



MINISTERSTWO ENERGII

Rozwiązania funkcjonalne ryнку mocy

Warszawa, 30 września 2016 r.

Spis treści

Cel raportu	3
Definicje stosowanych pojęć.....	4
Podstawowe założenia	8
Wprowadzenie.....	11
A. Definicja produktów	16
B. Certyfikacja zasobów mocy	17
<i>Ogólne zasady</i>	17
<i>Rodzaje JRM na rynku mocy</i>	19
<i>Typy JRM z punktu widzenia procesu certyfikacji oraz aukcji</i>	20
<i>Proces certyfikacji ogólnej</i>	22
<i>Proces certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej</i>	23
C. Wyznaczanie zapotrzebowania na moc.....	32
D. Krzywa zapotrzebowania na moc	34
E. Parametry aukcji.....	36
F. Rynek pierwotny	38
<i>Aukcja główna</i>	39
<i>Aukcja dodatkowa</i>	45
G. Umowy Mocowe i Rejestr Rynku Mocy.....	47
H. Rynek wtórny.....	49
<i>Organizacja procesów rynku wtórnego mocy</i>	49
<i>Obrót wtórny</i>	50
<i>Realokacja wolumenu</i>	51
I. Monitoring i wymóg zabezpieczeń	52
<i>Nowe i Modernizowane JRM W</i>	52
<i>JRM DSR</i>	54
J. Alokacja kosztów rynku mocy na odbiorców	56
K. Proces rozliczeń	58
<i>Definicja Okresów Zagrożenia</i>	58
<i>Skorygowany Obowiązek Mocowy w Okresie Zagrożenia</i>	59
<i>Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresie Zagrożenia</i>	59
<i>Rozliczenie Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego</i>	60
<i>Wyznaczenie wolumenu redukcji mocy CJRM DSR</i>	61
<i>Podstawowe zasady rozliczeń</i>	62
<i>Demonstracja zdolności wykonania obowiązku mocowego</i>	64
L. Udział jednostek zlokalizowanych w innych systemach	66
Załącznik 1: Ogólny harmonogram procesów rynku mocy.....	67
Załącznik 2: Szczegółowy harmonogram procesów rynku mocy	68

Cel raportu

W 2016 roku moc osiągalna w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) przekroczyła historyczną granicę 40 GW. Niemniej jednak przyrost mocy następuje głównie w źródłach niesterowalnych, które ze względu na charakterystykę pracy, nie mogą zagwarantować dostępności mocy w okresach szczytowego zapotrzebowania na moc lub w okresie zagrożenia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych. Jednocześnie systematycznie zmniejsza się udział sterowalnych źródeł konwencjonalnych w pokryciu zapotrzebowania na energię, nie zmniejszając jednak potrzeby ich utrzymania i rozwoju dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w KSE.

Z raportu¹ Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) wynika, że w przeciągu dwóch dekad nastąpią znaczne wycofania sterowalnych mocy wytwórczych w KSE, w szczególności wynikające z zaostzonych standardów emisyjnych (konkluzje BAT) oraz zaawansowanego wieku niektórych elektrowni. Jednocześnie będzie następował wzrost zapotrzebowania na energię oraz moc, w szczególności moc szczytową. Obecnie funkcjonujący jednotowarowy rynek energii elektrycznej, silnie zaburzony systemami wsparcia, nie zapewnia jednak odpowiednich sygnałów, ani do utrzymywania w eksploatacji sterowalnych źródeł wytwórczych, ani do ich budowy, w skali odpowiadającej potrzebom wynikającym z zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w KSE. Trwanie dalej w obecnym stanie spowoduje pogłębienie problemu z bilansem mocy i może doprowadzić w przyszłości do uzależnienia Polski od importu energii elektrycznej ze źródeł zagranicznych, bez gwarancji dostępu do ich mocy dla polskiego operatora systemu przesyłowego w przypadku ewentualnego zagrożenia pracy KSE.

Aby zapewnić ciągłość i stabilność dostaw energii elektrycznej do wszystkich odbiorców końcowych na terenie kraju w horyzoncie średnio i długoterminowym, Minister Energii na początku 2016 r. roku podjął decyzję o rozpoczęciu prac nad projektem rynku mocy, którego celem będzie stworzenie efektu zachęty do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych oraz do odstąpienia od zamiaru przedwczesnego wycofywania z eksploatacji istniejących źródeł wytwórczych, decydujących o bezpieczeństwie pracy KSE.

Rozwiązania funkcjonalne rynku mocy, zawarte w niniejszym dokumencie, są efektem pracy zespołu projektowego, w skład którego weszli pracownicy Ministerstwa Energii oraz eksperci z PSE S.A. Ponadto w lipcu 2016 r. odbyły się konsultacje przygotowanego projektu rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy z uczestnikami rynku energii, w wyniku których powstał niniejszy dokument, który stanowić ma podstawę merytoryczną dla prac nad ustawą o rynku mocy.

¹ PSE S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 - 2035*.

Definicje stosowanych pojęć

Definicje zostały przygotowane na potrzeby niniejszego dokumentu i będą uszczegóławiane/ modyfikowane w toku dalszych prac projektowych.

Każde wystąpienie w dokumencie jednostki MW odnosi się do megawata mocy elektrycznej.

Definicja	Opis
Atrybuty	Parametry techniczno-ekonomiczne dla poszczególnych technologii, których spełnienie uprawnia do kwalifikacji JRM jako Nowa albo Modernizowana JRM podczas certyfikacji do aukcji głównej.
Cenobiorca	JRM, która podczas aukcji może składać oferty z ceną mniejszą lub równą określonej cenie maksymalnej dla cenobiorców.
Cenotwórcza	JRM, która podczas aukcji może składać oferty z dowolną ceną, nie wyższą niż cena maksymalna aukcji.
Certyfikowana Jednostka Rynku Mocy (CJRM)	JRM, która pozytywnie przeszła proces certyfikacji do aukcji głównej lub aukcji dodatkowej. CJRM oznacza: <ul style="list-style-type: none"> ▪ CJRM W, lub ▪ CJRM DSR.
Dostawca Mocy	Dostawca Mocy oznacza: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dostawcę Mocy Wytwórczych, albo ▪ Dostawcę Mocy DSR, przy czym jeden Dostawca Mocy może pełnić funkcję zarówno Dostawcy Mocy Wytwórczych i Dostawcy Mocy DSR.
Dostawca Mocy DSR	Podmiot, który jest stroną procesów na rynku mocy w odniesieniu do reprezentowanych przez ten podmiot JRM DSR. Pomiędzy Dostawcą Mocy DSR a JRM DSR musi zachodzić jedna z następujących zależności: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Dostawca Mocy DSR jest właścicielem JRM DSR i nie przekazał prawa do dysponowania JRM DSR innemu podmiotowi, ▪ Dostawca Mocy DSR nie jest właścicielem JRM DSR, ale ma wyłączne prawo do dysponowania JRM DSR, w zakresie niezbędnym do świadczenia usług na rynku mocy.

Dostawca Mocy Wytwórczych	<p>Podmiot, który jest stroną procesów na rynku mocy w odniesieniu do reprezentowanych przez ten podmiot JRM W. Pomiędzy Dostawcą Mocy Wytwórczych a JRM W musi zachodzić jedna z następujących zależności:</p> <ul style="list-style-type: none">▪ Dostawca Mocy Wytwórczych jest właścicielem JRM W i nie przekazał prawa do dysponowania JRM W innemu podmiotowi,▪ Dostawca Mocy Wytwórczych nie jest właścicielem JRM W, ale ma wyłączne prawo do dysponowania JRM W, w zakresie niezbędnym do świadczenia usług na rynku mocy.
Istniejąca Jednostka Rynku Mocy (Istniejąca JRM)	Jednostka Rynku Mocy inna niż Modernizowana albo Nowa JRM, uprawniona do zawierania Umów Mocowych na Okres Dostaw
Jednostka Fizyczna	Jednostka Fizyczna Wytwórcza albo Jednostka Fizyczna DSR, stanowiąca wyodrębniony zespół urządzeń technicznych i reprezentujących je punktów pomiarowych. Dany punkt pomiarowy może należeć tylko do jednej Jednostki Fizycznej.
Jednostka Fizyczna DSR	Jednostka Fizyczna dostarczająca moc do systemu elektroenergetycznego poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru lub źródła wytwórczego niebędącego samodzielną Jednostką Fizyczną, tworzącego Jednostkę Fizyczną wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy końcowego. To czy dany układ technologiczny stanowi JRM DSR wynika z charakteru jednostki, dla której zostały określone warunki przyłączenia.
Jednostka Fizyczna Wytwórcza	Jednostka Fizyczna będąca jednostką wytwórczą w rozumieniu ustawy Prawo energetyczne. To czy dany układ technologiczny stanowi JRM W wynika z charakteru jednostki, dla której zostały określone warunki przyłączenia.
Jednostka Rynku Mocy (JRM)	JRM oznacza: <ul style="list-style-type: none">▪ JRM W, lub▪ JRM DSR.
Jednostka Rynku Mocy DSR (JRM DSR)	Jednostka Fizyczna DSR lub grupa Jednostek Fizycznych DSR posiadających zdolność do dostawy mocy do systemu elektroenergetycznego poprzez czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej, w wyniku wykorzystania: <ul style="list-style-type: none">▪ sterowanego odbioru lub▪ źródła wytwórczego niebędącego samodzielnie Jednostką Fizyczną, tj. źródła które tworzy Jednostkę Fizyczną wraz z urządzeniami i instalacjami odbiorcy.

Jednostka Rynku Mocy Wytwórcza (JRM W)	Jednostka Fizyczna Wytwórcza lub grupa Jednostek Fizycznych Wytwórczych posiadających zdolność do dostawy mocy do systemu elektroenergetycznego w wyniku wykorzystania procesów wytwarzania lub magazynowania energii elektrycznej.
Konfiguracja Punktów Pomiarowych	Wykaz wszystkich punktów i urządzeń pomiarowych reprezentujących daną Jednostkę Fizyczną, wraz ze wskazaniem topologii ich rozmieszczenia, rodzaju i parametrów zainstalowanych układów pomiarowych, spełniających kryteria umożliwiające weryfikację wykonania Obowiązku Mocowego oraz dokonanie rozliczenia płatności z tytułu realizacji Obowiązku Mocowego.
Korekcyjny Współczynnik Dyspozycyjności (KWD)	Współczynnik odzwierciedlający dyspozycyjność poszczególnych technologii JRM, ograniczający maksymalny poziom mocy względem mocy osiągalnej JRM oferowanej na rynku mocy.
Kwartał Dostaw	Kwartał w Roku Dostaw, na który zawierane są Umowy Mocowe w wyniku aukcji dodatkowej.
Modernizowana Jednostka Rynku Mocy (Modernizowana JRM)	Jednostka Rynku Mocy, która spełnia wymagane atrybuty, uprawniona do zawierania w wyniku aukcji głównej Umów Mocowych na okres 5 lat lub krótszy.
Niepotwierdzona JRM DSR	JRM DSR inna niż Potwierdzona JRM DSR.
Nowa Jednostka Rynku Mocy (Nowa JRM)	Jednostka Rynku Mocy, która spełnia wymagane atrybuty, uprawniona do zawierania w wyniku aukcji głównej Umów Mocowych na okres 15 lat lub krótszy.
Obowiązek Mocowy	Zobowiązanie JRM do dostawy mocy w Okresach Zagrożenia w ilości określonej w Umowie Mocowej. Obowiązek Mocowy jest określany z dokładnością do 0,001 MW.
Okres Dostaw	Odpowiednio Rok Dostaw lub Kwartał Dostaw.
Okres Rozliczeniowy Rynku Mocy (ORRM)	Okres, dla którego są prowadzone rozliczenia na rynku mocy, równy miesiącowi kalendarzowemu.
Okres Sprawdzenia Wykonania Obowiązku Mocowego (OSWOM)	Podstawowy Okres Handlowy na Rynku Bilansującym, dla którego został ogłoszony Okres Zagrożenia i dla którego następuje sprawdzenie wykonania Obowiązku Mocowego.
Okres Zagrożenia	Godzina w której planowana ilość rezerwy mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie w KSE w procesach planowania koordynacyjnego dobowego KSE jest mniejsza od wielkości wymaganej.

Podstawowy Okres Handlowym na Rynku Bilansującym	Okres handlowy na rynku bilansującym, który aktualnie jest równy jednej godzinie.
Potwierdzona JRM DSR	JRM DSR w odniesieniu do której został przeprowadzony Test DSR i na jego podstawie został wydany Certyfikat Testu DSR.
Rok Dostaw	W przypadku aukcji głównej prowadzonej w roku n oznacza rok kalendarzowy $n+5$. W przypadku aukcji dodatkowej prowadzonej w roku n oznacza rok kalendarzowy $n+1$.
Skorygowany Obowiązek Mocowy (SOM)	Obowiązek JRM do dostawy mocy w Okresie Zagrożenia w ilości określonej jako Skorygowany Obowiązek Mocowy, wyznaczonej na podstawie Obowiązku Mocowego, zapotrzebowania na moc w danym Okresie Zagrożenia oraz ewentualnych uzasadnionych korekt. Nie może być większy od Obowiązku Mocowego. Obliczany z dokładnością do 0,001 MW.
Umowa Mocowa	Umowa zawierana między OSP a Dostawcą Mocy, której przedmiotem jest Obowiązek Mocowy.

Podstawowe założenia

- (1) Głównym celem rynku mocy jest zapewnienie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych w horyzoncie średnio i długoterminowym.
- (2) Rynek mocy tworzy dodatkowe, w stosunku do rynku energii elektrycznej, źródło pokrywania kosztów stałych zasobów (wytwórczych i odbiorczych) niezbędnych do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej. Moce wymagane do pokrycia szczytowego zapotrzebowania odbiorców, powiększonego o wymaganą nadwyżkę mocy w systemie elektroenergetycznym, są kontraktowane z kilkuletnim wyprzedzeniem (oraz rocznym w przypadku aukcji dodatkowej), dzięki czemu rynek mocy:
 - Stwarza warunki do stabilnego funkcjonowania istniejących źródeł wytwórczych oraz do ich modernizacji, o ile źródła te są niezbędne dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw;
 - Zapewnia jasne sygnały cenowe mające na celu skoordynowanie podejmowania decyzji o budowie nowych mocy wytwórczych, jak również wycofaniu z eksploatacji określonych zasobów wytwórczych;
 - Ogranicza zjawisko cyklu inwestycyjnego, widoczne w cenach energii dla odbiorcy końcowego na jednotowarowym rynku energii elektrycznej, ponieważ decyzje o inwestycjach i wycofaniach są skoordynowane przez rynek mocy;
 - Stwarza warunki do rozwoju usług redukcji zapotrzebowania (DSR), zarówno poprzez udział DSR w procesach rynku mocy, jak również poprzez świadczenie usług DSR u odbiorców przemysłowych w celu obniżenia ich szczytowego zapotrzebowania na moc, a tym samym obniżenie ponoszonych kosztów funkcjonowania rynku mocy.
- (3) Rynek mocy jest mechanizmem rynkowym, którego celem jest zapewnienie wymaganego poziomu bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, przy jednoczesnej minimalizacji kosztów z punktu widzenia gospodarki. Rynek mocy nie jest mechanizmem wsparcia dla sektora wytwarzania energii elektrycznej.
- (4) Rynek mocy jest neutralny technologicznie, dzięki czemu stwarza jednolite warunki konkurencji wszystkim technologiom produkcji energii elektrycznej oraz DSR, przy uwzględnieniu stopnia w jakim poszczególne technologie przyczyniają się do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw oraz pod warunkiem spełnienia wymagań określonych w przepisach rynku mocy. Rynek mocy premiuje Jednostki Rynku Mocy, które dostarczają moc w Okresach Zagrożenia, czyli w okresach, w których zostało zidentyfikowane ryzyko utraty ciągłości dostaw w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym.

- (5) Rynek mocy funkcjonuje równolegle do rynku energii elektrycznej i nie wprowadza ograniczeń w kształtowaniu cen na rynku energii elektrycznej – ceny te są kształtowane na podstawie relacji popytu i podaży na energię elektryczną.
- (6) W rynku mocy nie mogą uczestniczyć Jednostki Fizyczne, które korzystają z innych mechanizmów mocowych lub systemów wsparcia dedykowanych wybranym technologiom produkcji energii elektrycznej (poza przypadkiem opisanym w pkt 7). Przyjmuje się, że Jednostki Fizyczne mogą zrezygnować z uczestnictwa w innych mechanizmach i tym samym mogą uczestniczyć w rynku mocy. Lista mechanizmów mocowych oraz systemów wsparcia wykluczających z możliwości udziału w rynku mocy zostanie określona w przepisach rynku mocy.
- (7) Istnieje możliwość, aby Dostawcy Mocy, reprezentujący JRM współspalające, produkujące energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji lub wykorzystujące układy hybrydowe w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii, korzystały z operacyjnych systemów wsparcia OZE i wysokosprawnej kogeneracji oraz jednocześnie uczestniczyły w rynku mocy. Niemniej jednak, aby nie dopuścić do kumulacji przychodów z operacyjnych systemów wsparcia oraz rynku mocy, wprowadzony został mechanizm wyznaczania *ex post* wolumenu mocy, który nie będzie uprawiony do uzyskiwania wynagrodzenia na rynku mocy.
- (8) Opracowanie rozwiązań funkcjonalnych rynku mocy wymaga wprowadzenia nowych definicji, w szczególności dotyczących klasyfikacji źródeł wytwarzania energii elektrycznej oraz źródeł DSR. Definicje mogą wprowadzać nowe pojęcia w stosunku do powszechnie używanych oraz zdefiniowanych w istniejących przepisach. Są one jednak niezbędne dla poprawnego zaprojektowania i funkcjonowania procesów rynku mocy.
- (9) Rynek mocy, zgodnie z koncepcją zawartą w niniejszym dokumencie, jest rynkiem terminowym, gdzie fizyczna dostawa mocy następuje po realizacji głównych procesów handlowych. Rynek pierwotny ma formę aukcji z OSP jako jedynym kupującym. Rynek pierwotny składa się z aukcji głównej, która odbywa się w piątym roku przed fizyczną dostawą oraz aukcji dodatkowej, która odbywa się w roku poprzedzającym rok fizycznej dostawy. Jako uzupełnienie rynku pierwotnego, w celu umożliwienia ograniczenia ryzyka uczestników rynku mocy, funkcjonuje rynek wtórny, na którym przedmiotem obrotu są Obowiązki Mocowe Certyfikowanych Jednostek Rynku Mocy.
- (10) Aukcje główne w ramach Rynku Mocy będą przeprowadzane przez co najmniej 10 lat, lecz najpóźniej na dwa lata przed ostatnią planowaną aukcją główną, Minister Energii, na podstawie analiz bilansowych oraz prognoz rozwoju rynku energii, podejmie decyzję czy wymagana jest dalsza kontynuacja funkcjonowania rynku mocy i ewentualnie w jakiej postaci. Należy przy tym podkreślić, że Obowiązki Mocowe, również terminowe, zawarte w wyniku ostatniej aukcji, będą obowiązywały w okresie wynikającym z Umowy Mocowej.

- (11) Rynek mocy funkcjonuje na podstawie przepisów rynku mocy, którymi będą:
- a. Nowa ustawa dla rynku mocy wraz z nowelizacjami istniejących ustaw (w wymaganym zakresie);
 - b. Rozporządzenia wykonawcze do ustawy dla rynku mocy, uszczegóławiające przepisy ustawy w wymaganym zakresie;
 - c. Regulamin Rynku Mocy opracowany przez OSP i podlegający zatwierdzeniu przez Prezesa URE, określający w szczególności:
 - i Zasady współpracy operatora rynku mocy z pozostałymi uczestnikami rynku mocy;
 - ii Zasady określające organizację i przebieg procesów certyfikacji;
 - iii Zasady określające organizację i przebieg procesów aukcji mocy;
 - iv Sposób funkcjonowania rejestru rynku mocy.
- (12) Przywołane w niniejszym dokumencie obowiązki i zadania wraz z ich przypisaniem do podmiotów oraz terminami realizacji mają wyłącznie charakter poglądowy. Przydział obowiązków i zadań, jak również terminy ich realizacji ostatecznie zostaną określone w przepisach rynku mocy.

