

**ROZPORZĄDZENIE**  
**MINISTRA ENERGII<sup>1)</sup>**

z dnia

**w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata  
2021-2023**

Na podstawie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9) zarządza się, co następuje:

§ 1. Rozporządzenie określa parametry aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023, którymi są:

- 1) wielkości wyznaczające popyt w aukcji:
  - a) zapotrzebowanie na moc,
  - b) cenę wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej,
  - c) współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w lit. b,
  - d) parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc o którym mowa w lit. a, dla którego cena osiąga wartość maksymalną, o której mowa w lit. c,
  - e) parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc o którym mowa w lit. a, dla którego cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/ kW /miesiąc;
- 2) cenę maksymalną określoną dla cenobiorcy, wyznaczoną na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych;
- 3) maksymalną liczbę rund aukcji;
- 4) jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych odniesione do mocy osiągalnej netto warunkujące kwalifikację jednostki rynku mocy jako nową, modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania;

---

<sup>1)</sup> Minister Energii kieruje działem administracji rządowej — energia na podstawie § 1 ust. 2 pkt 1 rozporządzenia Prezesa Rady Ministrów z dnia 13 grudnia 2017 r. w sprawie szczegółowego zakresu działania Ministra Energii (Dz. U. poz. 2314).

- 5) minimalne wielkości obowiązków mocowych planowanych do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych na poszczególne kwartały roku dostaw, którego dotyczy aukcja główna;
- 6) korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii;
- 7) maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9), zwanej dalej "ustawą".

**§ 2.** 1. Dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023 zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej wyniesie:

- 1) 2021 r. – 22732 MW;
- 2) 2022 r. – 23003 MW, z zastrzeżeniem ust. 2;
- 3) 2023 r. – 23292 MW, z zastrzeżeniem ust. 3.

2. W przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2021, wskazane zapotrzebowanie na moc w ust. 1 pkt 2 pomniejsza się o moc wynikającą z umów zawartych na rok 2022.

3. W przypadku zawarcia umowy mocowej na więcej niż 1 rok dostaw w aukcji głównej organizowanej na rok dostaw 2021 oraz w aukcji głównej na rok dostaw 2022, wskazane zapotrzebowanie na moc w ust. 1 pkt 3 pomniejsza się o moc wynikającą z umów zawartych na rok 2023.

**§ 3.** Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej, odzwierciedlająca alternatywny koszt pozyskania mocy przez operatora przez budowę jednostki wytwórczej o najniższych operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych w poszczególnych okresach dostaw wyniesie:

- 1) 2021 r. – 298 zł/kW;
- 2) 2022 r. – 305 zł/kW;
- 3) 2023 r. – 313 zł/kW.

**§ 4.** Współczynnik zwiększający cenę, o której mowa w § 3, służący do wyznaczenia ceny maksymalnej obowiązującej w aukcji głównej dla poszczególnych okresów dostaw wyniesie:

- 1) 2021 r. – 1,1;
- 2) 2022 r. – 1,2;
- 3) 2023 r. – 1,3.

**§ 5.** Parametr wyznaczający wielkość mocy poniżej zapotrzebowania na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość maksymalną uwzględniającą współczynnik, o którym mowa w § 4, dla poszczególnych okresów dostaw wyniesie:

- 1) 2021 r. – 3,50%;
- 2) 2022 r. – 3,64%;
- 3) 2023 r. – 3,75%.

**§ 6.** Parametr wyznaczający wielkość mocy ponad zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej, dla której cena osiąga wartość minimalną równą 0,01 zł/kW/miesiąc dla poszczególnych okresów dostaw wyniesie:

- 1) 2021 r. – 5,02%;
- 2) 2022 r. – 4,28%;
- 3) 2023 r. – 3,74%.

**§ 7.** Cena maksymalna określona dla cenobiorcy, wyznaczona na podstawie kapitałowych i operacyjnych kosztów stałych dla poszczególnych okresów dostaw wyniesie:

- 1) 2021 r. – 193 zł/kW;
- 2) 2022 r. – 198 zł/ kW;
- 3) 2023 r. – 203 zł/kW.

