



Urząd Regulacji
Energetyki

Informacja
na temat planów inwestycyjnych
w nowe moce wytwórcze
w latach 2018 - 2032

Warszawa, 23 stycznia 2019 r.

Opracowano na podstawie informacji przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne w związku z realizacją obowiązków wynikających z art. 16 ust. 20 i 21 ustawy – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 ze zm.) oraz na podstawie informacji o zapotrzebowaniu na moc od operatora systemu przesyłowego. Niniejsza informacja nie stanowi raportu, o którym mowa w art. 23 ust. 2a ustawy – Prawo energetyczne.

SPIS TREŚCI

1. Otoczenie prawne	- 4 -
2. Informacje o sposobie prowadzenia analizy.....	- 5 -
3. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie planów inwestycyjnych (wszystkie technologie paliwowe)	- 6 -
4. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie mocy osiągalnej istniejących i planowych jednostek wytwórczych (wszystkie technologie paliwowe)	- 9 -
5. Analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc	- 10 -
6. Wnioski.....	- 13 -

1. Otoczenie prawne

Niniejszy dokument przedstawia informację o planach inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej, a tym samym stanowi wkład do oceny długoterminowego bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, w szczególności możliwości długoterminowego zrównoważenia produkcji energii elektrycznej z jej zapotrzebowaniem.

Pojęcie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej zostało zdefiniowane w art. 3 pkt 16a, 16b, 16c ustawy z 10 kwietnia 1997 r. – Prawo energetyczne (Dz. U. z 2018 r. poz. 755 ze zm., dalej „Ustawa”).

Stosownie do treści art. 16 ust. 20 Ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nie mniejszej niż 50 MW sporządza i przedkłada Prezesowi Urzędu Regulacji Energetyki prognozy na okres 15 lat obejmujące w szczególności ilości wytwarzanej energii elektrycznej, przedsięwzięcia w zakresie modernizacji, rozbudowy istniejących lub budowy nowych źródeł, a także dane techniczno-ekonomiczne dotyczące typu i wielkości tych źródeł, ich lokalizacji oraz rodzaju paliwa wykorzystywanego do wytwarzania energii elektrycznej. Ponadto, zgodnie z art. 16 ust. 21 Ustawy przedsiębiorstwo energetyczne zajmujące się wytwarzaniem energii elektrycznej, co 2 lata w terminie do dnia 30 kwietnia danego roku, aktualizuje prognozy, o których mowa w ust. 20, i informuje o tych aktualizacjach Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki oraz operatorów systemów elektroenergetycznych, do których sieci jest przyłączone, z zachowaniem przepisów o ochronie informacji niejawnych i innych informacji prawnie chronionych.

W celu ustalenia katalogu podmiotów, które są zobowiązane do przedłożenia ww. informacji, należy wziąć pod uwagę przepis art. 32 ust. 1 pkt 1 lit. b Ustawy, zgodnie z którym obowiązek posiadania koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej został nałożony na źródła „o łącznej mocy zainstalowanej”. Zatem, uzyskania koncesji wymaga wykonywanie działalności gospodarczej w zakresie wytwarzania paliw lub energii, z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej w źródłach o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej nieprzekraczającej 50 MW niezaliczanych do odnawialnych źródeł energii lub do źródeł wytwarzających energię elektryczną w kogeneracji z wyłączeniem wytwarzania energii elektrycznej z biogazu rolniczego.

W konsekwencji, lista przedsiębiorstw energetycznych zobowiązanych do przedstawienia informacji o planach inwestycyjnych została sporządzona m.in. na podstawie decyzji Prezesa URE udzielających koncesji na wytwarzanie energii elektrycznej, przy czym dotyczy to przedsiębiorstw energetycznych, których działalność gospodarcza wymaga uzyskania takiej koncesji (m.in. źródła energii o łącznej mocy zainstalowanej elektrycznej wyższej niż 50 MW).

2. Informacje o sposobie prowadzenia analizy

W ramach monitorowania zamierzeń inwestycyjnych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się wytwarzaniem energii elektrycznej Prezes URE opracował ankietę w celu realizacji obowiązku wynikającego z art. 16 ust. 20 i 21 Ustawy w taki sposób, który zapewnia standaryzację przekazywanych informacji umożliwiającą analizę tych danych. Powyższy obowiązek sprawozdawczy wypełniły 63 przedsiębiorstwa energetyczne, składając wypełnione ankiety według stanu na 31 grudnia 2017 roku.

