach jak przedsiębiorstwa energetyczne czy odbiorcy.

Zgodnie z projektowanym art. 5b⁴ ust. 1 agregator będzie mógł podjąć działalność po zamieszczeniu jego danych w rejestrze agregatorów. Wprowadzenie obowiązku rejestracji działalności agregatorów pozwoli na uwidocznienie tych podmiotów na rynku energii elektrycznej oraz rozpowszechnienie samej usługi dając możliwość skorzystania z niej wszystkim zainteresowanym. Umożliwi to również monitorowanie rozwoju agregacji w całym kraju. Rejestr ten prowadzony ma być przez Prezesa URE w formie elektronicznej. Prezes URE dokona wpisu agregatora do rejestru na jego wniosek.

W zakresie rozwiązywania konfliktów pomiędzy agregatorami a innymi uczestnikami rynku właściwy będzie Koordynator do spraw negocjacji działający przy Prezesie URE, do którego stosuje się przepisy rozdziału 4a ustawy – Prawo energetyczne. Z tego względu rozszerzono jego kompetencje o możliwość prowadzenia postępowań w sprawie pozasądowego rozstrzygnięcia sporów wynikłych z umów o świadczenie usług agregacji.

Agregacja została wyłączona z obowiązku sporządzania taryf, ponieważ brak jest celowości i uzasadnienia merytorycznego wprowadzenia takiego obowiązku.

Odbiorca aktywny

Dyrektywa 2019/944 obliguje państwa członkowskie do zapewnienia odbiorcom końcowym możliwości uczestniczenia oraz czerpania korzyści z ich bezpośredniego uczestnictwa w rynku energii elektrycznej, w szczególności przez dostosowywanie swojego zużycia energii w odpowiedzi na sygnały rynkowe. W zamian za to dostosowanie, odbiorcy aktywnemu należy umożliwić korzystanie z niższych cen energii lub otrzymywanie innych zachęt finansowych.

Projekt ustawy ma na celu stworzenie podstaw prawnych do działania odbiorcy

aktywnego, którego należy rozumieć jako odbiorcę końcowego lub grupę działających wspólnie odbiorców końcowych, którzy mają możliwość zużywania, magazynowania lub sprzedaży nadwyżki wytworzonej we własnym zakresie i na własnym terenie o określonych granicach energii elektrycznej. Stwarza się im również możliwość realizowania przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej, świadczenia usług systemowych lub usług elastyczności. Jedynym warunkiem jest, aby działalność w tym zakresie nie stanowiła jego podstawowej działalności gospodarczej czy zawodowej.

Należy zauważyć, że definicja odbiorcy aktywnego jest zdecydowanie szersza od definicji funkcjonującego w polskim porządku prawnym prosumenta energii odnawialnej, o którym mowa w ustawie o odnawialnych źródłach energii, którego zgodnie z art. 2 pkt 27a tej ustawy, należy definiować jako odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, nie stanowi to przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej określonej zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 40 ust. 2 ustawy z dnia 29 czerwca 1995 r. o statystyce publicznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 443 i 1486). Odbiorcy aktywnemu umożliwia się działanie w zdecydowanie szerszym zakresie niż regulacje dotyczące prosumentów energii odnawialnej, dlatego też zdecydowano się na stworzenie odrębnych ram prawnych dla odbiorców aktywnych, którymi są także prosumenci.

Zgodnie z projektem ustawy odbiorca aktywny może działać samodzielnie lub za pośrednictwem agregacji. Dyrektywa obliguje państwa członkowskie do zapewnienia odbiorcom aktywnym osobnego rozliczenia energii elektrycznej, wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, tak by w odpowiedni i wyważony sposób uczestniczyli w ogólnym podziale kosztów systemu (art. 15 ust. 2 lit. e). Osobne rozliczenie wprowadzonej do sieci i pobranej z niej energii elektrycznej zapewnia ustawa z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która jest aktualnie procedowana w Parlamencie w rozdziale dotyczącym zasad funkcjonowania systemu pomiarowego oraz w wydanym na jego podstawie rozporządzeniu pomiarowym – poprzez liczniki i system zdalnego odczytu (w stosunku do prosumentów, zmiany mające na celu wykonanie ww. obowiązku omówiono poniżej, w części „Prosumenci energii odnawialnej”). Ustawa zakłada instalację liczników u odbiorców końcowych zgodnie z harmonogramem w latach 2023-2028. Jednak odbiorca końcowy, który będzie chciał zostać aktywnym będzie mógł uzyskać taki licznik na wniosek (art. 11t ust. 6 projektu ww. ustawy). Odbiorca aktywny nie

może zostać obciążony dyskryminacyjnymi wymogami technicznymi i administracyjnymi, procedurami oraz opłatami lub nieodzwierciedlającymi kosztów opłatami sieciowymi. Proponuje się również, by odbiorca aktywny ponosił odpowiedzialność finansową za niebilansowanie, które powoduje w systemie elektroenergetycznym. W tym zakresie byłby podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie lub delegowałby swoją odpowiedzialność (art. 11zh) projektu ustawy.

Odbiorcy aktywni będący właścicielami instalacji magazynowania energii powinni mieć również prawo do przyłączenia do sieci w rozsądnym terminie, po spełnieniu niezbędnych warunków m.in. w zakresie odpowiedzialności za bilansowanie, niepodlegania podwójnym opłatom np. opłatom sieciowym, czy za magazynowanie energii elektrycznej pozostającej w ich obiekcie, by nie byli objęci nieproporcjonalnymi wymogami koncesyjnymi. Kwestię magazynowania energii elektrycznej także w magazynach będących częścią instalacji odnawialnego źródła energii również reguluje ww. ustawie z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw. Zakres proponowanych w niej zmian obejmuje m.in. wyłączenie magazynowania energii elektrycznej z obowiązku sporządzania taryf, określenie wymagań dotyczących koncesjonowania magazynowania energii elektrycznej i ich rejestracji, określenie ogólnych wymagań dotyczących warunków przyłączenia do sieci, a także zasad rozliczania energii elektrycznej pobranej z sieci na potrzeby magazynowania energii elektrycznej.

Projekt ustawy zakłada również prawo odbiorców aktywnych do delegowania innemu podmiotowi zarządzania posiadaną przez nich instalacją niezbędną do ich działalności, której są właścicielem, z zastrzeżeniem, że podmiotu któremu zlecono zarządzanie, nie traktuje się jako odbiorcy aktywnego. Pod pojęciem zarządzania instalacją należy rozumieć instalowanie, eksploatację, utrzymanie oraz obsługę danych.

Prosumenci energii odnawialnej

Zgodnie z art. 15 ust. 4 dyrektywy 2019/944, Państwa członkowskie, w których istniejące systemy nie umożliwiają osobnego rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej energii elektrycznej z sieci, nie przyznają nowych praw w tych systemach na okres po 31 grudnia 2023 r. W każdym przypadku wszyscy odbiorcy objęci istniejącymi systemami muszą mieć, w każdej chwili, możliwość wyboru nowego systemu, który rozlicza oddzielnie energię elektryczną wprowadzaną do sieci i zużywaną energię elektryczną z sieci jako podstawę obliczania opłat sieciowych.

Obecnie funkcjonujący mechanizm opustów, o którym mowa w art. 4 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii, należy zakwalifikować jako system, który nie pozwala na wskazane wyżej, osobne rozliczanie. Wynika to z faktu, że oczekiwanym od prosumenta energii odnawialnej modelem jest rozliczanie wspólnie energii elektrycznej wprowadzanej do sieci i zużywanej przez niego energii elektrycznej z sieci (tzw. net metering).

W efekcie, projekt ustawy definiuje podstawy nowego systemu, w którym system opustów nie będzie dostępny dla nowych prosumentów wchodzących na rynek po 2021 roku. Proponowana zmiana odzwierciedla również kolejny etap rozwoju rynku prosumentów. Rosnące znaczenie prosumentów oraz ich postępujący udział w wytwarzaniu energii elektrycznej dają podstawy do stworzenia ram zapewniających im aktywną rolę w rynku energii.

Wprowadzenie nowego paradygmatu na rynku energii zapewnia prosumentom dodatkowe możliwości – uprawnienie do sprzedaży energii elektrycznej. Stworzenie nowych narzędzi aktywizacji podmiotów funkcjonujących na rynku pozwoli też na zainicjowanie współpracy między najważniejszymi uczestnikami rynku energii, którymi będą w szczególności odbiorcy aktywni, w tym prosumenci oraz agregatorzy.

System opustów zostanie zastąpiony nowymi rozwiązaniami dla prosumentów wchodzących na rynek po 2021 r., dzięki którym otrzymają oni bezterminową możliwość sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej do sprzedawcy zobowiązanego. Cena zakupu wyprodukowanej przez prosumenta energii elektrycznej będzie wynosić 100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale ogłoszonej przez Prezesa URE, na podstawie art. 23 ust. 2 pkt 18a ustawy - Prawo energetyczne. Należy jednak podkreślić, że inni sprzedawcy lub agregatorzy będą mieli prawo do oferowania lepszych warunków dla prosumentów, niż te uwzględnione w projekcie ustawy.

Perspektywa rynkowego wynagrodzenia za sprzedaż całości nadwyżek energii elektrycznej wprowadzonej do sieci wyeliminuje potrzebę obserwowanego obecnie zjawiska przewymiarowania instalacji, co wymiennie wpłynie na oszczędności w zakresie kosztów inwestycyjnych instalacji OZE, tym samym przyczyniając się do skrócenia okresu jej amortyzacji. Koncepcja sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej, jest w pełni spójna z wymogami dyrektywy 2019/944 w zakresie oddzielnego rozliczania wprowadzonej i pobranej z sieci energii elektrycznej. Realizację tych obowiązków zapewni planowana instalacja liczników i systemu zdalnego odczytu u odbiorców końcowych.

Obecność prosumentów na rynku jako sprzedawców bezpośrednich będzie podstawą dla działania agregatorów oferujących zakup nadwyżek energii elektrycznej. Proponowany model otwiera zatem rynek i prosumenta na nowy podmiot – agregatora, tworząc tym samym okazję do wypracowania nowych modeli biznesowych, które uwzględniają magazynowanie wyprodukowanej energii i zapewniają korzystniejsze wynagrodzenie dla prosumenta niż minimum wskazane w projekcie. Prosument uzyska większą swobodę zawierania umów i wyboru konkurencyjnej oferty na sprzedaż energii. Wykorzystanie potencjału nowych podmiotów, oferujących magazynowanie energii w rzeczywistych magazynach, pozwoli też na zastąpienie obecnie funkcjonujących wirtualnych sposobów przechowywania energii w sieci. Dodatkowo, poszerzenie możliwości magazynowania energii przez prosumentów we własnym zakresie, będzie podstawą do wypracowania kolejnych rozwiązań w zakresie wparcia inwestycyjnego na zakup tych urządzeń.

Polski ustawodawca mając na względzie sprawiedliwą partycypację kosztów wszystkich odbiorców energii elektrycznej zakłada równy udział prosumentów w systemie opłat. Warto zauważyć, że ponoszone przez prosumentów opłaty dystrybucyjne, zostaną nałożone wyłącznie na pobraną energię elektryczną. Wypracowany model zachęca również prosumentów do jeszcze większej autokonsumpcji energii w godzinie bieżącej.

W przepisach przejściowych zawarto regulację, umożliwiającą jednorazową migrację prosumenta energii odnawialnej z doczasowego, opartego o „opust” systemu rozliczeń, do nowego systemu sprzedaży nadwyżek energii elektrycznej wytworzonej przez prosumenta energii odnawialnej w mikroinstalacji.

Proponowane zmiany w zakresie nowej koncepcji konsumenta są niezbędne dla dalszego stabilnego rozwoju rynku prosumenckiego, zaangażowania agregatorów, a także aktywizacji dotąd często biernych odbiorców energii, którzy będą realizować inwestycje w OZE – stając się prosumentami. Stanowią one fundament w procesie tworzenia kolejnych i innowacyjnych rozwiązań lub usług transformujących rynek energii w kierunku aktywnej partycypacji wszystkich jego uczestników.

Ad 7. Zmiany dotyczące umów sprzedaży energii elektrycznej

W projekcie ustawy proponuje się zmiany w przepisach regulujących stosunki umowne pomiędzy odbiorcą końcowym energii elektrycznej i sprzedawcą energii elektrycznej dostosowując tym samym przepisy krajowe do art. 10 i 18 dyrektywy 2019/944, a także dostosowuje się przepisy ustawy do postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. w

zakresie obowiązku zawierania z odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym wyłącznie umów kompleksowych.

a) zmiany w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne

- zmiana w ust. 2a i 2b

zmiany mają charakter porządkowy i związane są ze zmianą definicji bilansowania handlowego.

- dodanie ust. 3a

Dodawany ust. 3a ustanawia obowiązek zawierania wyłącznie umów kompleksowych w stosunku do odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych w miejsce obowiązujących aktualnie rozwiązań ustawowych, tj. możliwości zawierania odrębnie umowy sprzedaży i umowy o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej oraz umów kompleksowych.

Wdrożenie obowiązku zawierania tego rodzaju umów wynika z postanowień Polityki Energetycznej Polski do 2040 r., wskazanych do zrealizowania w 2021 r., w ramach jednego z trzech filarów transformacji energetycznej, jakim jest sprawiedliwa transformacja (str. 45).

Obowiązek zawierania umów kompleksowych ma na celu poprawę konkurencyjności rynku, ale także ochronę interesów konsumentów i wzmocnienie ich pozycji na rynku energetycznym.

- dodawany ust. 3b

Projektowany przepis zobowiązuje przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej do zawarcia ze sprzedawcą umowy o świadczenie usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej w celu dostarczania energii odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, któremu sprzedawca zapewnia świadczenie usługi kompleksowej. Zawracie umów przez spółki obrotu ze spółkami dystrybucyjnymi warunkuje możliwość świadczenia przez te podmioty umów kompleksowych, dlatego też, do art. 56 ust. 1 pkt 17 ustawy – Prawo energetyczne, dodano przepis sankcyjny za nieprzestrzeganie przez ww. podmioty obowiązku wynikającego z dodawanego ust. 3b.

Projektowany przepis przejściowy - art. 4 - wprowadza generalną zasadę, zgodnie z którą nowe przepisy dotyczące zawierania umów kompleksowych mają zastosowanie do umów zawieranych po terminie wejścia w życie tych przepisów, tj. po 6 miesiącach od dnia wejścia w życie ustawy. Jednocześnie sprzedawca będzie miał obowiązek dostosowania umowy

zawartej wcześniej w każdym przypadku, w którym odbiorca końcowy wyrazi taką wolę.

- zmiana w art. 5 ust. 4b, dodanie ust. 4c

Ze względu na dotychczas obowiązujące przepisy, regulujące w jednej jednostce redakcyjnej zarówno umowy z odbiorcami gazu i energii, konieczne było rozdzielenie tych dwóch typów umów i dostosowanie przepisów krajowych w zakresie umów sprzedaży energii elektrycznej do przepisów dyrektywy 2019/944. Dotychczas obowiązujący art. 5 ust. 4b ustawy – Prawo energetyczne, pozostawiono bez ingerencji w treść przepisu w zakresie informacji jakie powinny znaleźć się w umowach zawieranych z odbiorcami paliw gazowych w gospodarstwie domowym, jednocześnie wydzielając ust. 4c, w którym wskazano, jakie elementy powinny znaleźć się w umowie sprzedaży oraz umowie kompleksowej, których stroną jest odbiorca końcowy energii elektrycznej. Przepis regulujący tę materię, w obowiązującej aktualnie treści, dotyczy wyłącznie odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych. Proponowana treść przepisu rozszerza go o każdego odbiorcę końcowego energii elektrycznej, wypełniając tym samym postanowienia art. 10 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

- dodanie ust. 4d

W dodawanym do art. 5 ustawy – Prawo energetyczne - ust. 4d, zobowiązano sprzedawców energii elektrycznej do przedłożenia odbiorcy końcowemu, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy, w przystępnej i zwięzłej formie, które powinno zawierać co najmniej dane sprzedawcy energii elektrycznej, zakres świadczonych usług, informację o cenach i stawkach opłat za sprzedaż energii, czas trwania umowy oraz warunki jej zakończenia. Powyższe wypełnia normę wskazaną w art. 10 ust. 3 dyrektywy 2019/944.

- zmiana ust. 6

W art. 5 ust. 6 dokonano zmiany, polegającej na modyfikacji obowiązku informacyjnego sprzedawców energii elektrycznej o podwyżce cen lub stawek opłat za energię elektryczną. Zgodnie z proponowanym brzmieniem przepisu, sprzedawcę energii elektrycznej zobowiązano do powiadamiania odbiorców, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o zmianie cen lub stawek opłat za energię elektryczną oraz o powodach i warunkach podwyżki, w terminie:

a) miesiąca przed wejściem w życie tej podwyżki - w przypadku odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych;

b) dwóch tygodni przed wejściem w życie tej podwyżki - w przypadku innych odbiorców końcowych niż odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwach domowych.

Niniejszą zmianą dokonano transpozycji art. 10 ust. 4 dyrektywy 2019/944.

- dodany ust. 6ca

Zobowiązanie sprzedawców energii elektrycznej stosujących taryfę zatwierdzaną przez Prezesa URE do informowania odbiorcy końcowego, co najmniej raz na kwartał, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywaniu ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej stanowi implementację art. 5 ust. 7 lit. e dyrektywy 2019/944.

