

Ewolucja (reforma) unijnego rynku energii elektrycznej

Streszczenie. Reforma rynku energii elektrycznej EMD ma za zadanie wprowadzić zmiany w zasadach funkcjonowania podmiotów na rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej, w celu ograniczenia zależności kosztów zakupu energii elektrycznej od cen paliw kopalnych i lepszej ochrony odbiorców energii przed dynamicznymi zmianami cen energii. Niniejszy artykuł stanowi analizę zaproponowanych przepisów, ze szczególnym zwróceniem uwagi na elementy istotne dla funkcjonowania polskich przedsiębiorstw energetycznych wraz z określeniem przewidywanego zakresu implementacji do polskiego porządku prawnego.

Abstract. The electricity market reform has been designed to change the rules of operation of the electricity market participants in the European Union in order to reduce the dependence of electricity costs on the prices of fossil fuels, and consequently – protect energy consumers from the volatility of energy prices. This article provides an analysis of proposed regulations, namely the key aspects of participation in the electricity market along with the expected scope of regulations to be implemented into Polish law.

(Evolution <reform> of the Union's electricity market)

Słowa kluczowe: rynek energii elektrycznej, EMD, rynek mocy, CfD, PPA

Keywords: electricity market, EMD, capacity market, CfD, PPA

Wstęp

11 kwietnia 2024 r. Parlament Europejski zagłosował za przyjęciem reformy unijnego rynku energii elektrycznej (dalej: „EMD”). Reforma obejmuje zmiany w dwóch kluczowych unijnych aktach prawnych, określających zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej: w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej [1] oraz w Rozporządzeniu Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej [2]. Komisja Europejska wskazywała trzy podstawowe cele reformy: (i) zwiększenie mocy wytwórczych OZE w UE, (ii) ochronę odbiorców energii przed szokami cenowymi, oraz (iii) wzmocnienie konkurencyjności unijnego przemysłu. Przyjęcie dokumentu przez Parlament Europejski pozwala przejść do głosowania w Radzie UE, a następnie publikacji aktów prawnych w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej. W artykule przedstawiono istotne elementy reformy EMD wraz z analizą wpływu tych regulacji na funkcjonowanie przedsiębiorstw energetycznych w Polsce.

System cen krańcowych w kryzysie energetycznym

Wyjściowa propozycja reformy została przedstawiona przez Komisję w marcu 2023 r. w reakcji na kryzys energetyczny w UE. Udział odnawialnych źródeł energii w łącznej produkcji energii elektrycznej w państwach członkowskich w 2022 roku wynosił aż 39%, jednak nie powstrzymało to gwałtownego wzrostu cen. Wynikało to z mechanizmu funkcjonowania rynku energii w oparciu o tzw. *merit order*, czyli uszeregowanie dostępnych źródeł energii według proponowanych cen za jednostkę energii – od najniższej do najwyższej, w stos kosztowy. Pierwszeństwo produkcji energii posiadają źródła o najniższej cenie, ale cenę krańcową wyznaczają źródła uszeregowane najwyżej w rankingu, przed odcięciem w punkcie pokrycia zapotrzebowania na moc. W praktyce, przy obecnych uwarunkowaniach rynku energii, są to źródła opalane paliwami kopalnymi, ponoszące koszty zakupu paliwa oraz uprawnień do emisji dwutlenku węgla. W obliczu rekordowych cen gazu ziemnego i wysokich cen węgla oraz uprawnień do emisji podczas kryzysu energetycznego, system ten wywarł silny wpływ na wzrost cen na hurtowych rynkach energii elektrycznej w UE. Skłoniło to państwa członkowskie Unii Europejskiej do podjęcia szeregu działań

interwencyjnych – wprowadzono dotacje na zakup paliw kopalnych, zwolnienia podatkowe, a nawet ceny maksymalne, obowiązujące wytwórców energii. Działania te nie były zharmonizowane, stanowiły jednakże błyskawiczną reakcję na zagrożenia cenowe dla odbiorców. Interwencje państwa wywarły negatywny wpływ na konkurencyjność i uniemożliwiły uczestnikom rynku energii podejmowanie długoterminowych zobowiązań. Tymczasem to właśnie rozwiązania długofalowe stabilizują ceny. Jednym z takich rozwiązań w ramach reformy unijnego rynku energii mógł być postulat odejścia od *merit order*, który ostatecznie nie został zaprezentowany przez Komisję, było to niemniej podczas debaty sygnalizowane jako rozważane rozwiązanie. Problemem okazał się brak realnej alternatywy oraz niska gotowość do zmian o rewolucyjnym charakterze. Nie należy wykluczać, że dyskusja na temat zastąpienia mechanizmu *merit order* powróci w kolejnych latach wraz z postępowaniem polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej.

