

Udział odbiorców w Rynku Mocy – szanse i zagrożenia

Marzec 2020



Spis treści

Streszczenie Zarządcze	2
1. Okresy Zagrożeń na Rynku Mocy - wprowadzenie	6
1.1 Regulacje prawne i główni uczestnicy Rynku Mocy	9
1.2 Bezpieczeństwo w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – wybrane zagadnienia	11
1.3 Struktura źródeł energii elektrycznej w Polsce	11
1.4 Definicja Okresu Zagrożenia i Rezerwy Mocy	14
1.5 Wyznaczanie i planowanie Rezerw Mocy – Plany Koordynacyjne	16
1.6 DSR – Demand Side Response	17
2. Symulacje możliwości wprowadzenia Okresów Zagrożenia w KSE w latach 2017 - 2019	24
2.1 Plany koordynacyjne PSE przyjęte dla wykonania symulacji	24
2.2 Okres przyjęty do wykonania analizy	25
2.3 Przyjęte warianty określenia nadwyżek mocy dostępnych dla PSE	26
2.4 Liczba dni, w których mogłyby wystąpić Okresy Zagrożenia	29
2.5 Liczba kolejnych dni, w których Okres Zagrożenia mógłby być wprowadzony na okres dłuższy niż jeden dzień	31
2.6 Okresy Zagrożenia – ilość godzin w każdym roku	32
2.7 Długość trwania Okresów Zagrożenia występujących w ciągu jednego dnia	33
2.8 Zbiorcze zestawienie okresów występowania sytuacji, kiedy progi Rezerwy Mocy spadały poniżej 9% i 5%	34
2.9 Podsumowanie	35
3. Czynniki mogące wpłynąć na zmianę ilości i częstotliwości występowania Okresów Zagrożenia w latach 2021-2024	37
3.1 Bilans odstawień i uruchomień nowych mocy w elektrowniach systemowych	38
3.2 Prognoza wzrostu mocy w źródłach OZE i jej wpływ na Rezerwy Mocy	41
3.3 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną	43
3.4 Zwiększone możliwości wymiany transgranicznej	44
3.5 Formuły cenowe aktywizujące uczestników rynku	45
3.5.1 Ceny krańcowe na rynku bilansującym oraz podniesione limity cen maksymalnych na rynku energii i giełdzie	46
3.5.2 Mechanizm wyznaczania ceny energii na rynku bilansującym z uwzględnieniem niedoboru mocy – Scarcity pricing	46
3.6 Inne elementy pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”	47
3.7 Moc dostępna w systemie, a rynek wtórny	48
Lista stosowanych skrótów i terminów	51



Raport przygotowany został dla Enel X Polska Sp. z o.o. i dedykowany jest dla tych odbiorców przemysłowych i komercyjnych, którzy są zainteresowani możliwością osiągnięcia przychodów na Rynku Mocy w oparciu o zdolność do redukcji zapotrzebowania, a jednocześnie obawiają się zbyt dużej liczby wymaganych redukcji zapotrzebowania w ramach Rynku Mocy.

Rynek Mocy został wprowadzony ustawą w grudniu 2017 r.¹ Do głównych założeń jego konstrukcji i działania należy uruchomienie dodatkowych bodźców dla zapewnienia powstawania i utrzymywania wystarczających zasobów w obszarze Rezerw Mocy. Ich jakość oraz ilość to elementy niezbędne dla stabilnego funkcjonowania całego systemu elektroenergetycznego. Funkcjonowanie Rezerw Mocy zakontraktowanych w wyniku pierwszych aukcji mocy rozpocznie się w Polsce 1 stycznia 2021 r.

Rynek Mocy jest mechanizmem w którym, po podpisaniu Umowy Mocowej, mogą uczestniczyć wytwórcy, odbiorcy oraz podmioty dysponujące magazynami energii. Odbiorcy mogą bezpośrednio lub współpracując z agregatorami uczestniczyć w Rynku Mocy, świadcząc usługi redukcji zapotrzebowania. Wszyscy uczestnicy Rynku Mocy otrzymują wynagrodzenie w oparciu o jedną cenę ustaloną podczas aukcji.

Z uwagi na to, że budowa nowych elektrowni to długotrwały proces inwestycyjny, kolejne aukcje organizowane są z dużym, kilkuletnim, wyprzedzeniem. Aukcje na lata 2021-2023 odbyły się w końcu 2018 r., natomiast pod koniec 2019 r. odbyły się aukcje na 2024 r. Niewielkie, „uzupełniające” ilości mocy są kontraktowane na okresy kwartalne, dla których aukcje odbywają się na rok przed dostawą.

Odbiorcy, którzy chcą osiągać przychody poprzez udział w programach redukcji zapotrzebowania (zwanymi z ang. Demand Side Response - DSR), a dla których kilkuletnia perspektywa wyznaczana dla poszczególnych aukcji jest zbyt odległa, nie muszą uczestniczyć bezpośrednio w aukcjach. Ich udział w Rynku Mocy jest możliwy za pośrednictwem profesjonalnych Dostawców Mocy, zwanych Agregatorami DSR.

Agregatorzy DSR, którzy posiadają Umowy Mocowe, mogą zgłosić nowych odbiorców na minimum 3 miesiące przed rozpoczęciem okresu dostaw (czyli maksymalnie do końca września 2020 r. dla dostawy w 2021 r.).

Agregatorzy DSR przejmują na siebie kwestie udziału w certyfikacjach i aukcjach, wpłacają wymagane zabezpieczenie finansowe. Z reguły chronią odbiorców przed karami w przypadku niewykonania redukcji zapotrzebowania na zadeklarowanym poziomie.

Regulacje prawne określające świadczenie usług DSR w ramach Rynku Mocy określają m.in. kiedy są wymagane redukcje zapotrzebowania warunkujące otrzymywanie wynagrodzenia z Rynku Mocy. Są to:

- Godzinny test redukcji zapotrzebowania wykonywany na co najmniej miesiąc przed rozpoczęciem dostaw,

¹ Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy (Dz. U. z 2018 poz. 9 z późn. zm.)

- ◆ Dodatkowo, w każdym kwartale wymagana jest godzinna demonstracja zdolności wykonania obowiązku mocowego poprzez wykonanie redukcji zapotrzebowania w wymaganej wysokości w ramach:
 - ◆ Wskazania Operatorowi godziny, w której dostarczono do systemu moc w wielkości nie mniejszej niż najwyższy obowiązek mocy danej jednostki Rynku Mocy w tym kwartale,
 - ◆ Świadczenia na rzecz Operatora usługi systemowej obejmującej redukcję zapotrzebowania na jego polecenie (np. planowana kontynuacja Programu Bieżącego DSR),
 - ◆ Okresu Zagrożenia lub Testowego Okresu Zagrożenia, które może ogłosić Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA (PSE),
- ◆ Godzinny Testowy Okres Zagrożenia. PSE może ogłosić nie częściej niż raz na kwartał. W przypadku skutecznej realizacji Testowego Okresu Zagrożenia PSE zobowiązane jest zwrócić koszty uzasadnione związane z przeprowadzonym testem,
- ◆ Ogłoszenie przez PSE Okresu Zagrożenia może mieć miejsce jedynie w przypadkach wystąpienia, określonego w sposób precyzyjny w Ustawie o Rynku Mocy, deficytu Rezerw Mocy.

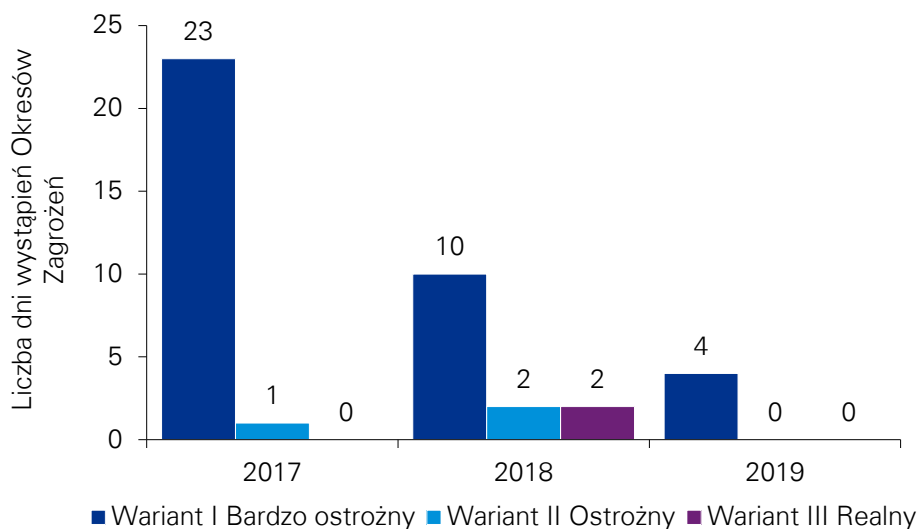
Pomimo dużej popularności usługi DSR w latach poprzednich, część odbiorców, potencjalnych uczestników tej usługi, obawia się, że liczba Okresów Zagrożenia, w których będzie wymagana redukcja zapotrzebowania, będzie znacząco wyższa, niż wymagane redukcje zapotrzebowania w dotychczasowych programach DSR.

Celem niniejszego Raportu jest prezentacja uwarunkowań, które powinny zostać spełnione, aby PSE jako Operator Systemu Przesyłowego (OSP) mógł ogłosić Okres Zagrożenia oraz wyznaczenie częstotliwość występowania i długości trwania takich okresów. Raport opracowany został m.in. w oparciu o publikowane dane historyczne za okres od 2017 do 2019 r. oraz czynniki mogące wpłynąć na zmniejszenie lub zwiększenie liczby takich okresów w latach 2021-2024.

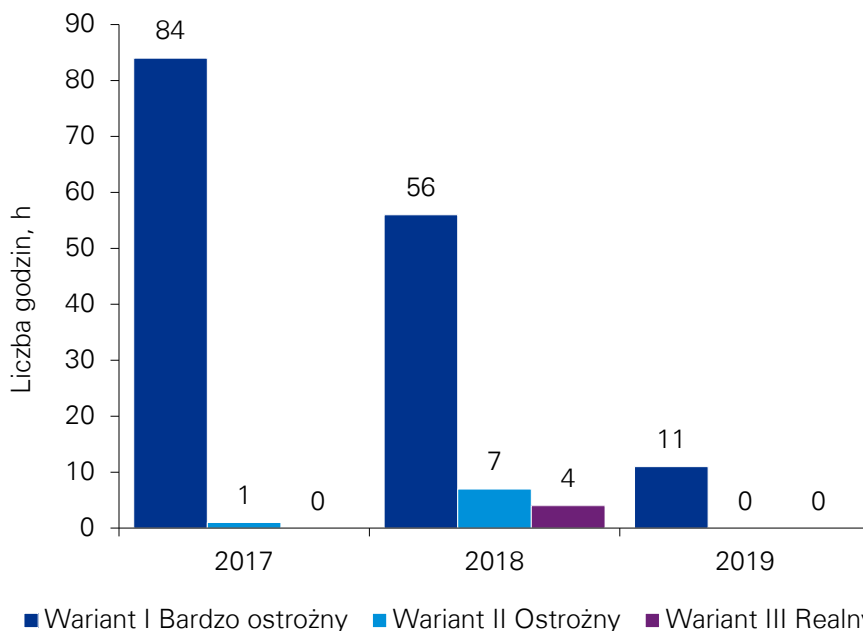
Opracowanie zostało podzielone na trzy części:

- ◆ Pierwsza - poświęcona została opisowi otoczenia prawnego i wyjaśnieniu podstawowych pojęć oraz opis funkcji pełnionych przez uczestników Rynku Mocy,
- ◆ Druga - przedstawia założenia symulacji oraz jej wyniki obrazujące potencjalną liczbę oraz częstotliwość występowania Okresów Zagrożenia, przy założeniu, że ustawa o Rynku Mocy obowiązywałaby już w latach 2017-2019,
- ◆ Trzecia - zawiera opis czynników, które w przyszłości mogą wpłynąć na zwiększenie lub zmniejszenie liczby, bądź częstotliwości występowania Okresów Zagrożenia w latach 2021-2024, w stosunku do okresu z lat 2017-2019.

Z przeprowadzonych symulacji (podstawowe wielkości na wykresach poniżej) wynika, że liczba Okresów Zagrożenia, które PSE mogłoby hipotetycznie wprowadzić w okresie 2017-2019, tj. gdyby obowiązywały regulacje Rynku Mocy, byłaby bardzo niewielka.



Wykres 1. Liczba dni, w których miały miejsce w latach 2017 – 2019 spadek Rezerw Mocy poniżej 9%¹



Wykres 2. Liczba godzin, w których Rezerwa Mocy była mniejsza niż 9%¹

Jak wynika z przeprowadzonej symulacji dla przypadku w którym pominięto by Rezerwy Mocy istniejące w elektrowniach szczytowo-pompowych, zwiększając tym samym wymaganą wielkość Rezerw Mocy, łączna liczba Okresów Zagrozenia (na wykresach różnice te obrazują Wariant I i Wariant II) nie przekraczałyby kilkudziesięciu godzin w ciągu każdego roku ujętego w niniejszym opracowaniu.

Porównanie sytuacji systemu elektroenergetycznego z lat 2017-2019 z prognozą na lata 2021-2024 wykazuje pozytywny wpływ kluczowych czynników kształtujących stan Krajowego Systemu Energetycznego (KSE) głównie poprzez zwiększenie dostępnych dla PSE Rezerw Mocy, a w konsekwencji na dalsze zmniejszenie ryzyka dużej ilości Okresów Zagrozenia.

Niniejsze opracowanie i wykonane symulacje i opracowanie powstały przede wszystkim na podstawie raportów i prognoz publikowanych przez PSE. Wykorzystane zostały także oficjalne dokumenty Ministerstwa Energii, Urzędu Regulacji Energetyki (URE), raporty ENTSO-E (stowarzyszenia zrzeszającego europejskich operatorów systemów przesyłowych).

Opracowanie oraz wykonane symulacje nie uwzględniają obecnej sytuacji związanej z ogłoszonym w Polsce stanem epidemii. W chwili obecnej trudno jest jeszcze ocenić jego przyszły wpływ na zapotrzebowanie oraz moce wytwórcze dostępne po 2020 r. Pierwsze prognozy wzrostu wskazują na możliwość przejściowego spadku zapotrzebowania na energię.

¹ Opracowanie własne na podstawie danych PSE.

1.

Okresy Zagrożeń na Rynku Mocy - wprowadzenie



1. Wstęp

Hurtowy rynek energii elektrycznej w Polsce jest rynkiem konkurencyjnym, na którym wytwórcy sprzedają energię spółkom obrotu energią lub bezpośrednio największym odbiorcom. Na podstawie zawartych umów na dostawę energii elektrycznej tworzone są godzinowe grafiki wolumenów, które codzienne są zgłaszane do PSE.

W trakcie realizacji dostaw energii elektrycznej zdarza się, że strony umów nie dostarczają lub nie odbierają określonej w umowie ilości energii. Wpływają na to zarówno ograniczenia wynikające z awarii lub innych zmian w możliwości produkcji u wytwórców, zmieniające się zdolności przesyłowe sieci, czy w końcu zmiany zapotrzebowania na energię u samych odbiorców. W związku z tym konieczne jest tworzenie mechanizmów zapewniających możliwość sprawnego niwelowania wszystkich zmian po stronie dostawców lub odbiorców energii elektrycznej.

Dla zapewnienia równowagi pomiędzy podażą i popytem na energię wykorzystywane są w pierwszej kolejności mechanizmy rynkowe. Takie podejście aktywizuje do bezpośredniego udziału w tym procesie odbiorców i wytwórców. **Do mechanizmów tych należą: rynek dnia następnego (RDN) oraz rynek dnia bieżącego (RDB).** Jeżeli mechanizmy RDN oraz RDB okazują się niewystarczające, PSE wykorzystuje dodatkowe, także rynkowe mechanizmy, do których należą: **rynek bilansujący (RB) oraz rynek usług systemowych (RUS).**

Od 2021 r., jeśli mechanizmy rynkowe nie zapewnią istnienia wystarczającej Rezerwy Mocy, w ściśle określonych sytuacjach będzie możliwe także ogłaszanie Okresów Zagrożenia zobowiązujące Dostawców Mocy do dostarczania zakontraktowanych mocy.

W systemie energetycznym muszą istnieć odpowiednio duże nadwyżki mocy, które stanowią Rezerwę Mocy. PSE w ramach rynku bilansującego oraz rynku usług systemowych może zarządzać zarówno Rezerwami Mocy u wytwórców lub możliwością redukcji zapotrzebowania u odbiorców (dostawców usług DSR), którzy uczestniczą w tych rynkach.

Ze względu na bezpieczeństwo całego KSE wielkość niezbędnej Rezerwy Mocy jest uzależniona od czasu jaki pozostał do jej fizycznej dostawy. Wielkość wymaganej Rezerwy Mocy określana jest podczas cyklicznie sporządzanych planów koordynacyjnych.

W związku z powyższą zasadą wymagane Rezerwy Mocy są większe, dla planów obejmujących dłuższe okresy, takie jak rok czy miesiąc oraz maleją w miarę zbliżania się okresów fizycznej dostawy energii, kiedy ryzyko jednoczesnego wystąpienia wielu czynników, jak np. długotrwałe awarie elektrowni czy znaczący nieplanowany wzrost zapotrzebowania, maleje.

Obecnie głównym dostawcą Rezerw Mocy są największe elektrownie przyłączone bezpośrednio do systemu przesyłowego, tzw. Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD). Są one zobowiązane do składania ofert redukcyjnych i przyrostowych na rynku bilansującym, a także zdolności do uruchomienia, na polecenie PSE, układów regulacji w ramach regulacyjnych usług systemowych.

Na skutek zmian funkcjonowania systemu usług na rynku energii elektrycznej, od 2021 r. dostęp do rynku bilansującego i rynku usług systemowych znacząco się rozszerzy. Dostęp do tego rynku będą mieli mniejsi wytwórcy energii w tym również Odnawialne Źródła Energii (OZE), a także magazyny energii oraz odbiorcy energii.

Dotychczas rynek energii nie generował wystarczających zachęt cenowych dla długoterminowego zapewnienia niezbędnych Rezerw Mocy w KSE. Wiele wyeksploatowanych elektrowni wymagało lub wkrótce będzie wymagało wyłączenia, czy też gruntownej modernizacji. W związku z tym powstała potrzeba wprowadzenia nowego mechanizmu pozwalającego na wzrost zainteresowania utrzymaniem lub wybudowaniem infrastruktury zapewniającej odpowiedni poziom Rezerw Mocy. Takim mechanizmem jest Rynek Mocy.

Rynek Mocy pozwala na dodatkowe, poza mechanizmami rynku energii i rynku usług systemowych, **wynagradzanie Dostawców Mocy**. Możliwość otrzymywania takiego wynagrodzenia dotyczyć będzie zarówno wytwórców, jak i odbiorców oraz Agregatorów DSR.

W celu uzyskania Umowy Mocowej zapewniającej wynagrodzenie z tytułu świadczenia usług na Rynku Mocy wytwórcy, odbiorcy lub Agregatorzy DSR muszą najpierw przystąpić do dwuetapowej certyfikacji oraz w przypadku zakończenia procesu certyfikacji, do Aukcji Mocy. Zgodnie z Ustawą organizowane są Aukcje Główne i Aukcje Dodatkowe.

Certyfikacje i Aukcje Główne na lata 2021-2023 odbyły się w 2018 r. Aukcje Główne na kolejne lata są organizowane z 5 letnim wyprzedzeniem. Dla przykładu: certyfikacje i aukcja na 2024 r. odbyły się w 2019 r. Ponadto, niewielkie ilości mocy są pozyskiwane także na Aukcjach Dodatkowych i są one kontraktowane na poszczególne kwartały. Aukcje Dodatkowe odbywają się na rok przed dostawą.

Odbiorcy energii zainteresowani świadczeniem usługi DSR nie muszą samodzielnie uczestniczyć w Aukcjach Mocy. Jest to szczególnie ważne ze względu na duże wyprzedzenie, z jakim odbywa się kontraktowanie usługi na Aukcji Głównej.

Dużą część potencjalnego ryzyka związanego z możliwymi zmianami w działalności podstawowej odbiorcy, który zainteresowany jest świadczeniem usługi DSR, można zniwelować poprzez uczestnictwo w Rynku Mocy za pośrednictwem Agregatorów DSR. Rozwiązanie takie stosowane jest nie tylko w Polsce. Agregatorzy DSR z powodzeniem dominują także na wielu innych Rynkach Mocy.

Agregatorzy DSR mogą brać udział w Aukcjach Mocy w ramach tzw. Niepotwierdzonych Jednostek Rynku Mocy Redukcji Zapotrzebowania. Zgłoszenie takiej jednostki do aukcji wymaga wpłacenia wysokiej kaucji (43 000 zł/ MW), która jest zwracana wpłacającemu po zebraniu odpowiedniej grupy odbiorców i wykonaniu testu redukcji zapotrzebowania przed okresem dostaw.

Kaucję, o której mowa powyżej, muszą także wpłacać wytwórcy planujący udział w przedmiotowej aukcji. Jednakże kiedy udział w aukcji dotyczy planowanych do wybudowania źródeł kaucja dotycząca wieloletnich okresów dostaw jest zwracana po wykonaniu całej inwestycji .

Zgodnie z regulacjami, **monitorowanie dostępności wymaganych wielkości Rezerw Mocy odbywa się w ramach cyklicznych planów wykonywanych przez PSE** w różnych perspektywach czasowych. Zasadą (szczegółowo opisaną w dalszej części opracowania) jest, że **jeżeli w procesie planowania dobowego poziom wymaganej Rezerwy Mocy spadnie poniżej poziomu określonego w regulacjach Rynku Mocy, PSE może ogłosić, a w niektórych przypadkach musi, Okres Zagrożenia**.