- dodany ust. 6g

Zobowiązanie sprzedawców energii elektrycznej, stosujących umowy z ceną dynamiczną energii elektrycznej do informowania odbiorców końcowych, w sposób przejrzysty i zrozumiały, o kosztach i korzyściach a także o ryzykach związanych z umowami z cenami dynamicznymi energii elektrycznej oraz o konieczności zainstalowania licznika zdalnego odczytu w celu skorzystania z możliwości zawarcia takiej umowy stanowi implementację art. 11 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

b) zmiany w art. 6b

Zmiana w art. 6b polegająca na zobowiązaniu sprzedawców energii elektrycznej do dostarczenia odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym informacji o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez tego sprzedawcę stanowi implementację art. 10 ust. 11 dyrektywy 2019/944. W przepisie wymieniana jest katalog rozwiązań alternatywnych, które mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców, którym grozi odłączenie. Projektowany przepis stanowi, że rozwiązanie to stosowane jest przez sprzedawcę energii elektrycznej na uzasadniony wniosek odbiorcy energii elektrycznej w gospodarstwie domowym złożony w terminie 14 dni od dnia doręczenia temu odbiorcy powiadomienia.

Ad 8. Uzupełnienie zadań operatora systemu przesyłowego i operatorów systemów dystrybucyjnych

Usługi systemowe i usługi systemowe niedotyczące częstotliwości

W zakresie implementacji przepisów dotyczących usług systemowych w projektowanej ustawie zaproponowano niżej wskazane rozwiązania.

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowane zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie ram pojęciowych ww. ustawy do ram wynikających z przepisów unijnych tj. dyrektywy 2019/944 i rozporządzenia 2019/ 943 w zakresie usług systemowych. Dodanie do art. 3 pkt 23e i 23f stanowi implementację art. 2 pkt 48 i 29 dyrektywy 2019/944. Definicje te zostały nieznacznie skorygowane w stosunku do wersji oryginalnej pochodzącej z dyrektywy 2019/944, poprzez dostosowanie nazewnictwa z dyrektywy do obowiązujących w Polsce aktów prawnych dla sektora elektroenergetycznego. W projekcie została dodana także definicja ograniczeń sieciowych (pkt 23d) oraz zmianie uległa definicja zarządzania ograniczeniami systemowymi (pkt 23b).

b) dodanie do art. 9c ust. 3 pkt 5a

Do zadań operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego dodaje się zakup usług systemowych nie dotyczących częstotliwości niezbędnych do prawidłowego funkcjonowania systemu dystrybucyjnego, niezawodności pracy tego systemu i utrzymania parametrów jakościowych energii elektrycznej czym wypełnia się art. 31 ust. 7 i 8 dyrektywy 2019/944.

c) dodanie do art. 9g ust. 4a i 4b oraz ust. 5c-5d.

Zgodnie z zaproponowanymi przepisami katalog usług systemowych nie dotyczących częstotliwości zostanie ustalony przez ministra właściwego do spraw energii w drodze rozporządzenia, bowiem będzie odnosił się on do operatorów systemów elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnego jak i przesyłowego (dodawany do art. 9 ust. 4 pkt 8a). Ze względu na różne usługi, które mogą być zamawiane przez operatorów, proponuje się aby ich precyzyjny katalog był przez operatorów określany w Instrukcjach Ruchu i Eksploatacji Sieci, odpowiednio Przesyłowej (IRiESP) i Dystrybucyjnej (IRiESD).

W IRiESPie i IRIESDzie określone zostaną także wymagania techniczne świadczenia tych usług oraz zasady i procedura ich zakupu. Prezes URE dokona ich oceny i zatwierdzenia w decyzji zatwierdzającej IRiESP i IRiESD. Zasady i procedury określone przez operatorów mają być przejrzyste, niedyskryminacyjne i domyślnie również oparte na procesach rynkowych. Prezes URE może udzielić odstępstwa od tego wymogu, jeśli świadczenie tych usług na zasadach rynkowych nie byłoby efektywne ekonomicznie.

W zakresie usług świadczonych przez dostawców przyłączonych do sieci 110 kV proponuje się zastosowanie analogicznych zasad jak do zarządzania ograniczeniami oraz

dysponowania jednostkami wytwórczymi w tej sieci, tzn. działania OSD podlegają koordynowaniu przez OSP. Natomiast dostęp do zasobów i dostawców usług przyłączonych do sieci koordynowanej 110 kV i kontrakty z dostawcami tych usług mógłby zawierać jeden lub drugi operator zależnie od potrzeb.

Elastyczność systemu

Ewolucja systemu elektroenergetycznego w kierunku decentralizacji wytwarzania oraz aktywizacji rynkowej użytkowników systemu powoduje, że OSD działając jako moderator rozwoju detalicznego rynku energii elektrycznej powinien wykorzystywać ten nowy potencjał energetyczny. Interakcja ta przyjmie formę usługi świadczonej przez użytkowników na rzecz OSD - usługi elastyczności.

Elastyczność systemu dystrybucyjnego to zdolność systemu elektroenergetycznego do reagowania na zmiany zachodzące w systemie, zarówno na płaszczyźnie technicznej jak i zachowań użytkowników tego systemu, przy utrzymaniu stabilnej pracy sieci i dotrzymaniu parametrów jakości oraz niezawodności dostaw. Usługa ta wykorzystywana będzie przez OSD do zarządzania ograniczeniami w sieci i zarządzania jej rozwojem (stworzenie alternatywy do jej rozbudowy lub odsunięcia jej w czasie).

Zgodnie z motywem 39 dyrektywy 2019/944 wszystkie grupy odbiorców (przemysłowi, komercyjni i gospodarstwa domowe) powinny mieć dostęp do rynków energii elektrycznej, by oferować na nich swoją elastyczność i energię wytwarzaną we własnym zakresie. Odbiorcom należy umożliwić korzystanie w pełni z korzyści płynących z agregacji produkcji i dostaw na większych obszarach oraz z konkurencji transgranicznej. Motyw 42 dyrektywy 2019/944 stanowi, że konsumenci powinni móc zużywać, magazynować oraz sprzedawać na rynku energię elektryczną wytwarzaną we własnym zakresie oraz uczestniczyć we wszystkich rynkach energii elektrycznej przez zapewnianie elastyczności systemu, na przykład przez magazynowanie energii, takie jak magazynowanie przy użyciu pojazdów elektrycznych, poprzez odpowiedź odbioru lub poprzez systemy efektywności energetycznej. Zgodnie z motywem 61, OSD muszą w sposób opłacalny zintegrować w systemie nowe zdolności wytwarzania energii elektrycznej, zwłaszcza instalacje wytwarzające energię elektryczną ze źródeł odnawialnych, oraz nowe obciążenia, takie jak obciążenia, które wynikają z pomp ciepła i pojazdów elektrycznych i w tym celu należy im umożliwić korzystanie z usług rozproszonych zasobów energetycznych, takich jak odpowiedź odbioru i magazynowanie energii oraz zachęcać ich do korzystania z takich usług, w oparciu o procedury rynkowe, w celu wydajnego eksploataowania sieci i unikania jej kosztownej rozbudowy. Dyrektywa 2019/944 zobowiązuje państwa członkowskie do wprowadzenia odpowiednich środków, takich jak krajowe kodeksy

sieci i zasady funkcjonowania rynku, oraz do stworzenia zachęt dla OSD dzięki taryfom sieciowym, które nie utrudniałyby elastyczności ani zwiększania efektywności energetycznej w sieci. Również plany rozwoju sieci systemów dystrybucyjnych powinny uwzględniać elastyczność systemu elektroenergetycznego.

Prace dotyczące elastyczności systemów energetycznych prowadzone są także na szczeblu unijnym. W Europie aktualnie prowadzonych jest wiele projektów pilotażowych, które pokazują, że w omawianej tematyce branża energetyczna wciąż jest na etapie początkowym, co pokazują np. symulacje Komisji Europejskiej (projekty H2020) i poszczególnych państw członkowskich.

Świadczenie usług elastyczności przez użytkowników sieci podłączonych do sieci dystrybucyjnej jest podstawowym aspektem wielu projektów badawczo-rozwojowych i przedmiotem ostatnich zmian uregulowań prawnych w niektórych państwach członkowskich UE.

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

W art. 3 w pkt 11k proponuje się dodanie definicji usługi elastyczności. Pomimo faktu, że termin ten występuje w dyrektywie 2019/944 wielokrotnie, ustawodawca unijny nie zdecydował się na zdefiniowanie wprost tego pojęcia. W celu zachowania transparentności proponowanych przepisów, dotyczących usług elastyczności oraz w celu ukształtowania jednolitego podejścia do zagadnienia, proponuje się wprowadzenie definicji dla usługi elastyczności. Kształt zaproponowanej definicji wynika z art. 32 pkt 1 dyrektywy 2019/944.

b) zmiany w art. 9 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne – zmiany do rozporządzenia w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego

- dodanie pkt 6a

Ze względu na przewidywany wpływ wykorzystania usług elastyczności na funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego niezbędne wydaje się określenie w drodze rozporządzenia szczegółowych warunków wykorzystania usług elastyczności przez operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego.

- nowe brzmienie pkt 8

Implementacja do polskiego prawa możliwości wykorzystania przez OSD usług elastyczności wiąże się z koniecznością opracowania warunków technicznej współpracy pomiędzy wszystkimi operatorami systemów elektroenergetycznych tak, aby wykorzystanie usług przez jednego z operatorów nie zakłóciło stabilności pracy systemu na terenie innego operatora bądź całego systemu elektroenergetycznego.

c) zmiany w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Dodawany do art. 9c ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne pkt 8a i 8b uzupełnia zadania operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego w zakresie elastyczności i stanowi implementację art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944.

d) zmiany w art. 9g ust. 4 - ustawy – Prawo energetyczne - dodanie pkt 2b i 2c

Niezależnie od konieczności opracowania specyfikacji na usługi elastyczności, należy zadbać o standardy techniczne gwarantujące realizację takich usług w sposób bezpieczny dla stabilności systemu elektroenergetycznego, a także zmniejszenie ryzyka niewykonania usługi pomimo jej zgłoszenia, co w konsekwencji również może prowadzić do zakłóceń stabilności pracy systemu.

e) dodanie art. 9g ust. 5c

Zakłada się, że szczegółowe regulacje dotyczące specyfikacji usług elastyczności, warunki i zasady ich realizacji oraz w szczególnych przypadkach standardowe produkty będą zawarte w Instrukcji Ruchu i Eksploatacji Sieci Dystrybucyjnej (IRiESD). Zmiany instrukcji są konsultowane publicznie oraz zatwierdzane przez Prezesa URE. Wprowadzony ustęp implementuje art. 32 ust. 2 dyrektywy 2019/944 w zakresie przepisu „Operatorzy systemów dystrybucyjnych, z zastrzeżeniem zatwierdzenia przez organ regulacyjny, lub sam organ regulacyjny określają, w przejrzystej i partycypacyjnej procedurze z udziałem wszystkich właściwych użytkowników systemu i operatorów systemów przesyłowych, specyfikacje dotyczące zamawianych usług elastyczności oraz, w stosownych przypadkach, znormalizowanych produktów rynkowych na potrzeby takich usług przynajmniej na poziomie krajowym. Specyfikacje te zapewniają rzeczywisty i wolny od dyskryminacji udział wszystkich uczestników rynku, w tym uczestników rynku oferujących energię ze źródeł odnawialnych, uczestników rynku zajmujących się odpowiedzialnością odbioru, operatorów instalacji magazynowania energii i uczestników rynków energetycznych zajmujących się agregacją.”.

f) zmiana w art. 16 ust. 4 ustawy - Prawo energetyczne

Zmiana w art. 16 ust. 4 ustawy – Prawo energetyczne służy implementacji art. 32 ust. 3 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym rozwój systemu dystrybucyjnego musi bazować na planie rozwoju sieci, publikowanym przez operatora systemu dystrybucyjnego przynajmniej co dwa lata, zapewniającym przejrzystość w odniesieniu do zapotrzebowania na usługi elastyczności w perspektywie średnio i długoterminowej oraz określającym inwestycje planowane na następne pięć do dziesięciu lat. Sporządzanie planu na okres nie krótszy niż 6 letni jest zachowaniem reguły wielokrotności 2 - letniej konieczności aktualizacji tego planu, powodując tym samym zachowanie ciągłości okresu 6 - letniego terminu sporządzania planu z jego 2 letnią aktualizacją.

g) zmiana w art. 16 ust. 5 ustawy - Prawo energetyczne

Ponieważ OSP i OSD sporządzają prognozę zapotrzebowania na dostawy na okres nie krótszy niż 15 lat, przy opracowywaniu planu rozwoju zasadne jest, aby powiązać tę prognozę z planem rozwoju. Dziesięcioletni okres prognozy dla stanu bezpieczeństwa dostarczania energii elektrycznej został powiązany z maksymalnym okresem przewidzianym w dyrektywie 2019/944 dla sporządzania planów rozwoju systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie wydaje się, że sporządzanie przez operatorów systemów dystrybucyjnych planów na okres 10 lat jest bardziej efektywne w kontekście ich realności, niż każdy okres dłuższy np. 15 – letni.

h) dodanie art. 16 ust. 8a i 8b do ustawy – Prawo energetyczne

Dodane przepisy implementują dyrektywę 2019/944 w zakresie objęcia planem rozwoju sieci elektromobilności oraz wykorzystania odpowiedzi odbioru, efektywności energetycznej, instalacji magazynowania energii lub innych zasobów, które operator systemu dystrybucyjnego ma wykorzystać jako rozwiązanie alternatywne dla rozbudowy systemu.

i) uchylenie art. 16 ust. 14 ustawy - Prawo energetyczne oraz zmiana ust. 15 i 15a

Plan rozwoju poddawany będzie konsultacjom publicznym. Dodatkowo złożenie planu rozwoju w obecnej regulacji jest określone terminem krótszym, niż złożenie do Prezesa URE sprawozdania z wykonania powyższego planu, formalnie w roku złożenia planu rozwoju. OSD składa w dwóch terminach dokumenty sprawozdania planu, właściwym trybem wydaje się więc złożenie sprawozdania z wykonania planu w terminie wcześniejszym niż złożenie projektu planu na lata następne. W związku z tym zasadne jest podejście chronologiczne do tego procesu, co zostało zaproponowane w ust. 15 i 15a. Art. 16 ust. 15 został uzupełniony o operatora systemu dystrybucyjnego. Zmiana ma na celu zachowanie przejrzystości oraz właściwej kolejności etapów prowadzonego procesu.

j) dodanie ust. 23 do art. 16 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie tego przepisu ma na celu implementację dyrektywy 2019/944 w zakresie artykułu 38 ust. 2 lit. c.

k) dodanie pkt 11g i 11h do art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie do zadań Prezesa URE ww. przepisów ma na celu implementację art. 32 ust. 1 dyrektywy 2019/944 w części wskazującej na obowiązek państw członkowskich do zapewnienia niezbędnych ram regulacyjnych i zachęt umożliwiających operatorom systemów dystrybucyjnych udzielanie zamówień na usługi elastyczności.

l) dodanie ust. 1j do art. 45 ustawy – Prawo energetyczne

Dodanie przepisu stanowi implementację art. 32 ust 2 dyrektywy 2019/944 zgodnie z którym operatorzy systemów dystrybucyjnych powinny otrzymać odpowiednie wynagrodzenie

za udzielanie zamówień na usługi elastyczności.

Konsekwencją wprowadzenia powyższej zmiany jest dodanie w art. 46 w ust. 4 w pkt 5 litery e.

Ocena wystarczalności zasobów na poziomie krajowym

Zmiana art. 15b jest konieczna w związku ze zniesieniem obowiązku sporządzania co dwa lata sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, o którym mowa w art. 15b ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne i zastąpienia go oceną wystarczalności zasobów na poziomie krajowym, o której mowa w art. 24 rozporządzenia 2019/943, przy jednoczesnym pozostawieniu obecnej regulacji dla systemu gazowego. Dodany w art. 15ba ust. 1 wyznacza operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego jako podmiot właściwy do przeprowadzania krajowej oceny wystarczalności, zaś ust. 2 ustanawia zasady jej wykonywania, stanowiąc zarazem, że zakres i sposób jej wykonywania odpowiada metodzie europejskiej oceny wystarczalności zasobów stosowanej przez ENTSO-E (metoda będzie implementowana stopniowo).. W projekcie ustawy dodano także przepis przejściowy (art. 11 projektu), zgodnie z którym operator systemu przesyłowego elektroenergetycznego opracuje po raz pierwszy ocenę wystarczalności zasobów na poziomie krajowym w terminie dwóch lat od dnia wejścia w życie metod, o których mowa w art. 23 ust. 5 i 6 rozporządzenia 2019/943.

W związku ze zmianą treści art. 15b, niezbędne było dokonanie zmian w ustawie – Prawo energetyczne odnoszących się do sporządzania sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tj.

a) uchylene ust. 9a w art. 9c,

b) modyfikacja art. 9c ust. 9b, po której użytkownicy systemu nadal powinni przekazywać operatorowi systemu przesyłowego elektroenergetycznego niezbędne dane, ale na potrzeby sporządzania ocen wystarczalności, a nie informacji dla ministra dotyczących monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii,

c) zmiana w art. 16 w ust. 9 w pkt 1, poprzez skreślenie fragmentu odnoszącego się do uchylonego art. 15b ust. 5,

d) uchylene art. 16a, odwołującego się do sprawozdania z monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej,

e) zmiana art. 23 ust. 2a pkt 2 i ust. 2b, poprzez skreślenie odwołania odnoszącego się do uchylonego art. 15b ust. 3.

Konsekwencją powyższego, jest także dodanie do art. 9c ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne pkt 16, zgodnie z którym do zadań operatora systemu przesyłowego należy opracowywanie prognoz zapotrzebowania na energię elektryczną i moc w systemie

elektroenergetycznym, sporządzanie oceny wystarczalności zasobów na poziomie krajowym oraz przekazywanie Europejskiej Sieci Operatorów Systemów Przesyłowych Energii Elektrycznej, o której mowa w art. 28 rozporządzenia 2019/943, danych niezbędnych do sporządzenia oceny wystarczalności zasobów na poziomie europejskim zgodnie z rozdziałem IV tego rozporządzenia.

Wytyczne Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych

Celem proponowanych zmian jest zwiększenie skuteczności regulacyjnej w obszarze realizacji planów rozwoju, polegające na realizowaniu celów ważnych z punktu widzenia polityki państwa i regulatora.