Istotnym elementem przeprowadzonego badania było pozyskanie od przedsiębiorstw energetycznych informacji o stanie realizacji planowanych inwestycji. W tym celu zdefiniowano następujące etapy realizacji inwestycji:

- 1 - montaż finansowy projektu (zapewnienie kapitału na sfinansowanie inwestycji);
- 2 - postępowanie przetargowe dotyczące realizacji inwestycji;
- 3 - umowa o wykonawstwo;
- 4 - rozpoczęcie prac budowlanych;
- 5 - zakończenie prac budowlanych;
- 6 - umowa przesyłowa (lub dystrybucji);
- 7 - pozwolenie na użytkowanie/oddanie jednostki wytwórczej do eksploatacji.

W ramach analizy ankiet przedsiębiorstw energetycznych, Prezes URE uznał za zasadne aby w niniejszym opracowaniu przedstawić wyniki analizy wszystkich zamierzeń inwestycyjnych oraz wyniki analizy tylko tych planów inwestycyjnych, które spełniają co najmniej jeden z wyżej wymienionych etapów realizacji (inwestycje o zaawansowanym stopniu realizacji). Dla tych ostatnich uznano, że mają największe prawdopodobieństwo realizacji.

W rozdziale 3 niniejszego opracowania przedstawiono wyniki analizy dotyczące planowanych inwestycji w nowe moce wytwórcze, modernizacji oraz wycofywanych z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych oraz technologii paliwowych. Dodatkowo w niniejszej części przedstawiono informacje o przyczynach wycofania z eksploatacji jednostek wytwórczych.

W rozdziale 4 przedstawiono wyniki analizy w zakresie mocy osiągalnej istniejących i planowanych jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem. Analiza ta uwzględnia wszystkie technologie paliwowe zgłoszone przez przedsiębiorstwa energetyczne objęte niniejszym badaniem, w tym energię elektryczną pochodzącą ze źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych.

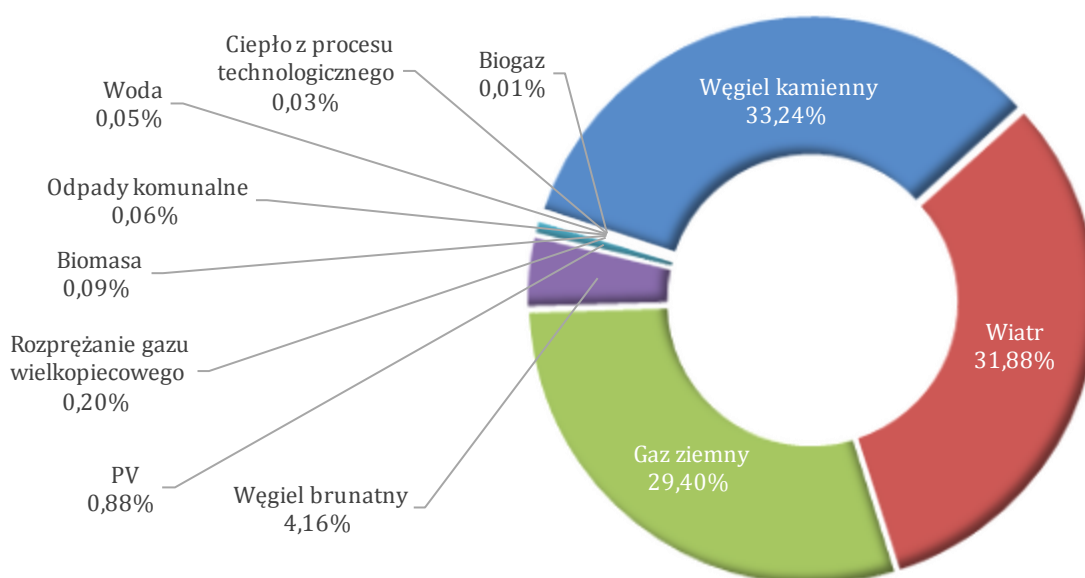
W rozdziale 5 przedstawiono wyniki analizy możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w latach 2018-2032. Rozdział ten zawiera również opis metodologii zastosowanej do analizy.

3. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie planów inwestycyjnych (wszystkie technologie paliwowe)

Analiza pozyskanych danych wskazuje, że w latach 2018-2032 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 11,9 GW nowych mocy wytwórczych. Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 11,8 GW.

Rysunek 1 przedstawia dane odnośnie planowanych nowych mocy osiągalnych według zastosowanej technologii paliwowej. Największe inwestycje planowane są w jednostki oparte o węgiel kamienny (33,2%), wiatr (31,9%) oraz gaz ziemny (29,4%).