W okresach tych, zarówno wytwórcy, jak odbiorcy zobowiązani są do zapewnienia zakontraktowanych mocy w KSE. Za brak realizacji tego obowiązku Dostawcy Mocy mogą zapłacić kary.

Środki na finansowanie Rynku Mocy będą pochodziły od odbiorców końcowych i pobierane będą w formie opłaty mocowej doliczanej jako część opłaty za usługi dystrybucyjne.

W przypadku średnich i dużych odbiorców opłata ta ona naliczana jest od każdej MWh pobranej w godzinach szczytu przez PSE, zwykle za pośrednictwem Operatorów Sieci Dystrybucyjnych pełniących rolę płatników opłaty mocowej.

Zebrane środki PSE powierza Zarządcy Rozliczeń² - podmiotowi zajmującemu się rozliczaniem przychodów i opłat na Rynku Mocy. Zarządca Rozliczeń wypłaca wynagrodzenie Dostawcom Mocy. Za kalkulację wysokości opłaty mocowej i jej publikację odpowiada Prezes URE.

Do czasu zakończenia niniejszego opracowania nie została opublikowana wysokość opłaty mocowej. Będzie uzależniona od liczby godzin szczytowych, w których będzie pobierana, a którą również określili Prezes URE.

² Zarządca Rozliczeń S.A., o którym mowa w rozdziale 7 ustawy z dnia 29 czerwca 2007 r. o zasadach pokrywania kosztów powstałych u wytwórców w związku z przedterminowym rozwiązaniem umów długoterminowych sprzedaży mocy i energii elektrycznej (Dz. U. z 2017 r. poz. 569)

Dla uczestników Rynku Mocy, którzy zawarli lub planują zawarcie Umowy Mocowej, istotne są warunki oraz okoliczności po spełnieniu, których mogą być ogłaszane Okresy Zagrożenia. Ważna dla nich jest także możliwość oszacowania potencjalnej liczby Okresów Zagrożenia zarówno w ramach jednej doby jak i w dłuższym horyzoncie czasowym.

Ma to kluczowe znaczenie dla oceny przez potencjalnych uczestników Rynku Mocy. Może wynikać ono np. z kosztów przesunięcia na inne godziny lub wstrzymania produkcji, uruchomienia rezerwowych źródeł zasilania, czy też podaży na rynku wtórnym, na którym można zabezpieczyć możliwe niedyspozycyjności, a w ostateczności zniwelować wysokość kar za niewykonanie obowiązku (np. redukcji) ,dotyczących bezpośrednich dostawców mocy.

1.1 Regulacje prawne i główni uczestnicy Rynku Mocy

Główne regulacje prawne dotyczące funkcjonowania Rynku Mocy w zakresie objętym opracowaniem to:

- 🔹 **Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne** (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 z późniejszymi zmianami) wraz z rozporządzeniem Ministra Gospodarki z dnia 4 maja 2007 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu elektroenergetycznego (Dz. U. z 2007 r. Nr 93, poz. 623 z późniejszymi zmianami), które szerzej regulują funkcjonowanie elektroenergetyki, w tym w szczególności rynek energii i pracę PSE,
- 🔹 **Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy** (Dz. U. z 2018 r. poz. 9 z późniejszymi zmianami) wraz z rozporządzeniem Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku (Dz. U. z 2018 r. poz. 1455),
- 🔹 **Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej (IRiESP)** opracowana przez PSE i zatwierdzona przez Prezesa URE,
- 🔹 **Regulamin Rynku Mocy** opracowany przez PSE i zatwierdzony przez Prezesa URE.

Istotnym elementem funkcjonowania Rynku Mocy jest **Rejestr Rynku Mocy**, prowadzony przez PSE w postaci elektronicznej platformy pozwalającej na gromadzenie, przetwarzanie i wymianę danych handlowych i technicznych. Platforma ta umożliwia także składanie określonych w ustawie oświadczeń uczestników Rynku Mocy. Jest swoistą „księgą wieczystą Rynku Mocy”.

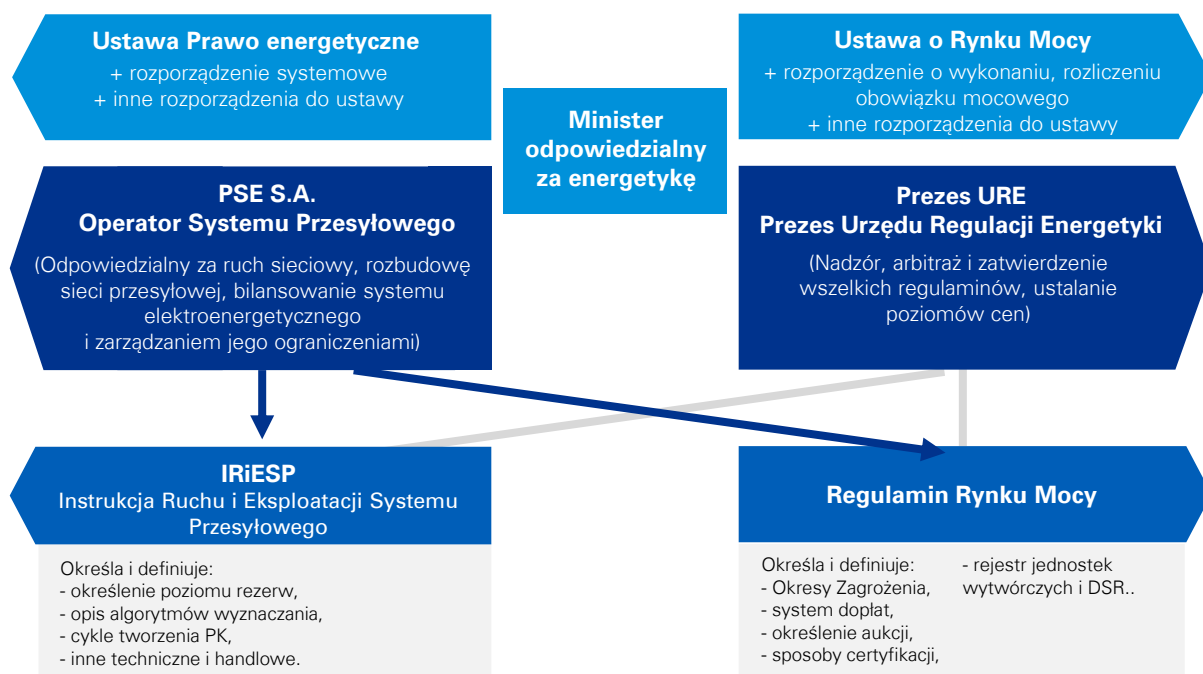
Głównymi uczestnikami Rynku Mocy są:

- 🔹 **Dostawcy Mocy** (wytwórcy, odbiorcy i agregatorzy DSR) to podmioty, które po certyfikacji uzyskały Umowy Mocowe w wyniku Akcji Mocy lub w ramach obrotu wtórnego. Wymienione podmioty, pełniąc role Dostawców Mocy, są zobowiązane do utrzymywania gotowości do realizacji Obowiązku Mocowego w Okresach Zagrożenia i otrzymują za to wynagrodzenie,
- 🔹 **Właściciele jednostek fizycznych** (wytwórczych lub redukcji zapotrzebowania), lub upoważnione przez nie podmioty- wytwórcy albo odbiorcy upoważniający dostawcę mocy do dysponowania mocą ich obiektów (jednostek fizycznych),
- 🔹 **PSE** pełni rolę administratora Rynku Mocy, prowadzi certyfikację we współpracy z Operatorami Systemów Dystrybucyjnych (OSD), przeprowadza certyfikacje oraz aukcje, zawiera Umowy Mocowe, ogłasza Okresy Zagrożenia, sprawdza wykonanie obowiązku mocowego, prowadzi Rejestr Rynku Mocy. PSE wspomaga także Zarządcę Rozliczeń w prowadzeniu rozliczeń Rynku Mocy: pobiera oraz przekazuje Zarządcy Rozliczeń opłatę mocową od podmiotów przyłączonych do jego sieci i OSD jako płatników opłaty mocowej, przekazuje też informacje o testach,
- 🔹 **Operatorzy Systemów Dystrybucyjnych – OSD** - wspierają administratora Rynku Mocy i Zarządcę Rozliczeń. Współpracują z PSE w procesie certyfikacji, udostępniają dane pomiarowe w celu weryfikacji wykonania obowiązku mocowego i testów oraz rozliczeń, a także jako płatnicy opłaty mocowej pobierają i przekazują PSE opłatę mocową.

W funkcjonowaniu Rynku Mocy jako przedstawiciele administracji państwowej uczestniczą także Minister właściwy do spraw energii oraz Prezes URE.

- Minister właściwy do spraw energii** pełni rolę „właściciela” Rynku Mocy: zatwierdza parametry aukcji, zatwierdza klucz podziału kosztów na odbiorców, a w określonych warunkach może nawet odwołać lub anulować Aukcję Mocy. Określa także szczegółowe zasady wnoszenia zabezpieczenia finansowego dla zapewnienia wykonania obowiązku mocowego przez dostawców mocy.
- Prezes URE** pełni rolę nadzorca procesów Rynku Mocy: zatwierdza Regulamin Rynku Mocy, opiniuje parametry aukcji, zatwierdza wyniki aukcji, zatwierdza stawki opłaty mocowej, monitoruje poprawność działania Rynku Mocy, rozstrzyga spory. Istotnym elementem funkcjonowania Rynku Mocy jest Rejestr Rynku Mocy,

Poniżej przedstawiony został schemat z podsumowaniem dotyczącym ról poszczególnych uczestników i podsumowaniem podstawowych obowiązków oraz relacji pomiędzy uczestnikami Rynku Mocy.



Rysunek 1. Podstawowe regulacje prawne Rynku Mocy oraz rola PSE i URE³

³ Opracowanie własne

1.2 Bezpieczeństwo w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym – wybrane zagadnienia

PSE odpowiada za bezpieczeństwo i stabilność dostaw energii elektrycznej w KSE. Musi dbać o właściwą nadwyżkę mocy dostępną w systemie w sposób umożliwiający efektywne równoważenie różnicy, powstającej pomiędzy zmieniającym się zapotrzebowaniem na energię elektryczną, a jednocześnie występującą nierównomierną ilością energii dostępnej w jednostkach wytwórczych.

Koniecznym jest zatem, aby istniała możliwość dysponowania odpowiednio dużą Rezerwą Mocy, której poziom wyznaczony przez regulacje prawne jako bezpieczny maleje wprost proporcjonalnie do zmniejszającego się czasu, jaki pozostał do realizacji fizycznej dostawy zakontraktowanej energii.

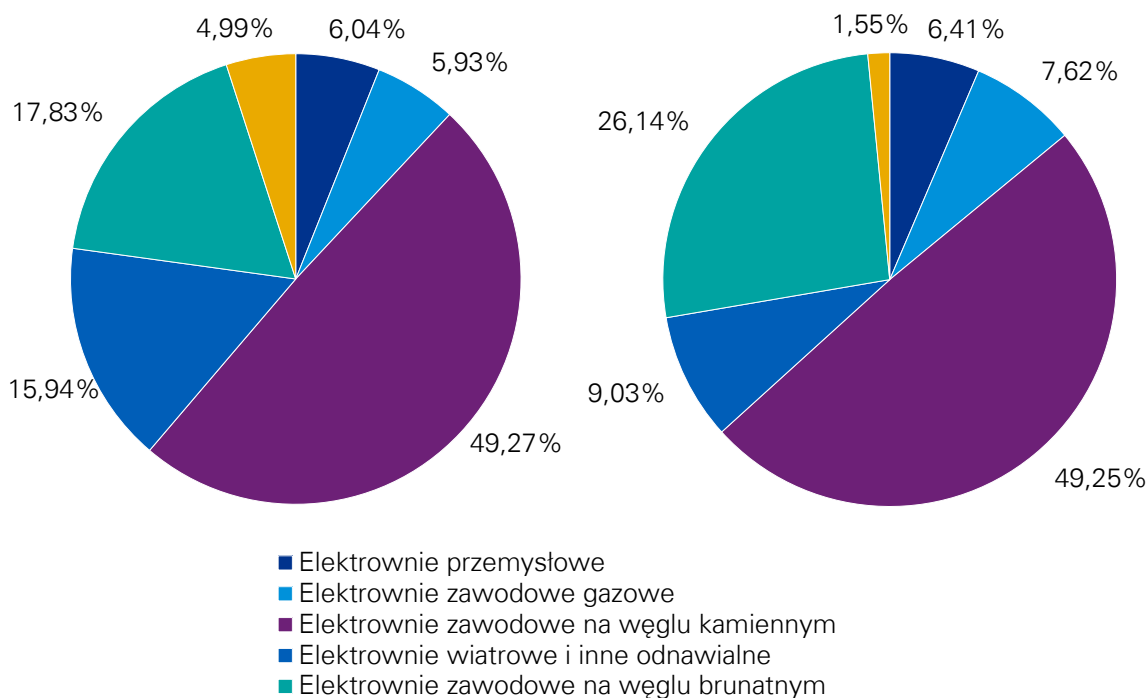
Brak stabilności wyznaczonej w zakresie podstawowych parametrów dostawy energii może być przyczyną zakłóceń produkcji czy awarii urządzeń. Niedotrzymanie wymaganych parametrów może w ostateczności doprowadzić do wystąpienia przerwy w dostawie energii w części, lub nawet całym KSE (ang. blackout).

1.3 Struktura źródeł energii elektrycznej w Polsce

Energia elektryczna w Polsce wytwarzana jest z kilku rodzajów źródeł, które na potrzeby niniejszego Raportu podzielono na:

- Źródła konwencjonalne: wykorzystujące paliwa kopalne w postaci węgla brunatnego, kamiennego oraz gazu ziemnego. Specyfiką mocy dostępnej z tych źródeł jest to, że może ona zostać pomniejszona głównie w wyniku awarii jednostek wytwórczych, ich remontów, przestojów lub wyłączeń.
- Źródła odnawialne: wiatrowe, biomasowe, wodne i fotowoltaiczne. Źródła te charakteryzują się większą zależnością pracy od lokalnych warunków wodnych lub warunków pogodowych. Wpływa to nie tylko na możliwość ich okresowej niedostępności, ale także na związaną z tym trudność w planowaniu ilości dostępnej z tych źródeł mocy.

Poniżej, na Wykresie 1, przedstawiono strukturę mocy zainstalowanej i produkcji energii elektrycznej w 2019 r. w KSE.



Wykres 3. Struktura produkcji energii elektrycznej poszczególnych grup elektrowni wg rodzajów paliw w 2019 r. (po lewej) i struktura mocy zainstalowanej w KSE, stan na 31 grudnia 2019 r.⁴

Aktualnie dominujący wpływ na stabilność systemu elektroenergetycznego w Polsce mają dostawy energii, której głównym źródłem są bloki węglowe dużej mocy. W przyszłości sytuacja będzie się stopniowo zmieniać dzięki zwiększeniu udziału źródeł odnawialnych i gazowych, a także dzięki znacznemu zwiększeniu bodźców cenowych na rynku energii w sytuacjach deficytu mocy oraz szerszemu otwarciu rynku usług systemowych.

Dalsza praca wielu bloków węglowych, bez dodatkowych remontów i zatrzymań, uzależniona jest od ich stanu technicznego wynikającego z wieku, a także od limitów emisji CO₂, wprowadzanych regulacjami UE.

Zgodnie z danymi PSE około 20% dostępnej mocy zostało zainstalowane w ostatniej dekadzie, podczas gdy w latach 1985-2010 zainstalowano około 10% obecnie użytkowanej mocy. Pozostałe 70% mocy dostępnej w KSE zostało zainstalowanych przed 1985 r.

Wszystkie wymienione wyżej czynniki spowodowały, że właściciele wielu istniejących jednostek wytwórczych musieli podjąć trudne decyzje o kosztownych modernizacjach wspieranych przychodami z Rynku Mocy, lub zaplanować ich wyłączenie z dalszej eksploatacji.

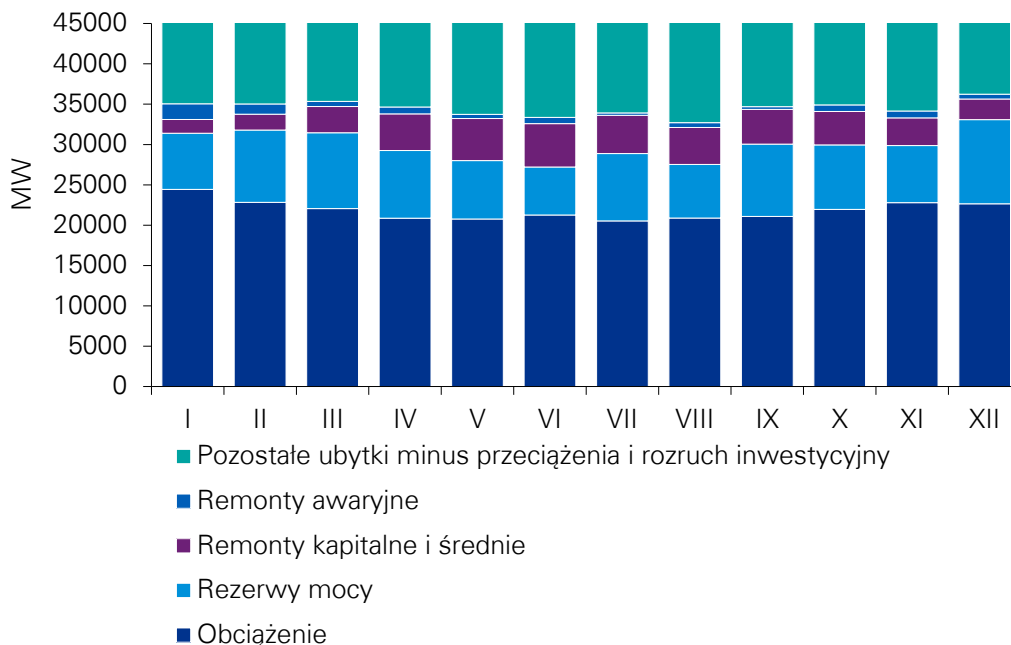
Polityka klimatyczna Unii Europejskiej zakłada, że dla systemów wytwarzania energii opartych o paliwa kopalne alternatywą są między innymi instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne. W związku z tym Polska przechodzi gruntowną modernizację systemu wytwórczego. Oznacza to, że w najbliższych latach nastąpi zastąpienie najstarszych źródeł energii, które nie będą nadawać się do modernizacji i dalszej eksploatacji.

W ramach Aukcji Mocy na lata 2021-2024 zawarto wieloletnie Umowy Mocowe dotyczące 7 231 MW w nowych jednostkach wytwórczych (z tego 4 938 MW, łącznie z 15 letnim kontraktem na blok w Koźmierzycach zostało lub zostanie uruchomione przed 2021 r.) oraz modernizację 11 865 MW istniejących jednostek wytwórczych (z tego 7 516 MW przed 2021 r.).

Wszelkie przestoje, remonty czy braki dostępnej mocy, w tym także ze źródeł odnawialnych, muszą być bilansowane mocami rezerwowymi w KSE.

⁴ PSE S.A., 2020, Raport roczny z funkcjonowania KSE za 2019 r.

Dla zobrazowania podstawowych relacji istotnych dla zrozumienia specyfiki omawianego zagadnienia na wykresie poniżej przedstawiono różnicę między dostępną mocą, a sumą obciążeń, remontów i ubytków mocy w KSE.



Wykres 4. Średnie miesięczne wielkości mocy osiągalnej, obciążenia, ubytków mocy i rezerw w elektrowniach krajowych z dobowych szczytów obciążenia dni roboczych w poszczególnych miesiącach 2019 r.⁵

Praca całego systemu energetycznego bez dostępnej Rezerwy Mocy nie byłaby możliwa. W szczególności, nie istniałaby szansa na szybką reakcję w sytuacji np. awarii jednostki wytwórczej lub kluczowej linii przesyłowej.

Dokładna obserwacja oraz analiza realizacji i zapotrzebowania na moc w KSE jest jednym z kluczowych obowiązków PSE. Operator bardzo dokładnie monitoruje poziom Rezerw Mocy sprawdzając ich dostępność w różnych horyzontach czasowych. Zgodnie z przyjętymi regulacjami europejskimi PSE w pierwszej kolejności wykorzystywać mechanizmy rynkowe takie jak: rynek energii, rynek bilansujący i usługi systemowe.

Z tego powodu, dla którego w ostatnich latach znacząco podniesiono limity cenowe na giełdzie energii i rynku bilansującym (z 1 500 zł/MWh do 50 000 zł/MWh) oraz planowane jest wprowadzenie, od 2021 r., dodatkowych mechanizmów rynkowych.

Mechanizmy, o których mowa, będą wpływać na znaczący wzrost cen energii w sytuacjach deficytów mocy. Należą do nich:

- ◆ Zmiana zasad funkcjonowania rynku bilansującego (mechanizm cen krańcowych i scarcity pricing),
- ◆ Rozwój regulacyjnych usług systemowych poprzez poszerzenie listy uczestniczących podmiotów m.in. o mniejszych wytwórców i dostawców usług DSR,
- ◆ Nowy mechanizm usług systemowych tzw. Replacement Reserve - rezerwy zastępczej.

Dopiero w sytuacji, w której PSE oceni (zgodnie ze ściśle określonymi w regulacjach Rynku Mocy kryteriami), że pomimo wykorzystania mechanizmów rynkowych w dalszym ciągu poziom rezerw może być niewystarczający i zacznie zagrażać bezpieczeństwu pracy KSE, może ogłosić Okresy Zagrożenia zobowiązujące wszystkich Dostawców Mocy do realizacji obowiązku mocowego .