Wprowadzenie

W niniejszym rozdziale, w formie streszczenia, zostały przedstawione podstawowe rozwiązania funkcjonalne rynku mocy. Opis rozwiązań szczegółowych jest zawarty w kolejnych rozdziałach raportu.

Ramy czasowe rynku mocy

Rynek mocy składa się z rynku pierwotnego i wtórnego. Rynek pierwotny składa się z aukcji głównej oraz aukcji dodatkowej. Dla danego Roku Dostaw n aukcja główna jest przeprowadzana w ostatnich dwóch miesiącach roku $n-5$, a aukcja dodatkowa jest przeprowadzana w I kw. roku $n-1$. Aukcja główna dotyczy całego Roku Dostaw n , natomiast aukcja dodatkowa jest prowadzona na Kwartały Dostaw Roku Dostaw n .

Rynek wtórny polega na wymianie handlowej Obowiązkami Mocowymi pomiędzy uczestnikami rynku mocy i ogranicza on ryzyko braku możliwości wywiązania się z Obowiązku Mocowego przez Dostawcę Mocy.

Zapotrzebowanie na moc

Popyt na rynku mocy jest reprezentowany poprzez krzywą zapotrzebowania na moc, czyli krzywą przedstawiającą zależność ceny mocy od wolumenu nabywanej mocy. Głównymi parametrami krzywej zapotrzebowania na moc są: wolumen mocy wymaganej do pozyskania na rynku mocy, wyznaczony na podstawie prognozowanego szczytowego zapotrzebowania na moc powiększonego o wymagane rezerwy oraz cena wejścia na rynek nowej jednostki wytwórczej o najniższych kosztach stałych operacyjnych i kapitałowych. Propozycję parametrów krzywej zapotrzebowania na moc określa OSP. Parametry te podlegają zaopiniowaniu przez Prezesa URE, a następnie zatwierdzeniu przez Ministra Energii, który może je dodatkowo zmodyfikować.

Minister Energii może podjąć również decyzję o wprowadzeniu do danej aukcji głównej Wymaganych Wolumenów Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM. W takim przypadku przedstawia maksymalne ceny dla zakupu mocy w tych jednostkach w zakresie tych wolumenów.

Podaż mocy

W aukcji mocy uczestniczą Certyfikowane Jednostki Rynku Mocy (CJRM), które pozytywnie przeszły proces certyfikacji realizowany przez OSP we współpracy z OSD. Przeprowadza się trzy rodzaje certyfikacji jednostek mocy: certyfikacja ogólna, certyfikacja przed aukcją główną oraz certyfikacja przed aukcją dodatkową. Każda Jednostka Fizyczna, aby móc uczestniczyć w aukcji głównej lub aukcji dodatkowej musi pozytywnie przejść proces certyfikacji ogólnej, w wyniku którego staje się JRM. Następnie, w zależności od aukcji, w której bierze udział, proces certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej, w wyniku którego staje się CJRM. Minimalna wielkość mocy osiągalnej brutto JRM nie może być mniejsza niż 2 MW. Jednostki Fizyczne podczas certyfikacji oraz w pozostałych procesach rynku mocy są reprezentowane przez Dostawców Mocy.

JRM dzielą się na JRM Wytwórcze (JRM W) i JRM DSR. Ponadto JRM W dzielą się na: Istniejące, Modernizowane i Nowe, a JRM DSR na potwierdzone i niepotwierdzone. W ramach definiowania JRM dopuszcza się agregację Jednostek Fizycznych – zarówno wytwórczych, jak i DSR, z zastrzeżeniem, że nie dopuszcza się agregowania Jednostek Fizycznych wytwórczych i DSR w jedną JRM.

Jednostki Fizyczne Wytwórcze o mocy osiągalnej brutto co najmniej 2 MW obowiązkowo uczestniczą w procesie certyfikacji ogólnej.

Aukcja na rynku mocy

Aukcja na rynku mocy prowadzona jest w formie aukcji holenderskiej, z jednolitą ceną zamknięcia² dla wszystkich CJRM, które wygrały aukcję (*pay-as-clear*). Aukcję przeprowadza się w formie następujących po sobie rund, aż do osiągnięcia równowagi popytu na moc z jej podażą. Aukcja polega na składaniu przez Dostawców Mocy ofert wyjścia z aukcji, gdy cena licytowana w kolejnej rundzie jest niższa od ceny oczekiwanej.

W aukcji mocy cenę mogą kształtować wszystkie CJRM, przy czym cenobiorcy nie mogą wyjść z aukcji, gdy licytowana cena jest powyżej określonej ceny maksymalnej. Co do zasady, podczas aukcji głównej cenotwórcami są CJRM DSR, CJRM Modernizowane i CJRM Nowe, a podczas aukcji dodatkowej cenotwórcami są CJRM DSR.

Decyzją Ministra Energii dana aukcja główna może zostać uzupełniona poprzez wprowadzenie Wymaganych Wolumenów Mocy dla CJRM Nowych oraz Modernizowanych. W przypadku wprowadzenia ww. wolumenów definiowane są dla nich ceny maksymalne. Wymagane, wolumeny mocy dla CJRM Nowych oraz Modernizowanych oraz ceny maksymalne są uwzględnione w mechanizmie aukcji głównej. W efekcie aukcja główna może się zakończyć odrębnymi cenami dla CJRM Nowych, Modernizowanych i Istniejących.

Procesy po aukcji

Po zakończeniu aukcji, Dostawcy Mocy, których CJRM wygrały aukcję, zawierają Umowy Mocowe z OSP, które określają zakres Obowiązku Mocowego danej CJRM i wynagrodzenie za moc.

Umowy Mocowe zawierane w wyniku aukcji głównej mogą być umowami wieloletnimi. Dla CJRM W Nowych dopuszcza się Umowy Mocowe o maksymalnej długości 15 lat, a w przypadku CJRM W Modernizowanych 5 lat. Dla pozostałych CJRM długość Umów Mocowych zawieranych w wyniku aukcji głównej wynosi 1 rok. Długość Umów Mocowych zawieranych w wyniku aukcji dodatkowej wynosi 1 kwartał.

² W przypadku wprowadzenia Wymaganych Wolumenów Mocy dla CJRM Nowych lub Modernizowanych, aukcja główna może się zakończyć odrębnymi cenami dla tych typów CJRM.

Obowiązek Mocowy podlega obrotowi w ramach rynku wtórnego. Zawieranie Umów Mocowych i rynek wtórny są prowadzone w ramach Rejestru Rynku Mocy – dedykowanego systemu informatycznego.

W przypadku Nowych CJRM W podczas certyfikacji do aukcji głównej oraz Niepotwierdzonych CJRM DSR, przedkładane są zabezpieczenia i jest prowadzony proces monitoringu mający na celu sprawdzenie wykonalności i wywiązania się z Umowy Mocowej w Okresie Dostaw.

CJRM są zobowiązane do pozostawania w gotowości do dostawy mocy w Okresie Dostaw, którego dotyczy Obowiązek Mocowy. Wykonanie Obowiązku Mocowego, tj. dostawa zakontraktowanej mocy odbywa się w Okresach Zagrożenia, które są ogłaszane przez OSP w sytuacjach braku dostępności dla OSP wymaganego poziomu rezerw mocy w procesach planowania koordynacyjnego dobowego. Okresem Zagrożenia są godziny euroszczytu (7:00 – 22:00) dni roboczych, w których poziom rezerwy mocy jest poniżej poziomu wymaganego. W Okresie Zagrożenia każda CJRM ma obowiązek dostarczyć moc w ilości wynikającej z Obowiązku Mocowego lub jeżeli aktualne zapotrzebowanie na moc wymagane jako dostawa mocy przez wszystkie CJRM jest mniejsze od sumy Obowiązku Mocowego Wszystkich CJRM, w ilości proporcjonalnej – tzw. Skorygowany Obowiązek Mocowy.

W przypadku nadmiarowego wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego, CJRM może otrzymać premię. W przypadku niewykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego płaci karę. Niezależnie od wystąpienia Okresu Zagrożenia, w celu weryfikacji możliwości spełniania Obowiązku Mocowego, w danym Kwartale Roku Dostaw, każda CJRM ma obowiązek przedstawienia jednej godziny demonstrującej, w której wykonanie Obowiązku Mocowy. Ponadto OSP może wezwać daną CJRM do testowej realizacji Obowiązku Mocowego.

Finansowanie rynku mocy

Koszty rynku mocy pokrywają odbiorcy końcowi, uiszczając opłatę mocową stanowiącą część taryfy za dostarczanie energii elektrycznej. Stawka opłaty mocowej może być różna dla poszczególnych grup odbiorców. W przypadku gospodarstw domowych, stawka jest ryczałtowa, płatna za punkt pomiarowy i jest różna w zależności od mocy umownej. W przypadku pozostałych odbiorców stawka jest obliczana indywidualnie, proporcjonalnie do zużycia energii elektrycznej w określonych godzinach lub okresach.

Środki z opłaty mocowej przekazywane są do Zarządcy Rozliczeń Rynku Mocy (ZRRM) za pośrednictwem OSP. ZRRM dokonuje płatności na rzecz CJRM, gromadzi środki z kar za niewykonanie Obowiązku Mocowego oraz zarządza płynnością rachunku opłaty mocowej.

Podstawowe zadania podmiotów uczestniczących w procesach rynku mocy (RM)

Podmiot	Zadanie
Minister Energii	Rola głównego decydenta RM <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zatwierdza i publikuje parametry aukcji ▪ Zatwierdza i publikuje parametry alokacji kosztów RM na odbiorców ▪ W określonych przypadkach może podjąć decyzję o anulowaniu, wstrzymaniu rozpoczęcia lub zawieszeniu aukcji.
Prezes URE	Rola głównego nadzorca RM <ul style="list-style-type: none"> ▪ Zatwierdza Regulamin Rynku Mocy oraz opiniuje parametry aukcji ▪ Zatwierdza wyniki aukcji ▪ Zatwierdza stawki opłaty mocowej i parametry jej kalkulacji ▪ Nadzoruje poprawność naliczania opłaty mocowej ▪ Rozstrzyga spory ▪ Monitoruje działanie RM
OSP	Rola głównego administratora RM <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wykonuje analizy bilansowe i techniczno-ekonomiczne ▪ Opracowuje Regulamin Rynku Mocy oraz wyznacza parametry aukcji ▪ Prowadzi certyfikację we współpracy z OSD ▪ Przeprowadza aukcje RM ▪ Zawiera Umowy Mocowe z Dostawcami Mocy ▪ Monitoruje funkcjonowanie procesów RM ▪ Sprawdza wolumen wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia i określa należne płatności ▪ Udostępnia dane o wykonaniu Obowiązku Mocowego ▪ Ogłasza Okresy Zagrożenia ▪ Prowadzi Rejestr Rynku Mocy ▪ Pobiera opłaty z tytułu opłaty mocowej od odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej. ▪ Środki zebrane przez OSD z tytułu opłaty mocowej od odbiorców końcowych oraz środki z opłaty mocowej zebrane od odbiorców przyłączonych do sieci przesyłowej przekazuje na rachunek opłaty mocowej Zarządcy Rozliczeń Rynku Mocy.

Podmiot	Zadanie
OSD	<p>Rola wsparcia administratora RM</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Współpracuje z OSP w procesie certyfikacji ▪ Udostępnia dane pomiarowe dla celów sprawdzenia wykonania Obowiązku Mocowego i rozliczeń ▪ Pobiera opłaty z tytułu opłaty mocowej od odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej i przekazuje je do OSP
Uczestnik RM (Dostawca Mocy, JRM)	<p>Rola Jednostki Rynku Mocy</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Wskazuje Dostawcę Mocy, który reprezentuje ją w procesach rynku mocy ▪ Realizuje fizycznie Obowiązek Mocowy ▪ Rozlicza się z Dostawcą Mocy, który ją reprezentuje w procesach rynku mocy <p>Rola Dostawcy Mocy</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Uczestniczy w certyfikacji jako podmiot reprezentujący JRM ▪ Uczestniczy w aukcji poprzez składanie ofert w imieniu JRM, które reprezentuje ▪ Jest stroną Umowy Mocowej dotyczącej JRM, które reprezentuje ▪ Uczestniczy w rozliczeniach RM w odniesieniu do JRM które reprezentuje, w tym otrzymuje płatności za moc, otrzymuje lub uiszcza płatności z tytułu rozliczania wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego
Odbiorca końcowy	<p>Rola odbiorcy mocy</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Otrzymuje bezpieczeństwo dostaw ▪ Ponosi koszty utrzymania wymaganych mocy w systemie
Zarządca Rozliczeń Rynku Mocy	<p>Rola podmiotu prowadzącego rozliczenia finansowe RM</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Przyjmuje środki od OSP z tytułu opłaty mocowej ▪ Przyjmuje płatności z tytułu kar ▪ Realizuje płatności na rzecz Dostawców Mocy ▪ Zarządza płynnością rachunku opłaty mocowej

A. Definicja produktów

1. Produktem na rynku mocy jest moc dyspozycyjna netto w Okresie Dostaw wraz ze zobowiązaniem do jej dostarczenia w Okresach Zagrożenia przypadających na Okres Dostaw.
2. W wyniku procesów pierwotnego i/lub wtórnego rynku mocy dana JRM zobowiązuje się do dostarczenia odpowiedniego wolumenu mocy dyspozycyjnej w Okresach Zagrożenia. Zobowiązanie to jest określane jako Obowiązek Mocowy i jest przedmiotem Umowy Mocowej zawieranej z OSP.

B. Certyfikacja zasobów mocy

Ogólne zasady

3. Certyfikacja JRM składa się z następujących procesów:
 - a. Proces certyfikacji ogólnej, podczas której przekazywane są podstawowe informacje techniczno-ekonomiczne oraz średnio- i długo- terminowe założenia w zakresie planów produkcyjnych (w tym informacje o planowanych postojach i wycofaniach z eksploatacji) dla Jednostek Fizycznych. Proces certyfikacji ogólnej może uzupełnić obowiązki określone w Art. 16 ust. 20-22 ustawy Prawo energetyczne;
 - b. Proces certyfikacji do aukcji głównej – uprawniający do udziału w aukcji głównej oraz w rynku wtórnym;
 - c. Proces certyfikacji do aukcji dodatkowej – uprawniający do udziału w aukcji dodatkowej oraz w rynku wtórnym.
4. Proces certyfikacji ogólnej oraz certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej jest prowadzony przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD). Zasady współpracy OSP z OSD zostaną określone w przepisach rynku mocy. W przypadku OSD którego sieć dystrybucyjna nie posiada bezpośredniego połączenia z siecią przesyłową, współpraca z OSP jest realizowana za pośrednictwem OSD, którego sieć dystrybucyjna posiada połączenie z siecią przesyłową.
5. Proces certyfikacji ogólnej jest obowiązkowy dla wszystkich istniejących Jednostek Fizycznych Wytwórczych o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW, reprezentowanych na rynku mocy jako JRM W. Proces certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej jest dobrowolny.
6. Proces certyfikacji ogólnej prowadzony jest na początku każdego roku kalendarzowego. Certyfikacja ogólna kończy się nadaniem statusu JRM oraz wpisem JRM do Rejestru Rynku Mocy (lub stosowną aktualizacją wpisu), który jest potwierdzeniem pozytywnego wyniku procesu certyfikacji ogólnej. Jednostka Fizyczna Wytwórcza, która nie zakończyła pozytywnie procesu certyfikacji ogólnej, nie może brać udziału w kolejnych procesach certyfikacji do aukcji głównej oraz certyfikacji do aukcji dodatkowej. Brak udziału w certyfikacji do aukcji głównej nie wyklucza możliwości udziału w aukcji dodatkowej na ten sam Rok Dostaw. Warunkiem udziału w aukcji dodatkowej jest pozytywna certyfikacja do tej aukcji poprzedzona certyfikacją ogólną.
7. Jednostki Fizyczne DSR, aby przystąpić do certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej, muszą pozytywnie przejść proces certyfikacji ogólnej. JRM DSR nie mają obowiązku przystępowania do certyfikacji ogólnej oraz do certyfikacji do aukcji głównej, jeśli nie zamierzają brać w udziału w tej aukcji.

8. Proces certyfikacji do aukcji głównej oraz aukcji dodatkowej jest prowadzony przed rozpoczęciem odpowiedniej aukcji. Pomyślnie zakończony proces certyfikacji uprawnia m.in. do udziału odpowiednio w aukcji głównej lub w aukcji dodatkowej następującej bezpośrednio po tym procesie certyfikacji. Udział w kolejnych aukcjach wymaga ponownej certyfikacji, przy czym dla jednostek, które zostały certyfikowane w roku poprzednim, odbywa się to na uproszczonych zasadach, które mają na celu wyłącznie weryfikację, czy nie miały miejsca istotne zmiany uwarunkowań technicznych, ekonomicznych lub prawno-regulacyjnych.
9. JRM w procesie certyfikacji ogólnej oraz w procesach certyfikacji do aukcji głównej i aukcji dodatkowej są reprezentowane przez Dostawców Mocy.
10. Realizacja obowiązku przystąpienia do certyfikacji ogólnej jest monitorowana przez Prezesa URE. Brak wywiązania się z tego obowiązku skutkuje możliwością nałożenia kary administracyjnej na właściciela Jednostki Fizycznej Wytwórczej.
11. JRM, które nie wzięły udziału w procesie certyfikacji do aukcji głównej lub do aukcji dodatkowej, lub dla których proces certyfikacji nie zakończył się wynikiem pozytywnym, nie mogą brać udziału w pierwotnym i wtórnym rynku mocy oraz nie są wynagradzane z tytułu oferowania mocy dyspozycyjnej w Okresach Zagrożenia. Dotyczy to Okresu Dostaw właściwego dla danego procesu certyfikacji.
12. W procesie certyfikacji do aukcji dodatkowej mogą brać udział:
 - JRM nieobjęte Obowiązkiem Mocowym wynikającym z aukcji głównej dotyczącej tego samego Kwartału Dostaw.
 - JRM, które w wyniku aukcji głównej objęte zostały Obowiązkiem Mocowym mniejszym niż możliwy Obowiązek Mocowy wynikający z KWD właściwych dla poszczególnych Kwartałów Dostaw.
13. Jeśli JRM zrezygnowała z udziału w procesie certyfikacji, może wziąć w nim udział ponownie w kolejnych latach.
14. Jeżeli JRM wzięła udział w procesie certyfikacji, ale nie została certyfikowana, może wziąć udział w procesie certyfikacji ponownie w kolejnych latach.
15. JRM, która pozytywnie przejdzie proces certyfikacji do aukcji głównej albo do aukcji dodatkowej, staje się Certyfikowaną Jednostką Rynku Mocy (CJRM) na dany Rok Dostaw. Certyfikat wydany przez OSP stanowi oświadczenie, że dana JRM może brać udział w pierwotnym i wtórnym rynku mocy lub w mechanizmie wynagradzania za moc w Okresach Zagrożenia. Certyfikat jest potwierdzeniem mocy JRM, która może być przedmiotem obrotu na rynku mocy oraz potwierdzeniem ewentualnych innych parametrów indywidualnych. Certyfikat wydawany jest w formie stosownego wpisu w Rejestrze Rynku Mocy.