Wsparcie w ramach kontraktów różnicowych

EMD wspiera długoterminowe instrumenty promujące wykorzystanie energii odnawialnej lub niskoemisyjnej. W intencji Komisji zwiększenie dostępności wieloletnich kontraktów na dostawę energii ma pozwolić na ustabilizowanie cen energii.

Pierwszym instrumentem są systemy wsparcia polegające na wyrównaniu ustalonej ceny referencyjnej wytworzenia energii do ceny rynkowej i zwrotu różnicy przez inwestora w sytuacji, gdy cena rynkowa będzie wyższa niż cena referencyjna. Zgodnie z propozycją dodanego art. 19b Rozporządzenia w przypadku decyzji państwa członkowskiego o wsparciu operacyjnym jednostek wytwarzania energii, pomoc będzie musiała przybrać formę kontraktów różnicowych, czyli CfD (ang. *Contract for Difference*) lub, jak uzgodniono w trakcie negocjacji, innych równoważnych systemów pomocy o tym samym schemacie działania. Ewentualne odstępstwo może być zastosowane przez państwa członkowskie tylko w odniesieniu do projektów OZE małej skali lub demonstracyjnych. Przepisy zaczną obowiązywać po trzech latach od wejścia w życie zmiany Rozporządzenia, zaś w przypadku instalacji hybrydowych na morzu – po pięciu latach. Wsparcie może objąć nowe jednostki wyłącznie w wybranych technologiach: elektrowni wiatrowych i słonecznych, geotermii, elektrowni przepływowych oraz reaktorów

jądrowych. W rozporządzeniu określono ogólne zasady funkcjonowania mechanizmu wsparcia, m.in. zaprojektowanie go w formie konkurencyjnych aukcji lub, jeśli jest to niemożliwe, w innej formie z dochowaniem procedur przeciwdziałania zakłóceniom konkurencji i naruszeniu swobody handlu. Kluczowym warunkiem prawidłowego funkcjonowania mechanizmu ma być ustalenie ceny referencyjnej tak, aby zagwarantować inwestorowi opłacalność przedsięwzięcia, ale nie doprowadzić do nadwsparcia. Co istotne, przychody z systemu wsparcia powinny być przekazane na rzecz odbiorców końcowych energii w ramach ochrony przed ryzykiem wzrostu cen – na przykład przez dodatkowe inwestycje w ograniczenie kosztów energii elektrycznej dla odbiorców. Regulacje nie ograniczają dostępnych środków.

Dla polskiej branży energetycznej proponowane rozwiązania prawne nie wprowadzają rewolucji, wręcz przeciwnie: stanowią niejako potwierdzenie słuszności obranego kierunku zmian w systemie wsparcia OZE. Od 2016 roku instalacje odnawialnych źródeł energii w Polsce objęte są pomocą w ramach aukcji, które organizowane będą do 31 grudnia 2027 roku [3]. Wsparcie dla projektowanych elektrowni wiatrowych na morzu, wprowadzone na gruncie ustawy o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234) [4], po wygranej aukcji zakłada prawo inwestora do pokrycia ujemnego salda i obowiązek zwrotu nadwyżki do operatora rozliczeń, a więc zasadniczo opiera się na dwustronnym kontrakcie różnicowym. Jak wynika z informacji medialnych z marca 2024 roku, model ten jest preferowany przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska do realizacji Programu polskiej energetyki jądrowej. Dlatego uwzględnienie elektrowni jądrowych w wykazie technologii, które mogą otrzymać wsparcie operacyjne zgodne z EMD, jest rozwiązaniem wpisującym się w założenia polskiej polityki energetycznej.