Do zadań Prezesa URE proponuje się dodanie zadania, polegającego na opracowywaniu wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, które mają zostać uwzględnione w planach rozwoju sieci, aby na poziomie krajowym zapewniony był ich spójny, systematyczny i skoordynowany rozwój w pożądanym kierunkach. Proponowane rozwiązanie opiera się na szerszym umożliwieniu Prezesowi URE oddziaływania na plany rozwoju sieci oraz umożliwieniu nagradzania za realizację poszczególnych inwestycji, z wyznaczonymi kamieniami milowymi ich realizacji, połączone z obowiązkiem sprawozdawczym.

a) zmiany w art. 9d – Prawo energetyczne

Proponowana zmiana brzmienia art. 9d ust. 1e pkt 4 ma na celu rozszerzenie ograniczenia możliwości podejmowania decyzji przez organ przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo wobec operatora systemu dystrybucyjnego także odnośnie budowy sieci lub jej modernizacji, przy zagwarantowaniu środków na realizację wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, o których mowa w art. 16 ust. 1 pkt 7.

b) zmiany w art. 16 – Prawo energetyczne

Proponowane dodanie pkt 7 w ust. 1 ma na celu wprowadzenie obowiązku uwzględniania w planach rozwoju przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii, wytycznych Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

Proponowane zmiany brzmienia ust. 7 pkt 5-7 dotyczą zagadnień objętych planami rozwoju i doprecyzowują co powinien on zawierać: przewidywany sposób finansowania inwestycji, przewidywane przychody niezbędne do realizacji planów oraz planowany harmonogram rzeczowo-finansowy inwestycji.

Ponadto w ust. 7 dodaje się pkt 8, który przewiduje uwzględnianie w planach rozwoju celów oraz przewidywanych efektów przedsięwzięć.

Proponowana zmiana brzmienia ust. 13 pkt 2 ma na celu rozszerzenie wyjątku od konieczności konsultacji projektu planu na przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją z mniej niż 100 odbiorców do 300 odbiorców, którym przedsiębiorstwo to dostarcza rocznie łącznie mniej niż 150 GWh tej energii, w miejsce dotychczasowych 50 GWh.

Proponuje się dodanie ust. 18a, co ma na celu nałożenie na przedsiębiorstwa energetyczne, stosujące wytyczne Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz korzystające z przyznanych z tego tytułu środków, obowiązku sprawozdawczego w zakresie stanu zrealizowania harmonogramu rzeczowo – finansowego, w przypadku zakończenia inwestycji – odpowiedniego oświadczenia w tym zakresie, a także dokumentów potwierdzających jego realizację. Aby nie nakładać nadmiernych obciążeń administracyjnych, proponowane jest rozszerzenie już składanych, na podstawie ust. 18, sprawozdań przedsiębiorstw energetycznych o wskazane informacje dot. realizacji inwestycji wynikających z wytycznych Prezesa URE.

Dodatknie ust. 18b ma na celu wskazanie terminu rozliczenia harmonogramu rzeczowo-finansowego, a także określenie minimalnego stanu jego realizacji, w każdym okresie sprawozdawczym na poziomie 85%.

Dodanie art. 18c wprowadza możliwość przedłużenia terminu na wykonanie harmonogramu rzeczowo-finansowego inwestycji w uzasadnionych przypadkach, które wynikają z przyczyn niezależnych od przedsiębiorstwa energetycznego. Proponowane rozwiązanie pozwoli na ochronę przedsiębiorstw energetycznych od konsekwencji niewykonania w terminie zamierzonych inwestycji, spowodowanego przyczynami od nich niezależnymi, takimi jak m.in. siła wyższa, stan nadzwyczajny czy przedłużające się postępowania administracyjne.

c) zmiany w art. 23

Dodanie do ust. 2 pkt 3 lit g i h rozszerza zakres działania Prezesa URE poprzez wprowadzenie uprawnienia do ustalenia uzasadnionej stopy zwrotu z kapitału zaangażowanego w realizację zadań określonych w wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz uzasadnionej stopy zwrotu z wkładu własnego niezbędnego do pozyskania finansowania zadań subwencją, dotacją, pożyczką bezzwrotną i innym podobnym źródłem finansowania z programów krajowych i międzynarodowych. Proponowana zmiana ma na celu nadanie Prezesowi URE uprawnienia w zakresie

formułowania przedmiotowych stop wzrostu, które pełnią istotną, motywującą rolę we wprowadzanym systemie wpływu na kształtowanie i realizację planów rozwoju sieci.

Proponuje się dodanie ust. 3a, który nakłada na Prezesa URE obowiązek opracowywania i publikacji w Biuletynie Urzędu Regulacji i Energetyki wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych oraz wytycznych i zaleceń zapewniających jednolitą formę planów. Powyższe ma na celu zapewnienie systematycznego i transparentnego dostępu do wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych.

Ponadto, proponuje się dodanie ust. 3b, który uprawnii Prezesa URE do kontrolowania wykonania realizacji planów rozwoju w zakresie realizacji kierunku rozwoju sieci i inwestycji priorytetowych.

d) zmiany w art. 45

Proponuje się dodanie ust. 1 pkt 2b, który ma na celu uwzględnienie przy kalkulacji taryfy pokrycia uzasadnionych kosztów ponoszonych przez operatorów systemów przesyłowych i dystrybucyjnych w związku z realizacją zadań i inwestycji priorytetowych, określonych w wytycznych Prezesa URE.

Proponuje się dodanie ust. 3a wskazującego przesłanki, którymi ma się kierować Prezes URE przy ustalaniu stopy zwrotu z kapitału, z położeniem szczególnego nacisku na kluczowy, z punktu widzenia rozwoju sieci, zakres wykorzystania nowych technologii, a także ryzyka związane z podejmowanymi inwestycjami.

Proponowane dodanie ust. 3b ma na celu uwzględnienie w taryfach dla paliw gazowych i energii elektrycznej stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego, dzięki czemu spodziewany jest skutek motywujący dla przedsiębiorstw energetycznych do systematycznej realizacji wytycznych co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji priorytetowych, zgodnie z planami rozwoju sieci.

e) w art. 46

Proponowana zmiana ust. 2 poprzez dodanie pkt 4a ma na celu określenie w rozporządzeniu, wydanym na podstawie ust. 1, na mocy którego minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa URE, określa szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla paliw gazowych oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi - sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego, związanego z realizacją planów rozwoju sieci w zakresie wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji.

Proponowane dodanie w ust. 4 pkt 6a ma na celu określenie w rozporządzeniu, wydanym na podstawie ust. 3, na mocy którego minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii

Prezesa URE, określa szczegółowe zasady kształtowania i kalkulacji taryf dla energii elektrycznej oraz szczegółowe zasady rozliczeń w obrocie energią elektryczną - sposobu uwzględniania w taryfach stopnia niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego, związanego z realizacją planów rozwoju sieci w zakresie wytycznych Prezesa URE co do kierunku rozwoju sieci i realizacji inwestycji.

f) zmiana w art. 47

Proponowana zmiana, poprzez dodanie ust. 2h, ma na celu uwzględnienie w zatwierdzanych bądź zmienianych taryfach zakresu niewykonania harmonogramu rzeczowo-finansowego dot. realizacji planów rozwoju sieci w związku z wytycznymi Prezesa URE. Prezes URE został także uprawniony do wezwania przedsiębiorstwa energetycznego do korekty taryfy w tym zakresie. Powyższe przepisy mają zapewnić nagradzanie przedsiębiorstw w zakresie w jakim wywiązują się z uzgodnionych planów rozwoju sieci, zgodnie z wytycznymi Prezesa URE, dzięki czemu wzmocniony będzie efekt motywujący do realizacji niezbędnych inwestycji.

Bilansowanie

a) zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne

Proponowane zmiany w art. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie ram pojęciowych ustawy do ram wynikających z przepisów unijnych tj. dyrektywy 2019/944, rozporządzenia Komisji (UE) 2017/2195 z dnia 23 listopada 2017 r. ustanawiającego wytyczne dotyczące bilansowania oraz rozporządzenia 2019/943, a także mają na celu umożliwienie wdrożenia nowego modelu rynku bilansującego.

Proponowana zmiana art. 3 pkt 23a dostosowuje definicję „bilansowania systemu” do definicji bilansowania z art. 2 pkt 10 rozporządzenia 2019/943 przy pozostawieniu obecnej definicji bilansowania dla systemu gazowego. Dodaje się także pkt 23c i 23d, odnoszące się do definicji z rozporządzenia 2019/943. W art. 3 pkt 40 zaktualizowano definicję bilansowania handlowego poprzez odesłanie do pojęcia rozliczania niezbilansowania. W art. 3 pkt 41 – pozostawiono pojęcie „centralnego mechanizmu bilansowania handlowego”, który będzie w nowym modelu oznaczać część rynku bilansującego stanowiącą dziedzinę działalności podmiotów odpowiedzialnych za bilansowanie (rozliczanie niezbilansowania). W art. 3 pkt 42 dokonano aktualizacji definicji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie, dokonując skreślenia słowa „handlowe” z definicji.

b) zmiany w art. 5 ustawy – Prawo energetyczne

- są to zmiany porządkowe związane ze zmianami w definicji podmiotu odpowiedzialnego za bilansowanie i bilansowania handlowego.

c) zmiany w art. 9 ustawy – Prawo energetyczne

Zmiany w art. 9 ust. 3 i 4 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu aktualizację delegacji do rozporządzenia systemowego obejmującą zmiany na rynku w zakresie bilansowania.

d) zmiany w art. 9c ustawy – Prawo energetyczne doprecyzowują katalog obowiązków operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego związanych m.in. ze zmianami na rynku bilansującym.

Proponowane zmiany w art. 9c ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne mają charakter porządkujący wobec zmian w definicji „bilansowania systemu” oraz zmiany nazewnictwa jednostek podlegających centralnemu dysponowaniu.

W związku z przeniesieniem zasad regulujących priorytet dostępu do sieci na poziom rozporządzenia, proponuje się pozostawienie w mocy ust. 6, uwzględniając, że stosuje się go w zakresie wynikającym z art. 12 i 13 rozporządzenia 2019/943, które regulują tę materię w sposób niemal kompletny.

W art. 9g ust. 6 dokonuje się aktualizacji zakresu przedmiotowego instrukcji w części dotyczącej bilansowania systemu w związku z objęciem znacznej części zagadnień warunkami dotyczącymi bilansowania opracowywanymi na podstawie rozporządzeń unijnych.

Zmieniony art. 9g ust. 6a nakazuje uwzględnić w instrukcji techniczne wymagania uczestnictwa odpowiedzi odbioru i agregacji na podstawie ich technicznych zdolności oraz charakterystyki poszczególnych procesów, co stanowi wykonanie obowiązku z art. 17 ust. 5 dyrektywy 2019/944.

e) zmiany w art. 11d i 31 ust. 3 ustawy – Prawo energetyczne

- są to zmiany porządkowe związane z odejściem od pojęcia jednostki wytwórczej centralnie dysponowanej.

Zmiany w innych obszarach działania operatorów systemów elektroenergetycznych

a) dodanie pkt 5a, 8, 19-21 w art. 9c w ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne

Dodanie nowych zadań do katalogu obowiązków operatora systemu przesyłowego elektroenergetycznego stanowi implementację art. 40 ust. 1 lit. i-k dyrektywy 2019/944. Przepisy te określają zadania operatora w zakresie przyjmowania ram współpracy w ramach koordynacji regionalnej, uczestniczenia w sporządzaniu ocen wystarczalności zasobów na poziomie europejskim i krajowym, cyfryzacji sieci przesyłowej oraz zarządzania danymi i cyberbezpieczeństwa.

b) dodanie ust. 1i w art. 45 ustawy - Prawo energetyczne

dodanie przepisu wynika z treści przepisów rozporządzenia 2019/943 i reguluje uczestnictwo operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych w nowej jednostce EU DSO, która będzie funkcjonowała na poziomie Unii Europejskiej, jako prawna jednostka reprezentująca interesy europejskich operatorów systemów dystrybucyjnych elektroenergetycznych.

Konsekwencją wprowadzenia powyższej zmiany jest dodanie w art. 46 w ust. 4 w pkt 5 litery e.

c) zmiana art. 9g ust. 12, art. 9h ust. 7 pkt 6, art. 11f, art. 16 ust. 1 pkt 4, dodanie art. 16 ust. 1 pkt 6, zmiana art. 46 ust. 4 pkt 5 lit. c i art. 56 ust. 1 pkt 1d i pkt 19 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu aktualizację podstawy prawnej, w związku z utratą mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (We) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003 i zastąpienia ich normami prawnymi wynikającymi z rozporządzenia 2019/943.

Ad 9. Zadania Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki

Zmiany w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne mają na celu dostosowanie zadań organu regulacyjnego do przepisów dyrektywy 2019/944, zwłaszcza jej art. 59 i 60. Zmiana art. 23 ust. 2 pkt 11, 11b i 14b ustawy – Prawo energetyczne, ma na celu dostosowanie tego przepisu do aktualnego stanu prawnego, bowiem rozporządzenie (WE) nr 714/2009 Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej, do którego odwołuje się ten przepis, utraciło moc w dniu 31 grudnia 2019 r. i zostało zastąpione przez rozporządzenie 2019/943.

Dodanie nowego pkt 14ab w art. 23 ust. 2 oraz ust. 9 do ustawy – Prawo energetyczne ma na celu implementację art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. c dyrektywy 2019/944 zgodnie z którym do zadań organu regulacyjnego należy zapewnienie wykonywania przez ENTSO energii elektrycznej i organizację OSD UE ich obowiązków określonych w dyrektywie 2019/944, rozporządzeniu 2019/943, kodeksach sieci i wytycznych przyjętych na podstawie art. 59- 61 tego rozporządzenia oraz w innych właściwych przepisach prawa Unii, a także wykonywania decyzji Agencji do spraw Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER).

Dodawany w art. 23 ust. 2 ustawy – Prawo energetyczne pkt 18b lit. a - h, ma na celu implementację art. 59 ust. 1 lit. o oraz art. 5 dyrektywy 2019/944. Nakłada on na organ

regulacyjny dodatkowe obowiązki w zakresie monitorowania sytuacji na rynku energii elektrycznej, tj. monitorowanie:

- poziomu i skuteczności otwarcia rynku i konkurencji na poziomie hurtowym i detalicznym, w tym na giełdach energii elektrycznej,
- cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, w tym systemów przedpłat i używania inteligentnych systemów opomiarowania,
- zawierania i stosowania umów z cenami dynamicznymi energii elektrycznej, ofert sprzedawców energii elektrycznej, wpływu tych umów i ofert na ceny i stawki opłat dla odbiorców końcowych w gospodarstwach domowych, a także szacowanie ryzyk związanych z tymi umowami oraz nakazuje publikowanie co roku, do dnia 30 maja, raportu z tego monitorowania,
- częstotliwości zmian sprzedawców energii elektrycznej oraz odłączenia odbiorców od sieci,
- opłat za usługi w zakresie utrzymania systemu elektroenergetycznego i wykonania tych usług,
- stosunku cen dla odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych do cen hurtowych energii elektrycznej,
- kształtowania się taryf i opłat sieciowych,
- skarg zgłaszanych przez odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, oraz
- zakłóceń lub ograniczeń konkurencji, w tym poprzez dostarczanie stosownych informacji oraz przekazywanie właściwym krajowym organom ochrony konkurencji wszelkich istotnych przypadków tych zakłóceń lub ograniczeń.

Dodawany art. 23 ust. 2 pkt 18b lit. j ma na celu implementację art. 59 ust. 1 lit. p dyrektywy 2019/944 i nakłada na Prezesa URE obowiązek monitorowania występowania restrykcyjnych praktyk umownych, w tym klauzul wyłączności, które mogą uniemożliwiać odbiorcom jednoczesne zawieranie umów z więcej niż jednym sprzedawcą lub ograniczać ich wybór w tym zakresie, a w stosownych przypadkach nakazuje powiadamianie o takich praktykach krajowych organów ochrony konkurencji.

Dodawany w art. 23 ustawy – Prawo energetyczne ust. 8, zobowiązuje Prezesa URE, zgodnie z art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. s dyrektywy 2019/944, do publikowania na stronie internetowej Urzędu Regulacji Energetyki, co najmniej raz w roku, zaleceń dotyczących zapewnienia zgodności cen sprzedaży energii elektrycznej z wymogami konkurencyjnego rynku energii i

przekazania tych zaleceń, w przypadku gdy uzna to za konieczne, Prezesowi Ochrony Konkurencji i Konsumentów.

Dodawany do ustawy – Prawo energetyczne art. 24a, ma na celu implementację art. 59 ust. 1 pkt 1 lit. i dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym, do zadań Prezesa URE należy przedkładanie właściwym organom państw członkowskich, Komisji i Agencji corocznego sprawozdania z działalności i z wypełniania obowiązków organu regulacyjnego, w tym z zastosowanych środków oraz uzyskanych wyników w zakresie zadań regulatora wymienionych w dyrektywie.

Zmiana do art. 56 ust. 8 ustawy – Prawo energetyczne ma na celu aktualizację podstawy prawnej, w związku utratą mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (We) Nr 714/2009 z dnia 13 lipca 2009 r. w sprawie warunków dostępu do sieci w odniesieniu do transgranicznej wymiany energii elektrycznej i uchylającego rozporządzenie (WE) nr 1228/2003.

Projekt ustawy wprowadza ponadto możliwość zgłoszenia Prezesowi URE przez każdego odbiorcę końcowego, którego prawa związane z wykonywaniem obowiązków przez operatora systemu elektroenergetycznego mogły zostać naruszone, zawiadomienia dotyczącego podejrzenia naruszenia tych obowiązków.