Rodzaje JRM na rynku mocy

16. Zawarte w niniejszym dokumencie zasady funkcjonowania rynku mocy, wprowadzają nowe definicje, między innymi w zakresie klasyfikacji źródeł wytwarzania energii oraz DSR. Dla uniknięcia wątpliwości, biorąc pod uwagę ogólne definicje stosowane na rynku energii, w rynku mocy mogą brać udział:
 - a. Istniejące i planowane źródła wytwarzania energii elektrycznej o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW, niezależnie od technologii oraz wykorzystywanej energii pierwotnej, z wyłączeniem źródeł będących częścią składową instalacji o charakterze odbiorczym (tzw. generacja za licznikiem), które mogą brać udział w rynku mocy jako źródła DSR.
 - b. Istniejące i planowane źródła wytwarzania energii elektrycznej o mocy osiągalnej brutto mniejszej niż 2 MW, niezależnie od technologii oraz wykorzystywanej energii pierwotnej, zagregowane w grupy, z wyłączeniem źródeł będących częścią składową instalacji o charakterze odbiorczym (tzw. generacja za licznikiem), które mogą brać udział w rynku mocy jako źródła DSR.
 - c. Źródła DSR o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW.
 - d. Źródła DSR o mocy osiągalnej mniejszej niż 2 MW, zagregowane w grupy.
17. Istniejące i planowane źródła wytwarzania energii elektrycznej na rynku mocy funkcjonują jako JRM W, przy zachowaniu następujących reguł:
 - a. JRM W może stanowić pojedyncza Jednostka Fizyczna Wytwórcza o mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW.
 - b. JRM W może stanowić grupa Jednostek Fizycznych Wytwórczych o łącznej mocy osiągalnej brutto nie mniejszej niż 2 MW i nie większej niż 50 MW oraz mocy pojedynczej Jednostki Fizycznej brutto nie większej niż 10 MW.
18. Istniejące i planowane źródła DSR na rynku mocy funkcjonują jako JRM DSR, przy zachowaniu następujących reguł:
 - a. JRM DSR może stanowić Jednostka Fizyczna DSR o mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW.
 - b. JRM DSR może stanowić grupa Jednostek Fizycznych DSR o łącznej mocy osiągalnej nie mniejszej niż 2 MW i nie większej niż 50 MW.

19. Przez moc osiągalną JRM DSR rozumie się maksymalne, potwierdzone stosownym testem – Testem DSR, czasowe ograniczenie mocy pobieranej z sieci elektroenergetycznej, w wyniku wykorzystania sterowanego odbioru lub źródła wytwarzania energii elektrycznej stanowiącego część urządzeń odbiorcy (tzw. generacja za licznikiem), zmierzone w układzie (Konfiguracji punktów Pomiarowych) obejmującym wszystkie fizyczne punkty przyłączenia do sieci zlokalizowane w miejscach przyłączenia JRM DSR do sieci przesyłowej lub dystrybucyjnej. To, czy dany układ technologiczny stanowi JRM W czy JRM DSR, wynika z charakteru jednostki, dla której zostały określone warunki przyłączenia. Źródło wytwórcze autoproducenta, które nie jest bezpośrednio przyłączone do systemu elektroenergetycznego i nie jest połączone z instalacjami odbiorczymi innymi niż niezbędne do funkcjonowania tego źródła, jest częścią Jednostki Fizycznej DSR razem z urządzeniami technicznymi i punktami pomiarowymi stanowiącymi instalację autoproducenta (odbiorczą i wytwórczą). Źródło wytwórcze autoproducenta może zostać wyodrębnione jako niezależna Jednostka Fizyczna Wytwórcza pod warunkiem spełnienia wymogów określonych w aktualnych regulacjach prawnych, w tym zakresie.

Typy JRM z punktu widzenia procesu certyfikacji oraz aukcji

20. Wyróżnia się następujące typy JRM w procesie certyfikacji oraz pozostałych procesach rynku mocy:
- a. Istniejące JRM W i JRM DSR, które mogą zawierać Umowy Mocowe na Okres Dostaw,
 - b. Modernizowane JRM W, które mogą zawierać 5-letnie lub krótsze Umowy Mocowe, lecz nie krótsze niż na Okres Dostaw,
 - c. Nowe JRM W, które mogą zawierać 15-letnie lub krótsze Umowy Mocowe, lecz nie krótsze niż na Okres Dostaw.
21. Umowy Mocowe obejmujące więcej niż jeden Okres Dostaw mogą być zawierane przez Modernizowane i Nowe JRM W wyłącznie w wyniku aukcji głównej.
22. Na aukcji dodatkowej oraz procesie certyfikacji do niej, wszystkie JRM są traktowane jako Istniejące JRM. Umowy Mocowe w wyniku aukcji dodatkowej są zawierane na Okres Dostaw (Rok Dostaw w przypadku aukcji głównej oraz Kwartał Dostaw w przypadku aukcji dodatkowej).
23. Każda JRM DSR obejmująca pojedynczą Jednostkę Fizyczną DSR oraz JRM DSR i JRM W, na które składają się grupy Jednostek Fizycznych są traktowane zawsze jako Istniejąca JRM i mogą zawierać Umowy Mocowe wyłącznie na Okres Dostaw.

24. CJRM, podczas aukcji głównej, posiada status:
- Cenotwórcy – jeżeli jest to Nowa CJRM W, Modernizowana CJRM W albo CJRM DSR. CJRM o statusie cenotwórcy nie mają ograniczeń cenowych w ofertowaniu mocy na rynku pierwotnym.
 - Cenobiorcy – w zakresie pozostałych typów CJRM, które nie posiadają statusu cenotwórcy, tj. Istniejąca CJRM. CJRM o statusie cenobiorcy podczas aukcji mogą składać oferty cenowe nie wyższe niż maksymalny poziom cen dla cenobiorców będący parametrem aukcji.
25. Podczas aukcji dodatkowej status cenotwórcy mają jedynie JRM DSR oraz jednostki, którym przyznano status cenotwórcy na wniosek, o którym mowa w pkt 26.
26. Podczas certyfikacji, JRM może wystąpić o przyznanie statusu cenotwórcy. Warunkiem zmiany statusu takiej JRM jest przedstawienie dokumentów dowodzących, że uzasadniony poziom kosztów stałych (operacyjnych oraz kapitałowych) tej JRM jest wyższy, niż poziom maksymalnej ceny ofertowej dla cenobiorcy ustalony w parametrach dla danej aukcji. Zasady występowania o status cenotwórcy, zostaną określone w Regulaminie Rynku Mocy.
27. Kwalifikacja JRM jako Nowe albo Modernizowane JRM podczas certyfikacji do aukcji głównej następuje w oparciu o spełnienie określonych atrybutów, tj. wymaganych parametrów techniczno-ekonomicznych. Atrybuty określone są dla grup technologii zgodnie z podziałem właściwym dla KWD, o którym mowa w pkt 40. Atrybuty mogą różnić się w zależności o grup technologii, pomiędzy aukcjami oraz dla Nowych lub Modernizowanych JRM. Atrybuty są jednym z parametrów aukcji głównej ogłaszanych przed rozpoczęciem procesu certyfikacji. Możliwe jest wprowadzenie mechanizmów pozwalających na informowanie uczestników rynku z odpowiednim wyprzedzeniem o atrybutach lub mechanizmów zapobiegających istotnym, rokrocznym zmianom atrybutów w kolejnych procesach certyfikacji.
28. Jednym z atrybutów jest poziom nakładów inwestycyjnych. Nakłady te, dla JRM Nowych muszą zostać poniesione w okresie pomiędzy styczniem roku $n-6$ a Rokiem Dostaw, a dla JRM Modernizowanych w okresie od zakończenia aukcji do Roku Dostaw. Nakłady muszą być poniesione na aktywa wchodzące w skład danej JRM lub aktywa powiązane funkcjonalnie z daną JRM. Te same nakłady inwestycyjne mogą być wykorzystane odpowiednio przez Nową lub Modernizowaną JRM tylko na potrzeby jednej Umowy Mocowej.
29. W przypadku Modernizowanych JRM W, wymagane nakłady inwestycyjne muszą dotyczyć zakresu rzeczowego obejmującego działania na istniejących układach technologicznych lub budowę nowych układów technologicznych na potrzeby tej JRM W. Nakłady muszą zostać poniesione na instalacje techniczne, których nie da się wydzielić jako odrębne Jednostki Fizyczne.

30. Innymi, niż poziom nakładów inwestycyjnych, atrybutami mogą być m.in.:
- Sprawność netto;
 - Wskaźnik jednostkowej emisji CO₂;
 - Wskaźniki jednostkowej emisji szkodliwych substancji do środowiska naturalnego;
 - Minimum techniczne, czas rozruchu w zależności od jego rodzaju, możliwa ilość rozruchów o określonych rodzajach w jednostce czasu, szybkość zmiany obciążenia.

Szczegółowe definicje atrybutów zostaną określone w przepisach rynku mocy. Dla Modernizowanej JRM, atrybutami mogą być również zmiany ww. parametrów techniczno-ekonomicznych w wyniku modernizacji.

31. W procesie certyfikacji do aukcji głównej, Nowa JRM W to każda JRM W, która spełni atrybuty dla tego typu JRM w danej technologii.
32. W procesie certyfikacji do aukcji głównej, Modernizowana JRM W, to każda JRM W, która spełni atrybuty dla tego typu JRM w danej technologii.

Proces certyfikacji ogólnej

33. Proces certyfikacji ogólnej rozpoczyna się 2 stycznia każdego roku kalendarzowego.
34. Do 15 stycznia danego roku kalendarzowego, Dostawcy Mocy dla poszczególnych Jednostek Fizycznych składają do OSP następujące informacje:
- a. Podstawowe dane Jednostek Fizycznych:
 - i dane Dostawcy Mocy reprezentującego Jednostkę Fizyczną, w tym niezbędne pełnomocnictwa,
 - ii dane podmiotu/ów wykonujących działalność gospodarczą w zakresie wytwarzania / redukcji poboru mocy, z wykorzystaniem Jednostek Fizycznych składających się na wnioskowaną JRM,
 - iii lokalizacja w systemie elektroenergetycznym Jednostek Fizycznych składających się na wnioskowaną JRM,
 - iv rodzaj wykorzystywanej energii pierwotnej i technologia wytwarzania energii elektrycznej w Jednostkach Fizycznych składających się na wnioskowaną JRM,
 - v wykaz i parametry układów pomiarowych Jednostek Fizycznych składających się na wnioskowaną JRM.
 - b. Zgodnie z najlepszym na dany moment stanem wiedzy, informacje o aktualnych i przyszłych:
 - i planach pracy co najmniej na najbliższe 6 lat kalendarzowych, w tym:

- prognoza mocy osiągalnej,
 - prognoza produkcji energii elektrycznej netto i brutto,
 - informacja o ewentualnych ograniczeniach czasu pracy, wynikających np. z regulacji środowiskowych,
- ii formach wykorzystywanej pomocy publicznej i udziale w systemach wsparcia w okresie najbliższych 6 lat kalendarzowych.
- c. Deklarację woli udziału w procesie certyfikacji do aukcji głównej lub dodatkowej.
35. OSP ocenia kompletność danych oraz informuje Dostawcę Mocy o zakończeniu procesu certyfikacji ogólnej do dnia 20 lutego danego roku kalendarzowego wraz z nadaniem Jednostce Fizycznej lub grupie Jednostek Fizycznych statusu JRM.
36. W ramach procesu certyfikacji ogólnej, w przypadku stwierdzenia takiej potrzeby, OSP może wezwać Dostawcę Mocy do złożenia dodatkowych wyjaśnień w zakresie danej Jednostki Fizycznej. W tym przypadku termin zakończenia procesu certyfikacji ogólnej dla danej Jednostki Fizycznej może zostać przedłużony, ale nie później niż do dnia 10 marca danego roku kalendarzowego.

Proces certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej

37. W procesie certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej, w zakresie JRM W, certyfikacji podlega moc osiągalna netto danej JRM na dany Rok Dostaw. Nie jest możliwa certyfikacja tylko części mocy osiągalnej netto.
38. W przypadku JRM DSR, wielkością podlegającą procesowi certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej jest zgłoszona moc osiągalna, rozumiana jako zdolność do redukcji zapotrzebowania na moc pobieraną z sieci elektroenergetycznej, w określonym czasie.
39. W celu odzwierciedlenia dyspozycyjności jednostek rynku mocy i zapewniania możliwości obustronnego zarządzania ryzykiem z tym związanym, stosowane są Korekcyjne Współczynniki Dyspozycyjności (KWD).
40. KWD odzwierciedla uśrednioną dostępność mocy dla poszczególnych technologii JRM. KWD odniesiony do mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku JRM DSR), wyznacza maksymalny poziom mocy, jaki JRM reprezentująca dany typ technologii, może zaoferować na rynku mocy (pierwotnym i wtórnym). KWD uwzględnia nieplanowane ubytki mocy osiągalnej, nie uwzględnia natomiast ubytków wynikających z planowanych remontów i niedyspozycyjności okresowej.
41. Do dnia 1 marca każdego roku kalendarzowego OSP publikuje KWD na dany Rok Dostaw dla określonych typów JRM i technologii wytwarzania energii elektrycznej, obowiązujące na kolejnej aukcji głównej oraz aukcji dodatkowej oraz na rynku wtórnym.
42. Na potrzeby aukcji dodatkowej publikacja KWD dla poszczególnych technologii możliwa jest w podziale na poszczególne Kwartały Dostaw.

43. KWD określane są na podstawie historycznej dyspozycyjności określonych rodzajów technologii JRM.
44. Jeżeli JRM stanowi grupa Jednostek Fizycznych, to KWD dla tej JRM, wyznaczany jest jako najmniejszy KWD wśród składowych Jednostek Fizycznych.
45. Odmowa certyfikacji JRM każdorazowo wymaga uzasadnienia przyczyn odmowy poprzez wskazanie kryteriów oceny i kwalifikacji określonych w Regulaminie Rynku Mocy, które nie zostały spełnione przez daną JRM.
46. Do dnia 1 marca każdego roku kalendarzowego OSP ogłasza datę aukcji głównej i dodatkowej, których dotyczą procesy certyfikacji realizowane w tym roku kalendarzowym. Aukcja główna odbywa się w ostatnich dwóch miesiącach danego roku kalendarzowego i dotyczy Roku Dostaw rozpoczynającego się w piątym roku kalendarzowym licząc od roku aukcji. Aukcja dodatkowa odbywa się w I kwartale roku kalendarzowego następującego po roku, w którym ogłoszono datę aukcji i dotyczy Kwartałów Dostaw rozpoczynających się w następnym roku kalendarzowym licząc od roku aukcji dodatkowej. OSP wyznaczając datę aukcji głównej i dodatkowej uwzględnia ramy czasowe definiowania parametrów aukcji oraz procesu certyfikacji do aukcji.
47. Jedną z informacji przedstawianych przez Dostawcę Mocy podczas certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej jest wolumen mocy, który będzie oferowany przez daną CJRM podczas aukcji. Wolumen ten nie będzie mógł być zmieniany za wyjątkiem sytuacji określonej w pkt 89 i 112. Wolumen mocy oferowany przez CJRM nie może być wyższy niż iloczyn certyfikowanej mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku CJRM DSR) i KWD.
48. Proces certyfikacji do danej aukcji rozpoczyna się na 22 tygodnie przed datą aukcji. JRM, które chcą uczestniczyć w aukcji składają wnioski o certyfikację najpóźniej na 18 tygodni przed datą aukcji.
49. OSP rozpatruje każdy złożony wniosek i podejmuje decyzję o kwalifikacji danej jednostki jako CJRM (Certyfikowana Jednostka Rynku Mocy). Wyniki procesu kwalifikacji JRM jako CJRM są publikowane na 10 tygodni przed datą aukcji. OSP może wydać decyzję pozytywną lub decyzję negatywną wraz ze stosownym uzasadnieniem.
50. OSP wydaje dla każdej CJRM Certyfikat Mocy, który uprawnia do udziału w rynku mocy. Certyfikat Mocy zawiera w szczególności:
 - Dane identyfikacyjne Dostawcy Mocy dla danej jednostki;
 - Dane identyfikacyjne CJRM;
 - Moc osiągalną netto CJRM W lub moc osiągalną CJRM DSR;
 - KWD;

- W przypadku certyfikacji do aukcji głównej, informację o kwalifikacji CJRM jako Istniejąca, Modernizowana albo Nowa, w przypadku CJRM W.
 - W przypadku certyfikacji do aukcji głównej, informację o wskazanej długości Umowy Mocowej dla Nowych albo Modernizowanych CJRM W;
 - W przypadku CJRM DSR, informację o kwalifikacji CJRM jako Potwierdzona albo Niepotwierdzona;
 - Informację o statusie CJRM – cenotwórca albo cenobiorca;
 - Informacje na temat praw wynikających z certyfikatu, zakres obowiązywania oraz okoliczności wydania.
51. W przypadku negatywnej decyzji OSP – odmowy wydania certyfikatu dla danej JRM – Dostawca Mocy może, w ciągu dwóch tygodni, uzupełnić wymagane, brakujące informacje i dokumenty. Do 4 tygodni przed datą aukcji trwa proces wyjaśnień, uzupełnień oraz ewentualnych rewizji decyzji OSP. Jeżeli OSP ponownie odmówi certyfikacji, przekazuje taką informację Dostawcy Mocy oraz Prezesowi URE.
52. W odniesieniu do Nowych JRM W w ramach certyfikacji do aukcji głównej oraz Niepotwierdzonych JRM DSR, OSP wydaje certyfikat warunkowy, wzywając te jednostki do przedłożenia zabezpieczenia finansowego. Po złożeniu zabezpieczenia OSP wydaje właściwy Certyfikat Mocy. W przypadku wcześniejszego złożenia zabezpieczenia, OSP wydaje właściwy Certyfikat Mocy z pominięciem certyfikatu warunkowego.
53. Organem właściwym do rozstrzygania sporów związanych z procesami rynku mocy jest Prezes URE, który rozstrzyga spór na wniosek jednej ze stron na zasadach analogicznych, jak określone w Art. 8 ustawy Prawo energetyczne, stosowanych przy odmowie zawarcia umowy o przyłączenie. Trwanie procesu odwoławczego/sporu przed Prezesem URE lub przed sądem nie wstrzymuje procesów i nie ma wpływu na terminy zdarzeń związanych z rynkiem mocy.

Informacje wymagane od Istniejącej JRM W w procesie certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej

54. Istniejąca JRM W jest zobowiązana do przedstawienia następujących informacji i dokumentów:
- Wolumen mocy, który będzie oferowany podczas aukcji;
 - Dane identyfikacyjne JRM W, właściciela oraz wskazanie Dostawcy Mocy Wytwórczych;
 - Dokumenty potwierdzające prawo Dostawcy Mocy Wytwórczych do dysponowania JRM W w zakresie niezbędnym do realizacji procesów rynku mocy;

- Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej, jeśli JRM W objęta jest obowiązkiem koncesyjnym określonym w ustawie Prawo energetyczne;
- Miejsce/miejsca przyłączenia, nazwa operatora systemu elektroenergetycznego/operatorów systemów elektroenergetycznych;
- Konfiguracja Punktów Pomiarowych;
- Planowana moc osiągalna netto w Okresie Dostaw wraz z informacjami o planowanym profilu wykorzystania tej mocy w Roku Dostaw;
- Informacje o cyklu remontowym danej JRM W oraz o planowanych remontach i modernizacjach (daty, ogólne zakresy, wpływ na sprawność i niezawodność, wpływ na plany produkcyjne);
- Potwierdzenie wysokości mocy osiągalnej netto (wyniki pomiarów, potwierdzenie parametrów technicznych, charakterystyki urządzeń), dotyczy to jednostek innych niż JWCD i JWCK;
- Aktualna i planowana charakterystyka techniczno-ekonomiczna, w tym szczegółowe informacje o kosztach operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztach kapitałowych;
- Informacje potwierdzające możliwość świadczenia Obowiązku Mocowego, w szczególności informacje o możliwościach i zasadach utrzymywania odpowiedniego zapasu paliwa w celu skutecznej realizacji Obowiązku Mocowego;
- Potwierdzenie spełnienia przez układ pomiarowy wymogów związanych z procesem rozliczeń rynku mocy, dotyczy to jednostek innych niż JWCD i JWCK;
- Inne informacje istotne z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania rynku mocy, wymagane zgodnie Regulaminem Rynku Mocy.