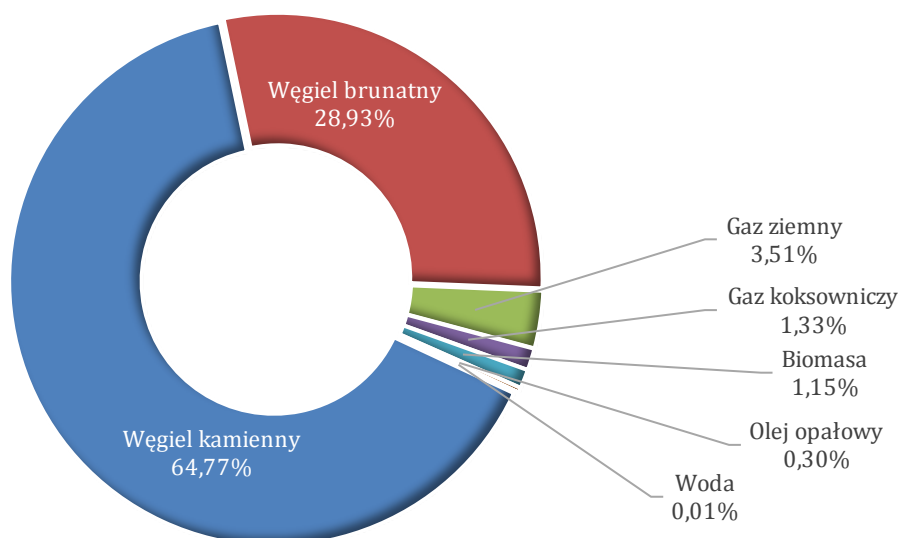
Rys. 1. Nowe moce osiągalne w latach 2018-2032 według technologii paliwowej



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Na rysunku 2 przedstawiono podział planowanych do wycofania mocy wytwórczych ze względu na wykorzystywane paliwo podstawowe. Największy udział (64,8%) stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne.

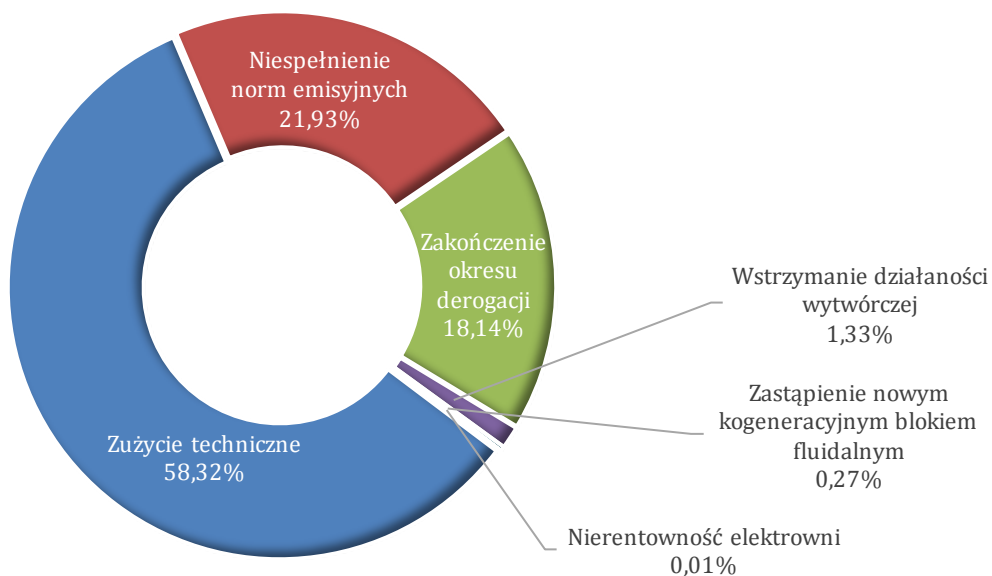
Rys. 2. Wycofywane moce wytwórcze w latach 2018-2032 według technologii paliwowej



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Przyczyny wycofywania mocy wytwórczych z eksploatacji zostały przedstawione na rysunku 3.