Umowy sprzedaży energii PPA

Drugi instrument długoterminowy promowany przez reformę EMD stanowią umowy zakupu energii elektrycznej, ze szczególnym uwzględnieniem energii wytworzonej z odnawialnych zasobów energii, bezpośrednio od wytwórcy, czyli umowy PPA (*Power Purchase Agreements*). Wiążą się one z wieloma korzyściami: mogą być zawierane z dostawą fizyczną bądź w formie wirtualnej (vPPA), obowiązują najczęściej na dłuższy okres – typowa długość kontraktu wynosi od kilku do nawet 20 lat, a dzięki możliwości zastosowania różnych formuł cenowych, od formy kontraktu różnicowego po stałą cenę, ograniczają ryzyko kosztowe zarówno dla wytwórcy, jak i odbiorcy energii. Do zniwelowania ryzyka finansowego przyczyniają się także gwarancje państwowe lub prywatne.

Podstawowe regulacje umów PPA na poziomie prawa Unii Europejskiej zostały wprowadzone w Dyrektywie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dalej: „RED II”), która określiła: definicję legalną PPA, wskazanie usunięcia barier regulacyjnych i administracyjnych dla umów przez państwa członkowskie, a także ułatwienie rozwoju rynku PPA przez państwa w aspekcie finansowym [5]. Chodzi tu o zlikwidowanie nieproporcjonalnych lub dyskryminujących opłat (oraz procedur) i poszukiwanie sposobów ograniczenia ryzyka finansowego, w szczególności przez korzystanie z gwarancji kredytowych. Przepisy EMD bezpośrednio odwołują się do definicji określonej w RED II oraz konieczności likwidacji barier regulacyjnych i administracyjnych. Reforma idzie jednak o krok dalej. Zgodnie z proponowanym art. 19a Rozporządzenia

państwa członkowskie mają dodatkowo zapewnić pełny, niedyskryminujący dostęp dla instrumentów ograniczających ryzyko finansowe i powinny wziąć pod uwagę wprowadzenie funduszu gwarancyjnego dla umów PPA. Warunkiem jest zapewnienie płynności rynku energii elektrycznej oraz udzielenie wsparcia w formie gwarancji po cenach rynkowych na wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych lub niskoemisyjnych – bez paliw kopalnych. Instrumenty te mogą wspierać małe i średnie przedsiębiorstwa, które ze względów finansowych, rynkowych lub regulacyjnych rzadziej decydują się na zawieranie umów cPPA (*corporate PPA*).

Rynek PPA w ujęciu globalnym ulega dynamicznemu rozwojowi. Trudno jednoznacznie określić, jaki wolumen energii został zakontraktowany w ramach PPA w ostatnich latach. Wynika to z faktu, że kontrakty podpisane są swobodnie i w części stanowią tajemnicę przedsiębiorstw, która nie jest podawana do publicznej wiadomości. Według różnych źródeł w 2022 roku korporacje zawarły tego typu umowy na około 36-41 GW zakontraktowanej mocy łącznie, co przełożyło się na rokroczny wzrost rynku o ok. 18-20% [6, 7]. Do liderów rynku należały USA, Chiny oraz Hiszpania. W 2023 r. łączny wolumen zakontraktowanej energii według publicznych danych wyniósł już 46 GW zakontraktowanej mocy, co oznacza dalszy rozwój tego rynku, przy silnym udziale krajów europejskich – Hiszpanii, Niemiec, Holandii oraz Wielkiej Brytanii [7]. Rosnące zainteresowanie odbiorców umowami cPPA należy tłumaczyć chęcią uodpornienia się na zmienność cen na rynkach hurtowych oraz polityką ESG.

Konsekwentny trend wzrostowy rynku cPPA występuje także w Polsce. Analiza danych od 2018 r. wskazuje, że przekłada się to zarówno na coroczny wzrost wolumenu energii elektrycznej zakontraktowanej w ramach umów cPPA, jak i na zwiększenie mocy zainstalowanej źródeł OZE objętych umowami cPPA [8]. Najczęściej umowy zawierane są przez firmy z sektora produkcyjno-przemysłowego, branży motoryzacyjnej oraz telekomunikacyjnej. Udział Polski w europejskim rynku cPPA wynosi 4%, poniżej średniej unijnej, czego powodem jest m.in. zahamowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w ostatnich latach.