Dodatkowe informacje wymagane od Modernizowanej JRM W w procesie certyfikacji do aukcji głównej

55. JRM W starająca się o status Modernizowanej JRM W przedstawia dodatkowo:
- Dokumenty potwierdzające fakt modernizacji, w tym planowany poziom nakładów inwestycyjnych oraz zakres rzeczowy modernizacji;
 - Harmonogram modernizacji;
 - Parametry techniczno-ekonomiczne dla JRM W przed i po modernizacji;
 - Dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów określonych jako parametry aukcji głównej.
56. JRM W starająca się o status Modernizowanej JRM W informuje o długości Umowy Mocowej (czasie trwania umowy), którą zamierza zawrzeć w wyniku aukcji głównej

w związku z modernizacją jednostki. Podana długość Umowy Mocowej będzie długością domyślną podczas pierwszej rundy aukcji z możliwością jej zmiany zgodnie z zasadami aukcji. Jednostka nie może zgłosić długości Umowy Mocowej dłuższej niż wynika to z ograniczenia dla Modernizowanej JRM W, tj. 5 lat. Jeżeli JRM W, starająca się o status Modernizowanej JRM W, nie przedstawi powyższej informacji, przyjmuje się domyślny okres 5 lat.

Informacje wymagane od Nowej JRM W w procesie certyfikacji do aukcji głównej

57. Nowa JRM W jest zobowiązana do przedstawienia następujących dokumentów, w zakresie w jakim jest to możliwe podczas procesu certyfikacji:

- Wolumen mocy, który będzie oferowany podczas aukcji;
- Dane identyfikacyjne JRM W, właściciela oraz wskazanie Dostawcy Mocy Wytwórczych;
- Dokumenty potwierdzające prawo Dostawcy Mocy Wytwórczych do dysponowania JRM W w zakresie niezbędnym do realizacji procesów rynku mocy;
- Planowane miejsce przyłączenia, nazwa operatora systemu elektroenergetycznego;
- Informacje techniczno-ekonomiczne o planowanych fizycznych urządzeniach i układach technologicznych składających się na JRM W, takie jak:
 - i Parametry techniczne (moce, sprawności, emisje) urządzeń, które mają zostać zainstalowane;
 - ii Dokumenty potwierdzające spełnienie atrybutów określonych jako parametry aukcji głównej, w przypadku certyfikacji do aukcji głównej;
 - iii Planowana moc osiągalna netto w Roku Dostaw wraz z informacjami o profilu tej mocy w ciągu roku kalendarzowego;
 - iv Informacje o planowanych cyklach remontowych;
 - v Charakterystyka ekonomiczna, w tym informacje o planowanych kosztach operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztach kapitałowych.
- Dokumenty potwierdzające poziom nakładów inwestycyjnych w przypadku certyfikacji do aukcji głównej;
- Planowany harmonogram realizacji inwestycji i harmonogram ponoszenia nakładów inwestycyjnych w przypadku certyfikacji do aukcji głównej;
- Informacje potwierdzające możliwość świadczenia Obowiązku Mocowego, w szczególności informacje o planowanych możliwościach i zasadach utrzymywania odpowiedniego zapasu paliwa w celu skutecznej realizacji Obowiązku Mocowego;
- Jeżeli zostały wydane: decyzja o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwolenie na budowę, pozwolenie zintegrowane, koncesja lub promesa koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej dla podmiotów objętych obowiązkiem koncesyjnym określonym w ustawie Prawo energetyczne;
- Warunki przyłączenia albo umowa o przyłączenie jeżeli została zawarta;

- Dokumenty potwierdzające źródła finansowania inwestycji w przypadku certyfikacji do aukcji głównej;
- Inne informacje istotne z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania rynku mocy, wymagane zgodnie z zapisami Regulaminu Rynku Mocy.

W przypadku braku możliwości potwierdzenia części spośród ww. informacji właściwymi dokumentami, informacje przekazywane przez Nowe JRM W powinny opierać się na najbardziej aktualnych wielkościach projektowych/budżetowych dla poszczególnych JRM W.

58. JRM W starająca się o status Nowej JRM W informuje podczas certyfikacji do aukcji głównej o długości Umowy Mocowej (czasie trwania umowy), którą zamierza zawrzeć. Podana długość Umowy Mocowej będzie długością domyślną podczas pierwszej rundy aukcji z możliwością jej zmiany zgodnie z zasadami aukcji. Jednostka nie może zgłosić długości Umowy Mocowej dłuższej niż wynika to z ograniczenia dla Nowej JRM W, tj. 15 lat. Jeżeli JRM W, starająca się o status Modernizowanej JRM W, nie przedstawi powyższej informacji, przyjmuje się domyślny okres 15 lat.

Informacje wymagane od JRM DSR w procesie certyfikacji do aukcji głównej i dodatkowej

59. Dostawca DSR może złożyć wniosek o certyfikację JRM DSR jako:
- Potwierdzona JRM DSR,
 - Niepotwierdzona JRM DSR.
60. W przypadku wnioskowania o uznanie JRM DSR jako Potwierdzona JRM DSR, Dostawca DSR, dostarcza w szczególności następujące dokumenty i informacje:
- Wolumen mocy, który będzie oferowany podczas aukcji;
 - Dane identyfikacyjne JRM DSR, właściciela oraz wskazanie Dostawcy Mocy Wytwórczych;
 - Dokumenty potwierdzające istnienie zależności pomiędzy Dostawcą DSR, a zasobami mocy wchodzącymi w skład JRM DSR (przedstawienie umów/upoważnień pozwalających Dostawcy Mocy realizować polecenia redukcji na nie swoich zasobach).
 - Certyfikat Testu DSR zawierający Konfigurację Punktów Pomiarowych JRM DSR oraz potwierdzoną moc osiągalną JRM DSR;
 - Informacje o planowanym profilu wykorzystania mocy osiągalnej w Roku Dostaw;
 - Informacje na temat układów technologicznych, w oparciu o które będzie dokonywana redukcja poboru mocy z JRM DSR;

- Inne informacje istotne z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania rynku mocy, wymagane zgodnie Regulaminem Rynku Mocy.

Ponadto, jeśli zmniejszenie ilości mocy pobieranej z sieci jest realizowane z wykorzystaniem źródła wytwórczego, Dostawca DSR dostarcza następujące dokumenty i informacje:

- Informacje na temat źródła wytwórczego wraz z podaniem informacji o rodzaju wykorzystywanej energii pierwotnej i technologii wytwarzania energii elektrycznej przez to źródło;
- Aktualna charakterystyka techniczno-ekonomiczna źródła wytwórczego, w tym szczegółowe informacje o kosztach operacyjnych stałych i zmiennych oraz kosztach kapitałowych;
- Koncesja na wytwarzanie energii elektrycznej, jeśli źródło wytwórcze objęte jest obowiązkiem koncesyjnym określonym w ustawie Prawo energetyczne;
- Informacje o możliwościach i zasadach utrzymywania odpowiedniego zapasu paliwa w celu skutecznej realizacji Obowiązku Mocowego;

61. W przypadku wnioskowania o uznanie JRM DSR jako Niepotwierdzona JRM DSR, Dostawca DSR dostarcza w szczególności następujące dokumenty i informacje:

- Wolumen mocy, który będzie oferowany podczas aukcji;
- Miejsce/miejsca przyłączenia, dane identyfikacyjne JRM DSR, w tym planowaną Konfigurację Punktów Pomiarowych;
- Planowana moc osiągalna w Okresie Dostaw wraz z informacjami o planowanym profilu wykorzystania tej mocy w Roku Dostaw;
- Dokumenty potwierdzające realizację działań mających na celu pozyskanie zasobów mocy wchodzących w skład JRM DSR (inwestycje w aktywa własne, umowy z innymi podmiotami, itp.);
- Zobowiązanie do wykonania Testu DSR, nie później niż na 1 miesiąc przed rozpoczęciem Okresu Dostaw, którego dotyczy aukcja;
- Informacje na temat układów technologicznych, w oparciu o które planuje się dokonywać redukcję poboru mocy z JRM DSR;
- Informacje o możliwościach i zasadach utrzymywania odpowiedniego zapasu paliwa w celu skutecznej realizacji Obowiązku Mocowego, jeśli JRM DSR ma zawierać co najmniej jedno źródło wytwórcze;
- Inne informacje istotne z punktu widzenia poprawnego funkcjonowania rynku mocy, wymagane w Regulaminie Rynku Mocy.

Ponadto, jeśli zmniejszenie ilości mocy pobieranej z sieci jest realizowane z wykorzystaniem źródła wytwórczego, Dostawca DSR dostarcza taki sam zakres dokumentów i informacji dotyczących tego źródła jak dla Potwierdzonej JRM DSR, przy czym w dopuszczalne jest opieranie się na wielkościach planowanych.

C. Wyznaczanie zapotrzebowania na moc

62. Poziom Prognozowanego Zapotrzebowania na Moc (PZM) to wolumen mocy, jaki powinien zostać zakupiony na dany Okres Dostaw. PZM jest określany na podstawie prognozy zapotrzebowania na moc szczytową w KSE, wymaganego poziomu rezerw mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe oraz informacji o mocy i prognozowanej produkcji zasobów wytwórczych działających poza rynkiem mocy. PZM jest zapotrzebowaniem na moc dyspozycyjną netto JRM w KSE bez uwzględniania *explicite* potencjalnego salda wymiany międzynarodowej, w danym Okresie Dostaw.
63. PZM jest jednym z parametrów aukcji. Prognoza PZM dla każdego Okresu Dostaw jest opracowywana przez OSP i przekazywana do Prezesa URE oraz Ministra Energii. Prezes URE opiniuje Prognozę PZM i przekazuje opinię do Ministra Energii. Minister Energii zatwierdza i publikuje Prognozę PZM wraz z publikacją pozostałych parametrów aukcji.
64. PZM dla danego Okresu Dostaw jest obliczany zgodnie ze wzorem:

$$PZM = PMS \cdot (1 + REZ) - \Delta$$

gdzie:

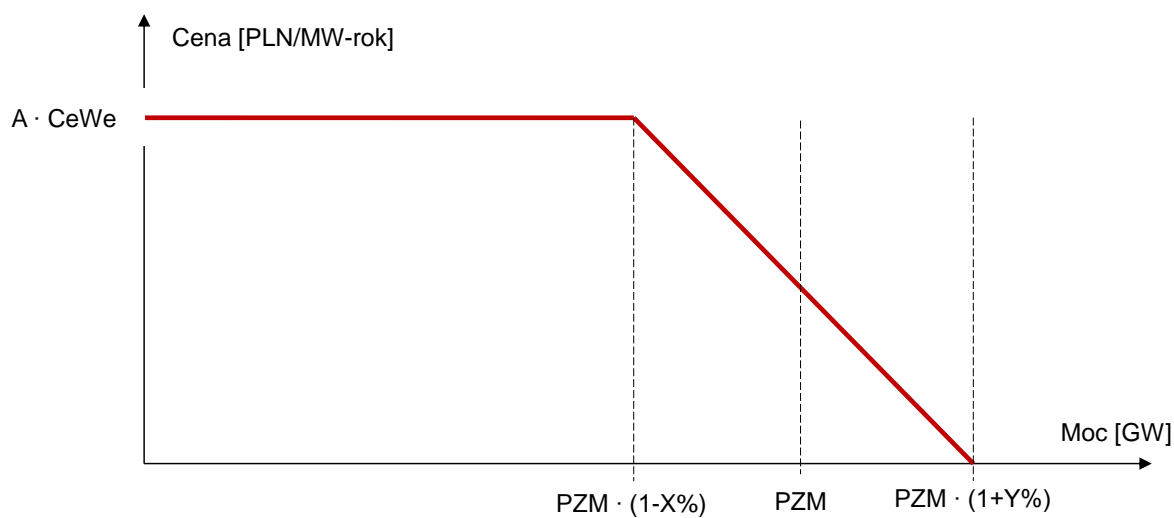
- PMS – prognozowane zapotrzebowanie na moc szczytową w KSE w danym Okresie Dostaw;
- REZ – poziom rezerwy mocy ponad zapotrzebowanie szczytowe wymagany w danym Okresie Dostaw;
- Delta (Δ) to suma następujących wielkości:
 - i Moc zapewniana przez jednostki nieuczestniczące w rynku mocy ze względu na korzystanie z innych mechanizmów mocowych lub systemów wsparcia/pomocy publicznej lub inne jednostki, które nie uczestniczą w aukcjach, a są dostępne w KSE;
 - ii Moc na dany Okres Dostaw objęta kontraktami będącymi wynikiem poprzednich aukcji (w przypadku aukcji dodatkowej obejmuje też moc zakupioną na aukcji głównej na ten sam Okres Dostaw);
 - iii W przypadku aukcji głównej –moc przeznaczona do zakupu na aukcji dodatkowej na ten sam Rok Dostaw;

65. REZ jest wyznaczany przez OSP, tak aby spełniony został standard bezpieczeństwa funkcjonowania KSE. Standard bezpieczeństwa odpowiada osiągnięciu prognozowanego wskaźnika LOLE (oczekiwany czas braku dostaw mocy, *ang. Loss of Load Expectation*). Obliczenia REZ uwzględniają prognozowane fizyczne przepływy energii na połączeniach transgranicznych, uwzględniając *implicite* udział tych połączeń w rynku mocy. REZ nie musi uwzględniać wystąpienia warunków ekstremalnych, jeśli w systemie będą funkcjonowały dedykowane takiej sytuacji rezerwy strategiczne.

D. Krzywa zapotrzebowania na moc

66. Popyt na rynku mocy, na aukcji głównej oraz na aukcji dodatkowej, jest reprezentowany przez krzywą zapotrzebowania na moc.
67. Krzywa zapotrzebowania na moc ma postać zgodną z rysunkiem 1.

Rysunek 1. Krzywa zapotrzebowania na moc



Opracowanie własne zespołu projektowego

68. Parametrami opisującymi / wyznaczającymi krzywą zapotrzebowania na moc są:
- PZM – poziom prognozowanego zapotrzebowania na moc dyspozycyjną JRM do pozyskania w ramach danej aukcji mocy.
 - CeWe [PLN/MW-rok] – cena wejścia nowej mocy netto – obliczana w oparciu o zdyskontowane koszty. Cena ta reprezentuje koszt zakupu mocy, jaki teoretycznie miałyby miejsce, gdyby moc ta była zapewniona bezpośrednio przez OSP, przy założeniu inwestycji w nową jednostkę o najniższych kosztach stałych operacyjnych oraz kapitałowych. Przy wyznaczeniu tej ceny, będą mogły być uwzględniane w całości lub w części potencjalne przychody z rynku energii (w tym z rynku usług systemowych). Wartość netto oznacza, że koszt ten jest pomniejszany o prognozowane przychody ze sprzedaży energii elektrycznej.
 - A – współczynnik / mnożnik zwiększający cenę CeWe. Iloczyn A i CeWe wyznacza cenę maksymalną mocy na aukcji.
 - X [%] – parametr wyznaczający wolumen mocy poniżej PZM, dla którego cena mocy osiąga wartość maksymalną.

- Y [%] – parametr wyznaczający wolumen mocy powyżej PZM, dla którego cena mocy osiąga wartość minimalną.
69. Cena minimalna mocy na aukcji dąży do zera i dotyczy sytuacji, gdy wynikowy wolumen mocy jest większy bądź równy $PZM \cdot (1 + Y[\%])$.
70. OSP opracuje metodykę wyznaczania parametrów krzywej zapotrzebowania na moc. Metodyka ta stanowi część Regulaminu Rynku Mocy.

E. Parametry aukcji

71. Parametrami aukcji są:

a. W przypadku aukcji głównej na Rok Dostaw n :

- Parametry krzywej zapotrzebowania na moc;
- Liczba rund aukcji;
- Atrybuty dla Nowych JRM w podziale na grupy technologii;
- Atrybuty dla Modernizowanych JRM w podziale na grupy technologii;
- Maksymalne ceny ofertowe dla Istniejących JRM W o statusie cenobiorcy;
- Minimalny PZM dla aukcji dodatkowej dla Kwartałów Dostaw w Roku Dostaw n ;

oraz opcjonalnie:

- Wymagany Wolumen Mocy dla Nowych CJRM, który powinien zostać zakupiony w ramach aukcji,
- Wymagany Wolumen Mocy dla Modernizowanych CJRM, który powinien zostać zakupiony w ramach aukcji,
- Maksymalna Ceny Wymaganego Zakupu Mocy dla Nowych CJRM, dla których obowiązuje wymóg pozyskania wymaganego wolumenu mocy, o którym mowa wyżej,
- Maksymalna Ceny Wymaganego Zakupu Mocy dla Modernizowanych CJRM, dla których obowiązuje wymóg pozyskania wymaganego wolumenu mocy, o którym mowa wyżej.

b. W przypadku aukcji dodatkowej, dla każdego Kwartału Dostaw:

- Parametry krzywej zapotrzebowania na moc;
- Maksymalne ceny ofertowe dla Istniejących JRM W o statusie cenobiorcy;
- Liczba rund aukcji.

72. Proces certyfikacji do aukcji głównej oraz aukcji dodatkowej rozpoczyna się nie wcześniej niż po opublikowaniu parametrów aukcji.

73. OSP opracowuje parametry aukcji głównej dla Roku Dostaw $n+5$ oraz parametry aukcji dodatkowej dla Roku Dostaw $n+2$ do dnia 15 kwietnia roku kalendarzowego n i przekazuje je do Ministra Energii oraz Prezesa URE.

74. Prezes URE opiniuje zaproponowane przez OSP parametry aukcji i przekazuje opinię do Ministra Energii do dnia 30 kwietnia.

75. Minister Energii zatwierdza i publikuje parametry aukcji najpóźniej na 24 tygodnie przed rozpoczęciem aukcji.

F. Rynek pierwotny

76. Rynek pierwotny na Rok Dostaw n odbywa się na aukcji głównej prowadzonej w roku $n-5$ oraz na aukcji dodatkowej prowadzonej w roku $n-1$.
77. Aukcja główna albo dodatkowa (w zakresie wszystkich albo wybranych Kwartałów Dostaw) może zostać anulowana lub zawieszona gdy:
- Łączny oferowany wolumen mocy CJRM, które biorą udział w aukcji uniemożliwia przeprowadzenie aukcji z zachowaniem konkurencji pomiędzy Dostawcami Mocy, albo
 - Wystąpiła awaria systemu teleinformatycznego za pomocą którego aukcja jest przeprowadzana, albo
 - Aukcja została przeprowadzona niezgodnie z przepisami rynku mocy, albo
 - Doszło do niedozwolonego zachowania uczestników aukcji.
78. W przypadku zaistnienia jakiegokolwiek z przesłanek wymienionych w pkt 77, Minister Energii może, z urzędu albo na wniosek Prezesa URE lub OSP, anulować aukcję główną albo dodatkową (w zakresie wszystkich albo wybranych Kwartałów Dostaw) w ciągu 14 dni kalendarzowych liczonych od daty przekazania informacji o których mowa w pkt 85, albo zawiesić aukcję główną albo dodatkową (w zakresie wszystkich albo wybranych Kwartałów Dostaw).
79. W przypadku zaistnienia przesłanek wymienionych w pkt 77, ppkt. a i b, Minister Energii może wstrzymać rozpoczęcie aukcji.
80. Minister Energii podejmuje decyzję o wznowieniu głównej albo dodatkowej (w zakresie wszystkich albo wybranych Kwartałów Dostaw). W przypadku wznowienia aukcji zawieszanej w trakcie trwania procesu aukcyjnego, jeżeli jest to technicznie możliwe, będzie ona kontynuowana od momentu zakończenia ostatniej przeprowadzonej w całości rundy.
81. W szczególnych przypadkach, które będą określone w przepisach rynku mocy, decyzja o zawieszeniu i wznowieniu aukcji głównej albo dodatkowej (w zakresie wszystkich albo wybranych Kwartałów Dostaw) może być podjęta przez OSP w trybie operacyjnym.
82. Aukcje są prowadzone dla geograficznego obszaru całego KSE. Nie są prowadzone aukcje strefowe dla poszczególnych obszarów geograficznych KSE.
83. Aukcje prowadzone są przez OSP w formie elektronicznej za pomocą dedykowanego systemu teleinformatycznego.
84. Podczas aukcji CJRM są reprezentowane przez Dostawców Mocy. W imieniu Dostawców Mocy licytują osoby upoważnione do reprezentacji albo ustanowieni pełnomocnicy.