Zgodnie z art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944, państwa członkowskie są zobowiązane zapewnić możliwość zgłoszenia przez każdą ze stron skargi na operatora systemu przesyłowego lub dystrybucyjnego, odnoszącej się do obowiązków tego operatora określonych na jej mocy. Strona może przekazać tę skargę do organu regulacyjnego, który działając jako organ rozstrzygający spory, wydaje rozstrzygnięcie w terminie dwóch miesięcy od otrzymania skargi. Termin ten może zostać przedłużony o dwa miesiące, jeżeli organ regulacyjny zwraca się o przekazanie dodatkowych informacji. Przedłużony termin może zostać ponownie przedłużony za zgodą wnoszącego skargę.

Zgodnie z wyrokiem z dnia 8 października 2020 r. w sprawie C-360/19 Crown Van Gelder Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że organ regulacyjny nie może odrzucić skargi wniesionej przez odbiorcę końcowego na operatora systemu przesyłowego po wystąpieniu awarii zasilania w tym systemie poprzez wykazanie, że instalacja tego odbiorcy końcowego nie jest przyłączona bezpośrednio do wspomnianego systemu przesyłowego, lecz jedynie do systemu dystrybucyjnego zasilanego przez system przesyłowy. Tym samym Trybunał Sprawiedliwości Unii Europejskiej uznał, że brak bezpośredniego związku prawnego

skarżącego ze spółką, która nie dochowała swoich obowiązków, nie może stanowić podstawy do odrzucenia skargi oraz tym samym niepodjęcia dalszych działań przez organ regulacyjny.

Projektowane przepisy (dodawane do art. 8 ustawy – Prawo energetyczne ust. 4-6 mają na celu implementację art. 60 ust. 2 dyrektywy 2019/944 i wykonanie wyroku Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 8 października 2020 r. w sprawie C-360/19 - Crown Van Gelder BV/Autoriteit Consument en Markt (wniosek o wydanie orzeczenia w trybie prejudycjalnym złożony przez College van Beroep voor het bedrijfsleven - Niderlandy), określając, że podmiot toczący spór z operatorem systemu elektroenergetycznego, co do obowiązków określonych w ustawie – Prawo energetyczne, będzie mógł powiadomić o tym fakcie organ regulacyjny, który będzie zobligowany do podjęcia określonych działań.

Projektowane przepisy wymagają aby treść zawiadomienia obejmowała elementy wskazane w art. 8 ust. 5 ustawy – Prawo energetyczne, które mają służyć umożliwieniu przeprowadzenia wstępnej analizy przez Prezesa URE oraz powzięciu decyzji o ewentualnym wszczęciu sformalizowanego postępowania administracyjnego. Obowiązek udzielenia pisemnej odpowiedzi na zawiadomienie, zawierające wskazane przez ustawodawcę minimum w sferze treści, przysłuży się natomiast realizacji zasady pogłębiania zaufania uczestników postępowania do władzy publicznej, albowiem każdy kto zdecyduje się na złożenie zawiadomienia do Prezesa URE otrzyma od niego odpowiedź, zarówno informującą o podjęciu przewidzianych przepisami prawa działań, jak i odmowie wszczęcia postępowania wraz z uzasadnieniem. Proponowane rozwiązanie będzie miało pozytywny wpływ na ocenę transparentności działań organu, albowiem zgłaszający każdorazowo otrzyma potwierdzenie, że zgłoszona przez niego sprawa została poddana analizie przez organ, a w przypadku odmowy zostaną mu wytłumaczone motywy odrzucenia zawiadomienia.

Projektowany art. 8 ust. 6 stanowi, że przekazanie przez Prezesa URE informacji o sposobie załatwienia sprawy zgłoszonej przez zawiadamiającego powinno nastąpić nie później niż w terminie dwóch miesięcy, a sprawy szczególnie skomplikowanej - nie później niż w terminie czterech miesięcy od dnia otrzymania tego zawiadomienia. Ponowne przedłużenie terminu rozpatrzenia sprawy wymaga zgody zgłaszającego zawiadomienie.

Regionalne Centra Koordynacyjne

Proponowany przepis art. 23x i art. 56 ust. 1 pkt 53 oraz ust. 2i implementują przepis art. 62 dyrektywy 2019/944 dotyczący kompetencji Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki w stosunku do regionalnych centrów koordynacyjnych, w przypadku, gdy siedziba regionalnego

centrum koordynacyjnego zostanie utworzona na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej. Konsekwencją przypisania Prezesowi URE tych uprawnień, jest możliwość nałożenia przez niego sankcji dla regionalnych centrów koordynacyjnych, w przypadku nie wywiązywania się przez nie z wykonywanych obowiązków.

Ad 10. Własność instalacji magazynowania energii przez operatorów systemów elektroenergetycznych

Zaproponowane przepisy, o których mowa w art. 1 pkt 33 i art. 13 projektu ustawy, mają na celu wdrożenie do polskiego porządku prawnego art. 36 i 54 dyrektywy 2019/944. W związku z analogicznym brzmieniem art. 36 i 54 ww. dyrektywy (za wyjątkiem zgłoszenia do Komisji Europejskiej oraz Agencji ds. Współpracy Organów Regulacyjnych, o którym mowa w projektowanym art. 43g ust. 4 oraz terminu określonego przy wyłączeniu, o którym mowa w projektowanym art. 43g ust. 9) przepisy wdrażające ujęto w jednym artykule. W przypadku definicji „decyzja inwestycyjna” odwołano się do obowiązującego aktu prawnego, tj. ustawy 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz. U. z 2020 r. poz. 250, 843). Zgodnie z projektowanymi przepisami (art. 43g ust. 1) operatorom systemu elektroenergetycznego, z wyjątkiem ust. 2, nie zezwala się na bycie posiadaczem, wnoszenie, zarządzanie ani obsługę magazynu energii, zezwalając jednocześnie na korzystanie z usług świadczonych z wykorzystaniem magazynu energii. Odstępstwem od powyższego jest sytuacja, w której na wniosek operatora Prezes URE, w drodze decyzji, uzna on magazyn energii za w pełni zintegrowany element sieci, albo gdy łącznie spełnione zostaną warunki wskazane w projektowanym art. 43g ust. 2 pkt 2. Warunkami niezbędnymi do zastosowania odstępstwa są:

a) niezbędność magazynu energii w celu wywiązywania się z obowiązków wynikających przez operatora z ustawy, zapewnienia wydajnego, niezawodnego i bezpiecznego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego oraz nie wykorzystywanie magazynu do obrotu energią elektryczną na rynkach energii elektrycznej,

b) wyrażenie przez Prezesa URE w drodze decyzji, wydanej na wniosek operatora systemu elektroenergetycznego, zgody na przeprowadzenie procedury, o której mowa w lit. c oraz zatwierdzenie warunków przeprowadzania procedury przetargowej,

c) przeprowadzenie przez operatora otwartej, przejrzystej i niedyskryminacyjnej procedury przetargowej 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,

d) nie wyłonienie w wyniku przeprowadzenia procedury, o której mowa w lit. c, 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..

Zgodnie z proponowanym art. 43g ust. 5, Prezes URE przeprowadzi przynajmniej raz na pięć lat, konsultacje dotyczące istniejących magazynów energii, których celem będzie ustalenie czy podmioty inne niż operatorzy systemów elektroenergetycznych są zainteresowane inwestowaniem w magazyny energii, z wykorzystaniem których mogą świadczyć usługi systemowe na rzecz tych operatorów w sposób efektywny kosztowo. Informacje o wynikach konsultacji Prezes URE będzie publikował w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki. W celu umożliwienia regulatorowi oceny wiarygodności podmiotów, które zgłaszają zainteresowanie posiadaniem, wznoszeniem, zarządzaniem lub obsługą magazynu energii, nałożono na takie podmioty (art. 43g ust. 6) obowiązek dołączenia odpowiedniej dokumentacji.

Jeżeli w wyniku konsultacji społecznych Prezes URE stwierdził, że inne podmioty są w stanie w sposób efektywny kosztowo posiadać i wykorzystywać magazyn energii, nim zarządzać lub go obsługiwać, zobowiąże on, w drodze decyzji operatora systemu elektroenergetycznego, do przekazania prawa do magazynu energii temu podmiotowi w terminie 18 miesięcy, określając jednocześnie sposób i warunki tego przekazania oraz zasady ustalania i zwrotu operatorowi systemu elektroenergetycznego kapitału zaangażowanego w tą działalność z uwzględnieniem amortyzacji.

W art. 13 projektu ustawy wprowadzono przepis przejściowy na dokonanie pierwszych konsultacji w sprawie zainteresowania posiadaniem, wznoszeniem, obsługą lub zarządzaniem magazynem energii.

Jednocześnie wprowadzono definicję magazynowania energii i magazynu energii, która w dyrektywie 2019/944 jest znacznie pojemniejsza od definicji magazynu energii elektrycznej z ustawy z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw, która jest aktualnie procedowana w Parlamencie. Rozwiązania przewidziane w ww. ustawie skupiają się bowiem na zniesieniu barier dla magazynów energii elektrycznej przyłączonych do systemu elektroenergetycznego.

Ad 11. Zmiana przepisów dotyczących Koordynatora ds. negocjacji

Zgodnie z art. 26 dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie są zobowiązane do zapewnienia odbiorcom końcowym dostępu do mechanizmu pozasądowego rozstrzygania

sporów dotyczących praw i obowiązków, które ustanowione są dyrektywą 2019/944, za pośrednictwem niezależnego mechanizmu, takiego jak np. rzecznik praw odbiorców energii, organ ochrony konsumentów lub za pośrednictwem organu regulacyjnego. Mechanizm ten ma być prosty, sprawiedliwy, przejrzysty niezależny oraz skutecznie i sprawnie działający.

Mechanizm pozasądowego rozwiązywania sporów został uregulowany w Rozdziale 4a ustawy – Prawo energetyczne regulującym działanie Koordynatora ds. negocjacji oraz w rozporządzeniach wykonawczych, tj.

- rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie prowadzenia przez Koordynatora do spraw negocjacji postępowania w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów,
- rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu.

Aktualnie, zgodnie z art. 31a ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne, koordynator do spraw negocjacji prowadzi postępowania z zakresu pozasądowego rozwiązywania sporów między odbiorcami paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym a przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między prosumentami energii odnawialnej będącymi konsumentami a przedsiębiorstwami energetycznymi wynikłych z umów:

- 1) o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej, gazowej lub ciepłowniczej, w tym przyłączenia mikroinstalacji;
- 2) o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej lub gazu ziemnego;
- 3) o świadczenie usług przesyłania i dystrybucji ciepła;
- 4) sprzedaży;
- 5) kompleksowych.

Postępowanie przed Koordynatorem wszczyna się na wniosek odbiorcy paliw gazowych, energii elektrycznej lub ciepła w gospodarstwie domowym albo prosumenta energii odnawialnej będącego konsumentem, jednak warunkiem wystąpienia z wnioskiem jest podjęcie najpierw działań przez odbiorców, mających na celu bezpośredni kontakt z przedsiębiorstwem energetycznym i rozwiązanie sporu tą drogą.

Mając na uwadze art. 26 dyrektywy 2019/944, koniecznym jest wprowadzenie zmian w rozdziale 4a ustawy – Prawo energetyczne, dotyczących kwestii pozasądowego rozwiązywania sporów poprzez:

- 1) uwzględnienie agregatorów, obywatelskich społeczności energetycznych oraz odbiorców aktywnych jako podmiotów pomiędzy którymi istnieje możliwość przeprowadzenia

postępowania w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów;

2) rozszerzenie katalogu umów, w wyniku których doszło do sporu, o umowę o świadczenie usług agregacji oraz o umowę o świadczenie usług magazynowania energii elektrycznej.

Ponadto w związku z tym, że dyrektywa obliguje do zapewnienia udziału przedsiębiorstw energetycznych w postępowaniach w sprawie pozasądowego rozwiązywania sporów wprowadzono taki obowiązek w dodawanym do art. 31d ust. 7, pod groźbą kary w wysokości od 500 zł do 2000 zł nakładanej przez Prezesa URE (dodany pkt 52 do art. 56 ust. 1).

Z wprowadzeniem powyższych zmian wiąże się również konieczność zmiany rozporządzenia Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie prowadzenia przez Koordynatora do spraw negocjacji postępowania w zakresie pozasądowego rozwiązywania sporów, wydanego na podstawie art. 31f ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne oraz rozporządzenia Ministra Energii z dnia 1 sierpnia 2017 r. w sprawie określenia wysokości progów finansowych wartości przedmiotu sporu, których przekroczenie uprawnia do odmowy rozpatrzenia sporu.

Przepisy dotyczące regulacji cen energii elektrycznej

Zgodnie z art. 5 ust. 1 dyrektywy 2019/944 sprzedawcom energii elektrycznej należy zapewnić swobodę w ustalaniu cen energii elektrycznej a odbiorcom energii elektrycznej rynkowe ceny dostaw. Państwa członkowskie powinny podjąć wszelkie niezbędne działania w celu zapewnienia skutecznej konkurencji na rynku.

Odstępstwo od powyższego stanowi art. 5 ust. 6 dyrektywy 2019/944, zgodnie z którym w okresie przejściowym, służącym wprowadzeniu skutecznej konkurencji, możliwe jest zastosowanie interwencji publicznych w zakresie ustalania cen dla odbiorców będących gospodarstwami domowymi i mikroprzedsiębiorców. Powyższe odstępstwo wymaga spełnienia przez państwo członkowskie przesłanek wskazanych w art. 5 ust. 4 i 7 dyrektywy 2019/944.

W projekcie ustawy proponuje się zastosowanie ww. odstępstwa, które odzwierciedlało będzie aktualnie obowiązujący stan prawny, w którym Prezes URE zatwierdza taryfy stosowane wobec odbiorców energii elektrycznej w gospodarstwach domowych, którzy nie skorzystali z prawa do zmiany sprzedawcy energii elektrycznej, a więc nie skorzystali z ofert dostępnych na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, posiadając zawartą umowę ze sprzedawcą z urzędu.

Do uwolnienia cen w obrocie energią elektryczną w odniesieniu do odbiorców przemysłowych i biznesowych doszło w 2007 r. – sprzedawcy wykonujący zadania sprzedawców z urzędu oraz sprzedawcy funkcjonujący w przedsiębiorstwach zintegrowanych pionowo, niezobowiązani do rozdzielania działalności, nie mają obowiązku przedkładania Prezesowi URE do zatwierdzenia taryfy w obrocie energią elektryczną dla odbiorców innych niż gospodarstwa domowe. Należy zaznaczyć, że sprzedawcy, którzy pełnią również funkcję sprzedawcy z urzędu, są uprawnieni do przedstawiania ofert rynkowych wszystkim odbiorcom, w tym odbiorcom grupy taryfowej G przyłączonym do sieci operatora, na obszarze którego sprzedawcy realizują zadania sprzedawcy z urzędu pod warunkiem, że sprzedawcy ci uprzednio poinformowali odbiorcę o wysokości cen energii elektrycznej określonej w aktualnie obowiązującej taryfie, a w odniesieniu do odbiorców w gospodarstwach domowych – także o obowiązku, o którym mowa w art. 5a ustawy – Prawo energetyczne.

Aktualnie obowiązujący zakres zwolnienia z obowiązku zatwierdzania taryf nie stanowi bariery dla sprzedawców energii ani dla odbiorców do korzystania z ofert rynkowych, gwarantując jednocześnie niezbędny zakres ochrony dla odbiorców najbardziej wrażliwych społecznie, bowiem w dużej mierze to od aktywności sprzedawców zależy jak wielu odbiorców korzysta z oferty rynkowej.

Z monitoringu prowadzonego przez Prezesa URE¹ wynika, że systematycznie zwiększa się liczba odbiorców w gospodarstwach domowych, którzy korzystają z oferty rynkowej sprzedawcy z urzędu, po rezygnacji z taryfy zatwierdzonej przez Prezesa URE albo z oferty rynkowej innego sprzedawcy. W 2018 r. było to 34,64%, zaś na koniec 2019 r. – 36,05%.

W ocenie projektodawców pełne uwolnienie cen energii elektrycznej poprzez zwolnienie z obowiązku przedkładania taryf przez sprzedawców z urzędu sprzedających energię elektryczną dla gospodarstw domowych już od 2021 r., to jest od momentu obowiązywania dyrektywy 2019/944. jest przedwcześnie.

Jednym z obowiązków państwa wobec obywateli jest zapewnienie ciągłości dostaw energii elektrycznej po cenach akceptowalnych dla odbiorców końcowych energii elektrycznej, zwłaszcza odbiorców szczególnie narażonych na negatywne skutki znaczącego wzrostu cen energii elektrycznej, tj. odbiorców indywidualnych.

W celu pełnego uwolnienia cen na rynku energii elektrycznej konieczne jest więc podjęcie szeregu działań mających na celu w pierwszej kolejności identyfikację barier pełnej liberalizacji rynku.

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/energia-elektryczna/zmiana-sprzedawcy-monit>

Konieczne jest między innymi:

- 1) zabezpieczenie odbiorcy wrażliwego energii elektrycznej;
- 2) stworzenie niezależnego, obejmującego cały rynek narzędzia porównania ofert energii elektrycznej dla odbiorców w gospodarstwie domowym - propozycję w tym zakresie zostały przedstawione w niniejszym projekcie;
- 3) zwiększenie ochrony odbiorców w gospodarstwie domowym – w projekcie przewiduje się wiele rozwiązań mających na celu wzmocnienie pozycji kontraktowej i świadomości o rynku energii odbiorcy energii elektrycznej. Dokonuje się m.in.
 - a) zmiany delegacji ustawowej do wydania rozporządzenia taryfowego, mającej na celu implementację art. 18 dyrektywy 2019/944 i załącznika nr 1 do dyrektywy, co w znacznym stopniu wpłynie na dostęp odbiorców do jasnych i jednoznacznych informacji na temat ich praw w odniesieniu do sektora energetycznego, poprzez m.in. umieszczenie nowych pozycji na rachunkach odbiorców końcowych tj.
 - dane kontaktowe sprzedawcy,
 - informacje na temat dostępności i korzyści płynących ze zmiany sprzedawcy,
 - informacje na temat praw odbiorców końcowych w odniesieniu do pozasądowego rozstrzygnięcia sporów,
 - link do narzędzia porównywania ofert,
 - porównanie bieżącego zużycia energii elektrycznej przez odbiorcę końcowego ze zużyciem w takim samym okresie w roku poprzednim, przedstawione w formie graficznej,
 - informację o przyszłej zmianie produktu lub ceny bądź rabacie, jeżeli umowa to przewiduje, wraz z datą wprowadzenia zmiany,
 - b) obowiązek sprzedawców do przedkładania odbiorcy końcowemu streszczenia kluczowych warunków umowy,
 - c) informowanie odbiorców, którym grozi odłączenie, o alternatywnych metodach odłączenia stosowanych przez sprzedawcę, które mogą odnosić się do źródeł wsparcia w celu uniknięcia wstrzymania dostarczania energii elektrycznej, systemów przedpłat, audytów energetycznych, usług doradztwa w zakresie energii elektrycznej, alternatywnych planów płatności, doradztwa w zakresie zarządzania długiem lub wstrzymania odłączenia energii elektrycznej na wskazany okres i nie mogą generować dodatkowych kosztów dla odbiorców.