Niekwestionowanym liderem europejskiego rynku cPPA pozostaje Hiszpania (23% udziału w 2023 r.) [8]. Jest to spowodowane głównie wysokim udziałem generacji energii wytwarzanej w źródłach wykorzystujących zasoby odnawialne. Dodatkowym bodźcem rozwoju rynku mają stać się gwarancje państwowe: w kwietniu ubiegłego roku zawarto w Hiszpanii pierwszą cPPA z gwarancjami udzielonymi przez krajową agencję kredytów eksportowych – Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE), działającą w imieniu państwa. Gwarancje obowiązują w przypadku umów na dostawę energii dla odbiorców energochłonnych, na przykład producentów stali, ograniczając ich podatność na ryzyko niewypłacalności. Schemat gwarancji ograniczony do wąskiego grona odbiorców ma sprzyjać osiągnięciu synergii biznesowych i szybszej dekarbonizacji przemysłu.

Nowy fundusz gwarancyjny wprowadzono we wrześniu 2023 roku także we Francji, gdzie umowy PPA nie są aż tak rozpowszechnione (6% udziału w rynku europejskim w 2023 roku). W tym przypadku głównym celem był wzrost konsumpcji energii pochodzącej z OZE – w przeciwieństwie do Hiszpanii, Francja jako kraj bazujący na energetyce jądrowej ma trudności z wypełnieniem celów związanych z obowiązkowym udziałem energii odnawialnej w krajowym miksie energetycznym. Instrument GER (*Garantie Électricité Renouvelable*) udzielany jest przez francuski bank inwestycyjny BPI France na rzecz podmiotów

przemysłowych, które potencjalnie nie kwalifikowałyby się do pozyskania gwarancji korporacyjnych, wymaganych przez wytwórców oraz reprezentujących ich instytucji finansowych. Prognozuje się, że budżet w wysokości 68 mln EUR będzie wystarczający do zakontraktowania 500 MW nowych mocy, a także, że po wyczerpaniu środków nastąpi kontynuacja programu.

Funkcjonowanie gwarancji państwowych dla umów PPA wciąż jednak dotyczy wąskiego grona krajów europejskich, a długoterminowy wpływ tego mechanizmu na rynek OZE oraz szerzej energii elektrycznej pozostaje niepewny. Z jednej strony, zabezpieczenia gwarancyjne udzielane przez podmioty państwowe mogą przyczynić się do zwiększenia liczby zawieranych umów i otwarcia rynku na podmioty, dla których zawarcie PPA wiązało się dotychczas ze zbyt wieloma barierami. Z drugiej strony, rynek swobodnie zawieranych umów powinien (przynajmniej w teorii) funkcjonować bez dodatkowych interwencji państwa, które mogą obniżać konkurencyjność podmiotów nieubiegających się o gwarancje i w dalszym ciągu promować duże przedsiębiorstwa, które mogą sobie pozwolić na kosztowny i czasochłonny proces pozyskiwania gwarancji. Alternatywą pozostaje na przykład pożyczka udzielana na zasadach komercyjnych przez specjalistyczny fundusz, której celem jest pokrycie luki finansowej.

Reforma EMD nie narzuca określonych rozwiązań prawnych dla rozwoju rynku PPA w państwach członkowskich, pozostawiając pełną swobodę w kształtowaniu i rozwoju tego mechanizmu. W Polsce przepisy definiujące umowy PPA zostały transponowane do ustawy Prawo energetyczne na mocy nowelizacji ustawy OZE oraz niektórych innych ustaw z 2023 roku [9]. Art. 5 ust. 2d Prawa energetycznego dopuszcza zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej wytworzonej z odnawialnego źródła energii, zawartej bezpośrednio między wytwórcą a odbiorcą. Jak się wydaje, wprowadzenie kolejnych regulacji mogłoby doprowadzić do nadmiernej ingerencji w mechanizm rynkowy, którego rozwój w Polsce będzie zapewne wprost proporcjonalny do rosnących mocy wytwórczych OZE.