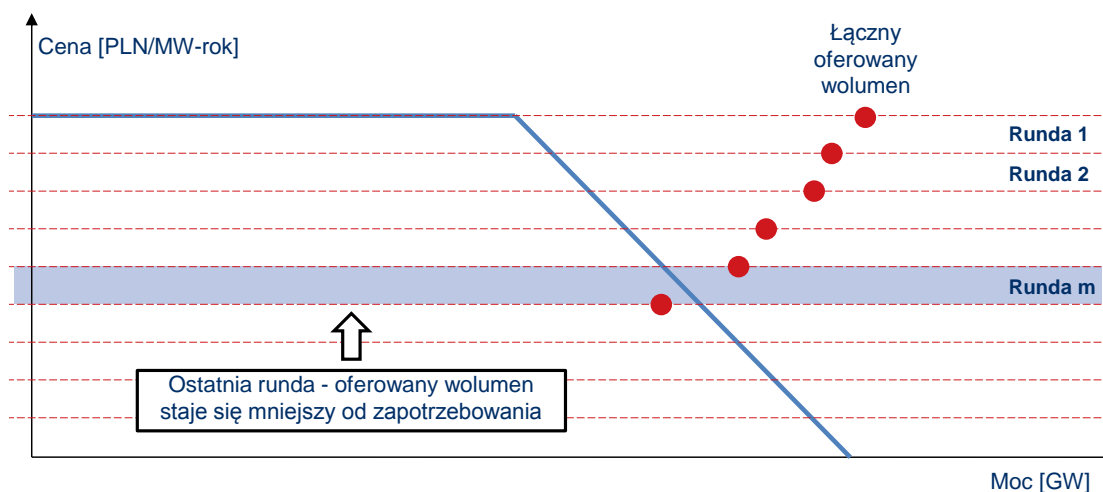
85. Po zakończeniu procesów aukcyjnych, OSP, w ciągu 7 dni kalendarzowych od daty aukcji, przekazuje do Ministra Energii oraz Prezesa URE informacje o przebiegu aukcji wraz z jej wstępnymi wynikami.
86. Prezes URE publikuje ostateczne wyniki aukcji w terminie 14 dni kalendarzowych od daty przekazania informacji o których mowa w pkt 85. Wyniki aukcji opublikowane przez Prezesa URE są ostateczne.

Aukcja główna

87. Celem aukcji głównej jest wyznaczenie Obowiązków Mocowych dla poszczególnych CJRM i ceny rozliczeniowej mocy. Dla aukcji głównej odbywającej się w roku $n-5$ Obowiązki Mocowe mogą dotyczyć Roku Dostaw n lub do 15 kolejnych lat dostaw począwszy od Roku Dostaw n .
88. Wolumen mocy oferowany przez CJRM nie może być wyższy niż iloczyn certyfikowanej mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku CJRM DSR) i KWD.
89. Najpóźniej na 3 tygodnie przed datą aukcji głównej, Dostawcy Mocy dla poszczególnych CJRM przekazują do OSP informacje o ewentualnej zmianie wolumenu mocy, który będą oferowali w ramach tej aukcji o którym mowa w pkt 47, informując o przyczynach tej decyzji. W przypadku braku zmiany, o której mowa wyżej, podczas aukcji obowiązuje wolumen zgłoszony podczas certyfikacji do aukcji.
90. Minister Energii najpóźniej na 2 tygodnie przed datą aukcji głównej może zmienić parametry aukcji. Jeśli zmieni się cena maksymalna aukcji lub poziom maksymalnej ceny dla cenobiorców, Dostawcy Mocy mogą zrezygnować z udziału w aukcji składając stosowne oświadczenie. W takim przypadku wolumen ujęty w krzywej zapotrzebowania na moc może być odpowiednio skorygowany, jeśli CJRM rezygnujące z udziału w aukcji głównej będą fizycznie dostępne w Roku Dostaw, którego dotyczy aukcja. Korekta wolumenu, o której mowa wyżej jest publikowana przez OSP przed rozpoczęciem aukcji.
91. Jeżeli Minister Energii, zgodnie z pkt 79 podjął decyzję o wstrzymaniu rozpoczęcia aukcji, możliwe jest korygowanie przez Dostawców Mocy wolumenu, który będą oferowali w ramach aukcji. Wznowienie aukcji może nastąpić, jeśli skorygowany wolumen mocy umożliwi przeprowadzenie aukcji z zachowaniem konkurencji pomiędzy Dostawcami Mocy.
92. Oferowany Wolumen nie może zostać zmieniony w trakcie aukcji głównej.
93. Aukcja główna prowadzona jest w formie tzw. aukcji holenderskiej, tj. aukcji o spadającej cenie. Aukcja jest podzielona na z góry ustaloną liczbę rund. W każdej z rund jest ustalana cena wywoławcza, która jest obniżana w kolejnych rundach. CJRM uczestnicząc w danej rundzie zgadza się na realizację Obowiązku Mocowego po aktualnej cenie wywoławczej. W każdej rundzie CJRM może zrezygnować z uczestnictwa w kolejnych rundach aukcji zgłaszając ofertę wyjścia, z zastrzeżeniem zasad dotyczących jednostek o statusie cenobiorcy. Zgłoszenie oferty wyjścia zmniejsza łączny oferowany wolumen mocy w następnych rundach. Aukcja kończy się

w momencie, gdy łączny oferowany wolumen mocy będzie mniejszy niż zapotrzebowanie na moc wynikające z krzywej popytu. Poglądowy schemat przebiegu aukcji przedstawiono na Rysunku 2.

Rysunek 2 Schemat poglądowy przebiegu aukcji głównej



Opracowanie własne zespołu projektowego

94. OSP na dwa tygodnie przed datą aukcji głównej publikuje:
 - Datę i godzinę rozpoczęcia i zakończenia poszczególnych rund (harmonogram),
 - Cenę wywoławczą każdej rundy,
 - Łączny wolumen mocy oferowany przez wszystkie CJRM na początku aukcji.
95. Cena wywoławcza rundy 1 jest równa cenie maksymalnej aukcji, zgodnie z krzywą zapotrzebowania na moc.
96. Przed rozpoczęciem rundy m OSP ogłasza:
 - Cenę wywoławczą dla rundy m oraz wolumen mocy odpowiadający tej cenie, zgodnie z krzywą zapotrzebowania na moc.
 - Cenę wywoławczą dla rundy $m+1$ oraz wolumen mocy odpowiadający tej cenie, zgodnie z krzywą zapotrzebowania na moc.
 - Łączny oferowany wolumen mocy zaokrąglony do 1000 MW oraz liczbę CJRM, które pozostały w aukcji, tj. uczestniczą w rundzie m . W przypadku, gdy w ramach aukcji głównej zostaną wprowadzone Wymagane Wolumeny Mocy dla Nowych i Modernizowanych CJRM, zakres i dokładność informacji może ulec rozszerzeniu.

97. W dowolnej rundzie CJRM może złożyć ofertę wyjścia zawierającą cenę wyjścia. Cena wyjścia stanowi minimalną cenę, za którą CJRM zobowiązuje się realizować Obowiązek Mocowy. Cena wyjścia jest wyrażona w [PLN/MW-rok]. Cena wyjścia nie może być wyższa od ceny wywoławczej obowiązującej w danej rundzie i musi być wyższa od ceny wywoławczej obowiązującej w kolejnej rundzie. Dodatkowo w przypadku, gdy CJRM jest cenobiorcą, cena wyjścia nie może być wyższa od poziomu maksymalnej ceny ofertowej dla cenobiorcy.
98. W dowolnej rundzie Nowa lub Modernizowana CJRM W, która w poprzedniej rundzie oferowała kontrakt wieloletni może skrócić długość Umowy Mocowej do 1 roku. CJRM podaje wtedy cenę zmiany długości Umowy Mocowej, która umożliwia określenie czy jednostka zawrze kontrakt roczny, jeśli aukcja w danej rundzie zakończyłaby się. Jeżeli cena rozliczeniowa aukcji jest niższa od podanej ceny zmiany długości kontraktu, to CJRM zawiera kontrakt roczny. Cena zmiany długości kontraktu nie może być wyższa od ceny wywoławczej obowiązującej w danej rundzie i musi być wyższa od ceny wywoławczej obowiązującej w kolejnej rundzie. W takim przypadku, na kolejnych aukcjach głównych taka jednostka będzie traktowana jako Istniejąca CJRM mogąca zawierać wyłącznie kontrakty roczne oraz straci status cenotwórcy. Jednostka będzie mogła oferować dłuższe kontrakty w przyszłości tylko w przypadku wykazania innych, nowych nakładów inwestycyjnych lub modernizacyjnych.
99. Modernizowana CJRM W może podjąć decyzję o rezygnacji z modernizacji, np. gdy cena wywoławcza w kolejnej rundzie będzie zbyt niska. Rezygnacja z modernizacji skraca długość kontraktu do 1 roku zgodnie z zasadami określonymi w poprzednim punkcie, oznaczając jednocześnie zmianę typu z Modernizowana CJRM W na Istniejąca CJRM W. CJRM w wyniku rezygnacji z modernizacji staje się cenobiorcą, tj. podana cena zmiany długości kontraktu nie może być większa od poziomu maksymalnej ceny ofertowej dla cenobiorcy.
100. Podczas aukcji CJRM może złożyć co najwyżej jedną ofertę wyjścia.
101. W przypadku, gdy dla danej aukcji obowiązują Wymagane Wolumeny Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych JRM Dla, aukcja może zakończyć się dla tych jednostek w innym momencie niż dla Istniejących CJRM. Jeżeli po zakończeniu danej rundy spełnione są jednocześnie dwa warunki:
- łączny wolumen mocy oferowany przez odpowiednio Nowe lub Modernizowane CJRM, które nie zgłosiły oferty wyjścia, jest mniejszy od Wymaganego Wolumenu Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM,
 - w tej rundzie została złożona przez odpowiednio Nową lub Modernizowaną CJRM oferta wyjścia z ceną wyjścia nie większą niż Maksymalna Cena Wymaganego Zakupu Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM,
- to aukcja, odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych, CJRM kończy się. Nowe lub Modernizowane CJRM nie mogą wtedy składać ofert wyjścia w kolejnych rundach.

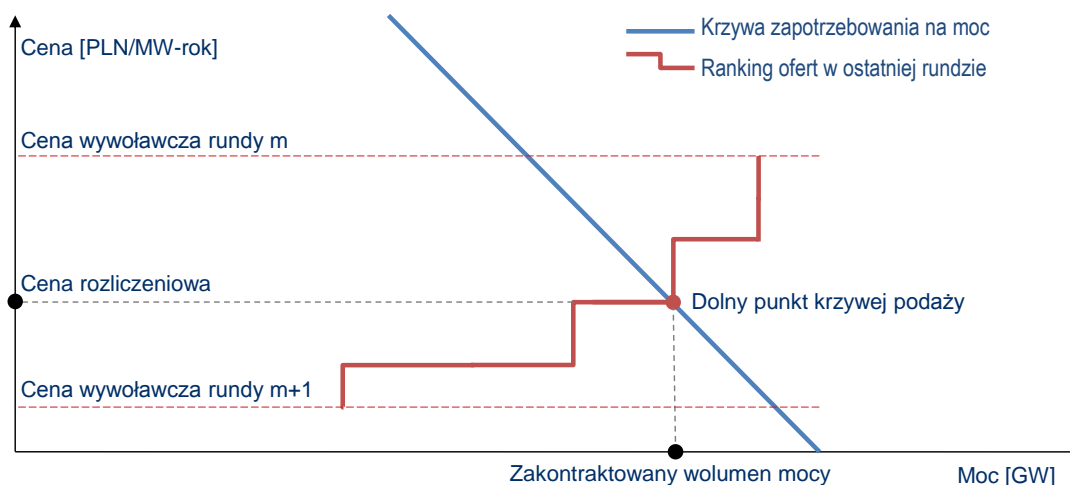
- W przypadku Modernizowanych CJRM rezygnacja z modernizacji jest traktowana jak złożenie oferty wyjścia z ceną wyjścia równą cenie zmiany długości kontraktu i wolumenem równym całemu wolumenowi mocy oferowanemu przez Modernizowaną CJRM.
102. Zakończenie udziału w aukcji Nowych lub Modernizowanych CJRM skutkuje wyznaczeniem Obowiązków Mocowych oraz ceny rozliczeniowej dla odpowiednio Nowych lub Modernizowanych CJRM zgodnie z opisanym niżej algorytmem korzyści netto. W przypadku, gdy cena zamknięcia aukcji jest wyższa niż cena rozliczeniowa (która wynosi nie więcej niż Maksymalna Cena Wymaganego Zakupu Mocy) odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM, to jednostki Nowe lub Modernizowane, które wygrały aukcję, otrzymują tę cenę zamknięcia aukcji.
 103. Po zakończeniu każdej rundy ustalana jest aktualna wartość łącznego oferowanego wolumenu mocy równa wolumenowi mocy oferowanej przez CJRM, które mogą złożyć ofertę wyjścia w kolejnej rundzie, powiększonemu o ewentualny wolumen Obowiązków Mocowych wyznaczonych w wyniku zakończenia udziału w aukcji Nowych lub Modernizowanych CJRM.
 104. Zakończenie aukcji następuje po zakończeniu rundy, w której łączny oferowany wolumen mocy jest mniejszy od zapotrzebowania wynikającego z krzywej zapotrzebowania na moc dla ceny wywoławczej kolejnej rundy, lub po zakończeniu ostatniej rundy. Jeżeli po zakończeniu ostatniej rundy, łączny oferowany wolumen mocy jest nadal większy od zapotrzebowania wynikającego z krzywej zapotrzebowania na moc, to cena zamknięcia aukcji jest wyznaczana na minimalnym, technicznie możliwym poziomie, a Umowy Mocowe po tej cenie są zawierane z wszystkimi CJRM, które mogłyby zgłosić ofertę wyjścia w kolejnej rundzie, gdyby aukcja się nie zakończyła.
 105. Obowiązki Mocowe oraz cena rozliczeniowa aukcji są wyznaczane na podstawie krzywej zapotrzebowania na moc i krzywej podaży utworzonej przez oferty wyjścia za pomocą algorytmu *korzyści netto*, który zapewnia optymalny z punktu widzenia kosztów rynku mocy wynik aukcji.
 106. Oferty wyjścia na krzywej podaży są sortowane w kolejności niemalejących cen wyjścia. W przypadku gdy kilka ofert wyjścia ma tę samą cenę wyjścia, to ich kolejność na krzywej podaży jest ustalana w oparciu o wybraną metodę (optymalizującą wolumen mocy zakupiony na aukcji). Ewentualna metoda optymalizacji zostanie określona w Regulaminie Rynku Mocy.
 107. Na krzywej podaży wyznacza się dwa punkty, przy zachowaniu warunku niepodzielności wolumenu mocy oferowanego dla CJRM:
 - punkt o najwyższej cenie wyjścia znajdujący się pod lub na krzywej zapotrzebowania na moc – tzw. dolny punkt krzywej podaży,
 - punkt o najniższej cenie wyjścia znajdujący się nad krzywą zapotrzebowania na moc – tzw. górny punkt krzywej podaży.

Możliwe są trzy przypadki:

- a. Dolny punkt krzywej podaży należy do krzywej zapotrzebowania na moc (Rysunek 3):

Cena rozliczeniowa aukcji jest równa cenie dolnego punktu krzywej podaży a zakontraktowany wolumen mocy odpowiada wolumenowi dolnego punktu krzywej podaży,

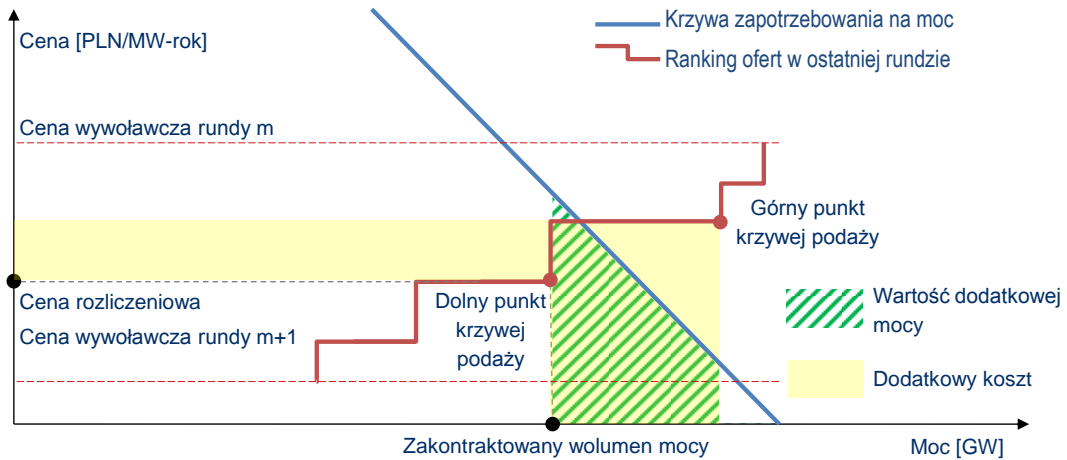
Rysunek 3. Dolny Punkt Krzywej Podaży należy do Krzywej zapotrzebowania na moc



Opracowanie własne zespołu projektowego

- b. Dolny punkt krzywej podaży nie należy do krzywej zapotrzebowania na moc i zgodnie z algorytmem *korzyści netto* zakup oferowanego wolumenu mocy z oferty wyjścia związanej z górnym punktem krzywej podaży nie jest korzystny (Rysunek 4, zakreślane pole „korzyści z dodatkowej mocy” jest mniejsze niż pole „dodatkowych kosztów” oznaczone kolorem żółtym):

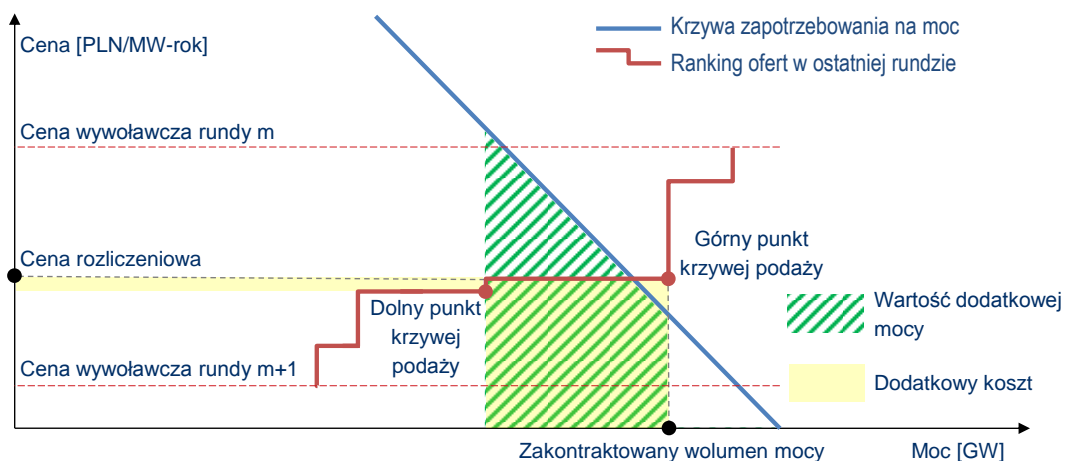
Cena rozliczeniowa aukcji jest równa cenie dolnego punktu krzywej podaży a zakontraktowany wolumen mocy odpowiada wolumenowi dolnego punktu krzywej podaży,

Rysunek 4. Wartość dodatkowej mocy mniejsza niż dodatkowy koszt

Opracowanie własne zespołu projektowego

- c. Dolny punkt krzywej podaży nie należy do krzywej zapotrzebowania na moc i zgodnie z algorytmem *korzyści netto* zakup oferowanego wolumenu z oferty wyjścia związanej z górnym punktem krzywej podaży jest korzystny (Rysunek 5, zakreskowane pole „korzyści z dodatkowej mocy” jest większe niż pole „dodatkowych kosztów” oznaczone kolorem żółtym):

Cena rozliczeniowa aukcji jest równa cenie górnego punktu krzywej podaży a zakontraktowany wolumen mocy odpowiada wolumenowi górnego punktu krzywej podaży.