**§ 8.** Maksymalna liczba rund aukcji głównej dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023 wyniesie 15 rund.

**§ 9.** Jednostkowy poziom nakładów inwestycyjnych netto odniesiony do mocy osiągalnej netto, uprawniający do oferowania obowiązków mocowych w aukcji głównej dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023 na nie więcej niż:

- 1) 15 okresów dostaw, przez nową jednostkę rynku mocy wytwórczą, wyniesie 3000 zł/kW;
- 2) 5 okresów dostaw, przez nową i modernizowaną jednostkę rynku mocy wytwórczą albo jednostkę rynku mocy redukcji zapotrzebowania, wyniesie 500 zł/kW.

**§ 10.** Minimalne wielkości obowiązków mocowych planowane do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych wyniosą:

- 1) dla roku dostaw 2021:
  - a) 2637 MW - dla I kwartału,
  - b) 1160 MW - dla II kwartału,
  - c) 1328 MW - dla III kwartału,

- d) 2915 MW - dla IV kwartału;
- 2) dla roku dostaw 2022:
  - a) 2640 MW - dla I kwartału,
  - b) 1160 MW - dla II kwartału,
  - c) 1463 MW - dla III kwartału,
  - d) 2921 MW - dla IV kwartału;
- 3) dla roku dostaw 2023:
  - a) 2635 MW - dla I kwartału,
  - b) 1160 MW - dla II kwartału,
  - c) 1611 MW - dla III kwartału,
  - d) 2946 MW - dla IV kwartału;

**§ 11.** Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności dla poszczególnych grup technologii dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023 określa się na poziomie:

- 1) 91,54% - dla turbin parowych, turbin powietrznych, ogniw paliwowych oraz cyklu Rankine'a;
- 2) 91,8% - dla elektrowni gazowo-parowych;
- 3) 93,21% - dla elektrowni gazowych pracujących w cyklu prostym oraz silników tłokowych;
- 4) 10,94% - dla turbin wiatrowych pracujących na lądzie;
- 5) 44,39% - dla elektrowni wodnych przepływowych;
- 6) 97,61% - dla elektrowni szczytowo-pompowych oraz elektrowni wodnych z możliwością retencji wody;
- 7) 2,07% - dla elektrowni słonecznych;
- 8) 96,11% - dla magazynów energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów;
- 9) 87,7 % - dla pozostałych rodzajów technologii.

**§ 12.** Maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy, dla okresów dostaw 2021, 2022 i 2023 wyniosą 0 MW.

**§ 13.** Rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia.

**MINISTER ENERGII**

**Anna Kowalik** 03 sierpnia 2018

Dyrektor Biura Prawnego, Ministerstwo Energii

*dokument podpisany elektronicznie*

## UZASADNIENIE

### 1. Potrzeba i cel wydania rozporządzenia

Projektowane rozporządzenie jest aktem wykonawczym, wypełniającym upoważnienie ustawowe zawarte w przepisie art. 34 ust. 1 ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz. U. z 2018 r. poz. 9), zwanej dalej „ustawą”. Co do zasady, rozporządzenie określające parametry aukcji będzie aktem prawnym, który zgodnie z art. 34 ustawy będzie wydawany cyklicznie, nie później niż na 18 tygodni przed rozpoczęciem każdej aukcji głównej, która będzie organizowana w okresie pomiędzy 1 a 22 grudnia każdego roku, przy czym Operator Systemu Przesyłowego, zwany dalej „OSP” ogłasza corocznie do dnia 1 marca dokładną datę jej przeprowadzenia. Zgodnie z przepisem przejściowym zawartym w art. 94 ust. 4 ustawy, parametry dla trzech pierwszych aukcji głównych mogą zostać określone łącznie w jednym akcie wykonawczym. Zgodnie art. 94 ust. 7 ustawy rozporządzenie określające parametry aukcji głównych, które odbędą się w IV kwartale 2018 r., powinno zostać wydane przez Ministra Energii w terminie do 22 sierpnia 2018 r. po zasięgnięciu opinii Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki, biorąc pod uwagę m.in. politykę energetyczną państwa, adekwatność stosowanych parametrów do potrzeb systemu, zapewnienie bezpieczeństwa systemu, równoprawne i niedyskryminacyjne traktowanie dostawców mocy oraz mając na względzie przewidywaną dostępność zdolności przesyłowych oraz ich udział w zapewnieniu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Istotnym jest, że ze względu na uregulowanie w jednym projektowanym rozporządzeniu parametrów dla trzech aukcji głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023, Minister Energii nie będzie miał możliwości ewentualnych korekt parametrów po pierwszej i drugiej aukcji.