Mechanizmy zdolności wytwórczych – trwałe elementy rynku energii

Stopniowe zwiększanie udziału odnawialnych źródeł energii w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w państwach członkowskich wymaga odpowiednich narzędzi do zarządzania nadwyżkami i niedoborami energii, a także mocy [10]. Mechanizmy zdolności wytwórczych z zasady projektowane są w sposób zabezpieczający niedobór mocy w systemach elektroenergetycznych. Operatorzy systemów przesyłowych coraz częściej mierzą się także z odwrotnym problemem nadpodaży mocy w systemie. Unijna reforma rynku energii adresuje oba problemy, wskazując rozwiązania – źródła elastyczności systemu, takie jak magazyny energii oraz zarządzenie stroną popytową (dalej: „DSR”). Przepisy unijne wskazują, że rozwój tych technologii powinien odbywać się przez wykorzystanie istniejących mechanizmów zdolności wytwórczych (w tym rynków mocy) lub innych adekwatnych instrumentów wsparcia.

Rynek mocy w Polsce już dziś wspiera magazynowanie energii i DSR. Podczas głównej aukcji mocy przeprowadzonej w 2023 roku zakontraktowano ok. 7 GW mocy zainstalowanej, z czego 1,7 GW magazynów energii, a ok. 1 GW DSR. Powyższe źródła elastyczności będą mogły zabezpieczyć krajowy system elektroenergetyczny zarówno w sytuacjach niedoboru, jak i nadmiaru mocy.

Obecnie operator systemu przesyłowego w sytuacji wystąpienia nadmiaru energii stosuje narzędzia takie jak

nierynkowe redysponowanie jednostek wytwórczych. Zastosowanie mechanizmu w przypadku instalacji odnawialnych prowadzi jednak do bezpowrotnej utraty części możliwej do wytworzenia energii. Nierynkowe redysponowanie w dniach 3 i 10 marca 2024 roku w Polsce doprowadziło do utraty około 17,6 MWh energii elektrycznej, wytworzonej z odnawialnych zasobów. Gdyby wyprodukowana energia została wykorzystana w systemie energetycznym, zaspokojone zostałyby zapotrzebowanie przez około godzinę w wiosenny weekend. Redysponowanie będziemy obserwować coraz częściej z uwagi na rosnący udział odnawialnych źródeł energii.

Państwa członkowskie, w których stosowane są mechanizmy zdolności wytwórczych, powinny dokonać przeglądu istniejących kryteriów i zasad uczestnictwa w mechanizmach zdolności wytwórczych, tak aby promowane było uczestnictwo czystych i nieemisyjnych technologii, w tym zwłaszcza magazynowania energii oraz DSR. Państwa członkowskie, które stosują już mechanizm zdolności wytwórczych, mogą zdecydować się także na stosowanie innych systemów wsparcia w zakresie elastyczności, jeżeli są one niezbędne do osiągnięcia krajowych celów w zakresie magazynowania energii oraz DSR.

Rynek mocy w Polsce

Ważnym, choć krótkoterminowym, elementem reformy unijnego rynku energii jest możliwość przedłużenia derogacji emisyjnych dla jednostek węglowych. Obecne przepisy zakładają, że jednostki niespełniające standardu emisyjnego 550 gCO₂/kWh nie mogą uczestniczyć w mechanizmach zdolności wytwórczych od 1 lipca 2025 roku. W ramach EMD zaproponowano możliwość przedłużenia derogacji do 31 grudnia 2028 roku. Państwa członkowskie chcące skorzystać z przedłużonych derogacji muszą przedstawić wniosek Komisji Europejskiej, która może wyrazić zgodę na odstępstwo. Możliwość przedłużenia odstępstwa dotyczy tylko tych mechanizmów zdolności wytwórczych, które zostały zatwierdzone przed wejściem w życie Rozporządzenia, a więc np. polskiego rynku mocy.