Rysunek 5. Wartość dodatkowej mocy większa niż dodatkowy koszt

Opracowanie własne zespołu projektowego

108. Celem algorytmu *korzyści netto* jest sprawdzenie, czy wynik aukcji mocy jest korzystniejszy w dolnym czy też w górnym punkcie krzywej podaży. Potrzeba stosowania algorytmu *korzyści netto* wiąże się niepodzielnością wolumenu mocy oferowanych przez CJRM na aukcji mocy, w związku z czym mało prawdopodobne jest rozwiązanie, w którym dolny punkt krzywej podaży należy do krzywej zapotrzebowania na moc.
109. Algorytm *korzyści netto* sprawdza czy zakup dodatkowej mocy (mocy oferowanej w ofercie wyjścia związanej z górnym punktem podaży) jest korzystny. W tym celu porównuje on dodatkowy koszt (koszt zakupu dodatkowej mocy plus ewentualny wzrost kosztu zakupu mocy w stosunku do dolnego punktu krzywej podaży spowodowany wzrostem ceny rozliczeniowej – żółte pole na rysunkach) z wartością dodatkowej mocy wynikającej z krzywej zapotrzebowania na moc (zakreskowane na zielono pole na rysunkach). Jeżeli dodatkowy koszt jest mniejszy od wartości dodatkowej mocy, to zakup dodatkowej mocy uznaje się za korzystny. W przeciwnym przypadku uznaje się, że zakup dodatkowej mocy nie jest korzystny.
110. W przypadku zakończenia aukcji dla Nowych lub Modernizowanych CJRM, o którym mowa w pkt 101, w algorytmie *korzyści netto* przyjmuje się, że krzywa zapotrzebowania na moc ma postać pionowej krzywej odpowiadającej Wymaganemu Wolumenowi Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM ograniczonej z góry Maksymalną Ceną Wymaganego Zakupu Mocy odpowiednio dla Nowych lub Modernizowanych CJRM. Krzywą podaży tworzą natomiast oferty wyjścia odpowiednio Nowych lub Modernizowanych CJRM.

Aukcja dodatkowa

111. Wolumen mocy oferowany przez CJRM nie może być wyższy niż iloczyn certyfikowanej mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku CJRM DSR) i KWD oraz musi być pomniejszony o moc zakontraktowaną na ten sam Okres Dostaw w ramach aukcji głównej.
112. Najpóźniej na 3 tygodnie przed datą aukcji dodatkowej, Dostawcy Mocy dla poszczególnych CJRM przekazują do OSP informacje o ewentualnej zmianie wolumenu mocy, który będą oferowali w ramach tej aukcji o którym mowa w pkt 47, informując o przyczynach tej decyzji. W przypadku braku zmiany, o której mowa wyżej, podczas aukcji obowiązuje wolumen zgłoszony podczas certyfikacji do aukcji.
113. Minister Energii najpóźniej na 2 tygodnie przed datą aukcji dodatkowej może zmienić parametry aukcji. Jeśli zmieni się cena maksymalna aukcji lub poziom maksymalnej ceny dla cenobiorców, Dostawcy Mocy mogą zrezygnować z udziału w aukcji w odpowiednim Kwartale Dostaw, składając stosowne oświadczenie. W takim przypadku wolumen ujęty w krzywej zapotrzebowania na moc dla odpowiedniego Kwartału Dostaw może być skorygowany, jeśli CJRM rezygnujące z udziału w aukcji będą fizycznie dostępne w Kwartale Dostaw, którego dotyczy aukcja. Korekta wolumenu, o której mowa wyżej jest publikowana przez OSP przed rozpoczęciem aukcji.

114. Jeżeli Minister Energii, zgodnie z pkt 79 podjął decyzję o wstrzymaniu rozpoczęcia aukcji dodatkowej, możliwe jest korygowanie przez Dostawców Mocy wolumenu, który będą oferowali w ramach aukcji. Wznowienie aukcji może nastąpić, jeśli skorygowany wolumen mocy umożliwi przeprowadzenie aukcji z zachowaniem konkurencji pomiędzy Dostawcami Mocy.
115. Oferowany Wolumen nie może zostać zmieniony przez CJRM w trakcie aukcji dodatkowej.
116. W aukcji dodatkowej Kwartały Dostaw dla poszczególnych procesów aukcyjnych są rozłączne. Procesy aukcyjne dla Kwartałów Dostaw tego samego Roku Dostaw są realizowane w tym samym czasie (równolegle).
117. Udział CJRM w aukcji dodatkowej jest dobrowolny. CJRM może wziąć w aukcji dodatkowej dla jednego lub kilku Kwartałów Dostaw.
118. Każdy proces aukcyjny w ramach aukcji dodatkowej odbywa się na tych samych zasadach, co aukcja główna, z tą różnicą, że:
 - a. W aukcji dodatkowej nie są stosowane Wymagane Wolumeny Mocy dla Nowych i Modernizowanych CJRM;
 - b. Dla danego procesu aukcyjnego dla wszystkich CJRM okresem dostaw jest jeden Kwartał Dostaw;
 - c. Ogłaszany przez OSP przed rozpoczęciem rundy *m* łączny wolumen mocy oferowanej zaokrąglony jest do 100 MW.

G. Umowy Mocowe i Rejestr Rynku Mocy

119. W wyniku procesów rynku pierwotnego i wtórnego OSP zawiera z Dostawcami Mocy Umowy Mocowe. Umowa Mocowa to umowa zobowiązująca CJRM do realizacji Obowiązku Mocowego, czyli dostawy określonej mocy dyspozycyjnej w Okresach Zagrożenia w danym Okresie Dostaw. Zawarcie Umowy Mocowej uprawnia Dostawcę Mocy do otrzymywania wynagrodzenia za moc zgodnie z ceną rozliczeniową ustaloną w wyniku aukcji mocy, podczas której dana moc CJRM została zakontraktowana.
120. W uzasadnionych przypadkach dopuszcza się cesję zawartej Umowy Mocowej na inny podmiot, który stanie się Dostawcą Mocy dla tej umowy i przejmie wszystkie prawa i obowiązki dotychczasowego Dostawcy Mocy.
121. OSP opracowuje standard Umowy Mocowej i publikuje go na swojej stronie internetowej. Standard Umowy Mocowej jest załącznikiem do Regulaminu Rynku Mocy, zatwierdzanego przez Prezesa URE w drodze decyzji. Zmiany treści Umowy Mocowej odbywają się w zakresie i na zasadach określonych w przepisach rynku mocy i Umowie Mocowej.
122. Stronami Umowy Mocowej są OSP oraz Dostawca Mocy reprezentujący daną CJRM. Umowa z pojedynczym Dostawcą Mocy może dotyczyć kilku CJRM.
123. Zawarcie Umowy Mocowej następuje wyłącznie w wyniku aukcji, transakcji na rynku wtórnym, albo w przypadku sporu w wyniku decyzji Prezesa URE lub orzeczenia sądu.
124. Zawarcie Umowy Mocowej w wyniku aukcji następuje w momencie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji przez Prezesa URE. Zawarcie umowy na rynku wtórnym następuje w momencie opublikowania wpisów w Rejestrze Rynku Mocy odpowiadających dokonanej transakcji.
125. Umowę Mocową zawiera się w formie elektronicznej niezależnie od długości jej trwania, przy czym potwierdzeniem zawarcia Umowy Mocowej jest stosowny wpis w Rejestrze Rynku Mocy. Możliwe będzie także sporządzanie pisemnych oświadczeń (wypisów z Rejestru Rynku Mocy) o treści Umowy Mocowej na potrzeby różnych instytucji i organów.
126. Treść Umowy Mocowej, w szczególności Obowiązek Mocowy w odniesieniu do danej CJRM, zawiera Rejestr Rynku Mocy. Zmiany Obowiązków Mocowych i inne zmiany Umowy Mocowej są skuteczne tylko jeśli zostały odwzorowane w Rejestrze Rynku Mocy.
127. Rejestr Rynku Mocy jest prowadzony przez OSP i zawiera informacje z procesów rynku mocy, w tym m.in.:
 - Informacje o JRM (moc osiągalna brutto, moc osiągalna netto, moc osiągalna w przypadku DSR, KWD);
 - Informacje o Dostawcach Mocy oraz przypisanych im JRM wraz z wynikiem certyfikacji;

- Obowiązki Mocowe Dostawców Mocy i poszczególnych CJRM i zawarte Umowy Mocowe;
- Wykonanie Obowiązków Mocowych przez CJRM;
- Wolumen mocy dostarczonej w Okresach Zagrożenia;

Zasady funkcjonowania Rejestru Rynku Mocy zostaną szczegółowo określone w przepisach rynku mocy.

128. Przepisy rynku mocy oraz Umowa Mocowa określą zakres zastosowania przepisów prawa cywilnego oraz innych aktów prawnych w odniesieniu do procesów na rynku mocy.
129. Obowiązek Mocowy powstaje na czas oznaczony. Umowa Mocowa wygasa z momentem wygaśnięcia ostatniego Obowiązku Mocowego określonego w tej umowie. Umowa może być także rozwiązana w wyniku niedotrzymania kamieni milowych albo braku Testu DSR, o których mowa w pkt 156, 157 i 166.
130. W przypadku rażącego niedotrzymywania Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia oraz w innych uzasadnionych przypadkach określonych w przepisach rynku mocy, OSP może rozwiązać Umowę Mocową w drodze jednostronnego oświadczenia. Rozwiązanie umowy nie zwalnia Dostawcy Mocy z konsekwencji niedotrzymywania Obowiązku Mocowego przewidzianych w przepisach rynku mocy.
131. Przenoszenie praw i obowiązków z Umowy Mocowej ze skutkiem dla OSP realizowane jest wyłącznie na zasadach określonych w przepisach rynku mocy oraz w Umowie Mocowej.

H. Rynek wtórny

132. Rynek wtórny umożliwia ograniczenie ryzyka związanego z brakiem możliwości wywiązania się z Obowiązku Mocowego przez Dostawcę Mocy. OSP nie jest jednak podmiotem prowadzącym rynek wtórny w rozumieniu przepisów o rynkach towarowych i finansowych.
133. Rynek wtórny może funkcjonować w sposób zdecentralizowany – w formie kontraktów OTC – lub w formie scentralizowanej, organizowanej np. przez giełdę towarową.
134. Na rynku wtórnym, o którym mowa powyżej, dokonuje się:
- Obrotu wtórnego,
 - Realokacji wolumenu.
135. Poza handlem na rynku wtórnym, o którym mowa powyżej, dopuszcza się stosowanie przez Dostawców Mocy innych instrumentów zabezpieczających ryzyko związane z Obowiązkami Mocowymi, w tym bilateralnych kontraktów finansowych. Instrumenty te nie są elementem mechanizmu rynku mocy i nie są regulowane przez przepisy rynku mocy.
136. Handlowe warunki transakcji na rynku wtórnym, takie jak cena czy prowizje, pozostają w gestii Dostawców Mocy. Przepisy rynku mocy nie określają standardów umów zawieranych pomiędzy Dostawcami Mocy przy przenoszeniu Obowiązku Mocowego, czy w celu realokacji wolumenu. Ewentualnej standaryzacji mogą dokonać podmioty tworzące zorganizowany rynek wtórny.
137. Komunikacja z OSP związana ze zgłaszaniem transakcji na rynku wtórnym przebiega elektronicznie z wykorzystaniem funkcjonalności Rejestru Rynku Mocy.

Organizacja procesów rynku wtórnego mocy

138. Transakcje na rynku wtórnym w ramach obrotu wtórnego przebiegają następująco:
- Dostawcy Mocy chcący przenieść między sobą Obowiązki Mocowe informują o tym OSP, wskazując przenoszony wolumen mocy oraz okres, którego dotyczy przeniesienie. Informację składają na standardowym formularzu w Rejestrze Rynku Mocy, podając wszystkie niezbędne dane.
 - OSP sprawdza poprawność formularzy i dopuszczalność transakcji. Jeśli nie ma zastrzeżeń, publikuje w Rejestrze Rynku Mocy informację o zmianie wraz ze zmienioną treścią odpowiednich Umów Mocowych. Jeśli ma zastrzeżenia, wskazuje je wnioskującym Dostawcom Mocy. Zastrzeżenia mogą dotyczyć kwestii formalnych albo ogólnej dopuszczalności transakcji. Ocena dopuszczalności transakcji należy w tym przypadku do OSP. Szczegółowe zasady oceniania dopuszczalności, w tym przesłanki odmowy, określi Regulamin Rynku Mocy.

- Dostawcy Mocy mogą ponownie złożyć poprawiony formularz. Jeżeli w ich ocenie zastrzeżenia OSP są niesłuszne, mogą na ogólnych zasadach przekazać spór do Prezesa URE z prośbą o jego rozstrzygnięcie. Spór nie wpływa na procesy rynku mocy ani nie wstrzymuje terminów związanych z realizacją tych procesów.

139. Dostawca Mocy może również dokonywać obrotu Obowiązkiem Mocowym oraz realokacji wolumenu pomiędzy swoimi CJRM. Transakcje na rynku wtórnym w ramach obrotu wtórnego muszą spełniać co najmniej następujące wymagania:

- Przedmiotem transakcji rejestrowanej w Rejestrze Rynku Mocy może być wyłącznie Obowiązek Mocowy.
- Obowiązek Mocowy można przenieść w całości lub w części, zarówno w zakresie wielkości wolumenu mocy, którego Obowiązek Mocowy dotyczy, jak również w zakresie czasu obowiązywania (dopuszcza się przenoszenie nawet niektórych godzin).
- Przeniesienie Obowiązku Mocowego może odbywać się wyłącznie pomiędzy CJRM, przy czym w przypadku przeniesienia Obowiązku Mocowego na Niepotwierdzoną CJRM DSR, przeniesienie to musi zostać poprzedzone uzyskaniem Certyfikatu Testu DSR, czyli CJRM DSR musi uzyskać status Potwierdzona CJRM DSR.
- Przedmiotem transakcji nie może być przeniesienie Obowiązku Mocowego z Nowej CJRM W jeśli nie osiągnęła ona Operacyjnego Kamienia Milowego.
- CJRM, których dotyczy transakcja nie mogą być zadłużone z tytułu kar za niewywiązanie się z Obowiązków Mocowych.
- Inne wymagania określone w Regulaminie Rynku Mocy

Obrót wtórny

140. Stronami transakcji obrotu wtórnego są:

- Sprzedający – Dostawca Mocy, który dokonuje sprzedaży Obowiązku Mocowego wobec OSP;
- Kupujący – Dostawca Mocy, który nabywa i przejmuje ww. Obowiązek Mocowy.

141. Kupujący musi posiadać fizyczne możliwości dostawy mocy w wysokości nie mniejszej niż wynikająca z nabywanego Obowiązku Mocowego. Kupującym może być Dostawca Mocy reprezentujący CJRM, które:

- W wyniku procesów rynku pierwotnego, posiadają łącznie Obowiązek Mocowy mniejszy, niż iloczyn mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku CJRM DSR) i KWD dla Kwartału Dostaw;
- Są Nowymi JRM W, które uzyskały fizyczne zdolności dostawy mocy przed pierwszym Rokiem Dostaw.

- Przedmiotem transakcji w ramach obrotu wtórnego nie może być przeniesienie Obowiązku Mocowego objętego Uzasadnionymi Korektami zgodnie z pkt 197.
142. Sprzedawcą nie może być Dostawca Mocy reprezentujący CJRM, które są lub mogą być objęte Uzasadnionymi Korektami zgodnie z pkt 197 w okresie, którego dotyczy potencjalna transakcja. Taka transakcja nie zostanie dopuszczona przez OSP.
143. Dostawcy Mocy mogą dokonywać między sobą transakcji w dowolnym momencie, jednak zmiany w Umowach Mocowych w następstwie obrotu wtórnego Obowiązkami Mocowymi na dany Rok Dostaw mają miejsce od zakończenia aukcji dodatkowej na dany Rok Dostaw do zakończenia Roku Dostaw, przy uwzględnieniu warunku, że przedmiotem obrotu może być wyłącznie pozostała część Roku Dostaw licząc od daty transakcji (obróć *ex ante*). Dostawcy Mocy ponoszą zatem ryzyko ceny, jak również dopuszczalności transakcji, tj. ryzyko braku akceptacji tych transakcji przez OSP.
144. Minimalna wielkość Obowiązku Mocowego podlegającego obrotowi wtórnemu wynosi 0,001 MW na Okres Sprawdzenia Wykonania Obowiązku Mocowego (OSWOM), o którym mowa w pkt 190.

Realokacja wolumenu

145. Realokacja wolumenu polega na sprzedaży i zakupie wolumenu Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego (WSOM) dla danego Okresu Zagrożenia.
146. Dostawca Mocy, którego CJRM zrealizowała Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego z nadwyżką, może sprzedać tę nadwyżkę innemu Dostawcy Mocy, pod warunkiem, że nadwyżka Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego nie wynika z Uzasadnionej Korekty, o której mowa w pkt 197.
147. Realokacja wolumenu odbywa się przez 10 dni roboczych od opublikowania w Rejestrze Rynku Mocy wyników Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego (o którym mowa w pkt 195) dla danego Okresu Zagrożenia.
148. Minimalna wielkość realokacji wolumenu wynosi 0,001 MW na Okres Sprawdzenia Wykonania Obowiązku Mocowego.

I. Monitoring i wymóg zabezpieczeń

Nowe i Modernizowane JRM W

149. W ramach certyfikacji do aukcji głównej, Nowa JRM W jest zobowiązana do przedłożenia zabezpieczenia w wysokości określonej w Regulaminie Rynku Mocy w ciągu 15 dni roboczych od otrzymania certyfikatu warunkowego. Brak przedłożenia zabezpieczenia w ww. terminie uniemożliwia przyznanie Nowej JRM W właściwego certyfikatu i powoduje, że nie może ona wziąć udziału w aukcji głównej.
150. Zabezpieczenie może być ustanowione w formie:
- Pieniężnej;
 - Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji bankowej wystawionej przez bank o aktualnej, ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, co najmniej na wymaganym poziomie, określonym w Regulaminie Rynku Mocy.
 - Nieodwołalnej i bezwarunkowej gwarancji ubezpieczeniowej wystawionej przez zakład ubezpieczeń o aktualnej, ocenie ratingowej, nadanej przez agencję ratingową, co najmniej na wymaganym poziomie, określonym w Regulaminie Rynku Mocy.
 - Poręczenia lub gwarancji spółki z grupy kapitałowej, będącej w stosunku do podmiotu, któremu udzielana jest taka gwarancja lub poręczenie, przedsiębiorcą dominującym w rozumieniu art. 4 pkt 3) ustawy z dnia 16 lutego 2007 o ochronie konkurencji i konsumentów. Spółka, o której mowa wyżej, musi posiadać ocenę ratingową, nadaną przez agencję ratingową, co najmniej na wymaganym poziomie, określonym w Regulaminie Rynku Mocy.
151. Zabezpieczenie zostaje zwolnione, gdy Nowa CJRM W osiągnie Operacyjny Kamień Milowy (OKM), o którym mowa w pkt 154.
152. Modernizowana lub Nowa CJRM W, która zawarła Umowę Mocową w wyniku aukcji głównej, jest zobowiązana w ciągu 12 miesięcy od dnia publikacji wyników aukcji wykazać, że osiągnęła Finansowy Kamień Milowy (FKM), tzn.:
- Poniosła nakłady inwestycyjne w wysokości co najmniej 10% planowanych całkowitych nakładów inwestycyjnych, oraz
 - Zawarła umowy związane z inwestycją o sumarycznej wartości większej lub równej 20% planowanych całkowitych nakładów inwestycyjnych.
153. Jeżeli Nowa CJRM W nie osiągnie FKM we wskazanym terminie, to następuje rozwiązanie z nią Umowy Mocowej, a zabezpieczenie przedłożone przez CJRM zostaje zatrzymane jako kara za niewykonanie Umowy Mocowej.