⁵ PSE S.A., 2020, Raport KSE za 2019 r.

1.4 Definicja Okresu Zagrożenia i Rezerwy Mocy

System oceny i planowania stopnia pokrycia zapotrzebowania na moc stanowi jeden z kluczowych elementów wpływających na bezpieczeństwo KSE. Do istotnych działań należy także umiejętność zapewniania dostaw energii dla wszystkich odbiorców w oparciu o specyfikę istniejących w KSE technologii.

Definicja bezpieczeństwa, jego charakterystyka i znaczenie podkreślane są w wielu aktach prawnych na różnych szczeblach regulacyjnych, zarówno krajowych, jak i europejskich. W celu lepszego zrozumienia tych zagadnień, poniżej przedstawiono definicje, sposób funkcjonowania i znaczenie podstawowych elementów składających się na to, czym są Okresy Zagrożenia oraz Rezerwy Mocy.

Okres Zagrożenia

Obowiązkiem PSE jest planowanie pracy systemu w sposób zapewniający wystarczające Rezerwy Mocy każdego dnia we wszystkich godzinach doby. Zgodnie z istniejącą procedurą, największe Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD) zgłaszają dostępne moce oraz jej ewentualne zmniejszenie wynikające z różnych przyczyn, np. planowanych i nieplanowanych remontów czy awarii.

PSE prognozuje także wytwarzanie energii w mniejszych źródłach, na które mogą mieć wpływ czynniki zewnętrzne w postaci zmian pogody, od których uzależniona jest praca elektrociepłowni, elektrowni wodnych, farm wiatrowych oraz fotowoltaiki.

W oparciu o dostępne dane, analizując przyszłe i bieżące zapotrzebowanie na energię, PSE bada przewidywany bilans mocy i ewentualnie podejmuje przewidziane prawem działania.

W sytuacji, w której podczas tworzenia planów krótkoterminowych PSE oszacuje, że nadwyżka mocy jest niższa od wymaganej, może ogłosić Okres Zagrożenia. Ogłoszenie następuje poprzez publikację ostrzeżenia na stronie internetowej oraz poprzez wpis do Rejestru Rynku Mocy. Operator publikuje ostrzeżenie nie później niż osiem godzin przed rozpoczęciem Okresu Zagrożenia (art. 57 ust 9 Ustawa o Rynku Mocy). Pojęcie Okresu Zagrożenia jest jednym z najważniejszych zagadnień niniejszego raportu.

Okres Zagrożenia – pełna godzina, w której nadwyżka mocy dostępnej dla Operatora w procesach planowania dobowego pracy systemu jest niższa od wartości wymaganej, określonej zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne.

Proces ustalania Okresu Zagrożenia jest określony w *Rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym*.

Zgodnie z tym rozporządzeniem PSE, przed ogłoszeniem Okresu Zagrożenia musi stwierdzić, że nadwyżka sumarycznej mocy osiągalnej netto jednostek wytwórczych, przyłączonych do systemu, pomniejszona o ubytki mocy (remonty, postoje awaryjne, warunki atmosferyczne, ograniczenia sieciowe) oraz o osiągalną moc netto jednostek wytwórczych przyłączonych do systemu, a niezaoferowaną do PSE ponad zapotrzebowanie sieci, wynosi mniej, niż wielkość wymagana⁶ Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej IRiESP⁷ pkt 4.3.4.19) – wtedy PSE ogłasza Okres Zagrożenia.

Przywołana IRiESP doprecyzowuje, że PSE, sporządzając Plany Koordynacyjne Dobowe (PKD – omówione szerzej w kolejnych punktach), programuje pracę elektrowni JWCD w taki sposób, aby **sumaryczna planowana rezerwa mocy dostępna w czasie nie dłuższym, niż 1 godzina** (w przypadku elektrowni interwencyjnych należy uwzględnić ograniczenia czasowe ich pracy), **powinna wynosić nie mniej, niż 9% planowanego zapotrzebowania do pokrycia przez elektrownie krajowe.**

⁶ Zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne

⁷ PSE S.A., 2020, Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej. Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci, 21 lutego 2020 r.

(PKD) jest sporządzany do godziny 17.00 dnia poprzedzającego dostawę i uwzględnia w ramach rezerw również rezerwy niezbędne do świadczenia regulacyjnych usług systemowych.

Ogłoszenie Okresów Zagrożenia może zasadniczo zmienić rozpiętość w sieci przesyłowej i dystrybucyjnej energii elektrycznej, utrudniając proces planowania pracy sieci. PSE więc nie musi ogłaszać Okresów Zagrożenia jeśli uzna, że nie ma zagrożenia dla pokrycia zapotrzebowania sieci, a określona nadwyżka mocy jest **większa, niż 5%**.

Rezerwa Mocy

W szerszym ujęciu wielkości wymaganych Rezerw Mocy w IRiESP to, zgodnie z art. 9g ust. 4 pkt 9 ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne, „niezbędne wielkości rezerw zdolności wytwórczych, przesyłowych i połączeń systemowych”.

Uzasadnienie utrzymywania Rezerwy Mocy w KSE wynika z kilku zagadnień. Najważniejsze z nich to:

- ❖ Obciążenia w systemie - cechują się zmiennością w cyklach godzinnych, dobowych, tygodniowych i sezonowych. W procesie planowania należy również uwzględniać dostępność Rezerwy Mocy w całym zakresie zapotrzebowania na nią,
- ❖ W przypadkach zakłóceń (awarie jednostek wytwórczych lub elementów sieci), które występują nagle, należy utrzymać zapas mocy umożliwiający poprawną pracę systemu pozwalający na uniknięcie zbyt głębokich obniżek częstotliwości, które z kolei mogą spowodować awarię kolejnych urządzeń i w ostateczności prowadzić do blackoutu, czyli wyłączenia znacznego obszaru sieci.

Rezerwa Mocy PSE jest zdefiniowana w IRiESP, w części „Warunki korzystania, prowadzenia ruchu, eksploatacji i planowania rozwoju sieci”:

Rezerwa Mocy – wyznaczona dla danego okresu nadwyżka mocy dyspozycyjnej PSE nad zapotrzebowaniem do pokrycia przez elektrownie krajowe.

Wyznaczanie rezerw odbywa się podczas sporządzania planów koordynacyjnych i bilansów handlowych, wykonywanego przez PSE.

1.5 Wyznaczanie i planowanie Rezerw Mocy - Plany Koordynacyjne

Istotnym elementem planowania pracy systemu elektroenergetycznego jest realizowany przez PSE tzw. planowanie koordynacyjne w KSE poprzez opracowywanie i udostępnianie następujących rodzajów planów koordynacyjnych i bilansów techniczno-handlowych:

- ❖ **Plan Koordynacyjny Roczny (PKR)** na okres 3 kolejnych lat – przygotowywany do 30 listopada roku poprzedzającego,
- ❖ **Plan Koordynacyjny Miesięczny (PKM)** - przygotowywany dla marca do dnia 23 lutego, a dla pozostałych miesięcy do dnia 25 miesiąca poprzedzającego, na kolejny miesiąc,
- ❖ **Dobowe plany koordynacyjne**, a w tym:
 - ❖ **Wstępny Plan Koordynacyjny Dobowy (WPKD)** - przygotowywany do godziny 16:00 na dwa dni przed dniem dostawy,
 - ❖ **Plan Koordynacyjny Dobowy (PKD)** - przygotowywany do godziny 17:00 na dzień przed dniem dostawy,
 - ❖ **Bieżący Plan Koordynacyjny Dobowy (BPKD)** - publikowany między godziną 17:00 a 24:00 doby poprzedzającej dobę dostawy, a następnie aktualizowany w 15 minutowych interwałach czasowych.
- ❖ **Bilanse techniczno-handlowe dobowe (BTHD)**. Przygotowywany dla dób od (n-9) do (n-3) i aktualizowany w sposób kroczący. Dobra (n-3) jest ostatnią dobą aktualizacji.

Plany koordynacyjne PKR i PKM są planami technicznymi, plany BTHD oraz plan koordynacyjny WPKD mają charakter informacyjny, a plany PKD i BPKD są planami realizacyjnymi. Rodzaje sporządzanych przez PSE planów koordynacyjnych i bilansów przedstawiono na Rysunku nr 2.



Rysunek 2. Plany koordynacyjne opracowywane przez PSE S.A. ⁸

⁸Opracowanie własne

Operator, tworząc plany dobowe, ustala bilans zapotrzebowania i produkcji oraz sprawdza poziom Rezerw Mocy dla każdej godziny doby. Jeśli poziomy rezerw nie są wystarczające, Operator zmienia plany koordynacyjne w celu uzyskania i utrzymania niezbędne rezerwy. Wymagany, zgodnie z IRIESP, minimalny poziom Rezerw Mocy to:

- ◆ Dla Planów Koordynacyjnych Rocznych (PKR) - **18%,**
- ◆ Dla Planów Koordynacyjnych Miesięcznych (PKM) - **17%,**
- ◆ Dla Bilansów Techniczno Handlowych Dobowych (BTHD) - **14%,**
- ◆ Dla Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) – Rezerwa Mocy w zakresie nadwyżki Rezerw Mocy powinna wynosić **9% lub 5%**, zgodnie z wymaganiami powyżej określonymi dla ogłaszania przez PSE Okresów Zagrożenia.

W tym zakresie mieszczą się również planowane w PKD rezerwy w ramach regulacyjnych usług systemowych – tzw. regulacji pierwotnej i wtórnej:

- ◆ Wymagana wielkość regulacji wtórnej wynosi ok +/-550 MW,
- ◆ Wymagana wielkość regulacji pierwotnej wynosi ok +/-170 MW.

W ramach niniejszego Raportu wykorzystano publikowane przez PSE dane godzinowe, zawarte w raportach PKD i BPKD, co pozwoliło na oszacowanie możliwości wprowadzania Okresów Zagrożenia na Rynku Mocy .

PKD zawiera w sobie plan pracy JWCD na każdą z 24 godzin doby. PKD musi uwzględniać w tych planach zbilansowanie dobowej prognozy zapotrzebowania, wymagane rezerwy i występujące w KSE ograniczenia systemowe.

1.6 DSR – Demand Side Response

DSR usługa, która stanowi alternatywę dla zwiększania lub zmniejszania wielkości generacji w KSE w celu zbilansowania systemu elektroenergetycznego, lub uniknięcia kosztownych inwestycji sieciowych.

DSR może być świadczony przez odbiorców, lub za pośrednictwem Agregatorów DSR, którzy ułatwiają i upraszczają wejście do programu i chronią przed karami, a dodatkowo, dzięki agregacji, zapewniają Operatorowi bardziej stabilne i pewne Rezerwy Mocy. Usługi DSR najczęściej są realizowane poprzez redukcję zapotrzebowania w sytuacjach deficytu mocy poprzez:

- ◆ Przesunięcie zapotrzebowania na inne godziny,
- ◆ Redukcję zapotrzebowania (ograniczenie produkcji lub komfortu cieplnego),
- ◆ Wykorzystanie rezerwowych źródeł zasilania, magazynów energii lub elastyczności elektrociepłowni przemysłowych – w tym także chwilowe oddawanie energii do sieci.

W zależności od potrzeb systemu elektroenergetycznego operatorzy systemów elektroenergetycznych tworzą programy DSR nakierowane na rozwiązanie różnych problemów:

- ❖ Wystarczalności Rezerw Mocy – programy zapewniające Rezerwy Mocy w warunkach możliwych okresowych deficytów mocy – tak, jak w przypadku Rynku Mocy,
- ❖ Braku elastyczności – programy, w których DSR wspomaga niedostateczne możliwości szybkiej zmiany poziomu produkcji w systemie elektroenergetycznym (np. wskutek dużej zmienności produkcji w OZE, awarii w elektrowniach, długiego czasu rozruchu elektrowni ciepłych). Przykładami takich programów mogą być: udział DSR w rynku bilansującym lub możliwość udziału w regulacyjnych usługach systemowych,
- ❖ Bardzo kosztownych inwestycji sieciowych o bardzo długim okresie zwrotu - w tym przypadku efektywne mogą być programy zlokalizowane w obszarach, w których mogą występować krótkookresowe deficyty mocy.

W wielu krajach istnieje możliwość łączenia przychodów z różnych usług DSR. W Polsce zakłada się możliwość udziału i osiągania przychodów z tych samych zasobów w ramach Rynku Mocy i przyszłych programów DSR nakierowanych na elastyczność.

Cechą charakterystyczną programów DSR jest zapewnienie Rezerw Mocy w rzadko występujących okresach deficytów mocy. Szacuje się, że nawet do 10% mocy szczytowych w systemach elektroenergetycznych jest wykorzystywanych znacznie krócej, niż 100-150 godzin w roku.

Jednocześnie energia, która może zostać zredukowana w tych okresach lub przesunięta na inne godziny, stanowi znacznie mniej niż jeden procent energii pobieranej z systemu elektroenergetycznego.

DSR jest nie tylko niezwykle efektywny kosztowo – ogranicza koszty utrzymania lub budowy elektrowni i bardzo rzadko używanych sieci przesyłowych ale także przynosi korzyści środowiskowe: ogranicza emisje w trakcie rozruchów elektrowni, zmniejsza straty sieciowe, kiedy są największe oraz pozwala lepiej wykorzystać OZE. Jednocześnie zapewnia większą stabilność w wykorzystaniu ekonomicznych z dostępnych źródeł wytwórczych.

W zależności od sposobu aktywacji rozróżnia się dodatkowo programy DSR, w których uruchomienie jest uzależnione od dyspozycji operatora oraz ekonomiczny DSR, w którym odbiorca może reagować na sygnały cenowe.

Ten drugi przypadek daje operatorowi systemu elektroenergetycznego zdecydowanie mniejszą pewność uzyskania wymaganych Rezerw Mocy i jest bardzo rzadko wykorzystywany. Najczęściej jest stosowany w systemach, w których bardzo duża liczba drobnych odbiorców posiada stosunkowo proste w sterowaniu systemy elektrycznego ogrzewania lub klimatyzacji.

Stan aktualny programów DSR

Obecne programy dla usług DSR są prowadzone w Polsce przez PSE od 2013 r. Przed 2017 r. próbowano wprowadzania programów bez płatności za dyspozycyjność, jednakże brak przychodów za gotowość do redukcji oraz płatnych wezwań do redukcji spowodował małe zainteresowanie odbiorców (w ostatnim przetargu w 2016 r. nie złożono żadnej oferty). Dopiero wprowadzony w 2017 r. Program Gwarantowany IP-DSR zyskał uznanie odbiorców i spowodował szybki wzrost potencjału DSR, który jednocześnie dawał PSE niezawodne, potwierdzone testami Rezerwy Mocy.

W dotychczasowym systemie, kontraktowanie usług DSR odbywało się poprzez przetargi realizowane na podstawie ustawy Prawo Zamówień Publicznych. W zamian za wynagrodzenie PSE oczekiwało ze strony odbiorców gotowości lub faktycznie wykonanej redukcji mocy (po potwierdzeniu takiej zdolności w testach).

W programach DSR mógł wziąć udział, po spełnieniu wymagań formalnych, każdy przyłączony do sieci odbiorca (bezpośrednio tylko powyżej pewnej mocy), który miał możliwości zapewnienia redukcji mocy, posiadał poświadczane przez swojego OSD dostosowane do wymagań układy pomiarowe ze zdalną transmisją (poświadczane przez tzw. Certyfikatem ORed). Warunkiem uczestnictwa był także wybór przez PSE pakietu, w którym znajdował się odbiorca (składający ofertę samodzielnie lub za pośrednictwem agregatora). W 2020 r. PSE prowadzi trzy programy DSR:

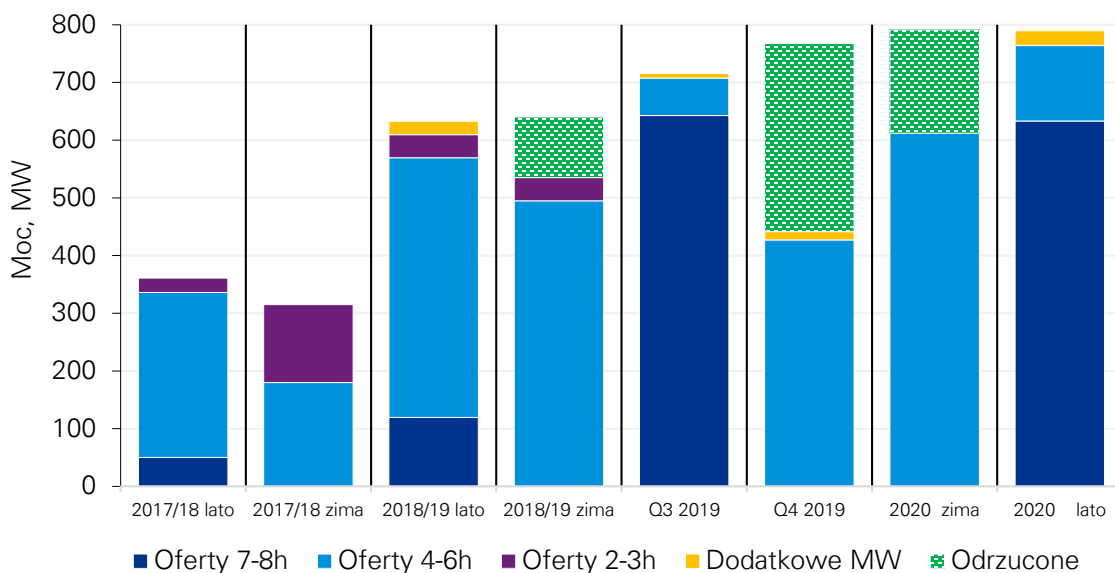
Program Gwarantowany (IP-DSR):

W ramach IP-DSR Wykonawcy otrzymują wynagrodzenie za gotowość do redukcji w pełnym okresie kontraktacji potwierdzoną testem redukcji zapotrzebowania w pierwszym miesiącu jego obowiązywania oraz mogą uzyskać dodatkowe wynagrodzenie za wykonane redukcje zapotrzebowania. Kontraktacja odbywała się osobno na sezon zimowy (do 4h) i letni (do 8h). Ostatni przetarg na rok 2020 odbył się w 2019 r.

Mimo opisanych powyżej wymagań program cieszy się bardzo dużym zainteresowaniem odbiorców, którzy oferowali PSE łącznie blisko 800 MW mocy redukcyjnej. Testy wykazywały wysoki stopień niezawodności realizowanej redukcji. W programie bierze udział obecnie blisko dwustu odbiorców.

Program Gwarantowany zostanie od 2021 r. zastąpiony udziałem DSR w Rynku Mocy co wynika z Decyzji Komisji Europejskiej warunkującej wprowadzenie przez Polskę Rynku Mocy (State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism).

Wykres nr 3 pokazuje oferowane wolumeny w Programie Gwarantowanym IP-DSR w latach 2017 - 2020.



Wykres 5. Funkcjonowanie programów DSR - ilość mocy redukcji zaoferowanej operatorowi i zakontraktowanej w Programie Gwarantowanym, moce dodatkowe – moce pozyskane poprzez dodatkowe przetargi regionalne lub na Q2 2019 r.¹⁰

¹⁰ Opracowanie własne na podstawie wyników przetargów PSE S.A., 2020

Program Bieżący:

W ramach programu, odbiorcy, zdolni tylko do okresowego zredukowania swojego zapotrzebowania na energię elektryczną, mogą otrzymać wynagrodzenie. Program nie przewiduje konieczności utrzymywania Rezerwy Mocy, ani płatności za nią.

Kontraktacja odbywała się na okresy roczne, ostatni przetarg na 2020 r. odbył się w 2019 r. W przetargach startowało kilku agregatorów, jednak z powodu, iż program przez trzy lata nie był aktywowany, nie jest znana wielkość mocy, którą mogą zapewnić odbiorcy.

Z powodu braku stałego wynagrodzenia za zdolność do redukcji program nie był popularny wśród odbiorców. PSE zapowiada kontynuację Programu Bieżącego w 2021 r. Istniejące regulacje Rynku Mocy pozwalają odbiorcom na jednoczesne uczestnictwo w Rynku Mocy (płatność za dyspozycyjność) oraz w Programie Bieżącym (płatność za wykonanie redukcji).

Program Bieżący Uproszczony (PBU):

PBU to uproszczona wersja Programu Bieżącego. W porównaniu do programu bieżącego charakteryzuje go brak kar za zignorowanie wezwania PSE oraz dogodniejsze godziny zgłaszania ofert sprzedaży. Podobnie, jak w przypadku Programu Bieżącego, nie było do tej pory ani jednej aktywacji programu. Program najprawdopodobniej nie będzie kontynuowany w 2021 r.

Przyszłość usługi DSR




Od 2021 r., ustawa o Rynku Mocy wprowadza rozwiązania, które stanowią mechanizm obejmujący cały rynek, to znaczy zarówno stronę podażową (wytwórcy), jak i popytową (odbiorcy świadczący usługi DSR). Zgodnie z ustawą, Dostawcy Mocy otrzymują wynagrodzenie za gotowość do redukcji mocy.

Warunkiem otrzymania wynagrodzenia jest uzyskanie Umowy Mocowej na rynku pierwotnym (odbiorcy oferujący co najmniej 2 MW mocy w całym okresie dostaw), bądź udział w portfelu Agregatora DSR, który zawarł taką Umowę wcześniej i może zgłosić nowych odbiorców do trzech miesięcy przed rozpoczęciem dostaw na dany okres.