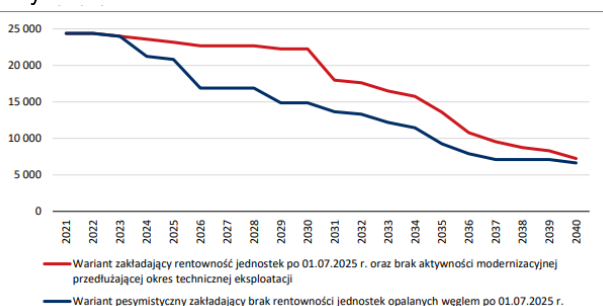
Skorzystanie z przedłużonych derogacji w pierwszym kroku wymaga przygotowania przez państwo członkowskie sprawozdania oceniającego wpływ przedłużenia derogacji na poziom emisji gazów cieplarnianych oraz transformację energetyczną danego państwa. Sprawozdanie powinno zawierać plan określający kamienie milowe odejścia od udziału mocy wytwórczych, które nie spełniają limitów emisji CO₂ w mechanizmach zdolności wytwórczych. Komisja może wydać pozytywną decyzję po analizie sprawozdania oraz po upewnieniu się, że spełnione zostały następujące warunki:

1. po dacie wejścia w życie Rozporządzenia państwo członkowskie zapewnia zakontraktowanie mocy wytwórczych na okresy dostaw po 1 lipca 2025 r., maksymalizując udział jednostek spełniających limit emisji (główne aukcje mocy będą przeprowadzane lub zostały przeprowadzone na dotychczasowych zasadach);
2. ilość zakontraktowanych mocy na okres dostaw po 1 lipca 2025 r. jest lub będzie niewystarczająca, aby zapewnić wystarczalność mocy (po przeprowadzeniu aukcji głównych – nadal występował będzie deficyt mocy w systemie);
3. jednostki emitujące więcej niż 550 gCO₂/kWh będą otrzymywać wynagrodzenia w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych na okres nieprzekraczający jednego roku oraz na okres dostawy, który nie przekracza granicznej daty odstępstwa, a ich kontraktowanie będzie odbywać się w drodze

dodatkowego naboru, który spełnia wszystkie wymogi określone w art. 22 Rozporządzenia, z wyjątkiem wymogów dotyczących emisji.

Regulacje unijne dopuszczają zatem stworzenie krótkoterminowej nakładki na istniejące mechanizmy zdolności wytwórczych, ale pierwszeństwo udziału w tych mechanizmach mają jednostki spełniające limit emisji.

Zgodnie z danymi krajowego operatora systemu przesyłowego zawartymi w planie rozwoju na lata 2023-2032 w wariantcie pesymistycznym, zakładającym brak możliwości pozyskiwania przychodów z rynku mocy przez jednostki emitujące więcej niż 550 gCO₂/kWh do końca 2026 roku, odstawionych zostanie około 7 GW mocy jednostek centralnie dysponowanych. Jeszcze w 2021 roku dostępne było około 24 GW mocy jednostek centralnie dysponowanych. Jest to poważny ubytek krajowego systemu elektroenergetycznego, który przekłada się na poziom kontraktacji zdolności wytwórczych w ramach rynku mocy w Polsce.



Rys.1. Osiągalna moc netto w istniejących jednostkach konwencjonalnych biorących udział w mechanizmie centralnego bilansowania w dwóch wariantach [11]

Plan rozwoju na lata 2023-2032 wskazuje, że w latach 2026-2028 konieczne będzie uzupełnienie 3,5 GW mocy dyspozycyjnej w krajowym systemie. Przedłużenie odstępowania od standardu emisyjnego może pomóc wypełnić lukę generacyjną w krajowym systemie elektroenergetycznym. Aukcje główne rynku mocy na okresy dostaw 2026-2028 już się odbyły i zapewniły możliwość udziału jednostek spełniających limit emisji. W kolejnym kroku odbędą się aukcje dodatkowe bezpośrednio poprzedzające dane okresy dostaw. Dla drugiej połowy 2025 roku aukcje dodatkowe odbyły się 14 marca 2024 roku. Wdrożenie w życie przedłużonego odstępowania będzie zatem wymagało stworzenia nowej kategorii aukcji (przynajmniej w 2025 roku), dla kolejnych okresów dostaw można rozważać dopuszczenie jednostek niespełniających limitów emisji do aukcji dodatkowych.