154. Modernizowana albo Nowa CJRM W, która zawarła Umowę Mocową w wyniku aukcji głównej, która osiągnęła FKM, przed rozpoczęciem pierwszego Okresu Dostaw, którego dotyczy Umowa Mocowa, jest zobowiązana do wykazania, że osiągnęła Operacyjny Kamień Milowy (OKM), tzn.:
- Jest w stanie dostarczać moc do KSE, a iloczyn wolumenu mocy osiągalnej netto (mocy osiągalnej w przypadku CJRM DSR) dla tej CJRM i KWD jest większy niż 95% jej Obowiązku Mocowego, oraz
 - Zrealizowała zakres rzeczowy i deklarowany poziom nakładów inwestycyjnych.
155. Nowa CJRM W nie otrzymuje żadnych płatności z tytułu zawartej Umowy Mocowej dopóki nie osiągnie OKM. Za każdy miesiąc Roku Dostaw, który rozpoczął się przed osiągnięciem OKM, Nowa CJRM W nie uzyskuje przychodów oraz płaci karę z tytułu nie wykonania OKM, której wartość to większa spośród:
- a. 15% wartości niezrealizowanego Obowiązku Mocowego wg ceny rozliczeniowej z aukcji głównej, albo
 - b. 15% wartości niezrealizowanego Obowiązku Mocowego wg ceny rozliczeniowej z aukcji dodatkowej.
156. Jeżeli Nowa CJRM W nie osiągnie OKM przed zakończeniem trzeciego Roku Dostaw Umowy Mocowej, to następuje rozwiązanie Umowy Mocowej. W tym przypadku zabezpieczenie przedłożone przez CJRM zostaje zatrzymane jako kara za niewykonanie Umowy Mocowej.
157. Jeżeli Modernizowana CJRM W nie osiągnie FKM lub OKM we wskazanym terminie, to czas trwania jej Obowiązku Mocowego zostaje skrócony do 1 roku, bez zmiany wielkości jej Obowiązku Mocowego. Dodatkowo, taka CJRM nie może uczestniczyć jako Modernizowana CJRM W w dwóch kolejnych aukcjach odbywających się po dacie braku osiągnięcia FKM albo OKM.
158. Modernizowana lub Nowa CJRM W, która zawarła Umowę Mocową na aukcji głównej, musi aż do momentu osiągnięcia OKM, nie rzadziej niż raz na pół roku, przekazywać OSP raport przedstawiający aktualny stan inwestycji i harmonogram dalszych prac. Jeżeli OSP uzna, że osiągnięcie kamieni milowych przez te CJRM we wskazanych terminach jest zagrożone, to może zażądać od tych CJRM dostarczenia planu naprawczego w terminie 60 dni kalendarzowych. Brak dostarczenia planu naprawczego może skutkować rozwiązaniem Umowy Mocowej. W takiej sytuacji, w przypadku Nowej CJRM W, zabezpieczenie nie zostaje zwolnione.

JRM DSR

159. CJRM DSR posiadająca Obowiązek Mocowy musi wykonać Test DSR przed rozpoczęciem Okresu Dostaw i otrzymać na jego podstawie Certyfikat Testu DSR.
160. Potwierdzona JRM DSR wykonuje Test DSR przed złożeniem przez Dostawcę DSR wniosku o certyfikację JRM DSR.
161. Niepotwierdzona JRM DSR jest zobowiązana do przedłożenia zabezpieczenia w wysokości określonej w Regulaminie Rynku Mocy w terminie 15 dni roboczych od otrzymania certyfikatu warunkowego. Brak przedłożenia zabezpieczenia w ww. terminie uniemożliwia przyznanie JRM DSR właściwego certyfikatu i powoduje, że nie może ona wziąć udziału w aukcji (oraz w rynku wtórnym). Możliwe formy zabezpieczenia są takie same jak dla Nowych JRM W. Niepotwierdzona CJRM DSR wykonuje Test DSR po zawarciu Umowy Mocowej, jednak nie później niż na 1 miesiąc przed rozpoczęciem Okresu Dostaw.
162. Test DSR dla JRM DSR przeprowadza się dla Konfiguracji Punktów Pomiarowych zgłoszonej w trakcie procesu certyfikacji. Warunki przeprowadzenia Testu DSR odpowiadają warunkom rzeczywistej dostawy na rynku mocy, tj. uwzględnia się zasady wydawania Ostrzeżeń, możliwą długość Okresu Zagrożenia, itp. Test DSR przeprowadzany jest zgodnie z Regulaminem Rynku Mocy przez OSP we współpracy z właściwymi OSD.
163. Układy pomiarowe określone w Konfiguracji Punktów Pomiarowych muszą umożliwiać dokonywanie pomiarów określających wykonanie Obowiązku Mocowego. Jest to warunek konieczny pozytywnego przeprowadzenia Testu DSR.
164. Na podstawie wyniku przeprowadzonego Testu DSR, OSP wydaje Certyfikat Testu DSR dla JRM DSR, który zawiera m.in.:
 - Potwierdzenie wykonania Testu DSR;
 - Konfigurację Punktów Pomiarowych JRM DSR;
 - Potwierdzoną moc osiągalną JRM DSR;

Certyfikat Testu DSR wydawany jest w formie stosownego wpisu w Rejestrze Rynku Mocy. Test DSR może być powtarzany.

165. Otrzymanie Certyfikatu Testu DSR przez JRM powoduje zwolnienie przedłożonego przez nią zabezpieczenia. W przypadku, gdy potwierdzona moc osiągalna CJRM DSR jest niższa niż Obowiązku Mocowego, OSP przejmuje zabezpieczenie w wielkości odpowiadającej wartości brakującej mocy. Dodatkowo, w przypadku, gdy potwierdzona moc osiągalna CJRM DSR jest niższa niż 80% Obowiązku Mocowego, Obowiązek Mocowy danej CJRM DSR jest korygowany do wartości potwierdzonej mocy osiągalnej.

166. Brak przeprowadzenia zakończonego wydaniem Certyfikatu Testu DSR na 1 miesiąc przed rozpoczęciem Okresu Dostaw skutkuje rozwiązaniem Umowy Mocowej i utratą wniesionego zabezpieczenia.

J. Alokacja kosztów rynku mocy na odbiorców

167. Koszty rynku mocy pokrywają odbiorcy końcowi, uiszczając opłatę mocową stanowiącą część taryfy za usługi przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej i podlegającą zatwierdzeniu przez Prezesa URE.
168. Stawka opłaty mocowej będzie oddzielnie ustalana dla:
- Gospodarstw domowych (grupy taryfowe Gx),
 - Pozostałych odbiorców.
169. Stawka opłaty mocowej dla gospodarstw domowych jest zryczałtowana i różna w zależności od mocy umownej w danym miejscu przyłączenia. Stawka ta jest wyrażona w PLN za 1 kW mocy umownej i jest płatna za punkt pomiarowy.
170. Dla pozostałych odbiorców, innych niż gospodarstwa domowe, są ustalane jednostkowe stawki opłaty mocowej, które mogą różnić się w zależności od grupy odbiorców. Stawki te są wyrażone w PLN za MWh zużycia energii elektrycznej w wybranych godzinach doby lub dobowych strefach czasowych stosowanych z rozliczeniami z odbiorcami w poszczególnych grupach taryfowych. Godziny lub strefy, o których mowa wyżej, będą ustalone *ex ante* albo *ex post*. Mogą one obejmować szczyt zapotrzebowania na moc w KSE albo uwzględniać szczytowe zapotrzebowanie poszczególnych odbiorców.
171. Minister Energii, w drodze rozporządzenia, podejmuje decyzję o udziale poszczególnych grup odbiorców w pokrywaniu kosztów rynku mocy. W szczególności może dotyczyć to odbiorców energochłonnych.
172. Stawki opłaty mocowej na dany Rok Dostaw są ogłaszane przez Prezesa URE do dnia 30 czerwca poprzedniego roku. Prezes URE może ogłosić różne stawki dla poszczególnych kwartałów lub miesięcy Roku Dostaw.
173. Prezes URE oblicza stawki opłaty mocowej, na podstawie:
- a. Przepisów rynku mocy dotyczących kalkulacji stawki opłaty mocowej;
 - b. Rozporządzenia Ministra Energii, o którym mowa w pkt 171;
 - c. Prognozowanego kosztu funkcjonowania rynku mocy w Roku Dostaw, przekazanego przez OSP;
 - d. Danych historycznych o zużyciu energii elektrycznej w KSE w poszczególnych godzinach doby w podziale na grupy odbiorców, w tym z uwzględnieniem gospodarstw domowych;
 - e. Prognozy zapotrzebowania na moc i energię w Roku Dostaw;
 - f. Informacji o strukturze odbiorców energii elektrycznej w KSE i prognoz dotyczących zmian tej struktury w Roku Dostaw;

- g. Rekomendacji OSP dotyczącej wybranych godzin doby lub dobowych stref czasowych, które powinny być podstawą do wyznaczenia opłaty mocowej oraz ewentualnego zróżnicowania tych godzin dla poszczególnych kwartałów lub miesięcy Roku Dostaw;
 - h. Różnicy pomiędzy kosztami funkcjonowania rynku mocy a dotychczas zebranymi środkami z opłaty mocowej. Różnica ta uwzględniana jest przy ustalaniu stawek na kolejny Rok Dostaw (zarówno w zakresie nadpłaty jak i niedopłaty).
174. OSP i OSD uwzględniają wysokość stawek opłaty mocowej odpowiednio w taryfie za usługi przesyłania i dystrybucji energii elektrycznej.
175. OSD oblicza opłatę mocową, należną od odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci dystrybucyjnej, jako iloczyn:
- a. dla gospodarstwa domowego: stawki opłaty mocowej i mocy umownej,
 - b. dla pozostałych odbiorców: stawki opłaty mocowej i wolumenu zużycia energii elektrycznej, w godzinach lub strefach, o których mowa w pkt 170.
176. OSP oblicza opłatę mocową, należną od odbiorcy końcowego przyłączonego bezpośrednio do sieci przesyłowej, jako iloczyn stawki opłaty mocowej i wolumenu zużycia energii elektrycznej, w godzinach lub strefach, o których mowa w pkt 170.
177. Płatnikami opłaty mocowej są OSD w odniesieniu do odbiorców przyłączonych do sieci dystrybucyjnej.
178. Płatnik opłaty mocowej przekazuje do OSP w cyklu miesięcznym:
- informacje o wielkości należnych i pobranych środków z tytułu opłaty mocowej oraz
 - środki z opłaty mocowej należne za dany okres rozliczeniowy.
179. OSP gromadzi środki z tytułu opłaty mocowej na wyodrębnionym rachunku bankowym.
180. OSP przekazuje środki, o których mowa w pkt 179, do Zarządcy Rozliczeń Rynku Mocy (ZRRM) w cyklu miesięcznym.
181. ZRRM zarządza płatnościami na rynku mocy zgodnie z pkt 222 oraz zarządza płynnością rachunku opłaty mocowej.
182. Koszty naliczenia i poboru opłaty mocowej, w tym koszty związane z egzekucją opłaty mocowej od podmiotów zobowiązanych do jej ponoszenia oraz pozostałe koszty związane z pełnieniem roli wsparcia administratora rynku mocy, w tym koszty związane z procesem certyfikacji JRM, stanowią koszty uzasadnione w rozumieniu art. 45 ust. 1 pkt 1 ustawy Prawo energetyczne.
183. ZRRM posiada odpowiednie środki i możliwości zarządzania płynnością finansową. Wypłacalność wobec CJRM jest gwarantowana przez Skarb Państwa.

K. Proces rozliczeń

Definicja Okresów Zagrożenia

184. Sprawdzenie realizacji Obowiązku Mocowego odbywa się w Okresach Zagrożenia ogłaszanych przez OSP. Wymaganą wielkość realizacji Obowiązku Mocowego w Okresie Zagrożenia określa Skorygowany Obowiązek Mocowy (SOM). Obowiązek Mocowy uwzględnia obrót wtórny.
185. Okresem Zagrożenia jest godzina, w której planowana rezerwa mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP ponad zapotrzebowanie w KSE w procesach planowania dobowego pracy KSE jest mniejsza niż wymagany poziom rezerwy mocy dostępnej dla OSP (aktualnie mniejsza niż 9% w wielkościach brutto).
186. Okresem Zagrożenia może być godzina szczytu zapotrzebowania obejmującego okres od godziny 7:00 do godziny 22:00 dni roboczych:
- Okresami Zagrożenia mogą być dowolne godziny z ww. przedziału godzin.
 - Maksymalna liczba Okresów Zagrożenia w dobie jest równa 15 i jest konsekwencją ww. przedziału godzin.
 - Nie wprowadza się żadnych ograniczeń co do ilości i długości przerw pomiędzy następującymi po sobie Okresami Zagrożenia. Okresy Zagrożenia są wynikiem dostępności rezerw w procesie planowania koordynacyjnego dobowego.
187. Okres Zagrożenia musi być poprzedzony Ostrzeżeniem w trybie Normalnym ogłoszonym przez OSP z wyprzedzeniem co najmniej 8 godzin lub Ostrzeżeniem w trybie Nagłym ogłoszonym przez OSP z wyprzedzeniem co najmniej 4 godzin. Ostrzeżenie w trybie Nagłym może zwolnić niektóre CJRM z całości lub części Obowiązku Mocowego w wyniku ograniczeń technicznych dostarczenia mocy dyspozycyjnej w wymaganym czasie, pod warunkiem, że informacja w tym zakresie została przekazana w procesie certyfikacji. Wskazane zwolnienie CJRM z Obowiązku Mocowego nie dotyczy CJRM znajdujących się w stanie pracy, w chwili ogłoszenia Ostrzeżenia.
188. OSP publikuje informacje o możliwości wystąpienia Okresu Zagrożenia w ramach procesu planowania koordynacyjnego KSE.
189. OSP wraz z ogłoszeniem Okresu Zagrożenia publikuje informacje umożliwiające Dostawcom Mocy, którzy reprezentują CJRM, oszacować wielkość SOM, przy czym wielkością rozliczeniową jest wielkość wyznaczona na podstawie danych powykonawczych.
190. Okresem Sprawdzenia Wykonania Obowiązku Mocowego (OSWOM) w Okresie Zagrożenia jest Podstawowy Okres Handlowy na Rynku Bilansującym.

191. Energia wyprodukowana przez CJRM w Okresie Zagrożenia, w związku z realizacją Skorygowanego Obowiązku Mocowego, rozliczana jest na zasadach ogólnych rynku energii, tj. nie jest przedmiotem rozliczeń w ramach rynku mocy.

Skorygowany Obowiązek Mocowy w Okresie Zagrożenia

192. Skorygowany Obowiązek Mocowy (SOM) CJRM jest to część Obowiązku Mocowego CJRM jaka jest wymagana do realizacji przez CJRM w poszczególnych OSWOM składających się na dany Okres Zagrożenia.
193. SOM wynika ze stosunku zapotrzebowania na moc netto KSE (z uwzględnieniem strat przesyłowych) w danym OSWOM do sumarycznego Obowiązku Mocowego wszystkich CJRM objętych Umowami Mocowymi. Dla i -tej CJRM Skorygowany Obowiązek Mocowy jest określony wzorem:

$$SOM_i = \min \left(1, \frac{P_{OZ} - W_{NJRM}}{\sum_{CJRM} OM_{CJRM} - UR_{CJRM}} \right) \cdot OM_i$$

gdzie:

SOM_i – Skorygowany Obowiązek Mocowy i -tej CJRM

OM_i – Obowiązek Mocowy i -tej CJRM

$\sum_{CJRM} OM_{CJRM} - UR_{CJRM}$ – Sumaryczny Obowiązek Mocowy wszystkich CJRM objętych Umowami Mocowymi pomniejszony o uzgodnione z OSP Uzasadnione Korekty Obowiązku Mocowego zgodnie z pkt 197.

$P_{OZ} - W_{NJRM}$ – Zapotrzebowanie na moc netto w KSE w danym OSWOM, pomniejszone o produkcję energii elektrycznej w źródłach wytwórczych nieuczestniczących w rynku mocy, nieobejmujące wymiany międzysystemowej.

194. Skorygowany Obowiązek Mocowy jest wyznaczany dla poszczególnych OSWOM składających się na dany Okres Zagrożenia.

Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresie Zagrożenia

195. Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego (WSOM) dla JWCD w danym OSWOM jest wyznaczane na podstawie mocy dyspozycyjnej dostępnej dla OSP w ramach procesów rynku bilansującego (regulowanego postanowieniami IRIESP), powiększonej o Uzasadnione Korekty.

WSOM poprzez uwzględnienie mocy dyspozycyjnej może ewentualnie dotyczyć również innych jednostek niż JWCD, pod warunkiem, że uczestniczą one aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE i tym samym zgłaszają moc dyspozycyjną w ramach

procesów rynku bilansującego i podlegają sterowaniu w oparciu o procesy rynku bilansującego.

196. WSOM dla pozostałych CJRM W jest fizyczną produkcją energii elektrycznej netto powiększoną o Uzasadnione Korekty.
197. Uzasadnione Korekty obejmują następujące przypadki:
- Niedyspozycyjność w wyniku uzgodnionego z OSP planowanego odstawienia remontowego (JWCD oraz JWCK);
 - Brak możliwości wyprowadzenia mocy w wyniku ograniczeń systemowych KSE, wynikająca z dyspozycji ruchowych OSP/OSD;
 - W przypadku Ostrzeżenia w trybie Nagłym, niedyspozycyjność lub częściowa niedyspozycyjność wynikająca z charakterystyki rozruchu, pod warunkiem, że informacja w tym zakresie została przekazana i uzgodniona z OSP w procesie certyfikacji oraz CJRM nie znajdowała się w stanie pracy, w chwili ogłoszenia Ostrzeżenia.
 - W przypadku CJRM posiadającej ograniczenia czasu pracy (np. w wyniku regulacji dotyczących emisji), która przedstawiła stosowne informacje na ten temat podczas certyfikacji, każdy Okres Zagrożenia, jeżeli łączny czas występowania Okresów Zagrożenia w aktualnym Roku Dostaw przekroczył ograniczenie czasu pracy dla tej CJRM.
198. WSOM w Okresie Zagrożenia dla CJRM DSR, aktywnie uczestniczącej w bilansowaniu zasobów KSE na rynku bilansującym, odpowiada wielkości mocy zgłoszonej w ramach oferty redukcyjnej tej CJRM DSR, powiększonej o Uzasadnione Korekty.
199. WSOM w Okresie Zagrożenia dla CJRM DSR, nie uczestniczącej aktywnie w bilansowaniu zasobów KSE na rynku bilansującym, odpowiada wielkości wykonanej redukcji mocy przez CJRM DSR, powiększonej o Uzasadnione Korekty.