Zgodnie z wymogami ustawy, OSP przedstawił Ministrowi Energii propozycję parametrów aukcji głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023. Biorąc pod uwagę przyjęty proces ustalania parametrów aukcji, ich techniczno-ekonomiczny charakter oraz ich znaczenie dla rozstrzygnięcia aukcji mocy, konieczne było powołanie zespołu doradczego, który zweryfikował przedstawione przez OSP propozycje parametrów. Wobec powyższego, Zarządzeniem Ministra Energii z dnia 6 lipca 2018 r. w Ministerstwie Energii został powołany Zespół *do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy* (Dz. Urz. Min. Energii, poz. 15) zwany dalej „Zespołem Doradczym”. Członkami Zespołu Doradczego zostały osoby o potwierdzonej

stopniem naukowym wiedzy z dziedziny energetyki, będące pracownikami czołowych polskich uczelni technicznych i jednostek badawczych. Do zadań Zespołu należało m.in. zaopiniowanie proponowanych przez OSP wartości parametrów aukcji mocy i przygotowanie propozycji współczynnika wyznaczającego cenę maksymalną na aukcji. Dokonując oceny merytorycznej parametrów Zespół Doradczy wziął pod uwagę potencjalne koszty dla odbiorców energii wynikające z opłaty mocowej oraz bezpieczeństwo pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, zwanego dalej „KSE”, w danym roku dostaw.

## **2. Dokumenty bazowe**

Projekt rozporządzenia określający parametry aukcji głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023 został sporządzony na podstawie następujących dokumentów:

- 1) „Proponowane parametry dla trzech aukcji głównych przeprowadzonych w 2018 r., Operator Systemu Przesyłowego” z 19 czerwca 2018 r.,
- 2) „Raport Zespołu do spraw opiniowania parametrów aukcji mocy dotyczący parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023” z 25 lipca 2018 r.,
- 3) Decyzja Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. C(2018) 601 final.

## **3. Szczegółowe uzasadnienie poszczególnych parametrów**

### **3.1. Zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej (§ 2) oraz minimalne wielkości obowiązków mocowych planowane do pozyskania w wyniku aukcji dodatkowych (§ 10)**

Zapotrzebowanie na moc w aukcji to wolumen mocy, jaki powinien zostać zakupiony na dany okres dostaw tak, aby spełniony był standard bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, określony w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. *w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym* (Dz. U. poz. 1455). Wyliczone zapotrzebowanie na moc w danym roku, które powinno być zakontraktowane, zostanie zakupione na pięciu aukcjach: aukcji głównej na kilka lat przez fizyczną dostawą mocy oraz na czterech aukcjach dodatkowych na rok przed fizyczną dostawą.

W celu uzyskania zapotrzebowania na moc w aukcji, dokonano obliczeń zapotrzebowania na moc brutto całego kraju. Następnie, od zapotrzebowania na moc brutto całego kraju odjęto potrzeby własne jednostek wytwórczych i otrzymano zapotrzebowanie na moc netto całego

kraju (zapotrzebowanie sieci). Kolejno dokonano założenia wariantowego wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną i moc do roku 2023. Prognozy zapotrzebowania zostały przygotowane na bazie dwóch ścieżek rozwoju gospodarczego w Polsce opracowanych przez:

- Ministerstwo Finansów (MF) – prognoza PKB wykonana w ramach „Wytucznych dotyczących stosowania jednolitych wskaźników makroekonomicznych będących podstawą oszacowania skutków finansowych projektowanych ustaw” – uwzględniono aktualizację prognozy PKB z maja 2018 r.,
- Organizację Współpracy Gospodarczej i Rozwoju (OECD) – prognoza PKB przygotowana w 2014 r. dla wszystkich krajów członkowskich, w tym Polski, w perspektywie do roku 2060.