Rynek Mocy jest mechanizmem neutralnym technologicznie, tzn. mogą w nim uczestniczyć nie tylko wytwórcy, ale także odbiorcy lub magazyny energii, otrzymując wynagrodzenie w tej samej wysokości, określonej w wyniku Aukcji Mocy. Z tego powodu wynagrodzenie jest znacząco wyższe, niż w dotychczasowym Programie Gwarantowanym.

Z uwagi na to, że budowa nowych elektrowni to długotrwały proces inwestycyjny, aukcje roczne na Rynku Mocy są organizowane z dużym, pięcioletnim wyprzedzeniem. Krótszy okres dotyczył wyłącznie pierwszych Aukcji Mocy na lata 2021 i 2022 zorganizowanych w 2018 r. Jedynie niewielkie, uzupełniające ilości, kontraktowane są w aukcjach na okresy kwartalne, które odbywają się na rok przed dostawą.

Warunkiem otrzymania wynagrodzenia jest potwierdzenie zdolności do redukcji zapotrzebowania (dostawy mocy poprzez uruchomienie generatorów rezerwowych lub zwiększenie produkcji w autogeneracji) w następujących przypadkach:

-  Przynajmniej na miesiąc przed rozpoczęciem dostaw wymagany jest godzinny test redukcji zapotrzebowania, którego wykonanie warunkuje możliwość dalszego uczestnictwa w Rynku Mocy,
-  Ogłoszenia przez PSE tzw. Okresów Zagrożenia - może mieć ono miejsce w przypadkach wystąpienia, określonego zgodnie z Ustawą o Rynku Mocy, deficytu Rezerw Mocy,
-  Ogłoszenia przez PSE trwającego jedną godzinę Testowego Okresu Zagrożenia - nie częściej niż raz na kwartał. W przypadku skutecznej realizacji testu PSE zobowiązane jest zwrócić uzasadnione koszty, związane z przeprowadzonym testem,

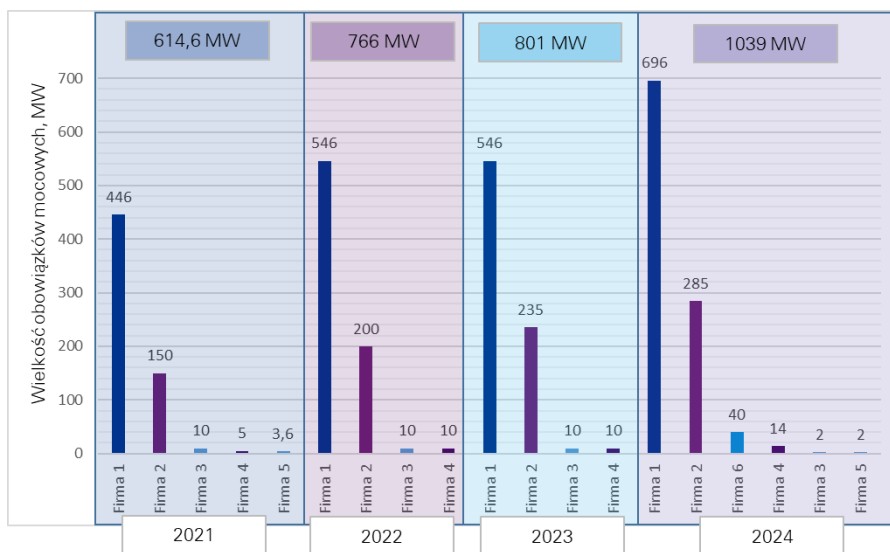
🔹 Raz na kwartał wymagana jest jednogodzinna demonstracja zdolności wykonania obowiązku mocowego. Jako wykonanie demonstracji traktowane jest także wykonanie redukcji zapotrzebowania w ramach:

- 🔸 Wskazania PSE jednej godziny, w której Jednostka Rynku Mocy dostarczała moc do systemu w wielkości nie mniejszej niż najwyższy Obowiązek Mocowy tej jednostki w kwartale dostaw,
- 🔸 Świadczenia na rzecz PSE usługi systemowej obejmującej redukcję zapotrzebowania na jego polecenie (np. planowana kontynuacja Programu Bieżącego DSR),
- 🔸 Zrealizowania Obowiązku Mocowego w trakcie ogłoszonego przez PSE Okresu Zagrożenia,
- 🔸 Zrealizowania Obowiązku Mocowego w trakcie ogłoszonego przez PSE Testowego Okresu Zagrożenia.

W ramach tego programu nie przewidziano wynagrodzenia za wykonanie obowiązku mocowego, ale będzie je można uzyskiwać pośrednio poprzez oszczędności na zmniejszonym zakupie bardzo drogiej energii w sytuacjach deficytu mocy. Dodatkową korzyścią może być także ewentualny udział w programach DSR o innym charakterze w stosunku do Rynku Mocy np. w Programie Bieżącym, w usługach systemowych, na rynku bilansującym.

Zgodnie z przywołaną wcześniej Decyzją Komisji Europejskiej warunkującą wprowadzenie przez Polskę Rynku Mocy odbiorcy od 2021 r. otrzymają możliwość uczestnictwa we wszystkich rynkach energii i usług systemowych.

Na wykresie i w tabeli poniżej przedstawiono udział DSR w aukcjach rocznych Rynku Mocy.



Wykres 6. Udział DSR w Rynku Mocy. Z uwagi na obiektywny charakter Raportu, nazwy firm zostały zanonimizowane. ¹¹

¹¹ URE, Informacje o wynikach aukcji rocznych na lata 2021-2024, informacje nr 99/2018, 103/2018, 10/2019, 106/2019, 27/2020

Aukcje mocy roczne	2021	2022	2023	2024
Cena aukcji (PLN/kW)	240,32	198,00	202,99	259,87
Łączna moc zakontraktowana na rok dostaw (MW)	22,427	23,029	23,215	22,108
Udział DSR w RM (%)	2,7	3,3	3,4	4,7
Szczyt zapotrzebowania (MW)	27,615	28,016	28,422	28,834
Udział DSR w szczycie zapotrzebowania (%)	1,6	1,9	1,9	2,4

Tabela 1. Wyniki aukcji DSR na lata 2021-2024 ¹²

¹² Opracowanie własne na podstawie wyników przetargów PSE S.A., 2020

2.

Symulacja możliwości
wprowadzenia
Okresów Zagrożenia
w KSE w latach
2017-2019



2.0 Symulacja możliwości wprowadzenia Okresów Zagrożenia w KSE w latach 2017-2019

Jedną z kluczowych kwestii rozważanych przez odbiorców końcowych, potencjalnych uczestników Rynku Mocy, którzy są zainteresowani w uzyskiwaniu przychodów z tytułu świadczenia usługi DSR, jest liczba Okresów Zagrożenia.

Niektórzy odbiorcy obawiają się, że łączna długość trwania Okresów Zagrożenia może wynosić setki, a nawet tysiące godzin w czasie roku. Kwestia powyższa ma charakter zasadniczy, tym bardziej, że Rynek Mocy został utworzony niedawno i bez rzetelnej analizy niełatwo jest stworzyć obiektywny punkt odniesienia dla analizy faktycznej możliwości zaistnienia takiego zdarzenia.

Na podstawie ogólnodostępnych danych historycznych (przede wszystkim danych publikowanych przez PSE) oraz przyjętych założeń, opisanych szczegółowo w dalszej części tego rozdziału, wykonano symulację w zakresie dostępnej Rezerwy Mocy, dla których określono możliwość wystąpienia Okresów Zagrożenia.

Analizy zostały przeprowadzone w odniesieniu do przeszłości, ale przy założeniu istnienia w tym czasie regulacji, które będą na Rynku Mocy od 2021 r.

2.1 Plany koordynacyjne PSE przyjęte dla wykonania symulacji

W kontekście funkcjonowania Rynku Mocy, a w szczególności **dla określenia możliwości ogłoszenia Okresów Zagrożenia, kluczową rolę odgrywa system planowania koordynacyjnego**, w którym PSE określa wielkość dostępnych nadwyżek mocy.

Z punktu widzenia prowadzonej w Raporcie symulacji (m.in. ze względu na dostępność danych godzinowych) oraz estymacji liczby Okresów Zagrożenia **najistotniejsze są dane dotyczące Planów Koordynacyjnych Dobowych (PKD) oraz Bieżących Planów Koordynacyjnych Dobowych (BPKD)**.

PKD powstają stosunkowo wcześniej, a wyznaczony przez rozporządzenie¹³ oraz Instrukcję Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej limit 9% Rezerw Mocy warunkuje możliwość ogłoszenia Okresów Zagrożenia. Jednocześnie limit ten dopuszcza ogłoszenie Okresów Zagrożenia w oparciu o aktualizację PKD, co można rozumieć jako plany koordynacyjne BPKD, które są aktualizowane praktycznie do 15 minut przed dostawą. Należy jednak pamiętać, że Okresy Zagrożenia mogą być ogłoszone nie później niż 8 godzin przed dostawą.

Zestawienie dostępnych danych uwidocznilo, że dostępne rezerwy w planach BPKD są przeważnie niższe, niż w planach PKD, w których warunek 9% jest spełniony niemalże w każdym przypadku. Wynika to głównie z faktu, że pomiędzy sporządzeniem PKD, a planu BPKD mogą zdarzyć się wcześniej nie uwzględnione awarie elektrowni lub zmiany zapotrzebowania na Rezerwę Mocy.

Rezerwy w planach BPKD mogą w swej naturze uwzględniać zmniejszenie rezerw wskutek awarii, które zdarzyły się na mniej niż 8 godzin przed potencjalnym Okresem Zagrożenia. Co więc ważne, a wiąże się z ww. zasadą, nie mogą być one podstawą do ogłoszenia Okresu Zagrożenia.

¹³ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku (Dz. U. z 2018 r. poz. 1455)

2.2 Okres przyjęty do wykonania analizy

Projekcję potencjalnych Okresów Zagrożenia oparto na analizie danych historycznych udostępnionych przez PSE. Na bazie tych danych i **wykorzystując metodykę przyjętą do tworzenia planów koordynacyjnych**, wykonano symulację pozwalającą na sprawdzenie potencjalnych, nieogłoszonych, Okresów Zagrożenia w latach poprzednich. Sprawdzenia takiego dokonano zarówno pod kątem częstości jak i liczby potencjalnych wystąpień takich okresów.

Do przeprowadzenia symulacji wybrany został przedział lat 2017-2019. Pomimo dostępności danych dotyczących wcześniejszych okresów, zdecydowano się jedynie na wykonanie symulacji dla wybranego okresu ze względu na istotne zmiany w polskim systemie energetycznym. Wprowadzone zmiany uniemożliwiają zamodelowanie obiektywnego punktu odniesienia dla oceny zmian w przyszłych okresach.

Przedłużający się w 2015 r. okres upałów i suszy hydrologicznej doprowadziły do ogłoszenia przez PSE, po raz pierwszy od lat osiemdziesiątych, tzw. 20-go stopnia zasilania, który polegał na wprowadzeniu ograniczeń w poborze mocy zgodnie z przyjętym planem ograniczeń w umowach na świadczenie usług dystrybucyjnych dla każdego odbiorcy o zapotrzebowaniu na moc umowną powyżej 300 kW.

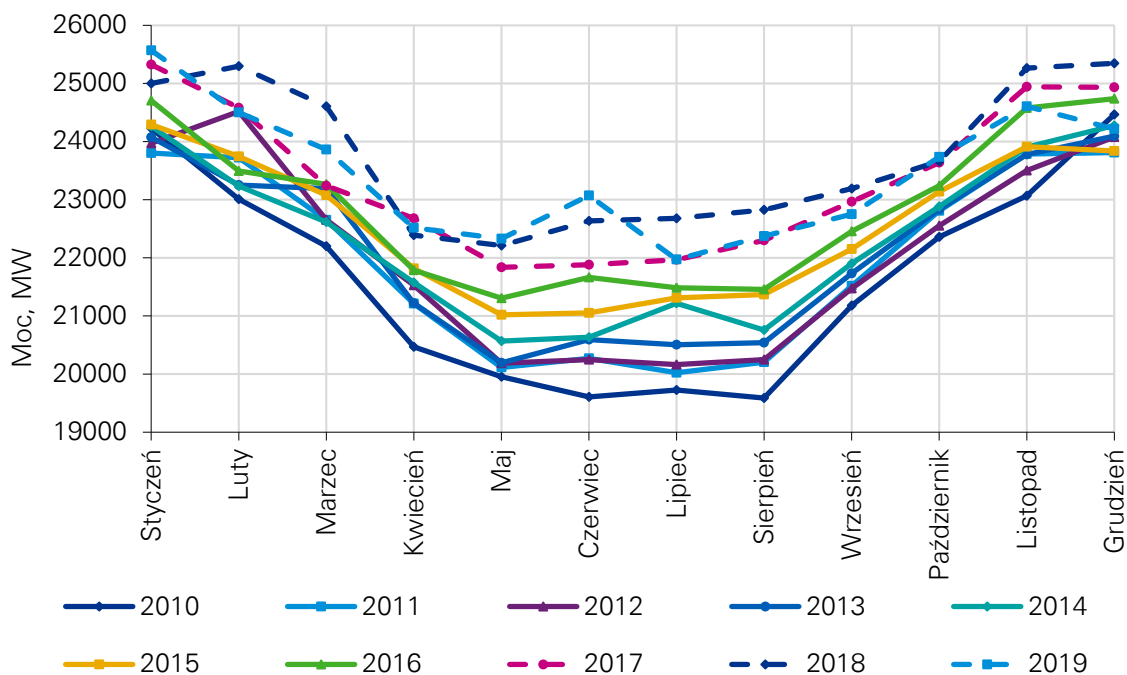
Zmiany systemowe, jakie zaszły w latach 2015 - 2016, znacząco wpłynęły na zmianę funkcjonowania systemu elektroenergetycznego w Polsce. Zostało wówczas wyeliminowanych trwale wiele czynników, które były przyczyną deficytu Rezerw Mocy w tamtym okresie. Do zmian tych należą m.in.:

- Uruchomienie przesuwników fazowych na połączeniach międzysystemowych z Niemcami w stacji Mikułowa oraz czasowe wyłączenie linii przesyłowej Krajnik Vierraden. Działania te znacząco zredukowały możliwość tzw. przepływów kołowych. Stanowiły one wieloletni problem KSE bardzo mocno ograniczając możliwość importu energii elektrycznej w sytuacjach niedoboru mocy oraz kreujący zagrożenia wynikające ze zmienności generacji wiatrowej na północy Niemiec. Powodowało to konieczność utrzymywania znaczących dodatkowych Rezerw Mocy, a nierzadko również dodatkowego wsparcia działaniami międzyoperatorskimi z sąsiednimi krajami,
- Uruchomienie połączenia z systemem elektroenergetycznym z Litwą, która uzyskała dodatkowe połączenie stałoprądowe ze Szwecją. Dzięki temu, zwłaszcza w okresie letnim, znacznie zwiększyły się możliwości importowe energii ze Skandynawii, gdzie z reguły występują wówczas duże nadwyżki mocy, a także wpłynęło to korzystnie na rozprawy mocy w systemie elektroenergetycznym,
- Budowa nowych, bardziej elastycznych jednostek wytwórczych dużej mocy: nowy blok w Kozienicach oraz elektrownie parowo-gazowe w Płocku i Włocławku,
- Inwestycje w dodatkowe rozwiązania zapewniające większe możliwości chłodzenia elektrowni w warunkach suszy.

Niezależnie od powyższego, w latach 2017 – 2019 wystąpiły czynniki, które podobnie jak susza w 2015 r., stanowiły o większym wyzwaniu dla wielkości koniecznych Rezerw Mocy. Należały do nich:

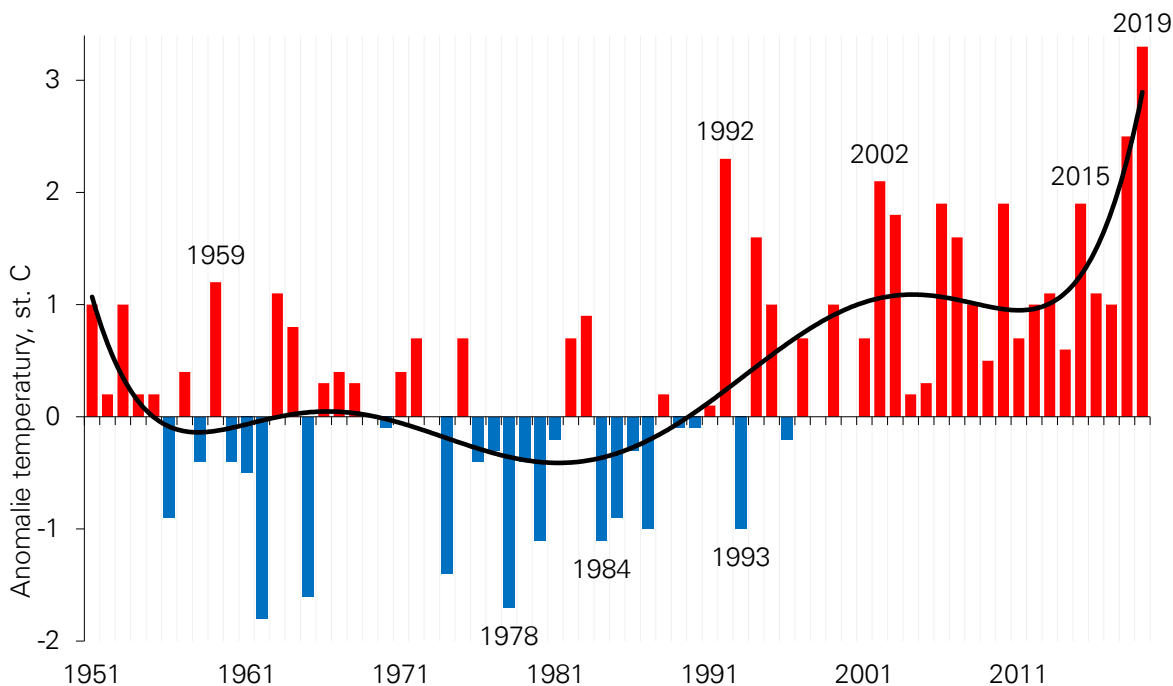
- Rekordowe poziomy zapotrzebowania na energię - szczyt letni wyższy o ok. 1600 MW w stosunku do krytycznego lata 2015 r.,
- Rekordowe upały – 2018 i 2019 to najgorętsze lata w historii pomiarów w Polsce,
- Panująca w latach 2018 i 2019 susza hydrologiczna bardziej dotkliwa, niż w 2015 r.

Na wykresie poniżej zestawiono zarówno wielkości zapotrzebowania na moc, a dokładnie średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w latach 2010-2019.



Wykres 7. Średnie miesięczne krajowe zapotrzebowanie na moc w dobowych szczytach obciążenia dni roboczych w latach 2010-2019, MW.¹⁴

Na kolejnym wykresie pokazano anomalie średniej temperatury w okresach letnich w latach 1951-2019 w stosunku do średniej dla okresu 1971-2000. Dla celów poglądowych wyznaczono wartości trendu.



Wykres 8. Anomalie średniej temperatury dla lata w latach 1951-2019 w Polsce w stosunku do średniej dla okresu 1971-2000 oraz wartość trendu (°C/rok). Serie zostały wygładzone 6-letnim filtrem Gaussa (czarna linia).¹⁵

¹⁴ Raport Roczny KSE 2019, PSE, 2020

¹⁵ IMGW. Opracowanie TwojaPogoda.pl, 2019

2.3 Przyjęte warianty określenia nadwyżek mocy dostępnych dla PSE

W ramach Raportu określono i poddano szerszej analizie dni i godziny, w których Rezerwa Mocy w planach koordynacyjnych PKD lub BPKD była mniejsza niż 9%. Jak zostało wcześniej opisane (punkt 1.5), 9% jest wartością „progową” dla możliwości ogłaszania Okresów Zagrożenia przez PSE na Rynku Mocy.

Dodatkowo zestawiono przypadki, w których Rezerwa Mocy spadła poniżej 5%. Jest to wartość graniczna, powyżej której PSE może, ale nie musi, ogłaszać Okres Zagrożenia.

PSE publikuje wprawdzie w raportach PKD i BPKD także pozycję „Rezerwa Mocy ponad zapotrzebowanie”, jednak nie jest ona brana pod uwagę, ponieważ dotyczy wyłącznie rezerw w zaplanowanych do pracy elektrowniach JWCD ciepłych i nie obejmuje jeszcze innych, dostępnych w systemie mocy.

W związku z tym przyjęto inną, zdaniem autorów prawidłową i miarodajną metodę oszacowania warunków pozwalających na określenie możliwych wystąpień Okresów Zagrożenia.

Nadwyżki mocy dostępne dla PSE można wyznaczyć jako różnicę:

- Sumy zdolności wytwórczych elektrowni JWCD (w elektrowniach ciepłych planowanych do pracy); planowanej generacji tzw. jednostek wytwórczych nJWCD – mniejszych elektrowni nie podlegających centralnemu dysponowaniu, w tym generacji wiatrowej, salda wymiany międzysystemowej; zdolności wytwórczych elektrowni szczytowo - pompowych (ESP) oraz
- Krajowego zapotrzebowania na moc.

Prawie dla wszystkich wymienionych wyżej pozycji PSE publikuje dane godzinowe w ramach planów PKD i BPKD. Niepublikowane pozostają dane godzinowe dla mocy ESP, usług dyspozycyjności elektrowni nJWCD oraz elektrowni ciepłych, które nie są zaplanowane do pracy, a które w efekcie praktycznym mogą zostać uruchomione, jednakże z odpowiednim czasowym wyprzedzeniem.