W dodawanym do ustawy – Prawo energetyczne art. 5 ust. 6ca zobowiązuje się ponadto sprzedawcę energii elektrycznej, stosującego taryfę zatwierdzoną przez Prezesa URE, do informowania odbiorcy końcowego, co najmniej raz na kwartał, o możliwości zakupu przez tego odbiorcę energii elektrycznej od wybranego przez niego sprzedawcy, dostępności ofert sprzedaży energii elektrycznej w porównywarce ofert i możliwości oszczędności na konkurencyjnym rynku energii elektrycznej, w szczególności o umowach z cenami dynamicznymi energii elektrycznej - dzięki planowanym rozwiązaniom, mającym na celu wzmocnienie pozycji i roli konsumenta na rynku energii, wypełniony zostanie także powyższy postulat;

- 4) uruchomienie centralnego systemu informacji rynku energii – prace nad wprowadzeniem systemu procedowane są w Parlamencie (ustawa z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw);
- 5) stworzenie warunków dla funkcjonowania energetyki lokalnej – w projekcie proponuje się wprowadzenie usług elastyczności, przewiduje rozwiązania dla odbiorcy aktywnego i obywatelskich społeczności energetycznych, wprowadza podstawy prawne do działania agregacji.

W celu oceny wpływu m.in. nowych regulacji na rynek energii elektrycznej, minister właściwy do spraw energii, po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, opracuje sprawozdanie dotyczące stosowania art. 47 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne, w stosunku do przedsiębiorstw energetycznych posiadających koncesję na obrót energią elektryczną, zawierające w szczególności informacje o konieczności dalszego stosowania art. 47 ust. 1 ustawy – Prawo energetyczne w obowiązującym kształcie, ocenę postępów we wprowadzaniu skutecznej konkurencji między sprzedawcami energii elektrycznej i w przechodzeniu na ceny rynkowe, informację o sposobie wykonywania przez sprzedawców energii elektrycznej obowiązku, o którym mowa w art. 47 ust. 1 i wpływie tych regulacji na sytuację finansową tych sprzedawców.

Ad 12. Wdrożenie mechanizmu nierynkowego ograniczania (redysponowania lub redukcji) w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii

Zmiany otoczenia rynku energii o charakterze strukturalnym związane m.in. z rosnącą decentralizacją w sektorze wytwarzania, przyspieszonym rozwojem niestabilnych odnawialnych źródeł energii (w szczególności farm wiatrowych – FW oraz instalacji fotowoltaicznych – PV), w tym planami budowy morskiej energetyki wiatrowej, jak również wynikającej z europejskiej polityki klimatycznej tendencji odstawiania źródeł

konwencjonalnych, rodzą wyzwania, które wymagają wdrożenia mechanizmu nierynkowego ograniczania (redysponowania lub redukcji) przez operatorów systemu elektroenergetycznych w wytwarzaniu z odnawialnych źródeł energii.

Powyższe zjawiska stwarzają ryzyko występowania problemów po stronie OSP w równoważeniu zapotrzebowania na energię elektryczną z zapotrzebowaniem na nią (bilansowanie) – również od strony nadmiaru generacji w stosunku do zapotrzebowania, co w konsekwencji prowadzić będzie do konieczności redukcji generacji, w tym generacji z farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych przy jednoczesnym wyzwaniu polegającym na zachowaniu zdolności technicznych do sterowania pracą systemu elektroenergetycznego. Operatorzy systemów elektroenergetycznych będą z czasem coraz bardziej narażeni na ryzyko występowania potencjalnych przeciążeń elementów sieci elektroenergetycznej oraz pogorszenia parametrów jakościowych energii elektrycznej, w których to przypadkach mogą być zmuszeni do wprowadzania ograniczeń w wytwarzaniu energii elektrycznej w szczególności na farmach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych jako źródłach niestabilnych (posiadających mniejszą zdolność regulacyjną użyteczną w sterowaniu pracą systemu).

Z technicznego punktu widzenia operatorzy systemów elektroenergetycznych mają pewien zakres możliwości zarządzania pracą FW oraz PV, jednakże ze względu na wciąż obecne gwarancje dostępu do sieci elektroenergetycznej dla energii elektrycznej wytworzonej z OZE mechanizmy te mogą opierać się wyłącznie na dobrowolnym przystąpieniu wytwórców do mechanizmów zarządzania pracą. Powyższe dostrzegł ustawodawca europejski projektując mechanizm tzw. nierynkowego redysponowania, na wypadek gdyby impulsy mechanizmów rynkowych nie były dostatecznie skuteczne.

Przepisy ustawy – Prawo energetyczne nie odnoszą się bezpośrednio do pojęcia redysponowania. Istnieją co prawda przepisy, które wprost upoważniają operatorów do wydawania wytwórcom poleceń w zakresie odstawienia, zmiany obciążenia lub odłączenia od sieci, tj. art. 11d ustawy - Prawo energetyczne, jednak nie sposób przyjąć, że są one wystarczające dla sprawnego bilansowania przy wzmożonym udziale farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych.

Zgodnie z art. 11d ustawy - Prawo energetyczne, OSP ma prawo podjąć szczególne działania zaradcze w razie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, tj.: wprowadzenie stanu nadzwyczajnego, katastrofa naturalna albo bezpośredniego zagrożenia wystąpienia awarii technicznej, wprowadzenia embarga, blokady, ograniczenia lub braku

dostaw paliw lub energii elektrycznej z innego kraju na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, lub zakłóceń w funkcjonowaniu systemów elektroenergetycznych połączonych z krajowym systemem elektroenergetycznym, strajku lub niepokoju społecznego oraz obniżenia dostępnych rezerw zdolności wytwórczych poniżej niezbędnych wielkości, określonych w IRIESP lub braku możliwości ich wykorzystania.

Równocześnie zgodnie z art. 11f ustawy - Prawo energetyczne podjęcie działań i środków na podstawie art. 11d tej ustawy, obarczone jest pewnymi ograniczeniami i możliwe jest w zakresie niezbędnym do przywrócenia prawidłowego funkcjonowania systemu elektroenergetycznego, na podstawie kryteriów przyjętych dla bieżącego bilansowania systemu elektroenergetycznego i zarządzania ograniczeniami systemowymi i może być podejmowane w uzgodnieniu z właściwymi OSP.

Kolejnym ograniczeniem dla redysponowania farm wiatrowych z powołaniem się na środki określone w art. 11d ustawy - Prawo energetyczne, jest konieczność wystąpienia stanu zagrożenia bezpieczeństwa dostaw i zachowania koniecznej procedury. W przypadku powstania stanu zagrożenia, OSP ma obowiązek niezwłocznie powiadomić ministra właściwego do spraw energii i Prezesa URE, wskazując na podjęte działania i środki w celu usunięcia tego zagrożenia i zapobieżenia jego negatywnym skutkom oraz zgłoszenia konieczności wprowadzenia ograniczeń (art. 11c ust. 3 ustawy - Prawo energetyczne).

Ponadto, w razie wprowadzenia ograniczeń w dostarczaniu i poborze energii elektrycznej, OSP jest zobowiązany do przedstawienia raportu ministrowi właściwemu do spraw energii (art. 11c ust. 4). Zatem ww. mechanizmy zawarte w ustawie – Prawo energetyczne nie przewidują interwencji skierowanej do wytwórców wytwarzających energię elektryczną z OZE w sytuacji, która destabilizuje system elektroenergetyczny, lecz nie stanowi podstawy uznania za stan zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Niezależnie od obowiązków OSP w zakresie podejmowania działań zaradczych w razie wystąpienia zagrożenia bezpieczeństwa dostaw, przepisy ustawy - Prawo energetyczne nakładają na OSP i OSD obowiązki w zakresie zarządzania ograniczeniami systemowymi (OSP - art. 9c ust. 2 pkt 6, 9, 10, 14 i 18 ustawy - Prawo energetyczne, OSD - art. 9c ust. 3 pkt 5, 6, 7 i 14 ustawy - Prawo energetyczne).

Odpowiednikiem uprawnień OSP i OSD są obowiązki wytwórcy, określone w art. 9j ustawy - Prawo energetyczne. Zgodnie z art. 9j ust. 1 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne, wytwórca zobowiązany jest do współpracy z operatorem, do którego sieci źródło jest

przyłączone, w szczególności do przekazywania temu operatorowi niezbędnych informacji o stanie urządzeń wytwórczych i wykonywania jego poleceń, na zasadach i warunkach określonych w ustawie, rozporządzeniu systemowym, IRiESP lub IRiESD oraz umowie zawartej z operatorem systemu elektroenergetycznego. Z kolei zgodnie z art. 9j ust. 2 ustawy - Prawo energetyczne, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, OSP wydaje, stosownie do planów działania, procedur i planów wprowadzania ograniczeń, o których mowa w rozporządzeniu systemowym i rozporządzeniu o ograniczeniach oraz IRiESP oraz postanowień umów o świadczenie usług przesyłania energii elektrycznej zawartych z użytkownikami systemu, w tym z odbiorcami, polecenia dyspozytorskie wytwórcy, OSD oraz odbiorcom.

Wobec powyższego, nie powinno budzić wątpliwości, że OSP i OSD mają ogólne mechanizmy do redysponowania jednostkami wytwórczymi, w celu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Trudno jednak przy tym uznać, że art. 9j ust. 1 pkt 4 ustawy - Prawo energetyczne jest przepisem dającym OSP czy OSD bezpośrednią kompetencję do wprowadzania poleceń dyspozytorskich. Należy natomiast uznać, że potwierdzają one możliwość wprowadzenia takiej kompetencji w umowie. Stanowi o tym również art. 5 ust. 2 pkt 2 ustawy - Prawo energetyczne, zgodnie z którym umowa o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji określa warunki zapewnienia niezawodności i ciągłości dostarczania paliw gazowych lub energii.

Z powyższych względów, sytuacja prawna na gruncie przepisów ustawy - Prawo energetyczne i przepisów wykonawczych, nie jest dostosowana do aktualnego stanu prawnego wynikającego z rozporządzenia 2019/943, tj. krajowe regulacje prawne nie dają możliwości stosowania jednoznacznie norm rangi europejskiej stanowiących, że wytwórca energii OZE (w tym z FW oraz PV) ma obowiązek podporządkować się poleceniu ruchowemu OSP w zakresie ograniczenia generacji w sytuacji gdy sygnały rynkowe nie dostarczają odpowiednich bodźców. Dodatkowo, brak jest w polskim porządku prawnym uregulowania przesądzającego, że operator ma obowiązek zapłaty rekompensaty z tego tytułu, co umożliwi również uwzględnienie tych rekompensat przez Prezesa URE zatwierdzającego taryfy, tak by zagwarantować operatorom systemu elektroenergetycznego odpowiednie przychody na pokrycie tych kosztów działalności operatorskiej.

Mechanizm nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV będzie wykorzystywany przez OSP jako ostateczny środek zaradczy dla zbilansowania zapotrzebowania z generacją w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE), w tym dla utrzymania niezbędnych

poziomów regulacyjności w systemie (tzw. problem bilansowy). Poniżej zostały przedstawione wszystkie środki zaradcze w kolejności ich stosowania, które zostaną podjęte przez OSP przed wprowadzeniem nierynkowej redukcji generacji z FW i PV:

1. blokowanie zdolności importowych w trybie day-ahead i intraday,
2. rynkowe zmniejszenie generacji w KSE w ramach rynku bilansującego,
3. wymuszenie pracy pompowej w elektrowniach szczytowo-pompowych,
4. udostępnianie zdolności eksportowych w trybie IntraDay,
5. zaniżanie generacji w elektrociepłowniach w ramach usługi GWS,
6. eksport energii w formie operatywnej pomocy awaryjnej,
7. nierynkowe ograniczanie generacji z FW i PV.

Potrzeba wykorzystania powyższych środków zaradczych będzie wstępnie identyfikowana w ramach planowania pracy na dzień następny, tj. na podstawie prognozy przebiegu dobowego zapotrzebowania na moc elektryczną oraz na podstawie prognoz generacji FW i PV. Ponieważ tylko koincydencja niskiego zapotrzebowania na moc elektryczną z wysoką generacją OZE stwarza możliwość wystąpienia problemów bilansowych, ryzyko wykorzystania powyższych środków zaradczych może zaistnieć jedynie kilkukrotnie i krótkotrwale w ciągu roku, tj. w okresach świątecznych, głównie w nocy. W przypadku gdy w ramach planowania pracy KSE na dzień następny zostaną zidentyfikowane warunki opisane wyżej (tj. bardzo wysoka generacja z FW i PV oraz bardzo niskie zapotrzebowanie), to w pierwszej kolejności będą blokowane zdolności importowe w trybie day-ahead, a następnie w dniu bieżącym w trybie intraday. Decyzje dotyczące faktycznego stopnia wykorzystania pozostałych środków, tj. kolejno od pkt 2 do pkt 6, będą podejmowane na bieżąco, na podstawie aktualnego stanu generacji z FW i PV oraz aktualnego zapotrzebowania na moc elektryczną w KSE. W przypadku gdy wykorzystanie tych środków zaradczych okaże się niewystarczające, to użycie nierynkowego ograniczania generacji z FW i PV ze względów bilansowych odbędzie się w oparciu o wspólną listę rankingową dla FW i PV. Lista ta będzie wskazywać kolejność redukcji FW i PV tak aby zminimalizować całkowity koszt rekompensat finansowych jakie będzie trzeba pokryć. Lista ta będzie aktualizowana codziennie, ze względu na m.in. zmieniające się ceny zielonych certyfikatów oraz średnioważoną dobową cenę energii elektrycznej na rynku dnia następnego. Należy zwrócić uwagę, że w procesie bilansowania KSE, przed nierynkowym mechanizmem ograniczania generacji z FW i PV, w pierwszej kolejności OSP będzie wykorzystywał mechanizm rynkowy (pozycja nr 2 powyżej), w ramach którego będą wyłaniane zasoby redysponowania poprzez zintegrowany proces grafikowania. Nierynkowy mechanizm redukcji

farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych będzie stosowany jako ostateczny środek zaradczy.

Podobnie jak w przypadku Polski, rynkowy mechanizm wyznaczania zasobów do redysponowania ze względów bilansowanych będzie stosowany również w innych krajach, m.in. w Hiszpanii, Szwecji, Holandii oraz Grecji. Przykładem rynkowego redysponowania jest również Wielka Brytania, gdzie wytwórcy otrzymywali premie za ograniczenia, które były wyższe od potencjalnych strat. Jednak premie uzyskiwane przez wytwórców były historycznie tak duże, że zostały wprowadzone nowe warunki, które pod groźbą kary zabraniały składania zbyt wysokich ofert w razie ograniczeń. Takie rozwiązanie w istocie oznacza próbę zbliżenia do formuły ceny regulowanej. Wysokość rekompensat budzi do dziś w Wielkiej Brytanii publiczne kontrowersje. Należy zauważyć, że z powodu potencjalnie wysokich kosztów rekompensat i ryzyka nadużycia pozycji rynkowej przez wytwórców występują również przypadki, gdy państwa członkowskie zrezygnowały w całości ze stosowania mechanizmu rynkowego. Niemcy zdecydowały o odstąpieniu od stosowania modelu rynkowego w oparciu o dwie z wymienionych w art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943 przesłanek, tj. zbyt niską liczbę jednostek wytwarzania energii, aby zapewnić skuteczną konkurencję, oraz stan sieci, który prowadziłby do składania ofert strategicznych. Na podobnym stanowisku kwestionującym zasadność stosowania rynkowego redysponowania stanął również belgijski regulator energetyki. W konsekwencji, belgijski OSP zamierza korzystać z wyłączenia przewidzianego w wyżej wspomnianym art. 13 ust. 3 rozporządzenia 2019/943. Ma to na celu uniemożliwienie działań polegających na nadużyciu pozycji wynikającej z ograniczeń rynkowych. Należy przy tym jednak zauważyć, że w zasadniczej części mechanizm belgijski opiera się o oferty uczestników rynku. W Irlandii i Irlandii Północnej przygotowany został przez łączoną Komisję ds. jednolitego rynku (SEM) szczegółowy raport na temat implementacji rozporządzenia 2019/943 w zakresie dysponowania i redysponowania. SEM uznała w nim rynek bilansujący za mechanizm rynkowy.

Biorąc pod uwagę stosowane przez inne europejskie kraje rozwiązania oraz przepisy rozporządzenia 2019/943 można założyć, że proponowane rozwiązanie jest poprawne i bezpieczne zarówno dla operatorów systemów elektroenergetycznych jak również dla sektora wytwórczego. Nadanie operatorom systemów elektroenergetycznych prawa do redysponowania FW i PV na potrzeby zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej oraz równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię umożliwi dalszy rozwój FW i PV przy zapewnieniu bezpiecznej pracy systemu elektroenergetycznego oraz będzie stanowił istotny środek zaradczy do utrzymania bezpiecznej

pracy systemu elektroenergetycznego. Po wdrożeniu proponowanych zmian do ustawy - Prawo energetyczne oraz do ustawy o odnawialnych źródłach energii szczegółowy mechanizm nierynkowej redukcji zostanie zawarty w IRiESP oraz IRiESD.