Rozliczenie Wykonania Skorygowanego Obowiązku Mocowego

200. Podstawą do rozliczeń na rynku mocy są dane pomiarowo-rozliczeniowe OSP oraz dostarczane przez OSD, właściwe dla poszczególnych CJRM. Dopuszcza się zmianę sposobu pozyskiwania danych w przypadku zmiany modelu funkcjonowania wymiany danych pomiarowo-rozliczeniowych.
201. Za WSOM nie są uznawane Uzasadnione Korekty CJRM, od których zakupiono Obowiązki Mocowe na rynku wtórnym. Uzasadnione Korekty nie są przedmiotem obrotu na rynku wtórnym.
202. Rozliczenie WSOM jest realizowane nie wcześniej niż po zamknięciu okresu na Realokację Wolumentu pomiędzy Dostawcami Mocy, który odbywa się przez okres do 10 dni roboczych od opublikowania w Rejestrze Rynku Mocy wyników WSOM dla danego Okresu Zagrożenia.

203. Jeśli $WSOM < SOM$, po uwzględnieniu Realokacji Wolumenu, wtedy dana CJRM zobowiązana jest zapłacić karę równą iloczynowi różnicy ($SOM - WSOM$) oraz jednostkowej wartości kary. Wartość kary jest wyznaczana w oparciu o wskaźnik VoLL oraz LOLP wyznaczany dla danego Okresu Dostaw albo Okresu Zagrożenia (szczegółowe rozwiązania w tym zakresie określa Regulamin Rynku Mocy).
204. Całkowita roczna wysokość kar dla danej CJRM nie może przekroczyć krotności iloczynu certyfikowanej mocy oraz większej spośród: ceny zamknięcia aukcji głównej, ceny zamknięcia aukcji dodatkowej właściwych dla danej CJRM oraz okresu, za który następuje rozliczenie Obowiązku Mocowego.
205. Jeśli $WSOM > SOM$, wtedy dana CJRM otrzymuje premię przy spełnieniu następujących warunków:
- Premia wynika z redystrybucji środków z kar płaconych przez CJRM, których $WSOM < SOM$ i może dotyczyć tylko Okresu Zagrożenia, w którym pojawiły się kary.
 - Premia wypłacana jest tylko CJRM.
- Na potrzeby tego procesu, dla CJRM certyfikowanych na dany Rok Dostaw, które nie zawarły Umowy Mocowej w wyniku aukcji głównej ani aukcji dodatkowej na ten Okres Dostaw, przyjmuje się, że SOM dla tych jednostek wynosi 0.
206. Wartość premii jest kalkulowana proporcjonalnie do udziału CJRM w pokryciu wolumenu mocy brakującego do pełnego wykonania wszystkich SOM . Wartość premii może być skorygowana o współczynnik wynikający z ograniczenia maksymalnej wysokości kar w Roku Dostaw.

Wyznaczenie wolumenu redukcji mocy CJRM DSR

207. Wolumen redukcji mocy CJRM DSR, w każdym OSWOM, jest równy różnicy pomiędzy wartością bazową mocy i wartością pobranej mocy.
208. Dopuszczalne są dwie metody wyznaczania wartości bazowej mocy:
- a. Metoda deklarowanego poboru mocy;
 - b. Metoda profilu średniego z korektą.
- Dopuszcza się rozszerzenie w przyszłości katalogu stosowanych metod wyznaczania wartości bazowej mocy.
209. Metoda deklarowanego poboru mocy polega na zgłaszaniu dla CJRM DSR planowanych godzinowych wielkości poboru mocy (grafików). Wielkość mocy w zgłoszonym grafiku stanowi wartość bazową mocy dla CJRM DSR. Warunkiem stosowania metody deklarowanego poboru mocy jest zachowanie odpowiedniej dokładności zgłaszanych grafików w odniesieniu do rzeczywistego poboru mocy, co jest kontrolowane na bieżąco przez OSP.

210. Metoda profilu średniego z korektą polega na:
- a. Wyznaczeniu godzinowego profilu średniego CJRM DSR, jako średniej arytmetycznej z godzinowych wartości poboru mocy z 10 dni roboczych, w których nie wystąpił Okres Zagrożenia, poprzedzających dobę, w której OSP ogłosił Okres Zagrożenia;
 - b. Dostosowaniu godzinowego profilu średniego CJRM DSR do rzeczywistego poboru mocy tej jednostki w dniu wystąpienia Okresu Zagrożenia. Dokonuje się tego poprzez korektę godzinowego profilu średniego CJRM DSR o stałą wartość równą średniej arytmetycznej różnic pomiędzy godzinowymi wartościami mocy w profilu średnim i rzeczywistym poborem mocy w okresie 3 godzin poprzedzających wydanie przez OSP Ostrzeżenia w trybie Normalnym lub Ostrzeżenia w trybie Nagłym. Korekty godzinowego profilu średniego CJRM DSR dokonuje się zarówno „w górę”, jak i w „dół”.
211. Szczegółowe zasady wyznaczania wartości bazowej mocy zostaną określone w Regulaminie Rynku Mocy.

Podstawowe zasady rozliczeń

212. Przedmiotem rozliczeń jest Obowiązek Mocowy określony w Umowie Mocowej CJRM a Okresem Rozliczeniowym Rynku Mocy jest miesiąc kalendarzowy.
213. Dostawcy Mocy, reprezentujący CJRM współspalające, produkujące energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji lub wykorzystujące układy hybrydowe w rozumieniu ustawy o odnawialnych źródłach energii, osiągające przychody z operacyjnych systemów wsparcia OZE lub wysokosprawnej kogeneracji, którzy wygrali aukcję mocy są zobowiązani w Okresach Zagrożenia, do dostarczenia wolumenu mocy dyspozycyjnej, wynikającego z całej złożonej oferty. Ich Obowiązek Mocowy nie jest korygowany o moc objętą systemami wsparcia, o których mowa wyżej.
214. Dostawcy Mocy, o których mowa w pkt 213, zobowiązani są do przedkładania do OSP w stosownym terminie, informacji o wolumenie energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE lub wysokosprawnej kogeneracji w oparciu o świadectwa pochodzenia lub inne dokumenty potwierdzone przez odpowiednie organy np. Prezesa URE. W oparciu o te informacje obliczane są korekty o których mowa w pkt 197 i naliczane jest przysługujące wynagrodzenie za moc.
215. OSP lub ZRRM może zwrócić się, w uzasadnionych przypadkach, do Prezesa URE o przekazanie informacji o wolumenach energii elektrycznej wyprodukowanej i korzystającej z systemów wsparcia OZE lub wysokosprawnej kogeneracji, w celu weryfikacji przedstawionych przez Dostawcę Mocy informacji.

216. W oparciu o informacje, o których mowa w pkt 214 będzie obliczana ewentualna korekta płatności z tytułu udziału w rynku mocy. Korekta, dla danej CJRM, za dany okres będzie obliczana zgodnie z ogólnym wzorem:

$$K_i = P_i \cdot \text{MIN} \left(1, \frac{E_i}{\sum (OM_i \cdot h_i)} \right)$$

gdzie:

K_i – Wartość korekty za okres i [zł]

P_i – Wartość przychodów z tytułu realizacji Obowiązku Mocowego w okresie i [zł]

E_i – Wolumen energii elektrycznej wyprodukowanej w OZE lub wysokosprawnej kogeneracji [MWh] , o którym mowa w pkt 214, w okresie i

OM_i – Obowiązki Mocowe w okresie i [MW]

h_i – liczby godzin w okresie i w których obowiązują Obowiązki Mocowe, o których mowa powyżej

217. Należność płatna do Dostawcy Mocy w związku z daną CJRM jest równa iloczynowi, odniesionemu do miesiąca kalendarzowego, Obowiązku Mocowego oraz ceny rozliczeniowej, pomniejszonemu o możliwe korekty o których mowa w pkt 216. Zobowiązaniem Dostawcy Mocy jest wolumen kar w danym miesiącu kalendarzowym wynikający z iloczynu niewykonania SOM (różnicy SOM-WSOM) oraz wartości kary za niewykonanie Obowiązku Mocowego. Terminem płatności jest 22 dzień następnego miesiąca kalendarzowego.
218. Okres uzgodnionych z OSP postojów remontowych JWCD nie podlega wynagrodzeniu za moc.
219. Rozliczenia premii z tytułu dostarczenia mocy ponad SOM w Okresie Zagrożenia są prowadzone w układzie rocznym, aby można było skalkulować właściwą wysokość premii z uwzględnieniem ograniczenia maksymalnej wysokości kar w Roku Dostaw.
220. Rozliczenia wielkości mocy w procesach rynku mocy, dla których jednostką podstawową jest 1 MW, prowadzone są przy założeniu, że wielkość mocy obliczona jest jako iloraz godzinowego zużycia energii elektrycznej i stałej przeliczeniowej równej 1 godzinie. Przedmiotowy sposób przeliczania może ulec zmianie, jeżeli ulegną zmianie zasady rozliczeń na rynku bilansującym, w szczególności długość Podstawowego Okresu Handlowego na Rynku Bilansującym. Rozliczenia prowadzone są z dokładnością do 0,001 MW.
221. OSP sprawdza Wykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia, określa płatności i przekazuje stosowne dane do ZRRM.

222. ZRRM zarządza płatnościami na rynku mocy:

- a. wypłaca środki pieniężne z tytułu:
 - wynagrodzenia za moc dyspozycyjną CJRM zakontraktowanych na Rynku Mocy,
 - premii za dostarczenia mocy ponad SOM w Okresach Zagrożenia.
- b. przyjmuje płatności z tytułu kar za niewywiązanie się CJRM ze SOM,

Demonstracja zdolności wykonania Obowiązku Mocowego

223. Każda CJRM W posiadająca Umowę Mocową na pełny Rok Dostaw musi, po zakończonym Roku Dostaw, wskazać *ex post* 4 godziny, każda w innym kwartale, w których wykonała Obowiązek Mocowy. Wskazane godziny mogą dotyczyć wyłącznie godzin z okresu od godziny 7:00 do godziny 22:00 dni roboczych.

224. Każda CJRM W posiadająca Umowę Mocową na Kwartał Dostaw musi, po zakończonym Kwartale Dostaw, wskazać *ex post* 1 godzinę, w której wykonała Obowiązek Mocowy. Wskazana godzina może dotyczyć wyłącznie godziny z okresu od godziny 7:00 do godziny 22:00 dni roboczych.

225. Każda CJRM DSR uczestnicząca aktywnie w rynku bilansującym, posiadająca Umowę Mocową na pełny Rok Dostaw musi, po zakończonym Roku Dostaw, wskazać *ex post* 4 godziny, każda w innym kwartale, w których wykonała Obowiązek Mocowy. Wskazane godziny mogą dotyczyć wyłącznie godzin z okresu od godziny 7:00 do godziny 22:00 dni roboczych.

226. Każda CJRM DSR uczestnicząca aktywnie w rynku bilansującym, posiadająca Umowę Mocową na Kwartał Dostaw musi, po zakończonym Kwartale Dostaw, wskazać *ex post* 1 godzinę, w której wykonała Obowiązek Mocowy. Wskazana godzina może dotyczyć wyłącznie godziny z okresu od godziny 7:00 do godziny 22:00 dni roboczych.

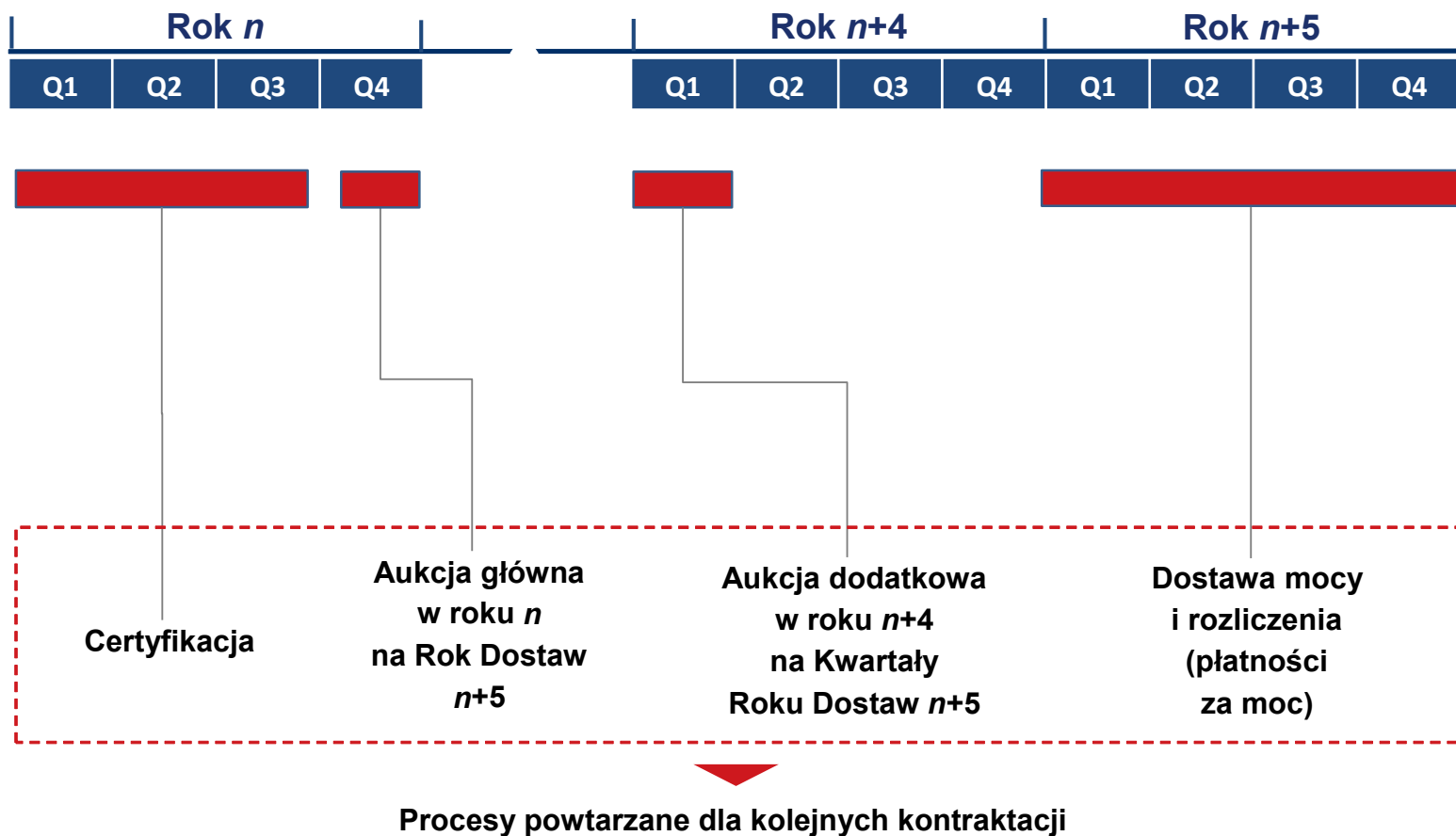
227. CJRM DSR nieuczestniczące aktywnie w rynku bilansującym demonstrują wykonanie Obowiązku Mocowego poprzez odpowiedź na wezwanie OSP do redukcji zapotrzebowania na moc. OSP może wydać takie polecenie nie częściej niż raz na Kwartał Dostaw. Zasady ww. wezwania są tożsame do zasad ogłaszania Okresu Zagrożenia, przy czym wykonanie Obowiązku Mocowego należy zademonstrować dla okresu jednej godziny. Jeśli dana CJRM DSR świadczy inne usługi na rzecz OSP (np. usługę redukcji zapotrzebowania na polecenie OSP w ramach rezerwy interwencyjnej), to realizacja tych usług będzie uznawana jako demonstracja wykonania Obowiązku Mocowego. Powyższe zasady dotyczą zarówno jednostek z kontraktami na Rok Dostaw jak i Kwartał Dostaw.

228. Jeśli CJRM W lub CJRM DSR aktywnie uczestnicząca w rynku bilansującym nie wskaże wymaganej liczby godzin musi zwrócić wszystkie przychody z Rynku Mocy, jakie otrzymała w Kwartale Dostaw, dla którego nie wykazała zdolności wykonania Obowiązku Mocowego. CJRM DSR nieuczestnicząca aktywnie w rynku bilansującym, która nie jest w stanie zademonstrować wykonania Obowiązku Mocowego na wezwanie OSP, nie otrzymuje płatności za moc przez określoną w Regulaminie Rynku Mocy ilość dni kalendarzowych (Kwartał Dostaw albo okres do momentu zademonstrowania wykonania Obowiązku Mocowego).
229. Niezależnie od powyższych zasad demonstracji zdolności wykonania Obowiązku Mocowego, OSP może dla wybranych CJRM W lub CJRM DSR aktywnie uczestniczących w rynku bilansującym ogłosić testowy Okres Zagrożenia z poleceniem wykonania pełnego Obowiązku Mocowego. Testowe Okresy Zagrożenia mogą odbywać się nie częściej niż raz na kwartał dla danej CJRM, pod warunkiem, że wynik testu jest pozytywny. Negatywny wynik testu umożliwia wykonanie kolejnych testów aż do uzyskania pozytywnego wyniku testu. Każdy negatywny wynik testu jest przedmiotem kary za niewykonanie Skorygowanego Obowiązku Mocowego, wyznaczonej na podstawie przepisów rynku mocy. W ramach testu, w przypadku CJRM W, OSP płaci ewentualne koszty uruchomienia CJRM oraz koszty produkcji energii ponad planowany grafik pracy CJRM. Zasady rozliczeń Testowego Okresu Zagrożenia w przypadku CJRM DSR zostaną określone w przepisach rynku mocy.

L. Udział jednostek zlokalizowanych w innych systemach

230. Analizowane modele uwzględnienia w rynku mocy jednostek zlokalizowanych w innych systemach elektroenergetycznych nie zapewniają gwarancji dostępu do mocy z tych jednostek w Okresach Zagrożenia.
231. W dużej mierze działanie rozwiązań w przedmiotowym zakresie zależy od poprawności funkcjonowania europejskiego rynku energii. Aktualne doświadczenia z funkcjonowania rynku energii wskazują, że nie zapewnia on odpowiednich sygnałów cenowych oraz nie zapewnia alokacji międzysystemowych zdolności przesyłowych w sposób zgodny ze specyfiką pracy systemów połączonych. Wskazane czynniki powodują, że dla zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce, jednostki zlokalizowane w innych systemach są uwzględniane w rynku mocy wyłącznie w sposób pośredni, poprzez zmniejszenie wyliczonej wartości popytu na aukcji głównej i aukcji dodatkowej o możliwości pokrycia zapotrzebowania na moc z wykorzystaniem połączeń transgranicznych w ilości niewpływającej negatywnie na bezpieczeństwo dostaw w KSE.
232. Zgodnie z powyższym w początkowym stadium rynku mocy nie uczestniczą explicite jednostki zlokalizowane w systemach zagranicznych. W przyszłości podejście to może ulec zmianie przy spełnieniu następujących warunków:
- a. Występowanie trwałej nadwyżki sterowalnych mocy w systemie zagranicznym;
 - b. Gwarancja dostępności transgranicznych zdolności przesyłowych i możliwości przesyłu mocy do KSE;
 - c. Poprawne działanie mechanizmów rynkowych wewnętrznego europejskiego rynku energii, tj. uwzględniające uwarunkowania techniczne pracy połączonych systemów;
 - d. Gwarancja dostępu do mocy w okresach niedoboru mocy, w tym unormowanie zasad dostępu do mocy w sytuacji jednoczesnego występowania niedoborów mocy w kilku krajach;
 - e. Zachowanie zasady wzajemności stosowania mechanizmów mocowych.

Załącznik 1: Ogólny harmonogram procesów rynku mocy



Załącznik 2: Szczegółowy harmonogram procesów rynku mocy