Na podstawie publikowanych danych PKD i BPKD trudno też bezpośrednio ocenić stan faktycznej wiedzy PSE w okresie na 8 godzin przed potencjalnym Okresem Zagrożenia. Trzeba pamiętać, że jeśli awaria elektrowni zdarzy się w godzinach rannych, to Operator i tak może ogłosić Okres Zagrożenia w praktyce dopiero po 8 godzinach. W związku z tym do analiz przyjęto trzy warianty oszacowania Rezerw Mocy w oparciu o plany BPKD:

- Wariant I: Bardzo Ostrożny:** - wariant obliczany bezpośrednio na podstawie danych godzinowych publikowanych przez PSE, bez Rezerw Mocy w największych ESP (ok 1 500 MW, pojemność 6 000 MWh), oraz bez uwzględniania wpływu konieczności zachowania minimalnego okresu 8 godzin pomiędzy wystąpieniem awarii powodującej deficyt rezerw, a Okresem Zagrożenia oraz rezerw jednostek wytwórczych nJWCD (Generacja Wymuszona Sieciowo - GWS). Wzór kalkulacji poniżej.
- Wariant II: Ostrożny** - to Wariant I - Bardzo ostrożny, ale skorygowany o możliwości techniczne ESP (założono, zgodnie z informacjami prasowymi PSE ¹⁶, że całe zdolności największych ESP są zarezerwowane dla PSE w ramach usługi Praca Interwencyjna).
- Wariant III: Realny** – to wariant najbardziej zbliżony do rzeczywistych warunków, w jakich podejmowane są decyzje przez PSE. Wariant bazuje na Wariacie II – Ostrożnym, skorygowanym o wpływ konieczności zachowania minimalnego okresu 8 godzin pomiędzy wystąpieniem awarii powodującej deficyt rezerw, a Okresem Zagrożenia.

¹⁶ Podpisanie umowy o świadczenie usługi praca interwencyjna z PGE Energia Odnawialna S.A., PSE, 2018 r.

We wszystkich wariantach, ze względu na dostępność danych, dane dla generacji i zapotrzebowania są podawane w wartościach brutto.

Dla Wariantu I **Bardzo ostrożnego** nadwyżki mocy dostępne dla PSE określono wzorem:

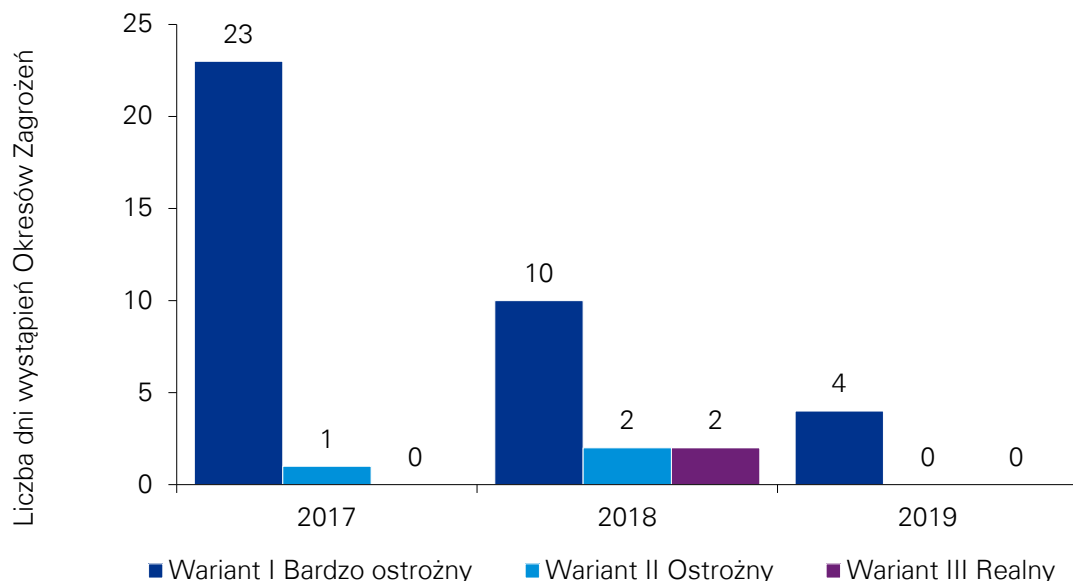
$$NM = (P_{JWCD} + G_{nJWCD} + \Delta WM) - P_{krajowe}$$

gdzie:

NM	-	nadwyżki mocy dostępne dla PSE, MW
P_{JWCD}	-	zdolności wytwórcze JWCD ciepłych, MW
G_{nJWCD}	-	generacja tzw. jednostek wytwórczych nie będących JWCD, MW,
ΔWM	-	saldo wymiany międzysystemowej równoległej i nierównoległej, MW
$P_{krajowe}$	-	krajowe zapotrzebowania na moc, MW.

2.4 Liczba dni, w których mogłyby wystąpić Okresy Zagrożeń

Poniższy wykres przedstawia wynik analizy ilościowej dotyczącej potencjalnej możliwości ogłoszenia Okresów Zagrożeń w przypadku spadku Rezerw Mocy poniżej 9% na bazie danych z raportów BPKD w latach 2017 – 2019 dla poszczególnych wariantów.



Wykres 9. Liczba dni, w których miałyby miejsce w latach 2017 – 2019 spadek Rezerw Mocy poniżej 9% ¹⁷

Z analizy planów BPKD wynika, że w okresie analizy dla Wariantu I Bardzo ostrożnego liczba dni, w których mogłyby wystąpić przekroczenie warunku minimalnych Rezerw Mocy poniżej 9% z roku na rok znacząco zmniejszała się z 23 dni w roku 2017 poprzez 10 w roku 2018 do 4 dni w roku 2019.

Dla pozostałych wariantów: Wariantu II Ostrożnego i Wariantu III Realnego liczba tych dni zawierałaby się w granicy od 0 (zera) do 2 (dwóch) dla lat 2017 - 2018, co ważne w roku 2019 dla obu ww. wariantów (wg. przyjętego kryterium) dni, w których mogłyby wystąpić przekroczenie warunku Rezerw Mocy, w ogóle nie wystąpiły.

W przypadku analiz dla planów koordynacyjnych PKD w badanym okresie wystąpił tylko 1 dzień, w którym Rezerwy Mocy spadły poniżej 9% w Wariacie I Bardzo ostrożnym. W Wariacie tym w latach 2017-2019 występowało od 2-3 dni rocznie, w których tak wyznaczone Rezerwy Mocy spadały poniżej 5% . Taka sytuacja nie zdarzyła się w badanym okresie w pozostałych wariantach.

Rezerwa Mocy mniejsza niż 5%	2017	2018	2019
Wariant I Bardzo ostrożny	3	2	0
PKD	0	0	0

Tabela 2 Liczba dni, w których rezerwa była mniejsza 5%¹⁴

W analizie opartej o dane plan koordynacyjny PKD dla 9% proggu rezerw tylko jeden dzień w 2017 r. z całego okresu 3 letniego nie spełniał tego warunku. Nie został odnotowany żaden przypadek, w którym Rezerwy Mocy wyliczone na podstawie PKD spadłyby poniżej 5%.

¹⁷ Opracowanie własne na podstawie danych PSE,

Widoczna jest tendencja spadku liczby dni, w których Rezerwy Mocy były obniżone, pomimo trudnej sytuacji meteorologicznej i rekordowo dużego zapotrzebowania na moc. W przypadku nadmiernego ubytku Rezerw Mocy, PSE może uruchomić posiadane rezerwy w czasie krótszym, niż 8 godzin wymagane dla ogłoszenia Okresu Zagrożenia. W praktyce jednak proces uruchomienia bloku konwencjonalnej elektrowni węglowej trwa od kilku do kilkudziesięciu godzin, w zależności od rodzaju bloku oraz stanu, w jakim blok dostał polecenie pracy.

Większą elastycznością charakteryzują się ESP oraz nowoczesne bloki gazowe oparte na turbinach gazowych. Jednak moce większości elektrowni parowo- gazowych na ogół nie przekraczają 200 MW, choć pracują już nieliczne jednostki o większych mocach, jak np. w PKN Orlen w Płocku i we Włocławku oraz uruchamiana w 2020 r. nowa jednostka w Elektrociepłowni w Stalowej Woli.

W przypadku mniejszych źródeł wytwórczych, nie będących JWCD, PSE może skorzystać z dodatkowych indywidualnych kontraktów GWS, które oprócz elektrowni gazowych mogą obejmować np. elektrociepłownie z magazynami ciepła.

W badanym okresie mimo, że potencjał generacji wiatrowej znacząco się nie zwiększał, był jednak zauważalny. W okresach, w których była wystarczająca wietrzność (pow. 5 m/s), zwłaszcza w okresie od jesieni do wiosny, w systemie elektroenergetycznym Rezerwy Mocy były wystarczające.

Potencjał źródeł fotowoltaicznych, które mogą znacząco obniżyć ryzyko deficytów mocy szczytowych w okresie letnim, był jeszcze stosunkowo niewielki, chociaż już koniec 2019 r. charakteryzował się szybkim wzrostem nowych mocy w fotowoltaice.

2.5 Liczba kolejnych dni, w których Okres Zagrożenia mógłby być wprowadzony na okres dłuższy niż jeden dzień.

Poniższa tabela przedstawia możliwości występowania Okresów Zagrożeń dla minimalnego progu Rezerw Mocy 9% przez określoną liczbę dni.

Liczba kolejnych dni [dni]	2017	2018	2019	RAZEM [dni]
Wariant I: Bardzo ostrożny				
1	16	6	2	24x1
2	2	2	1	5x2
3	1	0	0	1x3
Wariant II: Ostrożny				
1	1	2	0	3x1
Wariant III: Realny				
1	0	2	0	2x1

Tabela 3. Możliwość ogłoszenia Okresów Zagrożenia przez określoną liczbę dni dla Wariantu I Bardzo ostrożnego ¹⁸

W Wariacie I Bardzo ostrożnym liczba kolejnych dni, w których mógł wystąpić co najmniej jeden Okres Zagrożenia, wyniosła w trzech rozpatrywanych latach 2017-2019 łącznie 37 dni. Z tego w 5 wypadkach Okres Zagrożenia mógłby wystąpić przez 2 kolejne dni, a w 2017 roku w jednym przypadku odnotowano prawdopodobieństwo ogłoszenia Okresów Zagrożenia przez 3 kolejne dni.

W pozostałych Wariantach dla progu 9% były to pojedyncze, odosobnione na osi czasu zdarzenia w skali roku, a w 2019 r. nie odnotowano żadnego zdarzenia. Dla progu Rezerw Mocy 5% w Wariacie I Bardzo ostrożnym również odnotowano tylko pojedyncze dni, w których mógłby wystąpić tak określony deficyt Rezerw Mocy.

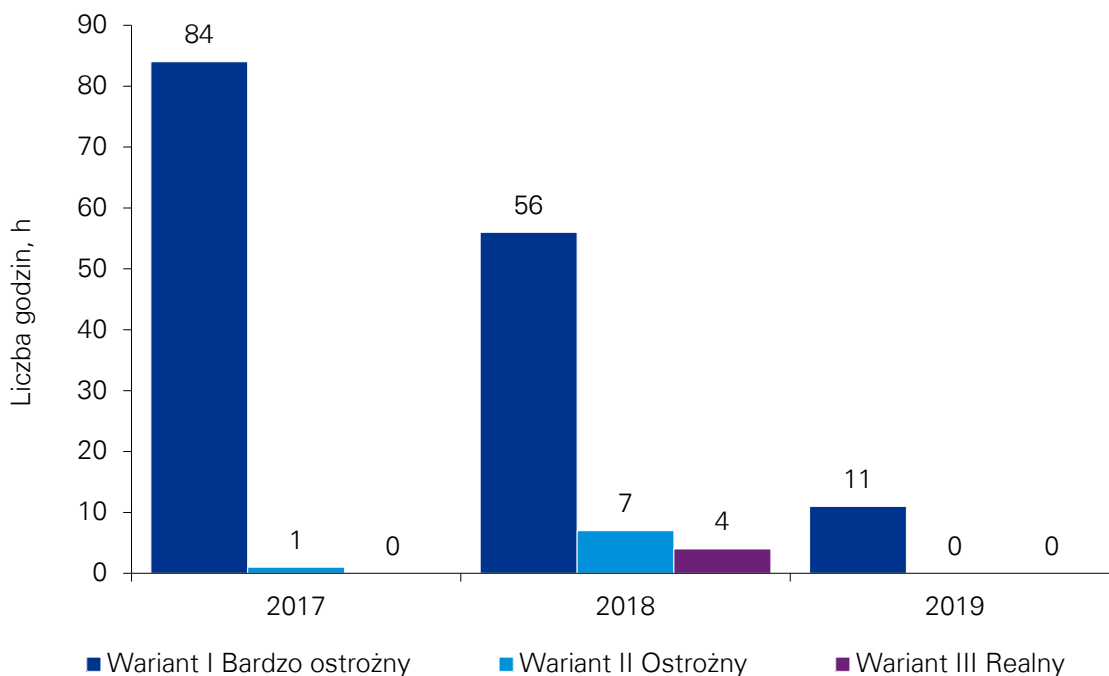
Liczba następujących po sobie dni, w których byłaby możliwość wprowadzenia Okresu Zagrożenia, spada wraz z długością obowiązywania tego Okresu. Przy przyjętych założeniach **prawdopodobieństwo wystąpienia Okresów Zagrożenia w następujących po sobie dniach jest niewielkie, tym bardziej, że przypadki dłuższe, niż 3 dni, nie zostały odnotowane.** Wynika to z możliwości podjęcia dodatkowych działań w celu przywrócenia wymaganego poziomu rezerw (np. skrócenie remontów, przeglądów elektrowni lub zwiększenie importu) i utrzymania stabilności pracy KSE.

¹⁸ Opracowanie własne na podstawie bazy danych PSE, 2020

2.6 Okresy Zagrożenia – ilość godzin w każdym roku

W kolejnym elemencie symulacji, na bazie danych godzinowych z BPKD w okresie 37 dni, o których mowa w rozdziale 2.1. Raportu, dokonano zestawienia ilości godzin, w których odnotowano niedobór Rezerw Mocy.

Dla porównania: dla planowania typu PKD, przypadek niedoboru Rezerwy Mocy w okresie analiz wystąpił tylko jeden raz w 2017 r., a jego czas trwania wyniósł tylko jedną godzinę (w związku z czym nie przytoczono tabel czy wykresów dla PKD).



Wykres 10. Ilość godzin, w których Rezerwa Mocy była mniejsza niż 9%¹⁹

Należy także dodać, że w analizowanym przedziale na podstawie BPKD nie wystąpiły godziny poza przedziałem czasu, dla którego PSE może ogłosić Okres Zagrożenia, tzn. godzinami 7:00-22:00.

¹⁹ Opracowanie własne na podstawie danych PSE,

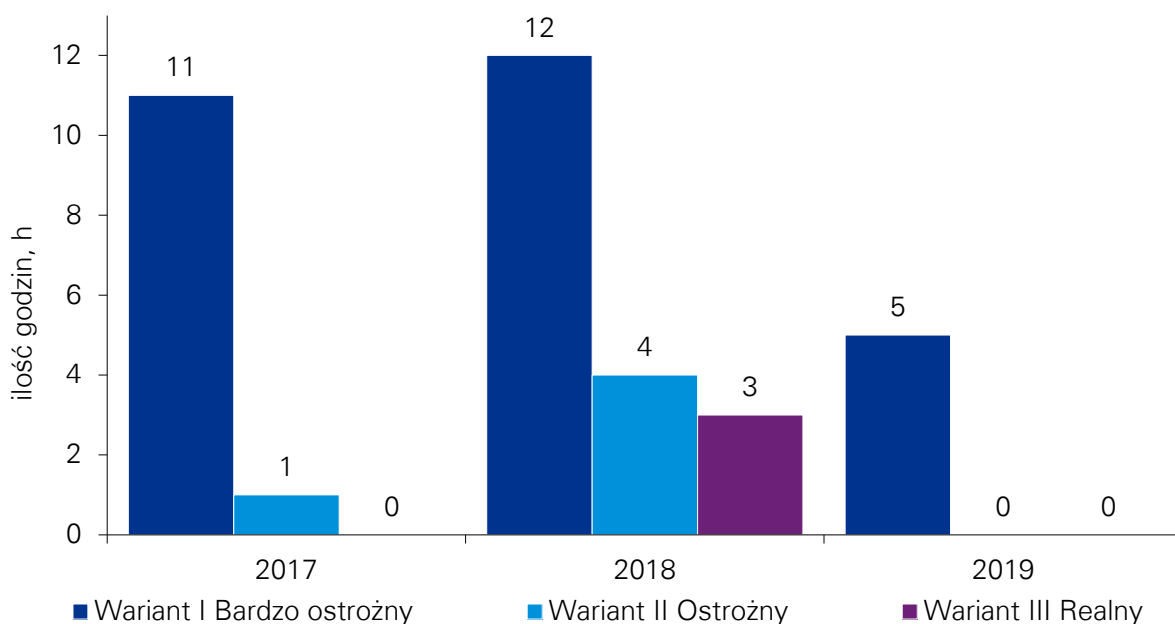
2.7 Długość trwania Okresów Zagrożenia występujących w ciągu jednego dnia.

Długość okresów występowania Rezerwy Mocy mniejszej niż 9% oraz 5% w Wariancie I Bardzo ostrożnym zestawiono w tabeli poniżej, jako sumę godzin potencjalnego występowania takich przypadków wraz z podziałem na progi procentowe.

Długość Okresów Zagrożenia [godziny]	Ilość wystąpień dla 9%	Udział wystąpień dla 9%	Udział godzin dla 9%	Ilość wystąpień dla 5%
1	6	16%	4%	2
2	7	19%	9%	3
3	9	24%	18%	-
4	6	16%	16%	-
5	1	3%	3%	-
6	1	3%	4%	-
7	1	3%	5%	-
8	1	3%	5%	-
9	0	0%	0%	-
10	2	5%	13%	-
11	2	5%	15%	-
12	1	3%	8%	-
Powyżej 12	-	-	-	-

Tabela 4. Długość Okresów Zagrożenia w godzinach dla całego trzyletniego okresu ²⁰

W ramach kolejnej części symulacji zestawiono, przedstawione na rysunku poniżej, maksymalne długości trwania przekroczenia Rezerw Mocy (wyrażone w godzinach) w ciągu jednego dnia w latach 2017 - 2019 dla progu 9% przy różnych wariantach. **W latach 2017 – 2019 w Wariancie I: Bardzo ostrożnym, maksymalna długość wyniosła 12 godzin (2018 r.). W 2019 r. w wariantach: Wariancie II Ostrożnym i Wariancie III Realnym deficyty rezerw nie wystąpiły.**






Wykres 11. Maksymalna długość w godz. trwania przekroczenia Rezerw Mocy w ciągu jednego dnia w latach 2017 - 2019 dla progu 9% przy różnych wariantach²⁰

²⁰ Opracowanie własne na podstawie publikowanych danych PSE, 2020

2.8 Zbiorcze zestawienie okresów występowania sytuacji kiedy proggi Rezerwy Mocy spadały poniżej 9% i 5%.

W przypadku Wariantu II Ostrożnego w badanym okresie wystąpiły 3 dni, w których Rezerwy Mocy spadły poniżej 9%: w listopadzie 2017 r. (1 godzina) oraz w listopadzie i grudniu 2018 r. (po jednym dniu, odpowiednio dwie i cztery godziny). W Wariantcie III Realnym wystąpiły 2 takie dni: w listopadzie i grudniu 2018 r. (trwające odpowiednio trzy godziny i jedną godzinę).

Wyniki dla Wariantu I Bardzo ostrożnego przytoczono w tabeli zamieszczonej poniżej. Na czerwono zaznaczone są dni, w których rezerwy przekroczyły próg poniżej 5%, na różowo 9%. W zestawieniu, w układzie dobowo-godzinowym, wskazano:

-  Godziny występowania,
-  Dni występowania,
-  Procentowe wartości Rezerwy Mocy w zestawionych dniach.