Beneficjentem przedłużenia derogacji mogą okazać się zwłaszcza jednostki kogeneracyjne. Jednostki tego rodzaju charakteryzują się sprawnością wyższą niż typowe elektrownie węglowe, a podstawowym produktem jest ciepło zasilające sieci ciepłownicze. Warto zauważyć, że Pakiet *Fit for 55* dla tego typu jednostek wprowadził standard emisyjny oraz zdefiniował znaczenie w procesie dekarbonizacji ciepłownictwa – stopniowego rozwoju efektywnych energetycznie systemów [12, 13]. Zgodnie z Dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej [14] za jednostki wysokosprawnej kogeneracji będzie można uznać wyłącznie jednostki nieprzekraczające progu emisji 270 gCO₂/kWh. Jednak państwa członkowskie mają możliwość zastosowania odstępowania do dnia 1 stycznia 2034 r. dla jednostek kogeneracyjnych funkcjonujących przed 10 października 2023. Dopuszczenie do udziału w rynku mocy

jednostek wysokosprawnej kogeneracji po 1 lipca 2025 roku jest zatem naturalną konsekwencją wydłużonego procesu dekarbonizacji ciepłownictwa, którego jednym z filarów jest wysokosprawna kogeneracja.

Podsumowanie

EMD stanowi ewolucję europejskiego rynku energii elektrycznej, który konsekwentnie zmierza do uzyskania większej odporności na warunki makroekonomiczne oraz rozbudowy mocy wytwórczych OZE. Ewolucja ta oznacza, że EMD w kluczowych obszarach nie narzuca ściśle określonych rozwiązań, lecz zachęca do ich wdrożenia, pozostawiając elastyczność wyboru metod. Dla Polski oznacza to głównie zgodę na przedłużenie rynku mocy, które może pomóc wypełnić lukę generacyjną w krajowym systemie elektroenergetycznym oraz możliwość zastosowania kontraktu różnicowego dla energetyki jądrowej. Reforma EMD potwierdza także słuszność przyjętych w Polsce rozwiązań konkurencyjnych w zakresie aukcji dla dużych projektów wykorzystania odnawialnych zasobów energii.

Autorzy:

Artur Leśniak, Veolia Energia Polska S.A., E-mail: artur.lesniak@veolia.com; Karolina Palacz, Veolia Energia Polska S.A., E-mail: karolina.palacz@veolia.com; dr inż. Tomasz Surma, Veolia Energia Polska S.A., E-mail: tomasz.surma@veolia.com; dr hab. Krzysztof Zamasz, profesor Akademii WSB w Dąbrowie Górniczej, E-mail: kzamasz@wsb.edu.pl.

LITERATURA

- [1] DIRECTIVE OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design, 2023/0077 (COD)
- [2] Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 to improve the Union's electricity market design, 2023/0077 (COD)
- [3] Przewodnik po polskim systemie aukcyjnym OZE, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej, Kancelaria DWF (2023)
- [4] Ustawa z dnia 17 grudnia 2020 r. o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych (Dz.U. 2021 poz. 234)
- [5] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych
- [6] Corporate PPAs – An international perspective, Bird&Bird (2023)
- [7] 1H 2024 Corporate Energy Market Outlook, BloombergNEF (2023)
- [8] Rynek cPPA w Polsce, Fundacja RE-Source Poland Hub, DWF (2023)
- [9] Ustawa z dnia 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (Dz.U. 2023 poz. 1762)
- [10] Paska J., Surma T., Elektrownie wiatrowe źródłem energii elektrycznej, czy również mocy?, *Rynek Energii* (2015), Nr 2 (117)
- [11] Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2023-2032, Polskie Sieci Elektroenergetyczne (2022)
- [12] Surma T., Leśniak A., Perspektywy rozwoju wysokosprawnej kogeneracji w Polsce w świetle pakietu regulacji Fit for 55, *Rynek Energii* (2023), Nr 3 (166)
- [13] Zamasz K., Surma T., Leśniak A., Ocena systemów wsparcia nowych jednostek wysokosprawnej kogeneracji w Polsce, *Rynek Energii* (2023), Nr 5 (168)
- [14] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 231, str. 1)