1) zmiany w ustawie – Prawo energetyczne

a) dodanie ust. 7a -7l do art. 9c

Art. 9c ust. 7a i 7b wprowadzają wprost ustawowe uprawnienie dla OSP i OSD zmniejszenia wytwarzanej mocy przez wszystkie jednostki wytwórcze wykorzystujące energię wiatru lub słońca, jak również do ich wyłączenia w celu zapewnienia zrównoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię oraz bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej. Z tytułu ograniczenia w wytwarzaniu przyznaje się wytwórcy rekompensatę finansową. Rozwiązanie to wynika z aktualnie obowiązujących przepisów prawa Unii Europejskiej i służy powiązaniu z krajowym porządkiem prawnym norm wynikających z rozporządzenia 2019/943, a konkretnie art. 13. Zgodnie z art. 13 ust. 2 i 3 rozporządzenia 2019/943 redysponowanie powinno w pierwszej kolejności odbywać się na zasadach rynkowych, tzn. w oparciu o oferty składane przez wytwórców energii. Takie rozwiązanie zostało uregulowane w Warunkach Dotyczących Bilansowania opracowanych na podstawie art. 18 Kodeksu Sieci EBGL i zatwierdzonych przez Prezesa URE.

Co więcej, z uwagi na charakterystykę instalacji fotowoltaicznych oraz farm wiatrowych, które odznaczają się niestabilnością, ich wykorzystanie na potrzeby redukcji nierynkowej, w sytuacjach w których zasoby pozyskiwane w mechanizmach rynkowych okazałyby się niewystarczające albo wręcz w sytuacjach gdy brak innych instrumentów, należy uznać za najbardziej efektywne z punktu widzenia bezpieczeństwa systemu.

Wskazana powyżej niestabilność, wymaga większej koordynacji ze strony OSP czy OSD niż w przypadku innych źródeł wytwórczych, tj. OSP i OSD powinny mieć zagwarantowane możliwości ograniczenia pracy instalacji fotowoltaicznych i farm wiatrowych, w sytuacjach gdy z powodu warunków atmosferycznych mogą one prowadzić do destabilizacji pracy sieci, a w przypadkach szczególnych, całego KSE i w konsekwencji zagrażać bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej. Wprowadzenie instrumentu pozwalającego na zarządzanie nadpodażą energii pochodzącej z farm wiatrowych oraz instalacji fotowoltaicznych, w okresach wietrznych lub słonecznych występujących wraz z niskim zapotrzebowaniem na energię, pozwoli OSP na obniżenie ryzyka wystąpienia zagrożenia pracy systemu elektroenergetycznego, a także pozwoli na zwiększanie wolumenu mocy zainstalowanej w

farmach wiatrowych oraz instalacjach fotowoltaicznych.

Art. 9c ust. 7c umożliwia stosowanie w krajowym porządku prawnym obowiązku operatorów systemów elektroenergetycznych, określonego w art. 13 ust. 4 rozporządzenia 2019/943, do przedkładania stosownego sprawozdania Prezesowi URE. Przepis ma na celu wykonanie normy wynikającej z przepisów europejskich.

Art. 9c ust. 7d – przesądza o kryterium, jakim powinien kierować się OSP wydając polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą w celu równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię, tj. minimalizację kosztu zmniejszenia wytwarzania mocy.

Art. 9c ust. 7e – przesądza o kryterium, jakim powinien kierować się operator systemu elektroenergetycznego wydając polecenie wyłączenia jednostki wytwórczej lub zmniejszenia mocy wytwarzanej przez tę jednostkę wytwórczą w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej tj. w pierwszej kolejności uwzględniane powinny być te jednostki wytwórcze, które w największym stopniu przyczynią się do spełnienia tego celu.

Art. 9c ust. 7f – wyłącza stosowanie redysponowania w stosunku do jednostek wytwórczych, które nie miały obowiązku wyposażać się w odpowiednie układy regulacji mocy czynnej zapewniające zdolność do płynnej redukcji wytwarzanej mocy czynnej. Ma to służyć uniknięciu sytuacji, w której wydane polecenie mogłoby doprowadzić do uszkodzenia jednostki wytwórczej, która nie posiada zdolności do regulacji mocy czynnej. Przepis ma za zadanie ochronę wytwórców.

Art. 9c ust. 7g - wprowadza wyjątek od obowiązku przyznania wytwórcy rekompensaty finansowej z tytułu ograniczenia w wytwarzaniu. Przepis pozwala na wykonanie normy wynikającej z art. 13 ust. 7 zdanie pierwsze rozporządzenia 2019/943 osadzając ją zgodnie z pojęciami stosowanymi w krajowym porządku prawnym.

Art. 9c ust. 7h – 7k - określają podmioty odpowiedzialne za obliczenie i wypłatę rekompensaty dla wytwórcy, czyniąc podmiotem zobowiązanym finansowo operatora, który wydał polecenie.

Art. 9c ust. 7k - reguluje zasady wzajemnego przekazywania sobie przez operatorów systemów elektroenergetycznych danych niezbędnych do wydawania i wykonywania poleceń ograniczenia w wytwarzaniu.

b) dodanie pkt 6a do art. 9g ust. 4

Przepis ten daje podstawę OSP i OSD do ustalenia w instrukcji ruchu i eksploatacji sieci

zasad redukcji oraz zasad rozliczenia (sposobu kalkulacji) rekompensat finansowych za takie ograniczanie wytwarzania, zapewniając bezpieczeństwo prawne zarówno operatorowi (możliwość polecenia redukcji w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci lub zrównoważenia wytwarzania z zapotrzebowaniem), jak i po stronie wytwórców (stosowna rekompensata za redukcję).

c) dodanie ust. 1k do art. 45

Przepis umożliwia uwzględnienie kosztów rekompensat finansowych dla wytwórców w kalkulacji taryf za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej. W związku z tym, że rekompensaty finansowe są zaliczone niewątpliwie do kategorii kosztów uzasadnionych (w podlegającej ocenie regulatora wysokości) operatorom należy zapewnić w kalkulowanych taryfach odpowiedni poziom przychodów na pokrycie tych kosztów.

d) dodanie pkt 27a do art. 56 ust. 1

Wprowadzana zmiana ma na celu równoprawne traktowanie wszystkich wytwórców. Polecenia o charakterze interwencyjnym określone w art. 9c ust. 7a i. 7b są równoważne poleceniom ruchowym wydawanym na mocy art. 9j. Dla zachowania spójności regulacji powinny zatem również podlegać sankcjom, by unikać zarzutów nierównoprawnego traktowania.

2) zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii

a) zmiana w art. 2 pkt 27a

Skreślenie wyrazu „wyłącznie” spowodowane jest zmianą systemu prosumenckiego. Dotychczasowe brzmienie definicji prosumenta energii odnawialnej rozumianego jako „odbiorcę końcowego wytwarzającego energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji (...)” mogło być interpretowane jako ograniczenie roli prosumenta energii odnawialnej do odbiorcy wytwarzającego energię wyłącznie na własne potrzeby. Z uwagi na zmianę modelu prosumenta z rozliczania energii po jej zbilansowaniu na sprzedaż nadwyżek energii, konieczne jest usunięcie mogącego budzić wątpliwości wyrazu „wyłącznie”.

b) zmiany w art. 4 ust 1

W zakresie regulacji w art. 4 ust. 1 dokonano zmiany ograniczającej do dnia 31 grudnia 2021 roku możliwość skorzystania z dotychczasowego modelu rozliczenia energii za pomocą mechanizmu „opustu”.

c) zmiany w art. 40 ust. 1b

Zmiany w art. 40 ust. 1b są konsekwencją ograniczenia w czasie przystępowania do systemu rozliczania wytworzonej energii, o którym mowa w art. 4 ust. 1.

d) zmiany w art. 41 ust. 1 pkt 4, ust. 1a, ust. 4 ust. 21-23

Przepis art. 41 ust. 1 pkt 4 wprowadza nowy system sprzedaży nadwyżek energii przez prosumenta energii odnawialnej, w którym cała niewykorzystana energia elektryczna będzie przez niego sprzedawana po cenie, o której mowa art. 41 ust. 8 ustawy z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii (100% średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym w poprzednim kwartale, ogłoszonej przez Prezesa URE).

W ust. 1a dodano z kolei przepis umożliwiający sprzedaż energii także przez sprzedawcę wybranego lub agregatora.

W ust. 21 dodano przepis o charakterze rozgraniczającym stary oraz nowy system dotyczący prosumentów energii odnawialnej, który ma także walor informacyjny poprzez sprecyzowanie, że prosumenci, którzy pozostaną w systemie rozliczania opustu, nie uzyskują prawa do sprzedaży nadwyżek energii wg. nowych zasad tj. zgodnie z art. 41 ust. 1 pkt 4 ustawy.

Kolejne dwa ustępy (22 i 23) zawierają przepisy zwalniające przychód uzyskany przez prosumenta energii odnawialnej z tytułu sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej w mikroinstalacji, z podatku dochodowego od osób fizycznych i prawnych, a także tę energię elektryczną z akcyzy.

Należy wyraźnie podkreślić, że obecny model rozliczania prosumenta – tzw. „opust”, poprzez swoją konstrukcję opartą o tzw. „magazyn sieci”, nie powoduje zwiększenia przychodów Skarbu Państwa z tytułu odprowadzonej energii do sieci. Dlatego też proponowana zmiana modelu prosumenckiego – tj. sprzedaż niewykorzystanych nadwyżek i jednocześnie podmiotowe jak i przedmiotowe zwolnienie z podatku oraz akcyzy także nie powoduje uszczuplenia przychodów Skarbu Państwa, a mogłoby stanowić istotną barierę ekonomiczną rozwoju sektora odnawialnych źródeł energii.

e) zmiana w art. 83 ust. 3c

Przepis określa zasady wyłączenia odpowiedzialności wytwórcy w przypadku niedochowania zobowiązań wynikających z aukcyjnego systemu wsparcia, na skutek podporządkowania się poleceniu operatora. Jednocześnie zostało jednoznacznie przesądzone, że

zobowiązanie do sprzedaży po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji OZE, niezrealizowane w terminie z powodu redysponowania, uznaje się za zrealizowane wyłącznie w przypadku, gdy wytwórca rozpocznie sprzedaż po raz pierwszy w ramach systemu aukcyjnego energii wytworzonej w instalacji odnawialnego źródła energii najpóźniej w pierwszym dniu po odwołaniu polecenia.

f) dodanie ust. 14-19 do art. 93

Przepisy regulują zasady i zakres przekazywania wyszczególnionych danych przez operatora rozliczeń energii odnawialnej oraz Prezesa URE do operatora systemu elektroenergetycznego na potrzeby wyznaczenia wartości rekompensaty finansowej.

g) zmiana pkt 15 w art. 168

Przepis wyklucza karanie właściciela instalacji OZE w przypadku, gdy nastąpiło ograniczenie wytworzenia energii albo do jej wytworzenia nie doszło w następstwie konieczności równoważenia dostaw energii elektrycznej z zapotrzebowaniem na tę energię lub zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej (tzn. polecenia właściwego operatora systemu elektroenergetycznego).

Ad 13. Uprawnienie Prezesa URE do ingerowania w treść umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej

Pomimo wielu lat funkcjonowania przepisów ustawy – Prawo energetyczne, które wdrażały do polskiego systemu prawnego kolejne pakiety energetyczne UE nie zostały przełamane monopole grup energetycznych na sprzedaż energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Kolejne dyrektywy rynkowe UE kładły i kładą coraz silniejszy nacisk na rozdzielenie działalności polegającej na dystrybucji energii elektrycznej od sprzedaży tej energii oraz na prawo odbiorcy do wyboru sprzedawcy z poszanowaniem zasady ochrony interesów odbiorców końcowych oraz równoprawnego traktowania stron umowy. W rzeczywistości jednak nie ma mowy o jednakowej pozycji stron i nienarzucaniu warunków umów przez stronę silniejszą. Sytuacja ta wprost prowadzi do hamowania rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej. By powyższemu, negatywnemu zjawisku zapobiec wyposażono regulatora w odpowiednie narzędzia pozwalające mu na ingerencję w relacje ukształtowane z pokrzywdzeniem jednej ze stron. W tym celu Prezes URE z urzędu lub na wniosek strony może zobowiązać strony umowy o świadczenie usług przesyłania lub dystrybucji paliw gazowych lub energii elektrycznej zawartej pomiędzy sprzedawcą a operatorem systemu dystrybucyjnego lub operatorem systemu przesyłowego do jej zmiany, w celu umożliwienia

sprzedawcy sprzedaży paliw gazowych lub energii elektrycznej lub świadczenia usługi kompleksowej odbiorcom przyłączonym do sieci tego operatora, w przypadkach uzasadnionych koniecznością zapewnienia ochrony interesów odbiorców końcowych, równoważenia interesów stron tej umowy lub przeciwdziałania praktykom ograniczającym konkurencję, w tym umożliwienia korzystania przez odbiorców końcowych z uprawnienia zmiany umowy.

Prezes URE zatwierdzi instrukcję tylko wtedy jeżeli spełnia ona wymagania określone w ustawie, równoważy interesy użytkowników systemu oraz nie stanowi zagrożenia dla rozwoju konkurencji na rynku energii elektrycznej lub gazu ziemnego. W innym przypadku Prezes URE będzie mógł wezwać operatora systemu przesyłowego lub operatora systemu dystrybucyjnego, który przedłożył instrukcję, do jej zmiany w oznaczonym zakresie, wyznaczając mu w tym celu odpowiedni termin. W razie niewykonania wezwania w terminie, Prezes URE będzie mógł samodzielnie zmienić instrukcję w zakresie objętym wezwaniem i zatwierdzić ją w brzmieniu uwzględniającym wprowadzone przez nią zmiany.

Ad 14. Przyznanie Prezesowi URE uprawnienia do ustalenia cen i stawek opłat dla przedsiębiorstwa energetycznego w przypadku wydania przez Prezesa URE decyzji w sprawie odmowy zatwierdzenia temu przedsiębiorstwu taryfy, gdy ta decyzja jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat.

Zgodnie z art. 47 ust. 2c: „W przypadku upływu okresu, na jaki została ustalona taryfa, do dnia wejścia w życie nowej taryfy stosuje się taryfę dotychczasową, jeżeli:

- 1) decyzja Prezesa URE nie została wydana albo
- 2) toczy się postępowanie odwoławcze od decyzji Prezesa URE.”.

Z kolei art. 47 ust. 2d stanowi, że „taryfy dotychczasowej, o której mowa w ust. 2c, nie stosuje się, jeżeli decyzja Prezesa URE odmawiająca zatwierdzenia taryfy jest uzasadniona koniecznością obniżenia cen i stawek opłat poniżej cen i stawek opłat zawartych w dotychczasowej taryfie i wynika z udokumentowanych i opisanych zmian zewnętrznych warunków wykonywania przez przedsiębiorstwo energetyczne działalności gospodarczej.”.

Powyższe przepisy precyzują kwestię możliwości stosowania taryfy przedsiębiorstwa energetycznego mimo upływu okresu na jaki została zatwierdzona. Jest to regulacja bardzo pożyteczna jakkolwiek - jak wykazuje dotychczasowa praktyka - niepełna i tak, z art. 47 ust. 2d nie wynika, w jaki sposób należy rozliczać odbiorców po upływie okresu obowiązywania dotychczasowej taryfy (której nie można stosować) a prawomocnym rozstrzygnięciem sprawy z odwołania od decyzji odmawiającej zatwierdzenia „nowej” taryfy. Dodać przy tym należy,

że postępowania odwoławcze trwają zwykle przez kilka lat, odbiorcy przedsiębiorstwa pozostają w niepewności co do wysokości kosztów jakie ponoszą z tytułu dostarczania paliw lub energii.

W związku z powyższym doprecyzowano ten przepis poprzez wskazanie podstawy do rozliczeń z odbiorcami w tym „przejściowym” okresie. Dodatkowo, doprecyzowano, że w ww. przypadku Prezes URE ustali, w drodze postanowienia ceny i stawki opłat, które przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane stosować nie później niż od 7 dnia następującego po opublikowaniu postanowienia w Biuletynie URE, do czasu wejścia w życie nowej taryfy.

Ad 15. Przyznanie Prezesowi URE uprawnienia do udzielenia odstępstw od stosowania określonych przepisów w ramach tzw. „piaskownicy regulacyjnej”.

Projektowany przepis ma na celu umożliwienie ubiegania się do Prezesa URE, o przyznanie, w drodze decyzji administracyjnej, tymczasowych odstępstw od stosowania wskazanych w art. 24b ust. 2 obowiązków, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktur, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej i gazowej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Wprowadzenie niniejszej regulacji do polskiego porządku prawnego ma na celu przyspieszenie procesu wdrożenia nowoczesnych technologii i innowacji oraz przyspieszenia procesu transformacji energetycznej, dzięki działaniu w ramach tzw. piaskownic regulacyjnych – rozwiązania stosowanego na szeroką skalę w innych europejskich krajach (m.in. Francja, Niemcy, Holandia, Wielka Brytania), zmierzającego do promowania nowych rozwiązań na rynkach energetycznych i sprawdzania ich skuteczności, dzięki czasowemu wyłączeniu bądź ograniczeniu stosowania wymogów prawnych i regulacyjnych, w ramach których określone podmioty mogą je zastąpić regulacjami poddanymi testowaniu.

Idea piaskownic regulacyjnych wywodzi się z sektora informatycznego, gdzie służy do testowania potencjalnie niebezpiecznych kodów bez ryzyka zainfekowania całego systemu. Następnie tego rodzaju rozwiązanie wprowadzone zostały przede wszystkim w sektorze bankowym. Jej budowa pozwala na bezpieczne eksperymentowanie podmiotów w ramach ich działalności, zbieranie doświadczeń i testowanie innowacyjnych rozwiązań, bez konieczności konfrontowania się z restrykcjami obowiązującymi poza piaskownicą.