	07:00	08:00	09:00	10:00	11:00	12:00	13:00	14:00	15:00	16:00	17:00	18:00	19:00	20:00	21:00	22:00
9-sty-2017	14,7%	8,9%	5,9%	5,5%	4,5%	6,0%	7,3%	7,6%	8,7%	9,0%	9,2%	11,2%	12,6%	14,9%	22,1%	
16-sty-2017	12,0%	11,3%	10,2%	10,1%	9,5%	10,0%	10,0%	9,8%	9,5%	7,2%	5,5%	7,2%	10,2%	15,4%	18,9%	
17-sty-2017	14,0%	13,0%	12,1%	12,0%	11,6%	9,2%	9,6%	11,2%	11,6%	8,5%	8,1%	10,1%	11,6%	15,4%	21,4%	
1-lut-2017	14,2%	12,7%	12,2%	12,2%	10,9%	10,8%	12,6%	12,4%	14,1%	10,8%	7,8%	11,2%	11,8%	16,5%	21,4%	
3-lut-2017	12,6%	8,8%	8,9%	8,7%	9,6%	10,0%	10,9%	12,7%	15,9%	15,5%	11,6%	11,4%	14,3%	18,3%	25,2%	
9-lut-2017	15,6%	9,5%	8,0%	8,8%	12,2%	12,4%	10,8%	11,3%	11,0%	11,5%	8,7%	9,4%	12,5%	15,1%	20,9%	
13-lut-2017	11,4%	9,2%	6,2%	7,6%	10,5%	10,9%	11,0%	12,7%	12,6%	12,6%	8,0%	9,0%	9,4%	13,3%	19,9%	
15-lut-2017	10,9%	8,9%	9,7%	10,9%	14,0%	15,3%	15,7%	15,7%	16,6%	13,2%	10,7%	9,2%	11,7%	15,6%	26,3%	
10-lip-2017	19,6%	12,1%	10,0%	11,6%	8,0%	8,2%	10,0%	11,6%	12,6%	13,1%	15,7%	15,9%	13,7%	12,8%	13,5%	
11-lip-2017	16,0%	9,2%	7,8%	8,9%	7,6%	8,5%	10,2%	10,2%	12,1%	16,3%	17,6%	18,9%	17,4%	18,3%	20,3%	
12-lip-2017	19,5%	13,1%	9,5%	9,2%	8,2%	8,1%	8,0%	10,1%	10,9%	12,8%	15,4%	16,4%	17,4%	17,9%	19,7%	
11-sie-2017	23,2%	15,8%	11,3%	10,3%	8,7%	6,7%	6,4%	7,6%	9,2%	10,4%	11,6%	13,7%	15,2%	15,4%	20,0%	
25-wrz-2017	15,3%	10,8%	9,7%	10,5%	9,7%	8,4%	9,3%	11,0%	13,4%	15,5%	15,5%	12,8%	9,6%	12,1%	18,4%	
16-paź-2017	19,1%	13,6%	11,3%	9,7%	7,3%	8,9%	10,0%	11,0%	12,2%	13,2%	16,1%	11,6%	12,3%	17,2%	25,1%	
18-paź-2017	13,5%	12,1%	12,3%	11,1%	9,2%	9,3%	10,7%	10,9%	11,9%	11,1%	11,2%	7,9%	6,6%	8,7%	13,8%	
20-paź-2017	16,0%	13,3%	15,0%	14,5%	12,9%	12,4%	13,5%	14,4%	15,6%	18,0%	14,4%	8,6%	10,4%	13,9%	20,2%	
23-paź-2017	13,5%	8,6%	7,7%	7,3%	5,2%	4,4%	4,4%	7,1%	8,6%	9,4%	8,6%	7,9%	8,5%	12,0%	20,1%	
24-paź-2017	12,5%	10,0%	10,0%	6,8%	6,1%	6,1%	8,9%	10,6%	11,3%	12,6%	10,3%	10,5%	14,0%	20,0%	28,7%	
3-lis-2017	18,0%	13,2%	12,6%	12,4%	10,8%	12,9%	14,0%	14,3%	12,9%	10,1%	7,7%	10,8%	14,7%	18,8%	25,5%	
16-lis-2017	15,0%	12,4%	13,6%	12,7%	11,5%	10,0%	9,5%	9,7%	8,7%	7,4%	9,7%	12,1%	14,0%	18,3%	27,8%	
30-lis-2017	8,1%	4,2%	6,1%	5,2%	4,8%	6,1%	7,2%	10,7%	7,9%	7,1%	6,6%	10,3%	10,3%	14,0%	19,4%	
1-gru-2017	20,6%	18,6%	16,4%	17,5%	18,0%	15,0%	14,5%	10,6%	7,9%	6,1%	6,7%	8,3%	10,1%	13,3%	20,7%	
20-gru-2017	13,5%	11,0%	9,5%	8,7%	7,2%	7,0%	7,0%	7,4%	6,9%	8,0%	9,3%	10,9%	14,2%	16,5%	20,7%	
1-mar-2018	13,8%	8,0%	8,2%	9,0%	10,7%	12,9%	11,1%	14,8%	15,7%	14,3%	10,0%	9,2%	14,7%	16,5%	19,0%	
16-maj-2018	16,7%	11,7%	9,6%	10,8%	8,3%	7,7%	8,6%	10,4%	12,4%	15,1%	16,4%	19,0%	19,1%	15,7%	20,2%	
20-cze-2018	17,0%	11,1%	10,4%	8,9%	7,4%	8,4%	8,6%	12,2%	13,1%	14,3%	15,0%	15,6%	15,1%	13,9%	15,9%	
2-sie-2018	20,9%	15,7%	12,0%	11,5%	8,9%	8,1%	8,4%	10,2%	12,5%	15,0%	14,8%	15,8%	15,8%	14,2%	15,9%	
20-wrz-2018	13,1%	11,9%	9,7%	8,6%	7,5%	9,1%	10,6%	12,3%	12,8%	14,3%	15,8%	13,1%	7,4%	9,5%	16,3%	
8-lis-2018	17,5%	15,7%	16,7%	15,0%	13,3%	12,4%	13,5%	13,5%	12,9%	9,5%	6,8%	9,2%	9,9%	12,0%	18,0%	
22-lis-2018	10,5%	7,2%	6,2%	7,8%	6,6%	7,9%	6,9%	6,5%	4,8%	5,5%	6,2%	6,0%	8,0%	10,5%	17,9%	
23-lis-2018	10,8%	7,4%	6,3%	6,8%	6,2%	6,5%	7,3%	7,3%	6,6%	8,7%	9,2%	8,7%	9,4%	12,5%	20,5%	
17-gru-2018	11,0%	6,9%	7,4%	8,7%	6,5%	8,8%	11,1%	11,0%	9,3%	10,2%	9,6%	8,4%	10,3%	14,6%	21,5%	
18-gru-2018	4,8%	3,9%	5,1%	5,8%	6,0%	6,6%	6,0%	7,0%	6,5%	5,0%	8,4%	11,3%	12,5%	15,6%	22,2%	
24-sty-2019	11,6%	10,7%	8,5%	10,6%	10,4%	11,1%	11,1%	10,5%	8,9%	7,7%	8,9%	8,7%	12,7%	17,4%	24,7%	
18-cze-2019	23,2%	17,1%	15,3%	15,5%	12,7%	10,1%	8,4%	8,9%	9,8%	10,4%	12,4%	14,0%	13,6%	12,6%	15,3%	
19-cze-2019	17,2%	11,6%	9,5%	10,3%	10,2%	10,3%	9,9%	8,7%	8,5%	10,9%	13,7%	15,0%	16,9%	17,7%	21,7%	
26-cze-2019	20,3%	14,8%	10,8%	9,4%	6,3%	7,8%	9,5%	9,4%	11,1%	13,6%	15,0%	18,2%	21,0%	19,0%	19,2%	

Tabela 5. Tabela danych: Poziom Rezerw Mocy w dniach w których Rezerwy Mocy spadły poniżej 9% w Wariantcie I Bardzo ostrożnym ²¹

²¹ Opracowanie własne na podstawie publikowanych danych PSE, 2020

2.9 Podsumowanie

W analizowanych latach 2017-2019, biorąc pod uwagę kryteria możliwości ogłaszania Okresów Zagrożenia na Rynku Mocy, określone przepisami prawa (ustawa – Prawo energetyczne²², ustawa o Rynku Mocy²³ wraz z rozporządzeniem²⁴ oraz IRIESP), **PSE bardzo rzadko miałyby podstawy do ogłaszania Okresów Zagrożenia.**

W **Wariancie I Bardzo ostrożnym**, który uwzględnia wielu rezerw dostępnych dla operatora, **łącznie liczba godzin**, w których mogłyby być ogłoszone Okresy Zagrożenia, wynosi **maksymalnie 84 w 23 dniach**, która w kolejnych latach szybko maleje do **łącznie 11 godzin w cztery dni w 2019 r.** Jednocześnie **dzienna liczba godzinnych Okresów Zagrożenia nie przekraczałaby w tym wariancie 11.**

Uwzględnienie dodatkowych rezerw istniejących w elektrowniach szczytowo-pompowych znacząco poprawia sytuację. Widać to zarówno w **Wariancie II Ostrożnym**, jak i **Wariancie III Realnym**. Przyjęcie tego założenia wpłynęło na zmniejszenie ilości przypadków potencjalnie dających możliwość ogłaszania przez PSE Okresów Zagrożenia do **kilku dni w roku po kilka godzin dziennie.**

W **Wariancie III Realnym**, będącym najbardziej zbliżonym do warunków, w jakich PSE będzie podejmować decyzje, w zaledwie czterech godzinach oszacowano obniżenie się poziomu Rezerwy Mocy poniżej poziomu 9% prognozy.

Uwzględniając dodatkowe rezerwy w elektrowniach JWCD zdolnych do uruchomienia z tzw. stanu zimnego, lub w mniejszych elektrowniach nJWCD z kontraktami GWS, najprawdopodobniej ryzyko wystąpienia Okresów Zagrożenia, spadłoby do praktycznie do zera.

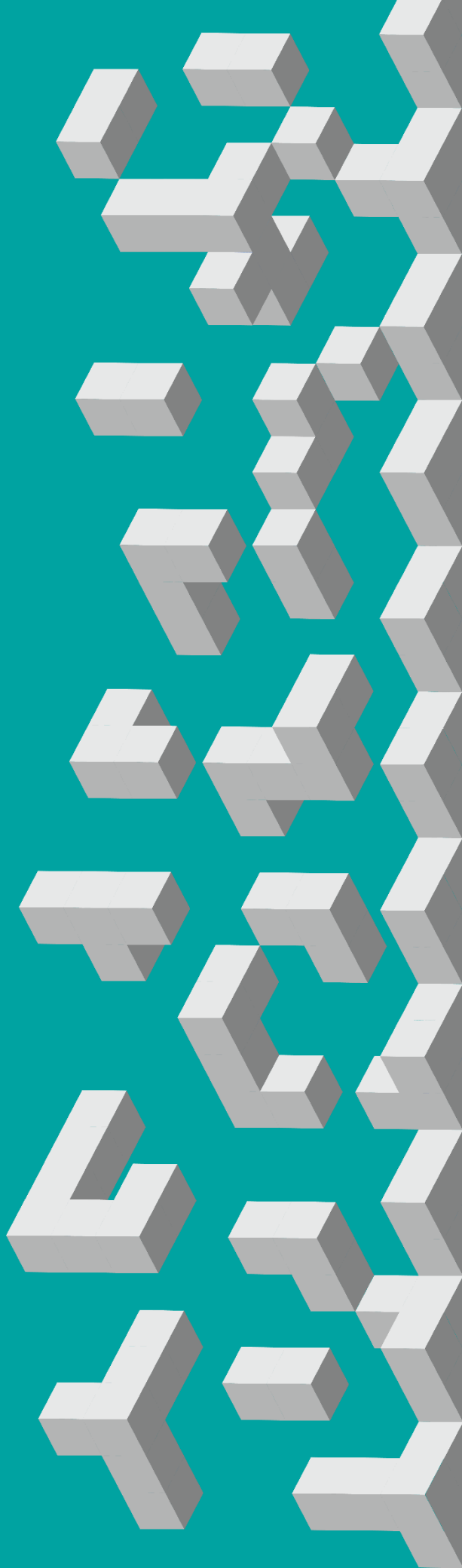
²² Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2019 r. poz. 755 r. z późn. zm.)

²³ Ustawa z dnia 8 grudnia 2017 r. o Rynku Mocy (Dz. U. z 2018 poz. 9 z późn. zm.)

²⁴ Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 18 lipca 2018 r. w sprawie wykonania obowiązku mocowego, jego rozliczania i demonstrowania oraz zawierania transakcji na rynku wtórnym (Dz. U. z 2018 poz. 1455)

3.

Czynniki mogące
wpłynąć na
zmianę ilości
i częstotliwości
występowania
Okresów
Zagrożeń w
latach 2021-2024.



3.0 Czynniki mogące wpłynąć na zmianę ilości i częstotliwości występowania Okresów Zagrożenia w latach 2021-2024

W ostatnich latach mamy do czynienia z wieloma zjawiskami, które istotnie zmieniają nie tylko sposób, w jaki energia elektryczna jest generowana i dostarczana do odbiorców, ale także sposób, w jaki ją wykorzystujemy. Do kluczowych zjawisk, które będą miały niewątpliwą wpływ na wymagany poziom Rezerw Mocy, zaliczyć można:

- **Istniejące i budowane farmy wiatrowe oraz instalacje fotowoltaiczne**, w których wytwarzanie energii elektrycznej zależy jest od warunków pogodowych. Mimo, że możliwe jest coraz dokładniejsze prognozowanie ich pracy, a energia elektryczna otrzymywana z nich wpływa na całkowite zapotrzebowanie z konwencjonalnych źródeł, to ich udział w ewentualnym tworzeniu rezerwy jest nadal przedmiotem dyskusji,
- **Brak w Polsce znaczących zasobów pozwalających na magazynowanie energii** (poza elektrowniami szczytowo - pompowymi). Alternatywne technologie magazynowania energii są dopiero rozwijane i są kosztowne. Technologie te pozytywnie wpłynęłyby na kształt krzywej zapotrzebowania na energię elektryczną lub lepsze wykorzystanie energii z OZE.
- **Rosnący poziom życia społeczeństwa**, który wpływa zarówno na zmiany wielkości, jak i strukturę zapotrzebowania na energię elektryczną. Przykładowo wzrost liczby urządzeń klimatyzacyjnych powoduje wzrost zapotrzebowania na energię latem. W kolejnych latach wzrost ten będzie skorelowany jednak ze wzrostem udziału energii ze źródeł PV w łącznym wytwarzaniu energii elektrycznej w Polsce.
- **Rozwój nowych technologii** związanych z wytwarzaniem w rozproszonych źródłach energii elektrycznej, a także wysokosprawnych układach kogeneracyjnych. Po stronie odbiorców prawdopodobnie najważniejsza zmiana będzie związana z rozwojem elektromobilności.
- **Wpływ warunków środowiskowych i zmian klimatycznych** na pracę elektrowni systemowych w Polsce. Przede wszystkim: malejące zasoby wody w skali całego kraju, a szczególnie jej niedobory w miesiącach letnich wpływające na zapotrzebowanie na energię elektryczną w okresach wiosennych i jesiennych.

Należy zwrócić uwagę, że oprócz wielkości i struktury wytwarzania oraz charakteru i zmian zapotrzebowania na energię ważnym elementem są zagadnienia związane z topologią, konfiguracją i awaryjnością sieci przesyłowych oraz dystrybucyjnych. W tym obszarze PSE realizuje znaczące inwestycje w linie przesyłowe, między innymi w „domykanie” pierścieni sieci 400kV poprzez m.in. eliminację tzw. linii promieniowych jednostronnie zasilanych. Duży wpływ, ograniczający możliwość występowania Okresów Zagrożeń w KSE, ma rozwój połączeń międzynarodowych oraz możliwości importu energii z innych krajów. **Dla dokonania porównania między okresem 2017-2019, a pierwszymi latami Rynku Mocy 2021-2024, wzięto pod uwagę następujące czynniki :**

- **Korzystny bilans odstawiń i uruchomień nowych mocy w elektrowniach systemowych** – obrazuje najbliższe plany dotyczące zmian w mocach wytwórczych, wpływające na wielkość Rezerwy Mocy, a przez to na możliwe Okresy Zagrożeń. Poza ilościowym efektem wycofywania starych mocy i uruchamiania nowych, ważnym jest aspekt jakościowy. Nowe źródła to źródła stabilne, elastyczne i niezawodne w stosunku do licznych „starych” źródeł.
- **Prognoza wzrostu mocy w źródłach OZE** – im większy udział źródeł o trudnej do przewidzenia wielkości generacji (elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne), tym ważniejsza jest kwestia właściwego jej bilansowania. Okresowe braki mocy pochodzącej z tego typu źródeł zmniejszają w tym czasie dostępną dla PSE moc. Jednocześnie jednak przyrastające szybko moce w źródłach fotowoltaicznych mogą ograniczyć problem deficytów w okresie letnim, a źródła wiatrowe mogą zwiększać rezerwy w okresie jesienno – zimowym ²⁵.

²⁵ The European Power Sector 2018. „The European Power Sector in 2018. Up-to-date analysis on the electricity transition, Agora Energiewende, Sandbag, 2019,

- ◆ **Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną** – wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną bezpośrednio powoduje zwiększenie zapotrzebowania na adekwatne Rezerwy Mocy, a w przypadku jej braku, zwiększenie ilości występujących Okresów Zagrożeń.
- ◆ **Zwiększone możliwości wymiany transgranicznej** – stanowią część mocy pozwalającej na lepsze bilansowanie energii elektrycznej, co w konsekwencji może zmniejszyć ilość występowania Okresów Zagrożeń. Dotychczasowym, ustalonym na poziomie unijnym (poprzez określenie „minimalnych poziomów zdolności dostępnych do obrotu międzystrefowego” na poziomie 70% ²⁶) trendem jest zwiększanie możliwości przesyłania energii pomiędzy krajami (integracja energetyczna)
- ◆ **Wdrożenie Pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” (tzw. Pakiet Zimowy)**, a także decyzja KE o Rynku Mocy²⁷ , wprowadzające między innymi:
 - ◆ Zachęty cenowe do samo bilansowania w formie wyższych limitów cenowych na RB i giełdach, cen krańcowych na RB, scarcity pricing,
 - ◆ Odpowiedzialność za bilansowanie bez preferencji dla OZE,
 - ◆ Nowe mechanizmy usług systemowych zwiększające grono usługodawców o podmioty takie jak dostawcy usług systemowych (także DSR) czy usługi transgraniczne,
 - ◆ Stosowanie mechanizmów nierynkowych, takich jak Okresy Zagrożenia, tylko w ostateczności, po wyczerpaniu środków rynkowych.

Niniejszy rozdział nie obejmuje zagadnień ekonomicznych i bazuje na horyzoncie czasowym do 2025 r. Z uwagi na zakres niniejszego Raportu nie poddano dyskusji uwarunkowań prawnych, zarówno w zakresie prawodawstwa polskiego, jak i europejskiego.

3.1 Bilans odstawiń i uruchomień nowych mocy w elektrowniach systemowych.

Najbardziej obszerną wiedzę na temat bilansu odstawiń i uruchomień nowych mocy w elektrowniach systemowych w perspektywie kolejnych lat posiada PSE, do którego sieci przesyłowych przyłączane są wszystkie duże jednostki wytwórcze energii elektrycznej.

Mniejsze jednostki wytwórcze przyłączane są do sieci dystrybucyjnych. Każdy OSD wydając warunki techniczne dla przyłączanych jednostek wytwórczych, podobnie jak PSE, jest odpowiedzialny za przeanalizowanie ich wpływu na KSE. Zgodnie z zapisami art. 16 ust. 2 ustawy Prawo energetyczne PSE sporządza plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na okres 10 lat (PRSP). Plan ten, aktualizowany co trzy lata, zatwierdza Prezes URE.

Obowiązujący, opracowany jeszcze w 2018 r. (przed aukcjami Rynku Mocy) i zatwierdzony przez Prezesa URE w lutym 2019 r., PRSP 2018-2027 obejmuje swoim zakresem m.in. planowane inwestycje w sieci przesyłowe będące odpowiedzią na inicjatywy podmiotów sektora energetycznego dotyczące budowy nowych źródeł wytwórczych (zarówno odnawialnych, jak i konwencjonalnych) oraz na prognozowane zmiany zapotrzebowania na moc i energię w Polsce.

²⁶ Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej (Dz. Urz. UE. L 158 z dnia 14 czerwca 2019 r., s. 125 i n.)

²⁷ Decyzja Komisji Europejskiej nr. SA.46100 (2017/N) z dnia 7 lutego 2018

Należy jednak zwrócić uwagę, że w grudniu 2019 r. PSE opracowało i przeprowadziło konsultacje projektu nowego planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 uwzględniającego inwestycje modernizacyjne będące wynikiem pierwszych Aukcji Mocy na lata 2021-2023. Zgodnie z art. 15b Ustawy Prawo energetyczne Minister właściwy do spraw energii opracowuje co dwa lata, w terminie do dnia 30 czerwca danego roku, sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej.

Podsumowanie zagadnień związanych z bilansem energetycznym przedstawione w Raporcie oparte zostało w głównej mierze na opublikowanym w 2019 r. (a więc później niż obowiązujący PRSP) opracowaniu Ministerstwa Energii na potrzeby monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej "Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018 r."