Tak otrzymane prognozowane zapotrzebowanie na moc netto w kraju (zapotrzebowanie sieci) nie jest jednak mocą, którą należy kupić na aukcji, ponieważ część jednostek fizycznych zlokalizowanych na terenie kraju nie będzie brała udziału w rynku mocy ze względu na udział w dedykowanych tym technologiom systemom wsparcia. Do takich technologii zalicza się: elektrownie wiatrowe lądowe, elektrownie słoneczne, elektrownie biomasowe, elektrownie biogazowe, instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych i elektrownie wodne przepływowe. W celu oszacowania mocy dostępnej dla OSP z tych źródeł w roku 2021, 2022 oraz 2023 założono różne warianty rozwoju OZE.

Dodatkowo, ze względu na fakt, że część źródeł OZE w certyfikacji ogólnej zadeklarowała chęć udziału w najbliższej aukcji głównej w analizie wzięto pod uwagę ich ewentualny udział w rynku mocy. Dla tak założonych wariantów OZE i dwóch wariantów prognozy zapotrzebowania na moc, dokonano probabilistycznej analizy scenariuszy, odrębnie dla każdego kwartału roku dostaw, wyznaczając zapotrzebowania na moc w aukcji. Kwartał o najniższym zapotrzebowaniu na moc wyznaczył zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej, a moc z pozostałych trzech kwartałów została skierowana na aukcję dodatkową. Na końcu otrzymane zapotrzebowanie na moc w aukcji głównej zostało pomniejszone o 1160 MW, wynikające z decyzji Komisji Europejskiej, jako moc skierowana również na aukcje dodatkowe, w związku brakiem udziału jednostek zagranicznych w pierwszych trzech aukcjach głównych (art. 92 ustawy).



Warto podkreślić, że Zespół Doradczy zwrócił uwagę na założenie dotyczące udziału jednostek kogeneracji w aukcji. OSP założyło bowiem, że wszystkie jednostki kogeneracyjne będą brały udział w rynku mocy z pełną ich dopuszczalną mocą. Założenie to ma silny wpływ na wartość mocy jaką należy zakupić w aukcji mocy. Zespół Doradczy zauważył, że nie wszystkie jednostki kogeneracji wezmą udział w rynku mocy, ze względu na obawę, że ich ewentualny udział w aukcjach głównych w 2018 r. wykluczy te jednostki z nowego systemu wsparcia dla kogeneracji. Do czasu rozpoczęcia certyfikacji do aukcji tj. 5 września br., w której dostawcy mocy muszą zadeklarować moc oferowaną podczas aukcji, nie będą znane szczegółowe zasady nowego systemu wsparcia dla kogeneracji. Niemniej jednak Minister Energii, jako projektodawca nowego systemu wsparcia dla kogeneracji, stoi na stanowisku, że jednostki kogeneracji, które wystartują w aukcjach głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023 **nie powinny być wykluczone** z projektowanego systemu wsparcia dla kogeneracji. Ministerstwo Energii przygotowuje odpowiednią zasadę kumulacji pomocy, tak aby nie dochodziło do nadmiernego wsparcia poprzez udział w dwóch systemach. Należy zauważyć, że obecnie istnieje już podobna sytuacja w przypadku źródeł wytwórczych współpalających węgiel i biomasę. Zgodnie z obowiązującymi przepisami, mogą one jednocześnie uczestniczyć w rynku mocy oraz w dedykowanym systemie wsparcia OZE. Takie założenie co do łączenia udziału w systemie wsparcia CHP oraz w rynku mocy powinno pozwolić na pełny udział jednostek CHP w rynku mocy.

Ze względu na fakt, że w projektowanym rozporządzeniu określone jest prognozowane zapotrzebowanie na moc dla trzech aukcji głównych oraz istnieje możliwość zawierania umów mocowych wieloletnich, z dużym prawdopodobieństwem należy stwierdzić, że moc do zakupu na aukcjach na rok dostaw 2022 oraz 2023 będzie mniejsza od wartości wskazanej w § 2 ust. 1 pkt 2 i 3. Zatem zapotrzebowane na moc w aukcji na rok dostaw 2022, będzie wynikową wolumenu mocy zawartego w kontraktach wieloletnich w aukcji na rok dostaw 2021, a moc w aukcji na rok dostaw 2023, będzie wynikową wolumenu mocy zawartego w kontraktach wieloletnich w aukcji na rok dostaw 2021 i 2022.