Korzyści z funkcjonowania w ramach piaskownic regulacyjnych wpływają na wszystkie trzy grupy uczestników: po pierwsze, pozwalają one podmiotom działającym w ich ramach na testowanie nowych technologii i modeli biznesowych, które są tylko częściowo zgodne z istniejącymi ramami prawnymi i regulacyjnymi. Po drugie, dzięki nim odbiorcy ich działań w środowisku testowym mają szansę zapoznać się z proponowanymi rozwiązaniami i stać się świadomym konsumentem tych produktów i usług poza piaskownicą. Jednocześnie zwiększa to ich świadomość rozwoju oraz kierunku zmian danego sektora gospodarczego. Po trzecie, pozwalają organom regulacyjnym dowiedzieć się o potrzebie wprowadzenia konkretnych innowacji. W związku z tym organy regulacyjne mają możliwość opracowania lub przedłożenia podmiotom mającym inicjatywę ustawodawczą propozycji w zakresie dostosowania odpowiedniego środowiska legislacyjnego oraz są w stanie szybciej i skuteczniej przewidywać konieczność wprowadzenia nowych regulacji dostosowanych do rozwoju określonego sektora w przyszłości. Proponowane przepisy mają więc na celu, w dalszej kolejności, identyfikację przeszkód we wprowadzaniu innowacyjnych rozwiązań, barier wejścia na rynek energetyczny oraz obszarów niepewności regulacyjnej i odpowiednią interwencję w celu ich rozwiązania. Jednocześnie odstępstwa od stosowania określonych przepisów w celu wspierania progresywnych działań oraz zachęcania do tworzenia innowacji w ramach funkcjonowania rynku energetycznego i gazowego pozwolą na aktywizację podmiotów oraz skłonią do działania nowych przedsiębiorców. Takie działanie, ma na celu uczynienie polskiego rynku energetycznego bardziej atrakcyjnym.

Opis rozwiązań w art. 24b

Zgodnie z art. 24b ust. 1, Prezes URE, na uzasadniony wniosek osoby prawnej lub jednostki organizacyjnej niebędącej osobą prawną, której odrębna ustawa przyznaje zdolność prawną może, w drodze decyzji, udzielić odstępstwa od stosowania określonych we wniosku przepisów ustawy, o których mowa w ust. 2, w celu realizacji projektu mającego na celu wdrożenie innowacyjnych technologii, usług, produktów, modeli współpracy użytkowników systemu, rozwiązań technologicznych lub teleinformatycznych na korzyść transformacji energetycznej, inteligentnych sieci i infrastruktury, rozwoju lokalnego bilansowania oraz wzrostu efektywności wykorzystania istniejącej infrastruktury energetycznej i gazowej, w zakresie niezbędnym do jego przeprowadzenia.

Odstępstwo to może być przyznawane na maksymalny okres trzech lat, z możliwością jednokrotnego przedłużenia na okres do trzech lat, w zależności od decyzji Prezesa URE i etapu rozwoju projektu (ust. 5).

Zgodnie z ust. 3, udzielenie odstępstw możliwe jest jedynie w przypadku spełnienia

łącznie następujących warunków:

1) projekt przyczyni się do osiągnięcia celów polityki energetycznej państwa określonych w art. 13 ustawy Prawo energetyczne, tj. zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju, wzrostu konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej, a także ochrony środowiska, w tym klimatu.

2) wnioskodawca uprawdopodobni oczekiwane korzyści wynikające z realizacji projektu dla funkcjonowania systemu elektroenergetycznego lub gazowego, użytkowników tych systemów albo inne korzyści środowiskowe, gospodarcze lub społeczne;

3) wnioskodawca wykaże istniejące bariery regulacyjne, utrudniające realizację projektu.

Przyznanie zwolnień nie jest możliwe w sytuacji zaistnienia prawdopodobieństwa, iż realizacja projektu zagrozi prawidłowemu wykonywaniu usług przez operatorów sieci, bezpieczeństwu sieci lub bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej lub gazu.

Procedura wyłonienia przez Prezesa URE projektów kwalifikujących się do udzielenia odstępstwa od stosowania określonych przepisów oraz samo postępowanie projektowe powinno być ogłaszane, organizowane i przeprowadzane nie rzadziej niż raz w roku. Jednocześnie, przepis zobowiązuje Prezesa URE do publikacji w Biuletynie Informacji Publicznej Urzędu Regulacji Energetyki informatora postępowania projektowego, co ma na celu prawidłowe przeprowadzenie postępowania projektowego.

Proponowane przepisy umożliwiają Prezesowi URE, z urzędu lub na pisemny wniosek podmiotu, na który oddziałuje projekt, sprawowanie kontroli działań podmiotów którym przyznano odstępstwa (ust. 6). Kontrola ta ma dotyczyć sposobu realizacji projektu w zakresie przestrzegania warunków określonych w decyzji administracyjnej. Po przeprowadzeniu kontroli, w sytuacji stwierdzenia nieprzestrzegania warunków określonych w decyzji administracyjnej, Prezes URE zobowiązany jest do wezwania podmiotu kontrolowanego do usunięcia naruszeń z pouczeniem, iż ich nieusunięcie w określonym w wezwaniu terminie, spowoduje cofnięcie odstępstw.

W ramach przyznanych zwolnień, projekt przedmiotowej regulacji nakłada na wnioskodawcę określone obowiązki informacyjne względem kręgu potencjalnych zainteresowanych oraz Prezesa URE.

Projektowana regulacja zobowiązuje Prezesa URE aby w ramach sprawozdania, o którym mowa w art. 24 ustawy – Prawo energetyczne, przedstawił postępy z realizacji projektów, wnioski wynikające z zakończonych projektów oraz ocenę wpływu udzielonych odstępstw na realizację celów przeprowadzonych projektów.

Ad. 16. Przepisy dotyczące znaku towarowego operatora systemu dystrybucyjnego

Na stronie 317 Sprawozdania z działalności Prezesa URE w 2017 r. czytamy: Należy także wskazać, że takie same logo OSD oraz podobna nazwa w odniesieniu do spółki obrotu wchodzącej w skład tej samej, co OSD z grupy kapitałowej, wprowadzają odbiorców w błąd, co do niezależności OSD. Ponadto dotychczasowa praktyka niezasadnie premiuje spółkę obrotu z grupy kapitałowej OSD, poprzez sugerowanie, że właśnie ten sprzedawca w najlepszym stopniu zapewni bezpieczeństwo dostaw energii lub paliw gazowych do odbiorcy. Regulator jest zatem za odrębnym logo OSD funkcjonującym w przedsiębiorstwie zintegrowanym pionowo. Ponadto, w świetle art. 35 ust. 3 dyrektywy 2019/944 w szczególności pionowo zintegrowani operatorzy systemu dystrybucyjnego nie mogą powodować — w zakresie komunikacji i marki — nieporozumień w odniesieniu do odrębnej tożsamości części przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo zajmującej się dostawami.

Wprowadzenie przepisu, zgodnie z którym znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo stanowi zatem wypełnienie postulatu zawartego w ww. sprawozdaniu oraz normy określonej w dyrektywie 2019/944. Zgodnie z art. 16 pkt 2 projektu ustawy, przepis art. 9c ust. 4c ustawy – Prawo energetyczne, wprowadzający ww. zmianę wejdzie w życie po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Ad. 17. Wprowadzenie wzorca umowy o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych

Zmiana w art. 5 ustawy - Prawo energetyczne, dodanie ust. 4ab

W projektowanej ustawie proponuje się dodanie w art. 5 ust. 4ab, zgodnie z którym umowę o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych zawiera się w oparciu o ustalony przez przedsiębiorstwo energetyczne wzorec umowy. Zgodnie z projektowanym ust. 4ab, operator systemu przesyłowego gazowego i operator systemu połączonego gazowego będzie odpowiedzialny za opracowanie wzorców i w dalszej kolejności opublikowanie ich na swojej stronie internetowej oraz udostępnienie ich w swoich siedzibach. Proponowana zmiana ma na celu ustanowienie podstawy prawnej do przyjętej już praktyki, polegającej na określeniu postanowień umów przesyłowych paliw gazowych w Ogólnych Warunkach Umów, w tym zmian wprowadzanych w umowach przesyłowych. Zmiana zapewni ujednolicenie warunków

świadczenia usług przesyłowych dla wszystkich użytkowników systemu.

W art. 5 projektu ustawy dodano przepis przejściowy, który ma na celu zapewnienie operatorowi systemu przesyłowego gazowego oraz operatorowi systemu połączonego gazowego odpowiedniej ilości czasu (3 miesiące o dnia wejścia w życie ustawy) na opracowanie oraz opublikowanie wzorców umów o świadczenie usług przesyłania paliw gazowych.

Ad. 18. Wprowadzenie podstawy prawnej do koordynowania działań i wymiany informacji w przypadku wniosków o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej

W art. 7 ustawy – Prawo energetyczne, proponuje się dodanie ustępów 3c – 3i, które mają na celu zapewnienie przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwom energetycznym zajmującym się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego podstawy do wymiany informacji oraz koordynowania działań, w zakresie:

1) złożonych wniosków o wydanie warunków przyłączenia jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej oraz niezbędnych informacji zawartych w wydanych warunkach przyłączenia (a także okoliczności cofnięcia warunków);

2) zawierania i realizacji umów o przyłączenie jednostek wytwórczych energii elektrycznej zasilanych paliwem gazowym do sieci przesyłowej gazowej i sieci przesyłowej elektroenergetycznej; oraz

3) uzgodnienia harmonogramów przyłączenia do sieci gazowej i elektroenergetycznej.

Ponadto, proponowana zmiana reguluje zasady na jakich ww. przedsiębiorstwa energetyczne przekazują sobie informacje o jednostkach wytwórczych, które będą przyłączane do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej.

Koordynacja i usprawnienie procesu przyłączenia jednostek wytwórczych do sieci przesyłowej gazowej i elektroenergetycznej wymaga wymiany pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej oraz przedsiębiorstwami energetycznymi zajmującymi się przesyłaniem lub dystrybucją paliwa gazowego - danych i informacji dotyczących planowanych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie zamierzeń inwestycyjnych związanych z budową jednostek wytwórczych energii

elektrycznej zasilanych paliwem gazowym i ich przyłączenia do ww. sieci przesyłowych, w tym informacji wynikających z wniosków o określenie warunków przyłączenia.

W art. 7 projektu ustawy zaproponowano dodanie przepisu przejściowego, zgodnie z którym proponowany przepis art. 7 ust. 3g w brzmieniu nadanym niniejszą ustawą, stosuje się do wniosków o określenie warunków przyłączenia złożonych przez podmioty ubiegające się o przyłączenie do sieci gazowej i sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym 110 kV i wyższym, urządzeń, instalacji lub sieci wykorzystujących do wytwarzania energii elektrycznej paliwo gazowe, złożonych także przed dniem wejścia w życie niniejszej ustawy.

Dodanie w projekcie ustawy do art. 7 ust. 8g⁸ ma na celu doprecyzowanie początku biegu terminu od którego przedsiębiorstwa energetyczne zajmujące się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub paliw gazowych zobowiązane są do wydania warunków przyłączenia podmiotowi ubiegającemu się o przyłączenie do sieci gazowej oraz sieci elektroenergetycznej. Zmiana jest następstwem dodania do art. 7 ust. 3c.

Dodatkowo dokonuje się zmiany art. 16 ust. 24 ustawy – Prawo energetyczne. Proponuje się nałożenie na operatora systemu dystrybucyjnego gazowego obowiązku do przekazywania do 20 dnia każdego miesiąca operatorowi systemu przesyłowego gazowego lub operatorowi systemu połączonego gazowego informacji o wydanych w poprzednim miesiącu warunkach przyłączenia do sieci dystrybucyjnej oraz o zawartych umowach o przyłączenie do sieci dystrybucyjnej dla podmiotów o prognozowanym zużyciu powyżej 100 m³/h. Powyższe ma na celu usprawnienie zarządzania rozwojem sieci przesyłowej poprzez zapewnienie informacji umożliwiających planowanie rozbudowy sieci przesyłowej, ustalania terminów oraz zakresów remontów związanych ze zwiększonym przepływem paliw gazowych generowanym przez przyłączane jednostki. Zmiana wpłynie pozytywnie na całość procesów związanych z bieżącym utrzymaniem infrastruktury oraz zarządzaniem przepływami paliw gazowych w sieci, co będzie sprzyjać trafniejszemu lokowaniu środków oraz w efekcie zmniejszeniu kosztów związanych z rozwojem sieci przesyłowej.

Ad. 19. Prowadzenie przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Odzyskiwanie energii z procesów technologicznych.

Zmiany w art. 9d ustawy - Prawo energetyczne

a) zmiana w ust. 1f

Proponowana zmiana ma na celu rozstrzygnięcie wątpliwości dotyczących możliwości prowadzenia przez operatora systemu magazynowania działalności w zakresie skraplania lub regazyfikacji gazu ziemnego. Zgodnie bowiem z art. 9h ust. 1 ustawy - Prawa energetycznego Prezes URE, na wniosek właściciela sieci przesyłowej, sieci dystrybucyjnej, instalacji magazynowej lub instalacji skroplonego gazu ziemnego, wyznacza, w drodze decyzji, na czas określony, operatora systemu przesyłowego, systemu dystrybucyjnego, systemu magazynowania, systemu skraplania gazu ziemnego lub operatora systemu połączonego oraz określa obszar, sieci lub instalacje, na których będzie wykonywana działalność gospodarcza, z zastrzeżeniem ust. 1a–2. Art. 9d ust. 1f w aktualnie obowiązującym brzmieniu nie przewiduje natomiast by operator systemu magazynowania mógł wykonywać działalność związaną ze skraplaniem gazu ziemnego, co rodziło dotychczas wątpliwości interpretacyjne. Dlatego też kwestia ta wymaga ostatecznego rozstrzygnięcia na drodze jasno sformułowanego przepisu ustawy, która taką możliwość przewiduje.

b) dodanie ust. 1ha

Projekt ustawy zakłada również dodanie w art. 9 ust. 1ha, który dopuszcza możliwość prowadzenia przez operatora systemu przesyłowego gazowego, operatora systemu połączonego gazowego, operatora systemu dystrybucyjnego gazowego oraz operatora systemu skraplania gazu ziemnego działalności w zakresie odzyskiwania energii z procesów technologicznych związanych z realizowanymi przez nich zadaniami, w szczególności odzyskiwania energii odpadowej, w tym energii rozprężania gazu ziemnego, regazyfikacji lub skraplania gazu. Działania te mają służyć poprawie efektywności energetycznej, która jest jednym z podstawowych celów polityki klimatyczno–energetycznej, w tym w szczególności realizowania przedsięwzięć, o których mowa w art. 19 ust. 1 pkt 4 i 5 lit. b oraz pkt 6 ustawy z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej (Dz. U. z 2020 r. poz. 264 i 284), tj. odzyskiwania energii, w tym odzyskiwania energii w procesach przemysłowych; ograniczania strat sieciowych związanych z przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej lub gazu ziemnego; stosowania, do ogrzewania lub chłodzenia obiektów, energii wytwarzanej w instalacjach odnawialnego źródła energii, ciepła użytkowego w wysokosprawnej kogeneracji w rozumieniu ustawy - Prawo energetyczne lub ciepła odpadowego z instalacji przemysłowych. Podkreślić przy tym należy, że proponowane przepisy mają na celu wyłącznie poprawę efektywności energetycznej umożliwiając operatorom wykorzystanie na potrzeby własne energii traconej w toku prowadzonej działalności, operatorzy nie tworzą natomiast konkurencji na rynku obrotu energią. Co istotne, mając na uwadze dotychczasową praktykę stosowania

przepisów Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2009/73/WE z dnia 13 lipca 2009 r. dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego gazu ziemnego i uchylającej dyrektywę 2003/55/WE2009/73, należy stwierdzić, że Komisja Europejska nie kwestionuje możliwości spełniania kryteriów niezależności przez operatora systemu przesyłowego gazowego, działającego w modelu rozdziału własnościowego, który prowadzi działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, jeżeli wielkość tej produkcji jest nieznaczna i nie wpływa na rynek energii elektrycznej. Wskazać przy tym należy, że przedsięwzięcia obejmujące odzyskiwanie energii z procesów technologicznych związanych np. z przesyłem gazu ziemnego są aktualnie realizowane m. in. przez hiszpańskiego operatora systemu przesyłowego gazowego (wytwarzanie energii elektrycznej w ramach stacji redukcyjnych i tłoczni gazu).

Konsekwentnie, uregulowanie przedmiotowej kwestii w ustawie, należy uznać za w pełni uzasadnione.

c) dodanie ust. 2a

Zmiana art. 9d poprzez dodanie ust. 2a ma na celu wyraźne wskazanie, że katalog usług, które może świadczyć operator systemu przesyłowego gazowego obejmuje również usługi sprężania lub redukcji ciśnienia paliwa gazowego.

Ad. 20. Zwiększenie opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej z 25 % do 100 % rzeczywiście poniesionych przez operatora kosztów

- zmiana w ust. 8: zmiana pkt 1, dodanie pkt 1a

W projekcie ustawy proponuje się zmianę modelu wnoszenia przez odbiorców paliw gazowych opłaty przyłączeniowej, zgodnie z którym, opłata będzie pobierana za całość rzeczywistych nakładów poniesionych na realizację przyłączenia do sieci przesyłowej gazowej z wyłączeniem przyłączenia instalacji odnawialnego źródła energii o mocy elektrycznej zainstalowanej nie wyższej niż 5 MW oraz jednostek kogeneracji o mocy elektrycznej zainstalowanej poniżej 1 MW, za których przyłączenie pobierana będzie nadal połowa opłaty ustalonej na podstawie rzeczywistych nakładów.