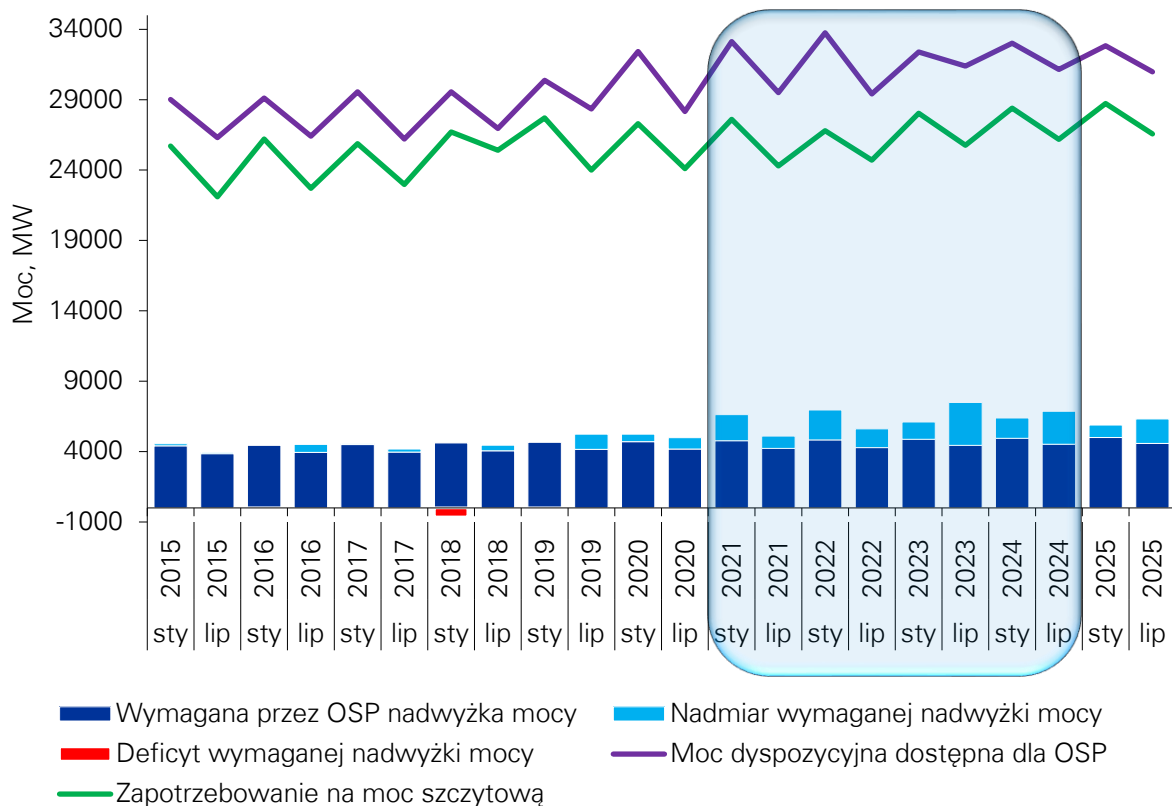
[MW]	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Podstawa 2017				27 356			
Ilość wycofanej mocy	-600	-1 170	-2 565	-3 015	-3 015	-3 015	-3 015
Nowe moce dodane do systemu	0	924	3 712	4 211	4 211	5 211	5 211
Suma mocy w systemie	26 756	27 110	28 503	28 552	28 552	29 552	29 552
Szczyt zapotrzebowania	26 448	26 231	26 611	26 997	27 389	27 786	27 786
Prognozowane zwiększenie rezerwy systemowej	308	879	1 892	1 555	1 163	1 766	1 766

Tabela 6. Bilans odstawień i uruchomień nowych mocy ²⁸

Zgodnie z danymi prezentowanymi przez PSE w ciągu najbliższych czterech lat planuje się likwidację źródeł o łącznej mocy ponad 3 GW. Suma nowych mocy planowanych do zainstalowania w tym samym okresie ma wynieść jednak ponad 5 GW. Oznacza to w efekcie przyrost mocy zainstalowanej o około 2 GW. W tym samym okresie planowane jest zwiększenie rezerwy systemowej o około 1,8 GW, a szczytowego zapotrzebowania o około 1,3 GW.

Podczas gdy rezerwa systemowa jest jedynie wartością wypadkową wynikającą z bilansu mocy w systemie i szczytowego zapotrzebowania, warto zwrócić uwagę na tempo przyrostów poszczególnych składowych mocy zainstalowanej oraz szczytowego zapotrzebowania.

²⁸ Minister Energii 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018



Wykres 12. Bilans mocy dla scenariusza uwzględniającego zastosowanie podstawowych środków zaradczych w latach 2015-2025 r. (w układzie rocznym z uwzględnieniem sezonu zima/lato) ²⁹

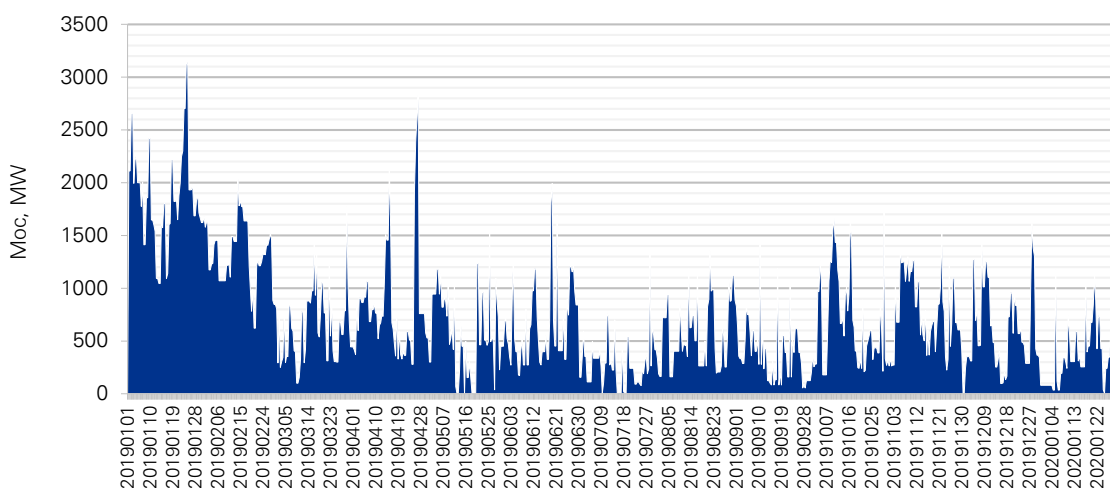
Zgodnie ze sprawozdaniem Ministra Energii, średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną prognozowany jest na poziomie 1,1% do 2025 r. W tym czasie, moc w systemie będzie przyrastać w sposób zróżnicowany: 5% w 2020 r., 0,2% w 2021 r., brak przyrostu w 2022 r., 3,5% przyrostu w 2023 r. i brak przyrostu w 2024 r.

W ciągu najbliższych czterech lat Ministerstwo Energii prognozuje przyrost nowych mocy na około 5,2 GW, czyli dwukrotnie więcej, niż przyrost zapotrzebowania. Na tej podstawie można stwierdzić, że w związku z większym przyrostem mocy, niż zapotrzebowaniem, prawdopodobieństwo ogłoszenia Okresu Zagrożenia będzie małe

Wpływ nowych i modernizowanych elektrowni na awaryjność

PSE na bieżąco publikuje w raportach dobowych z pracy KSE dane na temat ubytków mocy wytwórczych w postaci wielkości spadków mocy będących skutkiem remontów awaryjnych. Dane za ostatni rok zostały przedstawione poniżej. Średnia stosunku mocy ubytków z powodu awarii do mocy zainstalowanej utrzymuje się na poziomie około 2%.

²⁹ Minister Energii 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018
PSE S.A., Plany koordynacyjne roczne (dla danych od 2015 do 2017)



Wykres 13. Poziom mocy ubytków z powodu awarii wg raportów pracy KSE ³⁰

Znaczny wpływ na awaryjność jednostek wytwórczych ma wiek instalacji. Struktura wiekowa źródeł może mieć istotny wpływ na nieplanowane ubytki mocy w systemie, a w ich następstwie wzrost liczby ogłaszanych Okresów Zagrożeń. Jednakże z drugiej strony, wprowadzenie rozwiązań Rynku Mocy w swoim założeniu podstawowym miał na celu stworzenia systemu wsparcia dla głębokiej modernizacji mocy wytwórczych. Tego typu działania oczywiście będą wpływały na zmniejszanie liczby awarii w kolejnych latach.

3.2 Prognoza wzrostu mocy w źródłach OZE i jej wpływ na Rezerwy Mocy

W Polsce prężnie rozwija się branża OZE. Dzieje się tak między innymi dzięki systemom wsparcia, w tym aukcjom OZE, mającym na celu wsparcie realizacji unijnego celu udziału energetyki odnawialnej w miksie energetycznym. Pod koniec 2019 r. udział mocy OZE w Polsce, zgodnie z danymi URE, wynosił około 9 GW, z czego około 6 GW ³¹, wytwarzana jest z energetyki wiatrowej.

W najbliższych latach, do 2024 r., według prognoz PSE, moc zainstalowana w elektrowniach fotowoltaicznych wzrośnie z zainstalowanych 560 MW w 2018 r. (stanowiącym dla prognozy PSE rok bazowy) do 2 900 MW, natomiast moc z elektrowni wiatrowych ma wzrosnąć z 5,8 GW do 7,7 GW.³²

Podstawowym wyzwaniem jest jakość oraz możliwość prognozowania dostępnej mocy zapewniającej jej nadwyżkę, w kluczowych okresach. Wzrastająca moc zainstalowana w OZE stanowi wyzwanie dla bilansowania i dostosowywania pracy sieci, w szczególności związku ze zmiennością dostaw ze źródeł odnawialnych.

Jednocześnie w przypadku instalacji fotowoltaicznych, których moc osiągalna pod koniec analizowanego okresu ma wynieść około 3 GW, możemy mówić o ich korzystnym wpływie na bilansowanie systemu. Pozytywny wpływ polega na wypełnianiu „luki” mocowej w szczytach zapotrzebowania w miesiącach letnich (powiązanych z okresami największego nasłonecznienia oraz problemami z chłodzeniem wodnym występującymi w energetyce konwencjonalnej). Jednocześnie należy pamiętać, że źródła tego typu cechują się mocnym zróżnicowaniem (dobowym i miesięcznym) generacji.

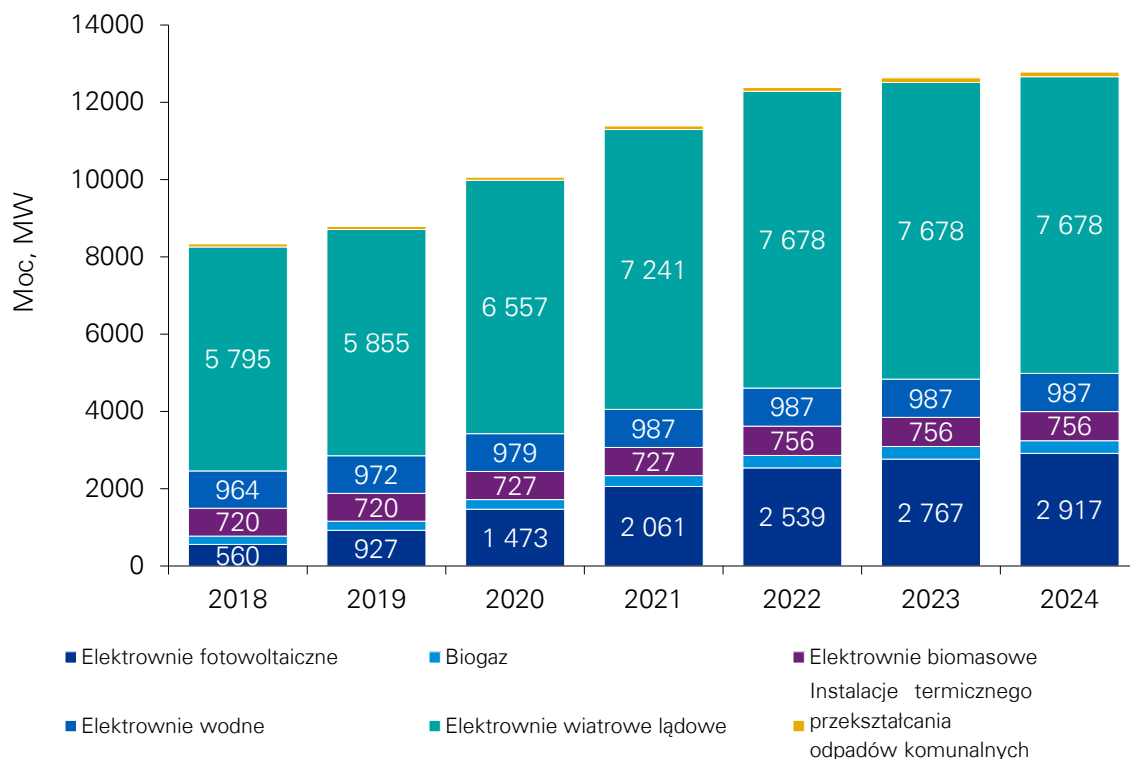
³⁰ PSE S.A., 2019, Raporty dobowe z pracy KSE

³¹ URE, moc zainstalowana z OZE stan na dzień 31.12.2019 r.

³² PSE S.A., 2019, Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030

Energetyka odnawialna, np. wiatrowa, z jednej strony charakteryzuje się małą przewidywalnością generacji. Z drugiej strony, w obszarze źródeł OZE możemy wyróżnić bardzo stabilne i „korzystne” z punktu widzenia bilansowania systemu źródła, takie jak energetyka wodna, czy źródła bazujące na biomasie lub biogazie, a także instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych.

W długofalowej perspektywie konieczne staje się tworzenie nowych, wysoce elastycznych mocy wytwórczych, takich jak wysokosprawne bloki gazowo-parowe, w celu zapewnienia szybkiego bilansowania w szerokim zakresie zapotrzebowania. Poniżej przedstawiono zestawienie aktualnej i prognozowanej struktury mocy zainstalowanej w OZE.



Wykres 14. Wzrost mocy zainstalowanej w źródłach OZE w latach 2018-2024³³

W najbliższych latach można spodziewać się utrzymania wzrostu nowych mocy ze źródeł odnawialnych. Zgodnie z wykresem powyżej, stworzonym na podstawie danych z planu rozwoju sporządzonego przez PSE³⁴ oraz sprawozdania Ministra Energii z 2019 r., największy przyrost spodziewanej mocy jest w zakresie elektrowni fotowoltaicznych.

³³ Opracowanie własne na podstawie bazy danych PSE, 2020

³⁴ PSE S.A. 2019, Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego na energię elektryczną na lata 2021-2030

3.3 Prognoza zmian zapotrzebowania na energię elektryczną

Prognozy zapotrzebowania na energię elektryczną są podstawą tworzenia polityki energetycznej kraju. Istotnym aspektem przy tworzeniu polityki jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego, zarówno w kontekście pracy KSE, jak i dostaw energii elektrycznej do odbiorców. W tym celu podczas prognozowania zaspokojenia zapotrzebowania na energię zwraca się uwagę na udział poszczególnych źródeł z uwzględnieniem rodzaju paliwa.

Prognozy zmian zapotrzebowania na energię elektryczną przygotowywane są między innymi przez PSE. Ostatnim dokumentem zawierającym prognozy rozwoju rynku energii, sporządzonym przez PSE, jest „Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030”³⁰. PSE w przytoczonym dokumencie prognozuje, że zapotrzebowanie na energię elektryczną wzrośnie do 2040 r. do ok. 193 TWh. Sytuację obrazuje tabela poniżej.

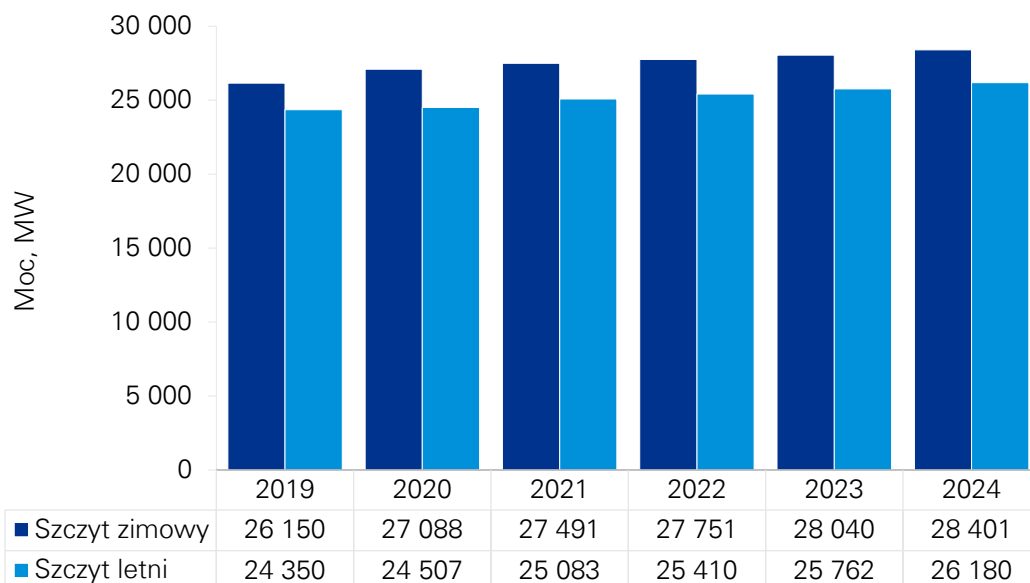
	2020	2025	2030	2035	2040
Podstawa zapotrzebowania	159,6	168,6	177,5	185	193,1
Pojazdy elektryczne i pompy ciepła	0,3	1,5	3,5	6,9	11,1
Całkowite zapotrzebowanie na energię elektryczną netto	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2

Tabela 7. Bilans odstawień i uruchomień nowych mocy³⁰

W prognozie przewiduje się, iż ogólne zapotrzebowanie na energię elektryczną od 2020 r. do 2040 r. ma wzrosnąć o około 44,3TWh, co oznacza roczny wzrost zapotrzebowania na poziomie około 1,24% (warto zwrócić uwagę, że zgodnie ze sprawozdaniem Ministra Energii, średnioroczny wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną prognozowany jest na poziomie nieco niższym - 1,1% do 2025 r.)³⁵.

W związku z wpływem stanu zagrożenia epidemiologicznego chorobą zakaźną COVID-19 wywołaną wirusem SARS-COV-2 na funkcjonowanie rynku energii i zaopatrzenie ludności w energię elektryczną, większość prognoz, zwłaszcza dotyczących wzrostu zapotrzebowania i rozwoju elektromobilności będzie musiała zostać zweryfikowana.

³⁵ PSE S.A., 2019, Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030



Wykres 15. Prognoza zapotrzebowania na moc elektryczną w szczycie zimowym i letnim [MW]³⁶

Analizując strukturę mocy powstających w źródłach fotowoltaicznych i wiatrowych zwraca uwagę ich duże rozdrobnienie. Najbardziej dynamicznie rozwijającym się obszarem w tej części wytwarzania jest fotowoltaika w wymiarze prosumenckim. Istotne jest również to, że dynamicznemu rozwojowi źródeł OZE, szczególnie w modelu prosumenckim, towarzyszy wsparcie Unii Europejskiej, która promuje efektywność energetyczną i stosowanie bardziej oszczędnych oraz sprawnych technologii we wszystkich dziedzinach.

3.4 Zwiększone możliwości wymiany transgranicznej

Obecnie Polska posiada kilka, różnego rodzaju, transgranicznych połączeń sieci elektroenergetycznej z systemami innych operatorów, pozwalających na przesył i obrót energią elektryczną z innymi państwami. Połączenia te możemy podzielić na trzy grupy: synchroniczne, asynchroniczne i na prąd stały.

Synchroniczne (pozwalające bezpośrednio łączyć systemy dwóch operatorów pracujących synchronicznie):

- 🟢 Niemcy: 2 połączenia na napięciu 400 kV wyposażane w ostatnich latach w nowoczesne przesuwniki fazowe pozwalające na sterowanie kierunkiem i wartością przesyłu mocy czynnej w liniach przesyłowych (Linia Krajnik Vierraden jest jeszcze czasowo wyłączona),
- 🟢 Czechy: połączenia na napięciu 220 i 400 kV,
- 🟢 Słowacja: połączenia na napięciu 400kV.

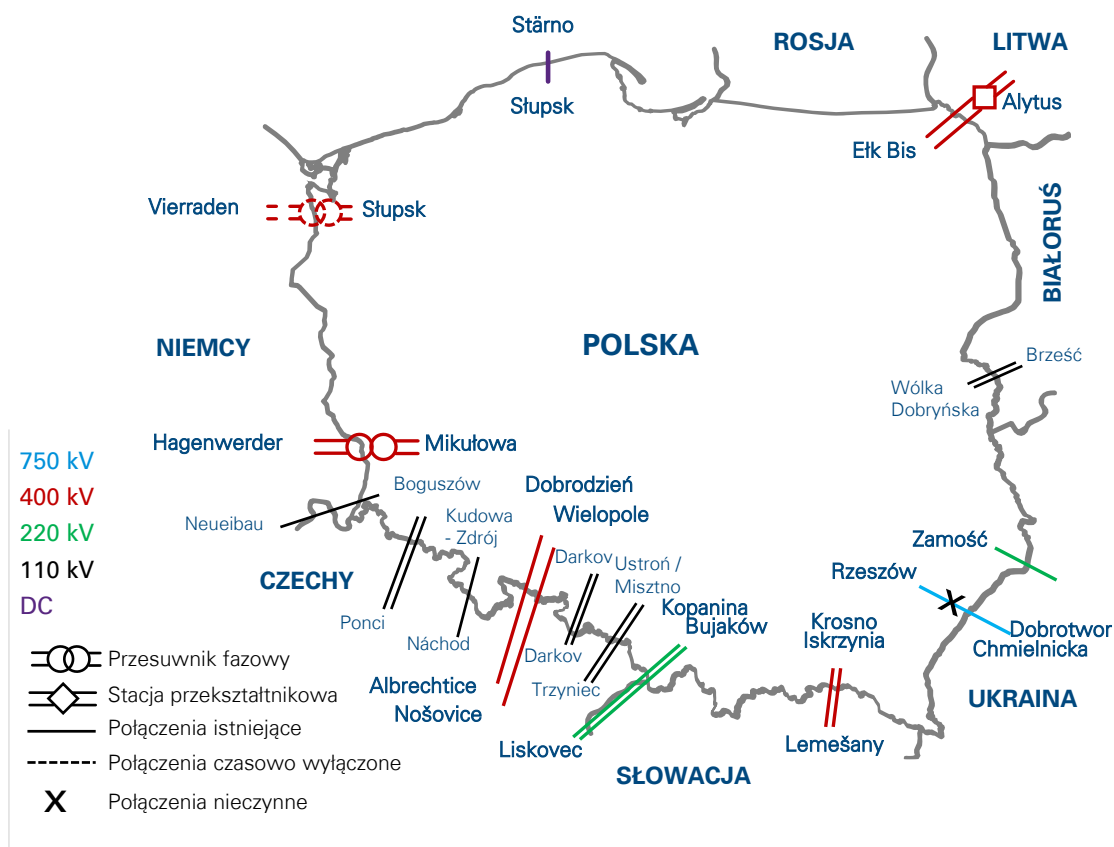
³⁶ Minister Energii, 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

Asynchroniczne (możliwe jest łączenie z wyspą lub promieniowo):

- Ukraina: dwie linie o napięciu odpowiednio 220 kV oraz 750 kV (nieczynna),
- Litwa: linia o napięciu 400 kV uruchomiona w grudniu 2015 r.,

Połączenia typu DC (prąd stały):

- Połączenie ze Szwecją kablem stałonapięciowym 450 kV o przepustowości 600 MW od 2000 r.