### **3.2. Cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej - CeWe (§ 3)**

Do wyznaczenia tego parametru przyjęto następujące technologie: turbina gazowa w układzie prostym i silnik tłokowy. Początkowo analizowano również bloki gazowo-parowe, lecz okazały się one droższe od ww. technologii. OSP przeanalizował inwestycje w podobne źródła w Polsce i na świecie, ale ostatecznie swoje obliczenia oparł na danych pochodzących

z World Energy Outlook (zagregowanych). Warto podkreślić, że całkowite nakłady inwestycyjne pomiędzy projektami w te same technologie różnią się od siebie znacznie, a na całkowite koszty ma wpływ szereg czynników.

Zgodnie z art. 31 ust. 1 pkt 2 ustawy, cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej powinna odzwierciedlać alternatywny koszt pozyskania mocy poprzez budowę jednostki wytwórczej o **najmniejszych** operacyjnych i kapitałowych kosztach stałych. Wobec powyższego, Zespół Doradczy zwrócił się do dwóch renomowanych dostawców rozwiązań OCGT i CCGT, z prośbą o podanie **aktualnych** nakładów inwestycyjnych na ww. technologie. Po otrzymaniu stosowych danych oraz po wysłuchaniu wyjaśnień OSP, Zespół Doradczy zlecił ponowne przeprowadzenie wyliczeń CeWe. Minister Energii przychylił się w tym zakresie do uwag Zespołu Doradczego i jako wartość CeWe przyjął wartość rekomendowaną przez Zespół Doradczy. Wartości na lata 2021-2023 zostały wyznaczone z uwzględnieniem założonej inflacji według prognoz Narodowego Banku Polskiego.

Parametr	Jednostka	Turbina gazowa w układzie prostym lub silnik tłokowy	
		gazowe	ciekłe
Rodzaj paliwa	-	gazowe	ciekłe
Nakłady inwestycyjne	<i>mln zł/MW netto</i>	2,00	2,00
WACC realny, pre-tax	%	7,14	7,14
Czas życia jednostki	<i>Lata</i>	20	20
Koszty stałe	<i>zł/MW-rok</i>	83 600	206 800
Koszty kapitałowe	<i>zł/MW-rok</i>	190 800	190 800
Marża z rynku energii	<i>zł/MW-ro</i>	17 300	89 400
KWD	%	93,21	93,21
<b>CeWe</b>	<b><i>zł/kWe-rok</i></b>	<b>276</b>	<b>331</b>

### **3.3. Współczynnik wyznaczający cenę maksymalną w aukcji głównej -A (§ 4)**

Określenie tego parametru należy do kompetencji Ministra Energii, wobec czego parametr ten nie był proponowany przez OSP. Minister Energii przyjął w tym zakresie rekomendację Zespołu Doradczego. Zastosowano trzy różne wartości współczynnika skalarnego A ze względu na następujące fakty:

- termin organizacji pierwszych dwóch aukcji głównych jest z mniejszym wyprzedzeniem w stosunku do roku dostaw, niż generalnie zakłada to ustawa,
- istnieje duże prawdopodobieństwo, że w pierwszej i drugiej aukcji głównej będzie stosunkowo duża ilość jednostek rynku mocy o statusie cenotwórcy. Jest to głównie wynik regulacji zawartej w art. 96 ustawy,
- w szerszym horyzoncie istnieje potrzeba stworzenia efektu zachęty do rozwoju nowych technologii i inwestycji w nowe źródła, w tym rozwój magazynów energii i DSR,
- prognozowane roczne koszty rynku mocy w pierwszym roku dostaw, zgodnie z Oceną Skutków Regulacji do ustawy powinny być na poziomie około 4 mld zł netto.