W aktualnym stanie prawnym, zgodnie z art. 7 ust. 8 pkt 1 ustawy – Prawo energetyczne, opłata za przyłączenie do sieci przesyłowej gazowej wynosi $\frac{1}{4}$ rzeczywiście poniesionych nakładów na realizację przyłączenia. Operator systemu przesyłowego gazowego ponosi więc ciężar finansowania przyłączy do podmiotów profesjonalnie zajmujących się działalnością w zakresie produkcji energii elektrycznej lub ciepła, rozkładając koszt finansowania na okres

amortyzacji inwestycji (kilkadziesiąt lat).

Zmiana modelu zakładająca, że koszty przyłączenia będą w całości pokrywane przez podmioty przyłączane do sieci przesyłowej gazowej, pozwala ponadto uniknąć sytuacji, w której odbiorcy gazu z sieci o niskim ciśnieniu są obciążani kosztami przyłączenia zarówno do sieci przesyłowej, jak i sieci dystrybucyjnej, podczas gdy odbiorcy przyłączeni do sieci przesyłowej nie ponoszą kosztów przyłączania odbiorców do sieci dystrybucyjnej.

Omawiana zmiana polegająca na przełożeniu całości finansowania przyłączenia na odbiorcę gazu z sieci przesyłowej spowoduje poprawę warunków finansowania inwestycji realizowanych przez operatora systemu przesyłowego gazowego, zmniejszenie poziomu nakładów inwestycyjnych ponoszonych przez operatora oraz zoptymalizowanie procesu projektowania inwestycji odbiorców gazu ziemnego z sieci przesyłowej (wybór lokalizacji w pobliżu sieci).

Należy podkreślić, że projektowane zmiany mają przeciwdziałać negatywnym procesom wpływającym na funkcjonowanie systemu gazowego oraz uniemożliwić zachwianie stabilności rozwoju całego rynku gazu w Polsce.

W projekcie ustawy proponuje się dodanie przepisu przejściowego (art. 9) zgodnie z którym przyłączenia, w odniesieniu do których zawarto umowę o przyłączenie do sieci przesyłowej, będą realizowane na dotychczas obowiązujących zasadach.

Ad. 21. Zmiany w obszarze linii bezpośrednich

Zgodnie z art. 7 ust. 1 lit. a i b dyrektywy 2019/944 państwa członkowskie są zobowiązane do przyjęcia niezbędnych środków umożliwiających wszystkim wytwórcom i przedsiębiorstwom dostarczającym energię elektryczną na ich terytorium zaopatrywanie linią bezpośrednią ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców, bez poddawania ich nieproporcjonalnym procedurom administracyjnym lub nakładania nieproporcjonalnych kosztów, a także zaopatrywanie, indywidualnie lub wspólnie, linią bezpośrednią wszystkich odbiorców na ich terytorium przez wytwórców i przedsiębiorstwa dostarczające energię elektryczną. Dotychczasowa praktyka działania regulatora rynkowego oraz sądów wskazuje, że przepisy dotyczące linii bezpośredniej w obowiązującym aktualnie brzmieniu nie są wystarczające dla realizacji celów przewidzianych przez dyrektywę 2019/944. Do głównych problemów, które zostały zidentyfikowane w toku prac nad implementacją dyrektywy, należy zaliczyć wąską wykładnię linii bezpośredniej jako instalacji pracującej w układzie wyspowym, a także podejście, zgodnie z którym uzyskanie zgody na budowę linii jest możliwe, co do

zasady, wyłącznie w sytuacji braku możliwości przyłączenia odbiorcy do sieci elektroenergetycznej. Biorąc pod uwagę powyższe, niezbędnym jest wprowadzenie projektowanych zmian mających na celu rozwój rynku w tym obszarze.

a) zmiana w art. 3 pkt 11 b

Projektowana zmiana art. 3 pkt 11 b ma na celu wyeliminowanie ewentualnych wątpliwości interpretacyjnych oraz uporządkowanie stanu prawnego w związku z wprowadzanymi w życie zmianami, jednoznacznie rozstrzygając, że linia bezpośrednia nie należy do zakresu przedmiotowego sieci dystrybucyjnej. Tym samym nie podlega ona obowiązkom prawnym przewidzianym dla sieci operatora systemu dystrybucyjnego, ani nie powinna być postrzegana jako lokalny, zrealizowany w ramach prywatnej inicjatywy w związku z brakiem możliwości przyłączenia do sieci, substytut sieci dystrybucyjnej.

b) zmiana w art. 3 pkt 11 f

Zgodnie z art. 2 pkt 41 dyrektywy jako linię bezpośrednią należy rozumieć linię elektroenergetyczną łączącą wydzielone miejsce wytwarzania z wydzielonym odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą wytwórcę z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośrednich dostaw energii do ich własnych obiektów, podmiotów zależnych i odbiorców.

W projekcie ustawy, w art. 3 pkt 11 f, proponuje się definicję, która w znacznej mierze literalnie implementuje rozwiązania przewidziane w treści dyrektywy. Intencją ustawodawcy jest tym samym rozwiązanie występujących dotychczas wątpliwości interpretacyjnych, co do funkcji oraz roli linii bezpośredniej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Dotychczas prezentowane rozumienie linii bezpośredniej, jako alternatywy dla braku możliwości przyłączenia do lokalnej sieci elektroenergetycznej nie odpowiada założeniom dyrektywy oraz celom jakie chciał osiągnąć unijny ustawodawca. Zmiana definicji na definicję wynikającą z przepisów prawa Unii Europejskiej ma służyć rozstrzygnięciu, że budowa linii bezpośrednich nie służy zapewnieniu dostępu do energii elektrycznej na terenach na których wybudowanie sieci elektroenergetycznej przez operatora jest ekonomicznie nieuzasadnione lub w znacznej mierze utrudnione ze względów technicznych. Budowa linii bezpośredniej ma przede wszystkim przysłużyć się rozwojowi energetyki rozproszonej oraz stanowić zachętę do inwestowania w nieduże jednostki wytwórcze oparte przede wszystkim na odnawialnej energii, które będą zasilaty lokalnie obiekty. Powyższe ma sprzyjać poprawie konkurencyjności podmiotów na rynku, poprzez zapewnienie alternatywnego źródła dostaw energii oraz realnej

możliwości obniżenia kosztów prowadzonej działalności gospodarczej.

Zgodnie z art. 7a ust. 3a oraz dodawanym ust. 3b zgody Prezesa URE na budowę linii bezpośredniej nie wymaga się w sytuacji gdy instalacja będzie znajdować się na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii, jeśli będzie ona zaopatrywać wyłącznie obiekty należące do tego podmiotu. Wprowadzenie tego typu rozróżnienia wynika z dwóch kwestii: po pierwsze, tego typu instalacje mają służyć zaopatrzeniu w energię elektryczną na własne potrzeby, tj. nie będzie ona wytwarzana w celu odsprzedaży tylko dla pokrycia własnego zapotrzebowania. Dodatkowo budowa instalacji nieprzekraczającej terenu nieruchomości podmiotu występującego o uzyskanie zgody na budowę linii nie będzie rodziła zagrożeń związanych z ewentualnym uszkodzeniem lokalnej sieci elektroenergetycznej, czy też nie będzie stanowiła utrudnień, które potencjalnie mogą wpłynąć na konieczność zmiany trasy, co przyczyni się do wzrostu kosztów rozbudowy lokalnej sieci przez operatora elektroenergetycznego. Dotychczasowe przepisy nie wprowadzały tego typu rozróżnienia, zrównując w obowiązku uzyskania zgody od Prezesa URE dla każdej instalacji, która odpowiadała definicji linii bezpośredniej. Projektowana regulacja wprowadza zmianę, zmniejszającą ilość formalności, co w ocenie ustawodawcy będzie stanowiło zachętę oraz impuls do inwestowania w budowę tego typu instalacji, przyczyniając się tym samym do rozwoju indywidualnych źródeł energii oraz obniżenia kosztów dostaw energii elektrycznej dla podmiotów, które zużywają znaczne jej ilości. Podobna argumentacja dotyczy propozycji brzmienia art. 7a ust 3b pkt 2, tj. sytuacji w których odbiorca nie jest przyłączony do sieci elektroenergetycznej, a jednostka wytwórcza dostarczająca energię elektryczną za pośrednictwem linii bezpośredniej jest jedynym źródłem dostaw energii. Tego typu układ nie rodzi komplikacji związanych z bezpieczeństwem funkcjonowania lokalnej sieci elektroenergetycznej, szczególnie w kontekście bilansowania w przypadku przerw w dostawie z linii bezpośredniej, w związku z czym zgoda regulatora na budowę nie jest wymagana.

d) nowy art. 7a ust. 3c i 3d

W przypadkach, o których mowa w projektowanym art. 7a ust. 3b, tj. braku konieczności uzyskania zgody Prezesa URE, podmiot zwolniony z tego obowiązku, będzie zobowiązany do poinformowania Prezesa URE o zamiarze wybudowania linii bezpośredniej wraz z przekazaniem wymienionych enumeratywnie w treści przepisu informacji. Po zakończeniu budowy linii bezpośredniej, oraz w przypadku każdorazowej zmiany danych podmiot posiadający pozwolenie na budowę linii będzie zobowiązany do poinformowania o

ich zmianie.

e) nowy art. 7a ust. 5

Wprowadzana w projektowanym przepisie procedura konsultacyjna ma na celu zapewnienie możliwości operatorowi systemu elektroenergetycznego, w obszarze działania którego ma powstać linia bezpośrednia, do zajęcia stanowiska co do wpływu budowy w danej lokalizacji tego typu instalacji na bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Będzie to wymagać przede wszystkim zbadania przez operatora czy na odcinku, przez który przebiegać będzie linia bezpośrednia, nie będzie krzyżowała się z trasą przebiegu istniejącej lub planowanej sieci elektroenergetycznej, zapewniając tym samym Prezesowi URE istotne informacje, do których dotychczas nie miał dostępu. Organ regulacyjny, po zapoznaniu się z opinią operatora sieci elektroenergetycznej będzie mógł podjąć decyzję, co do zgody na budowę linii bezpośredniej, posiadając możliwie szeroki wachlarz informacji niezbędnych do całościowego zbadania wniosku podmiotu ubiegającego się o zgodę.

f) nowy art. 7a ust. 6

Zgodnie z treścią dodanego przepisu Prezes URE będzie prowadził jawny wykaz linii bezpośrednich. Dzięki temu każdy zainteresowany będzie mógł zapoznać się z dokładną lokalizacją linii, rodzajem jednostki wytwórczej, która będzie dostarczała energię elektryczną oraz z innymi informacjami, obrazując tym samym rozwój tego typu instalacji w Polsce.

g) nowy art. 7a ust. 7

Proponowany przepis ustanawia, po stronie podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, listę obowiązków do przestrzegania których będzie zobligowany, co zapewni Prezesowi URE możliwość sprawowania efektywnej kontroli nad instalacją, uprawniając do interwencji w razie ewentualnych zaniedbań lub uchybień. Jednocześnie przewidziany w projektowanej zmianie katalog nie stanowi dla podmiotu posiadającego pozwolenie na budowę linii bezpośredniej obciążenia w warstwie regulacyjnej, tj. nie generuje nadmiernych obowiązków, które mogłyby się wiązać z poniesieniem dodatkowych, nieuzasadnionych kosztów stanowiących tym samym barierę wykluczającą opłacalność lub zniechęcającą do inwestowania w budowę tego typu instalacji.

h) nowy art. 7a ust. 8

Zgodnie z art. 7 ust. 3 dyrektywy 2019/944, państwo członkowskie ma obowiązek zapewnić możliwość dostawy energii elektrycznej linią bezpośrednią, jednocześnie bez negatywnego

wpływu na możliwość zawierania umów na dostawę energii elektrycznej zgodnie z art. 6 dyrektywy.

Proponowana treść przepisu ma na celu przede wszystkim zmianę dotychczasowej praktyki zgodnie z którą linię bezpośrednią postrzegano wyłącznie jako alternatywę dla braku możliwości przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, co wiązało się z odrzucaniem wniosków o wydanie decyzji na zgodę na budowę linii jeśli istniała możliwość przyłączenia do sieci lub też wnioskodawca nie posiadał informacji od operatora sieci elektroenergetycznej o braku zgody na przyłączenie do jego sieci. Jak już wcześniej wskazano, celem unijnego ustawodawcy jest stymulowanie rozwoju rozproszonych źródeł wytwarzania opartych w głównej mierze o odnawialne źródła energii, nie zaś zapewnienie odbiorcy możliwości budowy własnym kosztem linii zasilania, tam gdzie takiej możliwości nie posiada operator systemu dystrybucyjnego. Tego typu interpretacja stoi w sprzeczności z ratio legis instytucji linii bezpośredniej, a także jest błędna z punktu widzenia celów jakie ma osiągnąć implementacja przepisów dyrektywy rynkowej. Projektowany przepis ma na celu wykluczenie wszelkich wątpliwości w opisywanym powyżej zakresie.

i) nowy art. 7a ust. 9

Zmiana polegająca na dodaniu art. 7a ust. 9 w proponowanym brzmieniu ma na celu zmianę postrzegania linii bezpośredniej jako układu działającego wyłącznie w systemie wyspowym, w którym zarówno jednostka wytwórcza jak i odbiorca nie mogą być przyłączeni do sieci elektroenergetycznej.

22. Przepisy o wejściu w życie regulacji

Zgodnie z art. 17 projektu ustawy proponuje się, aby weszła ona w życie po upływie 14 dni od dnia ogłoszenia, z wyjątkiem art. 1:

1) pkt 3 w zakresie dodawanego art. 4j ust. 6a-6d, których wejście w życie proponuje się z dniem 1 stycznia 2026 r.

Regulacje te dotyczą możliwości technicznej zmiany sprzedawcy energii przez odbiorcę, w terminie nieprzekraczającym 24 godzin, co będzie możliwe poprzez rejestrację w centralnym systemie informacji rynku energii (CSIRE). Zgodnie z art. 12 ust. 1 dyrektywy 2019/944 zmiana sprzedawcy w ciągu 24h powinna zostać zapewniona odbiorcom najpóźniej do 2026 r. Konieczność przesunięcia w czasie terminu wejścia w życie powyższych przepisów związana jest również z uwzględnieniem będącej w toku procesu legislacyjnego ustawy z dnia 15 kwietnia 2021 r. o zmianie ustawy – Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw – w zakresie propozycji dotyczących powstania w Polsce CSIRE;

2) pkt 4 w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4e-4g i ust. 6g oraz pkt 12 lit. d w zakresie

dodawanego art. 9c ust. 4c, których wejście w życie proponuje się po upływie 12 miesięcy od dnia ogłoszenia;

Przepisy art. 5 ust. 4e-4g i ust. 6g dotyczą regulacji związanych z umową z ceną dynamiczną, które zapewnią częstotliwość rozliczeń na rynku w okresie 15 minut. W związku z tym, że przepisy dotyczące tych umów będą mogły w pełni zadziałać w momencie zainstalowania liczników zdalnego odczytu oraz dostosowania się przedsiębiorstw do regulacji, konieczne jest przesunięcie terminu ich wejścia w życie.

W art. 9c ust. 4c wprowadza się regulację, zgodnie z którą znak towarowy OSD będącego częścią przedsiębiorstwa zintegrowanego pionowo nie będzie mógł wprowadzać w błąd co do odrębnej tożsamości sprzedawcy będącego częścią tego samego przedsiębiorstwa. Wprowadzenie przepisu przejściowego, zgodnie z którym regulacja ta wejdzie w życie 12 miesięcy po ogłoszeniu, ma na celu zapewnienie czasu OSD na dostosowanie loga;

3) pkt 4 lit. c w zakresie dodawanego art. 5 ust. 3a, którego wejście w życie proponuje się po upływie 6 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 5 ust. 3a nakłada na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek zawierania z odbiorcami energii elektrycznej w gospodarstwach domowych wyłącznie umów kompleksowych. Powyższe wiąże się z koniecznością dostosowania systemu funkcjonowania sprzedawców energii elektrycznej do nowej sytuacji prawnej oraz zawarcia odpowiednich umów ze spółkami dystrybucyjnymi, co wymaga przesunięcia w czasie wejścia w życie regulacji.

4) pkt 4 lit. e w zakresie dodawanego art. 5 ust. 4d oraz pkt 8, których wejście w życie proponuje się po upływie 2 miesięcy od dnia ogłoszenia.

Art. 5 ust. 4d zobowiązuje sprzedawców energii elektrycznej do przedłożenia odbiorcom końcowym, najpóźniej w dniu zawarcia umowy sprzedaży energii elektrycznej, streszczenia kluczowych warunków umowy, które powinny zawierać odpowiednie informacje.

Zmiany w art. 6b wprowadzane przez pkt 8 projektu ustawy nakładają na sprzedawców energii elektrycznej obowiązek dostarczenia odbiorcom energii elektrycznej w gospodarstwach domowych informacji o rozwiązaniu alternatywnym w stosunku do wstrzymania dostaw energii elektrycznej stosowanym przez danego sprzedawcę.

Przesunięcie terminu wejścia w życie powyższych regulacji wiąże się z koniecznością zapewnienia sprzedawcom energii elektrycznej odpowiedniego czasu na dostosowanie do powyższych obowiązków.

22. Notyfikacja

Projekt ustawy nie zawiera przepisów technicznych w rozumieniu przepisów rozporządzenia Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. Nr 239 poz. 2039 oraz z 2004 r. Nr 65 poz. 597) i w związku z tym nie podlega w tym zakresie notyfikacji Komisji Europejskiej.

23. Konsultacje projektu

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 poz. 248), projekt zostanie umieszczony w Biuletynie Informacji Publicznej Rządowego Centrum Legislacji oraz przekazany do uzgodnień międzyresortowych i konsultacji publicznych.

Projekt ustawy nie wymaga przedstawienia organom i instytucjom Unii Europejskiej, w tym Europejskiemu Bankowi Centralnemu, w celu uzyskania opinii, dokonania powiadomienia, konsultacji albo uzgodnienia, zgodnie z § 27 ust 4 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. - Regulamin pracy Rady Ministrów (M.P. z 2016 r. poz. 1006 i 1204).

24. Zgodność z prawem Unii Europejskiej

W ocenie projektodawców projekt jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.