Rysunek 3. Aktualny stan połączeń transgranicznych ³⁷

Moc połączeń transgranicznych oferowana przez PSE wynosi obecnie około 1 800 MW przy zdolności przesyłowej około 3 000 MW, a planowana w dalszej perspektywie przepustowość to ponad 4 200 MW. W zależności od pory roku poszczególne kraje, w przypadku ewentualnego Okresu Zagrożenia, posiadają możliwości „wsparcia” zbilansowania KSE. Przykładem może być Skandynawia, która dzięki nadwyżce mocy z elektrowni wodnych może eksportować energię, ograniczając deficyty mocy w polskim szczycie letnim.

Kolejnym przykładem może być nadwyżka energii pochodzącej z niemieckich i czeskich instalacji fotowoltaicznych, również mogąca wspierać polski system w okresach letnich. Połączenia transgraniczne pozwalają na bilansowanie systemu i sieci z wykorzystaniem elastyczności systemów krajów ościennych, czy też nadpodaży energii występującej w ich systemach. Jednak w związku z planami dotyczącymi zwiększenia przepustowości polskich interkonektorów w ciągu najbliższych czterech lat ich wpływ na Okresy Zagrożenia nie powinien ulec istotnej zmianie.

³⁷ Minister Energii, 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

3.5 Formuły cenowe aktywizujące uczestników rynku

Zmiany w algorytmach wyznaczania ceny na rynku bilansującym mają na celu większą mobilizację wytwórców i odbiorców do ograniczenia deficytów mocy.

Celem ww. zmian wynikających m.in. z tzw. Pakietu Zimowego jest uaktywnienie w zakresie samo bilansowania wszystkich uczestników rynku energii, w tym także odbiorców i Agregatorów DSR. Uczestnicy rynku powinni być finansowo odpowiedzialni za ewentualne niezbilansowanie systemu. W związku z tym Komisja Europejska w rozporządzeniu 2019/943 poruszyła kwestię bilansowania systemów elektro-energetycznych³⁸.

Zgodnie z rozporządzeniem nowi uczestnicy Rynku Mocy (w tym DSR czy prosumenci) powinni bilansować się na podobnych zasadach, jak dotychczasowi uczestnicy rynku hurtowego i bilansującego. Odbiorcy będą mogli brać aktywny udział w rynku, ale także w bilansowaniu w sposób indywidualny lub z wykorzystaniem Agregatora.

3.5.1 Ceny krańcowe na rynku bilansującym oraz podniesione limity cen maksymalnych na rynku energii i giełdzie

W 2019 r. podwyższone zostały minimalne i maksymalne tzw. „limity cenowe” na rynku bilansującym. PSE przygotowały zmiany IRiESP, wprowadzając nowe ww. „widelki” cen na RB. Zgodnie z wprowadzonymi **od początku 2019 r. zmianami, ceny te wahają się od minus do plus 50 000 zł/MWh** (IRiESP punkt 3.1.5.2).

Opisane zmiany były także związane z warunkiem, jaki został postawiony Polsce przez Komisję Europejską, która zezwoliła na pomoc publiczną, udzielona przez Polskę krajowym elektrowniom. Komisja w tej sprawie przyjęła 7 lutego 2018 r. decyzję zatwierdzającą mechanizm zdolności wytwórczych mających na celu zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej (Rynek Mocy).

Postanowienia decyzji nie dotyczyły tylko Rynku Mocy, ale również wymaganych zmian funkcjonowania rynku energii w Polsce, w tym zasad ustalania cen na RB.

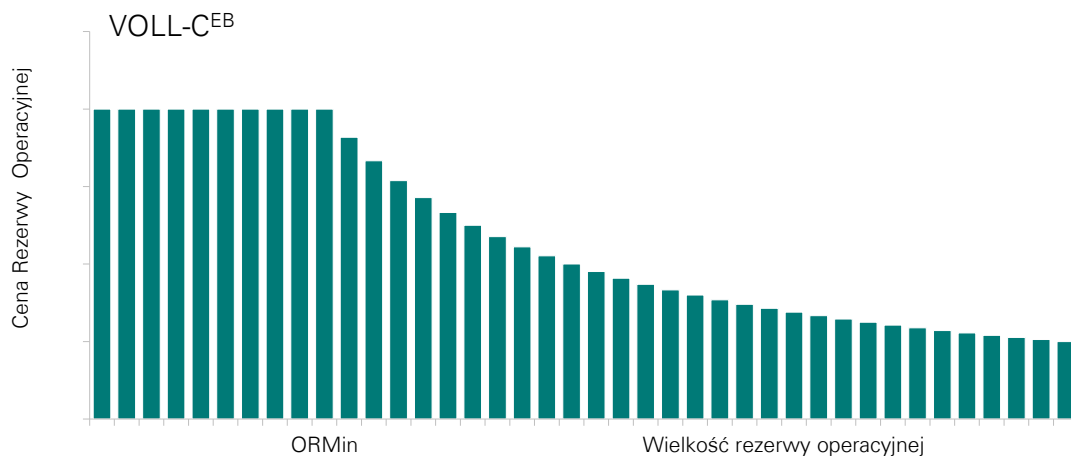
3.5.2 Mechanizm wyznaczania ceny energii na rynku bilansującym z uwzględnieniem niedoboru mocy – Scarcity pricing

PSE wyznaczając ceny energii na RB dla każdej godziny doby bierze pod uwagę wszystkie koszty, jakie poniosło na zbilansowanie systemu oraz utrzymanie jego stabilności. Jednym ze składników tworzących cenę rozliczeniową jest cena za operacyjną Rezerwę Mocy. W propozycji zmian dotyczących RB, które powinny wejść w życie od 2021 r., zaproponowano, mając na względzie decyzję Komisji Europejskiej dotyczącą Rynku Mocy, nowe zasady wyznaczania ceny za operacyjną Rezerwę Mocy.

Obecnie koszty RB są w dużej mierze uśredniane, a ceny nie zmieniają się istotnie. Regulacje w tym zakresie zakładają, że cena ta będzie wyznaczana w oparciu o ceny krańcowe z uwzględnieniem dodatkowego mechanizmu wyceny niedoboru mocy (ang. scarcity pricing). Mechanizm ten zmierza do zaspokojenia wszelkich niedoborów w drodze mechanizmów rynkowych.

³⁸ ROZPORZADZENIE (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej

Dla dostępnej rezerwy, w każdej godzinie większej, niż minimalna rezerwa, cena operacyjnej Rezerwy Mocy będzie nieliniowo wzrastać, aż do osiągnięcia maksymalnego pułapu (uzależnionego od ceny energii niedostarczonej do odbiorców na skutek utraty mocy w systemie Value of Load Loss). Zależność tą najlepiej pokazuje wykres poniżej:



Wykres 16. Przykład kształtowania ceny za operacyjną Rezerwę Mocy na podstawie Koncepcji zmian zasad funkcjonowania rynku bilansującego w Polsce, wg PSE oraz IRiESP ³⁹

Oznacza to, przy malejących Rezerwach Mocy, możliwość znacznego wzrostu cen minimalnych na rynku bilansującym w celu ograniczenia poboru energii lub maksymalizacji jej produkcji.

3.6 Inne elementy pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków”

Pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” zawiera również kilka innych elementów, które powinny mieć wpływ na możliwości ogłaszania Okresów Zagrożenia. Rozporządzenie 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie gotowości na wypadek zagrożeń w sektorze energii elektrycznej i uchylające dyrektywę 2005/89/WE przewiduje, że środki nierynkowe są uruchamiane w czasie kryzysu elektroenergetycznego tylko w ostateczności, gdy wszystkie opcje oferowane przez rynek zostały wyczerpane lub gdy jest oczywiste, że same środki rynkowe nie są wystarczające, aby zapobiec dalszemu pogorszeniu się sytuacji w zakresie dostaw energii elektrycznej.

Zgodnie z rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Radu UE 2019/941 z dnia 5 czerwca 2019 r. „Środki nierynkowe nie mogą w nieuzasadniony sposób zakłócać konkurencji ani skutecznego funkcjonowania wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Muszą być konieczne, proporcjonalne i niedyskryminacyjne oraz mieć charakter tymczasowy”. Przymusowe odłączenie odbioru powinno być wprowadzane tylko w przypadku braku możliwości dobrowolnego odłączenia odbioru. Jednocześnie „środek nierynkowy” oznacza dowolny środek po stronie podaży lub popytu. Stanowi on odstępstwo od zasad rynkowych lub porozumień handlowych, mając na celu złagodzenie sytuacji kryzysowej w systemie elektroenergetycznym. Oznacza to, że operator powinien w pierwszej kolejności wykorzystywać wszelkie zasoby rynkowe przed ogłoszeniem Okresów Zagrożenia.

³⁹ Opracowanie własne na podstawie bazy danych PSE, 2020 r.

Rozporządzenie UE 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej zawiera wskazania do umożliwienia znacząco większej niż dotąd grupie odbiorców aktywnie i w sposób niedyskryminujący uczestniczyć w rynkach energii i rynku bilansującym. Określa, że demand response wraz z bezpiecznym i zrównoważonym wytwarzaniem i magazynowaniem energii może uczestniczyć na równych zasadach w tych rynkach.

Decyzja Komisji Europejskiej zatwierdzająca Rynek Mocy (State aid No. SA.46100 (2017/N) – Poland – Planned Polish capacity mechanism) potwierdza dodatkowo że do 1 stycznia 2021 r. Polska zapewni, że dostawcy DSR będą uprawnieni do uczestnictwa w hurtowych rynkach energii elektrycznej (w tym w rynku dnia następnego i rynku dnia bieżącego), a także w rynku bilansującym i będzie traktowana w podobny sposób, jak na innym rynku uczestnicy i dostawcy usług bilansujących. DSR może być reprezentowany indywidualnie lub przez agregatorów

Wymienione powyżej regulacje pozwalają na znaczące poszerzenie zasobów rynkowych rezerw dostępnych dla operatora przed uruchomieniem środków nierynkowych, natomiast wcześniej omówiony mechanizm „Scarcity Pricing” i ustalone na bardzo wysokim poziomie limity cen energii zwiększają atrakcyjność aktywnego uczestnictwa w rynku energii podmiotów do tej pory nieaktywnych. Przyczynia się to nie tylko do ograniczenia sytuacji w których mogłoby dochodzić do deficytów Rezerw Mocy, ale także pozwala uczestnikom Rynku Mocy na uzyskanie dodatkowych przychodów z zaoszczędzonej lub sprzedanej energii w Okresach Zagrożenia

3.7 Moc dostępna w systemie, a rynek wtórny

Rynek wtórny umożliwi m. in. „zabezpieczenie” jednostek Rynku Mocy przed karami w okresie remontów lub niedyspozycyjności tych jednostek. Może on stanowić narzędzie do planowania remontów w okresach, w których niski poziom Rezerw Mocy może zagrażać ogłoszeniem Okresu Zagrożenia. PSE nie będzie podmiotem prowadzącym rynek wtórny, ale transakcje zawierane przez dostawców mocy w dowolnej formie będą zgłaszane w rejestrze Rynku Mocy prowadzonym przez PSE. Rynek wtórny obejmuje:

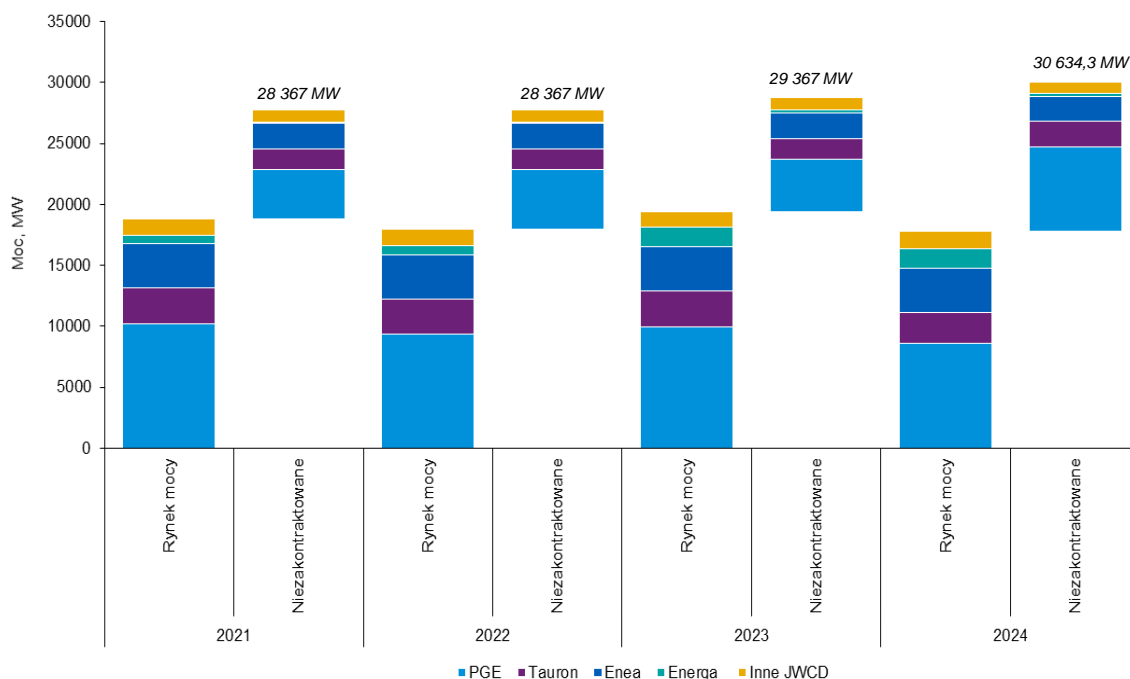
- **Przenoszenie obowiązku mocowego** – Obrót wtórny - ex ante samym obowiązkiem mocowym (przed ogłoszeniem Okresu Zagrożenia) od momentu zakończenia aukcji dodatkowej na dany rok dostaw do zakończenia roku dostaw, co do zasady nabywca będzie płacił zbywającemu za możliwość uzyskania przychodów w wyniku przejęcia i późniejszego świadczenia obowiązku mocowego, będzie on podstawowym narzędziem do zarządzania ryzykiem niedyspozycji planowanej;
- **Realokację wolumenu** - obrót ex post po wykonaniu tzw. Skorygowanego Obowiązku Mocowego, przy czym transakcja musi zostać zgłoszona do Rejestru w ciągu 5 dni po zakończeniu danego Okresu Zagrożenia. Nabywca płaci zbywającemu za możliwość uniknięcia kary - będzie to podstawowe narzędzie do zarządzania ryzykiem niedyspozycji nieplanowanej, co do zasady handel mniejszym wolumenem mocy na krótszy okres (MW-h).

Należy zauważyć, że suma planowanej mocy w jednostkach centralnie dysponowanych przez PSE oraz jednostek poza tą dyspozycją jest większa od mocy zakontraktowanej na aukcjach Rynku Mocy. Jeżeli dodatkowo odjąć od sumy mocy dyspozycyjnej dostępnej dla PSE planowaną moc osiągalną ze źródeł fotowoltaicznych oraz wiatrowych, to wielkość ta stanowi o potencjale mocowym rynku wtórego.

Poniższa tabela przedstawia wielkość mocy w stosunku do udziału procentowego całości mocy zakontraktowanej na aukcjach rocznych Rynku Mocy. Pomijając rosnący potencjał źródeł fotowoltaicznych oraz potencjał źródeł wiatrowych widać, że zakontraktowana na aukcjach moc jest „zabezpieczona” potencjałem mocy wytwórczych w granicach 40% dostępnej pozostałej mocy, które mogą wziąć udział w kontraktach na rynku wtórnym mocy.

	2021	2022	2023	2024
Moc zakontraktowana na aukcjach mocy rocznych	22 427	23 038	23 215	22 107
Moc w dyspozycji dostępna dla PSE bez PV i FW	32 586	32 640	32 392	33 013
Potencjał wtórego Rynku Mocy	10 159	9 602	9 177	10 906
Procent mocy zakontraktowanej na aukcjach rocznych	45%	42%	40%	49%

Tabela 8. Rodzaje mocy i potencjał rynku wtórego ⁴⁰

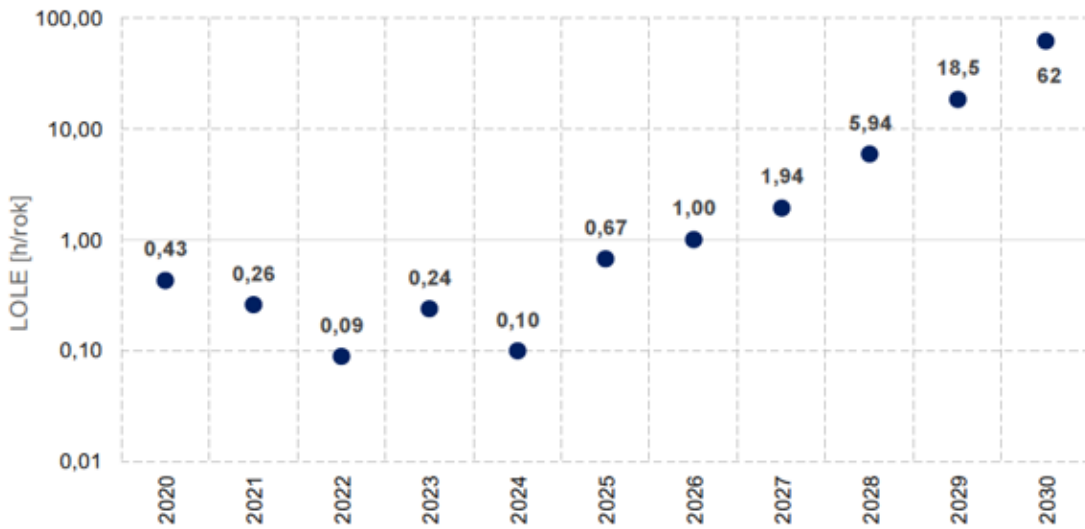


Wykres 17. Wyniki aukcji Rynku Mocy oraz zasoby wytwórcze KSE ⁴¹

⁴⁰ Minister Energii, 2019. Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej za okres od dnia 1 stycznia 2017 r. do dnia 31 grudnia 2018 r.

⁴¹ Opracowanie własne na podstawie danych PSE S.A., 2020

Z opublikowanego przez PSE Raportu ³⁷ wynika, że ponowne problemy z wystarczalnością mocy mogą pojawić się po 2025 r. i dlatego dla KSE istotna jest kontynuacja mechanizmów mocowych.



Wykres 18. Średnie wartości wskaźnika LOLE (oczekiwana ilość godzin w roku, podczas których szczytowe dzienne zapotrzebowanie na energię przekracza dostępną moc w systemie elektroenergetycznym), dla wybranego wariantu.⁴²

⁴² Projekt planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 Wersja przeznaczona do konsultacji z zainteresowanymi stronami (wariant podstawowy), PSE, Konstancin - Jeziorna, grudzień 2019 r.

Lista stosowanych skrótów i terminów

Prawo energetyczne	Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. prawo energetyczne (Dz.U. 1997 Nr 54 poz. 348 z późn. zm.)
Prezes URE	Prezes Urzędu Regulacji Energetyki
RDN	Rynek Dnia Następnego
Rozporządzenie taryfowe	Rozporządzenie Ministra Energii z dnia 6 marca 2019 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie energią elektryczną (Dz.U. 2019 Poz. 503)
URE	Urząd Regulacji Energetyki
TGE	Towarowa Giełda Energii S.A.
JWCD	Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane
DSR	Demand Side Response – odpowiedź strony popytowej – mechanizm ograniczania poboru przez odbiorców na żądanie Operatora
nJWCD	Konwencjonalne jednostki wytwórcze nie będące centralnie dysponowanymi
KSE	Krajowy System Elektroenergetyczny
OZE	Odnawialne źródła energii
IRIESP	Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej
DC	Direct Current - Określenie instalacji i urządzeń określające że współpracują z napięciem stałym
OSP	Operator systemu przesyłowego w skrócie Operator
RB	Rynek Bilansujący
kW, MW, GW	Kilowat, Megawat, Gigawat – jednostki mocy odpowiednio 1 GW = 1000 MW, 1 MW = 1000 kW
kWh, MWh, GWh, TWh	Jednostki energii kilowatogodzina, etc.
kV	Jednostka napięcia – 1kV=1000V
Interkonektor	Połączenie sieci energetycznej należącej do dwóch różnych operatorów np. PSE i 50Hertz (w Niemczech)
VOLL	Value of Load Loss – cena energii niedostarczonej do odbiorców na skutek utraty mocy w systemie

Kontakt



Monika Warmbier
Partner, KPMG Advisory

T: + 48 22 528 13 71
M: + 48 508 047 539
E: mwarmbier@kpmg.pl



Marek Grzegorzewicz
Energy, KPMG Advisory

T: + 48 22 528 38 37
M: + 48 601 714 181
E: mgrzegorzewicz@kpmg.pl

KPMG Poland



© 2020 KPMG Advisory Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością sp.k. jest polską spółką komandytową i członkiem sieci KPMG składającej się z niezależnych spółek członkowskich stowarzyszonych z KPMG International Cooperative ("KPMG International"), podmiotem prawa szwajcarskiego. Wszelkie prawa zastrzeżone

Kopiowanie i / lub dystrybucja niniejszego dokumentu wykonanego na zlecenie Enel X Polska Sp. z o.o. w jakikolwiek sposób bez zgody KPMG jest surowo zabronione. Nazwa i logo KPMG są zastrzeżonymi znakami towarowymi bądź znakami towarowymi KPMG International Cooperative ("KPMG International").