### **3.4. Parametry wyznaczające wielkość mocy, dla której cena osiąga wartość maksymalną (X) i minimalną (Y) (§ 5 i 6)**

Proponowane wartości parametru wyznaczającego wielkość mocy, dla której cena osiąga odpowiednio wartość minimalną albo maksymalną wyznaczono w oparciu o analizę elastyczności cenowej zapotrzebowania na moc. W ramach analizy badano elastyczność cenową popytu na moc, przy założeniu, że zakup mocy odbywa się po cenie maksymalnej. Przy danej stałej cenie, redukcja popytu powoduje obniżenie kosztów zakupu mocy o iloczyn tej ceny i wielkości redukcji. Z drugiej strony, redukcja popytu (w rozpatrywanym przypadku zapotrzebowania na moc w aukcji głównej), zwiększa wartość oczekiwaną niedostarczonej energii, a tym samym jej koszt. W ramach analiz wyznaczono punkt równowagi, w którym zysk wynikający z redukcji kosztów zakupu mocy równoważony jest przez stratę w postaci kosztu niedostarczonej energii. Pierwotnie zaproponowana wartość X i Y przez OSP wynosiła dla trzech aukcji głównych odpowiednio 3,94% i 2,53%. W związku ze zmianami założeń co do CeWe, dokonano wyliczeń nowych wartości X i Y. Następnie, dokonano korekty tych wartości w związku z zaproponowanymi przez Zespół Doradczy wartościami parametru skalarnego A.

### **3.5. Cena maksymalna określona dla cenobiorcy - CeCe (§ 7)**

Maksymalna cena dla cenobiorcy odzwierciedla koszty stałe istniejących jednostek wytwórczych. Cena ta wyznaczona została na podstawie danych statystycznych publikowanych przez Agencję Rynku Energii S.A. Przy obliczaniu CeCe uwzględniono następujące koszty:

- amortyzacja;
- materiały (koszty materiałów, których wielkość nie jest uzależniona od rozmiarów produkcji);
- koszty pracy;
- pozostałe koszty działalności podstawowej (koszty wydziałów pomocniczych, podatki i opłaty oraz pozostałe koszty);
- usługi obce.

Parametr CeCe obliczono w oparciu o koszty dla dwóch największych grup jednostek w KSE, czyli elektrowni zawodowych, w których paliwem podstawowym jest węgiel kamienny i brunatny. Przyjęto średnią ważoną moc zainstalowaną netto w tych technologiach. Na potrzeby obliczeń przyjęto poziom jednostkowego kosztu amortyzacji na poziomie 35 zł/kW-rok. Wartości na okresy dostaw 2021, 2022 oraz 2023 zostały wyznaczone z uwzględnieniem założonej inflacji według prognoz Narodowego Banku Polskiego.

### **3.6. Maksymalna liczba rund aukcji głównej (§ 8)**

Dla efektywnego przebiegu aukcji głównej liczba rund nie powinna być zbyt niska, ponieważ prowadziłyby to do dużego skoku ceny pomiędzy rundami. Ze względu na napięty harmonogram rynku mocy w 2018 roku, aukcje główne będą jednodniowe, co jest istotnym ograniczeniem przy ustalaniu liczby rund aukcji. Z tego powodu OSP zaproponował 12 rund aukcji. Skok cenowy pomiędzy rundami, przy rekomendowanej cenie maksymalnej przez Zespół, daje poziom około 30 zł/kWe-rok. W opinii Zespołu skok ten jest zbyt duży, dlatego Zespół zaproponował, żeby aukcja trwała maksymalnie 15 rund. Taka propozycja zakłada czas trwania każdej rundy na poziomie 25 minut oraz czas pomiędzy rundami na poziomie 15-20 minut. Wówczas, zakładając najbardziej skrajny przypadek, czyli zakończenie aukcji w ostatniej rundzie, aukcja trwałaby około 10 godzin. Minister Energii przyjął rekomendację Zespołu Doradczego w tym zakresie.

### **3.7. Jednostkowe poziomy nakładów inwestycyjnych uprawniające do kontraktów wieloletnich (§ 9)**

Zaproponowane jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie 3 mln/MW netto dają możliwość ubiegania się o umowę 15 letnią takim technologiom jak: elektrownie jądrowe, magazyny energii, elektrownie węglowe, elektrownie OZE oraz dużej części elektrowni gazowo-parowych. Zespół Doradczy zarekomendował obniżenie tej wartości z 3 mln/MW netto do 2,8 mln/MW netto, lecz zmiana ta mogłaby stanowić naruszenie decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. C(2018) 601 final. Wobec powyższego ustalono jednostkowe nakłady inwestycyjne na poziomie 3 mln/MW netto.

Podobna sytuacja ma miejsce w przypadku jednostkowych nakładów inwestycyjnych uprawniających do umów mocowych 5 letnich. Zgodnie z danymi przedstawionymi przez OSP, jedynie najbardziej kapitałochłonne modernizacje są w stanie sprostać progowi 0,5 mln zł/MW. W tym przypadku Zespół Doradczy zarekomendował pozostawienie progu 0,5 mln zł/MW w aukcji dla roku dostaw 2021, lecz postulował jego obniżenie dla aukcji głównej na rok dostaw 2022 oraz 2023 do wartości 0,4 mln zł/MW. Podobnie, jak to miało miejsce w przypadku nakładów jednostkowych uprawniających do kontraktu 15 letniego, zmiana ta mogłaby stanowić naruszenie decyzji Komisji Europejskiej z dnia 7 lutego 2018 r. C(2018) 601 final.

### **3.8. Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności - KWD (§ 11)**

Korekcyjne współczynniki dyspozycyjności służą do wyznaczenia maksymalnej wielkości obowiązku mocowego danej jednostki rynku mocy, możliwego do zaoferowania na aukcji mocy oraz rynku wtórnym. W rozporządzeniu proponuje się następujący podział na grupy technologii, dla których korekcyjne współczynniki będą określone odrębnie i będą obowiązywały w roku dostaw 2021, 2022 oraz 2023:

- 1) turbiny parowe, turbiny powietrzne, ogniwa paliwowe oraz cykl Rankine'a,
- 2) elektrownie gazowo-parowe,
- 3) elektrownie gazowe pracujące w cyklu prostym oraz silniki tłokowe,
- 4) turbiny wiatrowe pracujących na lądzie,
- 5) elektrownie wodne przepływowe,
- 6) elektrowni szczytowo – pompowe oraz elektrownie wodne z możliwością retencji wody;
- 7) elektrownie słoneczne,

- 8) magazyny energii elektrycznej w postaci akumulatorów, kinetycznych zasobników energii i superkondensatorów,
- 9) pozostałe rodzaje technologii.

W przyszłości lista ta może zostać zmodyfikowana, a na pewno uzupełniana o nowe grupy technologii, takie jak np. elektrownie wiatrowe na morzu lub elektrownie jądrowe. Ze względu na fakt, że oparto się na tych samych danych dla trzech lat dostaw, proponowane wartości są identyczne dla danej grupy dla roku dostaw 2021, 2022 oraz 2023.

Wyznaczając wartości poszczególnych KWD oparto się na danych OSP, ARE oraz bazie lat klimatycznych PECD, które zawierają szeregi czasowe współczynnika wykorzystania mocy OZE. Na potrzeby wyznaczania proponowanych wartości KWD dla elektrowni wiatrowych lądowych i elektrowni słonecznych analizowano okresy, w których źródła te dostarczały moc nieprzerwanie przez co najmniej 4 godziny. Dla wszystkich grup technologii analizowano ich dyspozycyjność w dni od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni wolnych od pracy, w godzinach 7:00÷22:00. Okres ten jest tożsamy z obowiązywaniem obowiązku mocowego. Zgodnie z przepisami ustawy oraz rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. *w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym* (Dz. U. poz. 1455) to właśnie od poniedziałku do piątku, z wyłączeniem dni ustawowo wolnych od pracy, w godzinach 7:00÷22:00 może być ogłoszony okres zagrożenia, testowy okres zagrożenia, może być wykonana demonstracja oraz transakcje na rynku wtórnym.

Jeżeli ilość danych zebranych z jednostek istniejących w KSE nie była wystarczająca lub w ogóle brakowało danych, posłużono się wówczas KWD z innych państw. Niemniej jednak Zespół Doradczy zalecił, aby w kolejnych latach KWD określone były na podstawie danych pochodzących z krajowych źródeł, a nie z innych rynków mocy. Dlatego Zespół Doradczy zarekomendował próbę pozyskania takich danych przez OSP w kolejnych latach dla źródeł, które pracują w Polsce np. bloki gazowo-parowe. Zespół Doradczy generalnie aprobował przyjętą przez OSP metodologię wyznaczania KWD, poza wyznaczeniem KWD dla pozostałych technologii. Po uwagach Zespołu Doradczego OSP dokonało korekty przyjętej metodologii dla tej grupy.

Należy zwrócić uwagę, że nie określono korekcyjnego współczynnika dyspozycyjności dla jednostek redukcji zapotrzebowania, bowiem zgodnie z art. 94 ust. 6 ustawy współczynnik dla tych jednostek dla okresów dostaw 2021 - 2023 wynosi 1 (100%).

### **3.9. Maksymalne wolumeny obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust. 6 ustawy (§ 12)**

Z uwagi na fakt, że zgodnie z przepisami art. 92 ustawy, jednostki rynku mocy zagraniczne nie będą brały udziału w aukcjach głównych na rok dostaw 2021, 2022 oraz 2023, wartości wolumenów obowiązków mocowych dla stref, o których mowa w art. 6 ust 6 ustawy będą równe zeru.

### **4. Wejście w życie rozporządzenia**

Zgodnie z przepisem końcowym rozporządzenie wchodzi w życie z dniem następującym po dniu ogłoszenia. Termin ten wynika z konieczności możliwie wczesnego wejścia w życie regulacji, jako aktu prawnego niezbędnego do prawidłowego przeprowadzenia aukcji mocy. Zgodnie bowiem z art. 94 ust. 7 ww. ustawy, projektowane rozporządzenie powinno zostać wydane przez Ministra Energii do dnia 22 sierpnia 2018 r., z kolei zgodnie z art. 94 ust. 8 w dniu 5 września br., rozpoczyna się certyfikacja do aukcji, podczas której będą tworzone jednostki rynku mocy (JRM) oraz nastąpi wiążąca deklaracja z jaką mocą utworzone jednostki będą startowały na aukcji. Podczas tej certyfikacji nastąpi kwalifikacja JRM jako nowej lub modernizowanej, co uprawni te jednostki do kontraktów wieloletnich. Taka kwalifikacja nastąpi w oparciu o jednostkowe nakłady inwestycyjne zawarte w projektowanym rozporządzeniu, zatem przedsiębiorstwa energetyczne oraz aktywni odbiorcy energii elektrycznej będą mieli 14 dnia na podjęcie decyzji korporacyjnych (od 22 sierpnia do 5 września br.). Późniejsze wydanie projektowanego rozporządzenia spowoduje skrócenie tego czasu.

### **5. Ocena potrzeby notyfikacji zgodnie z przepisami dotyczącymi funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych**

Projekt rozporządzenia nie podlega notyfikacji w trybie przewidzianym w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 23 grudnia 2002 r. w sprawie sposobu funkcjonowania krajowego systemu notyfikacji norm i aktów prawnych (Dz. U. poz. 2039, z późn. zm.).

### **6. Informacje na temat konsultacji**

Zgodnie z art. 5 ustawy z dnia 7 lipca 2005 r. o działalności lobbingowej w procesie stanowienia prawa (Dz. U. z 2017 r. poz. 248) oraz § 4 i § 52 uchwały nr 190 Rady Ministrów z dnia 29 października 2013 r. – Regulamin pracy Rady Ministrów (M. P. z 2016 r. poz. 1006, z późn. zm.), z chwilą przekazania do uzgodnień członków Rady Ministrów, projekt

rozporządzenia zostanie udostępniony w Biuletynie Informacji Publicznej na stronie podmiotowej Rządowego Centrum Legislacji, w serwisie „Rządowy Proces Legislacyjny”.

#### **7. Ocena zgodności projektu z prawem Unii Europejskiej**

Projekt rozporządzenia jest zgodny z prawem Unii Europejskiej.