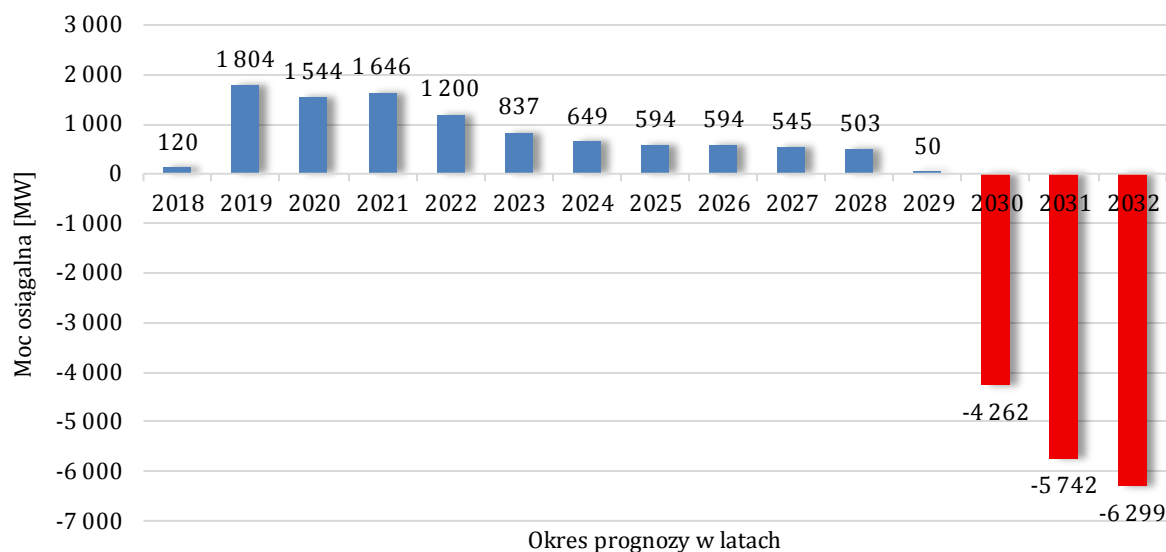
Rys. 3. Wycofywane moce wytwórcze w latach 2018-2032 według przyczyny



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Na rysunku 4 przedstawiono bilans mocy wytwórczych, w którym uwzględniono: moc nowych jednostek wytwórczych, nadwyżkę lub ubytek mocy w wyniku modernizacji oraz moc wycofaną z eksploatacji jednostek istniejących.

Rys. 4. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2018-2032 bilans: nowe moce osiągalne (+)
modernizacje (-) wycofania

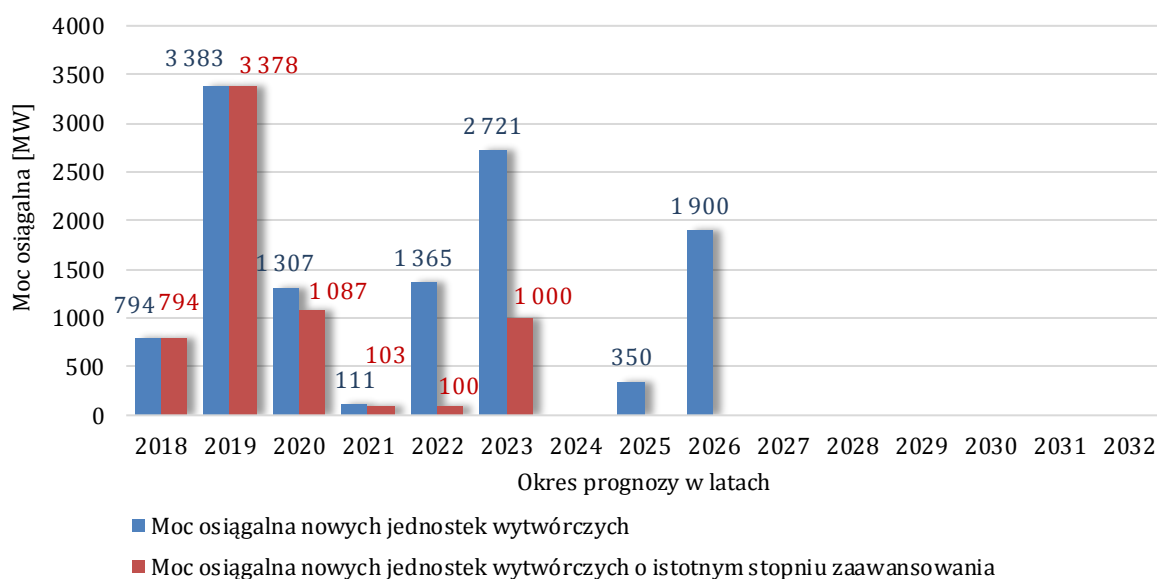


Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Znaczący ubytek mocy osiągalnej widocznej na rysunku 4 w latach 2030-2032 w bilansie nowych mocy, modernizacji i wycofań wynika z dużych planowanych wycofań jednostek na węgiel kamienny i brunatny.

Na rysunku 5 przedstawiono moce wytwórcze wynikające ze wszystkich zgłoszonych inwestycji na tle mocy wytwórczych wynikających z inwestycji o zaawansowanym stopniu realizacji.

Rys. 5. Plany inwestycyjne wytwórców w latach 2018-2032 – porównanie wszystkich inwestycji z inwestycjami o istotnym stopniu zaawansowania



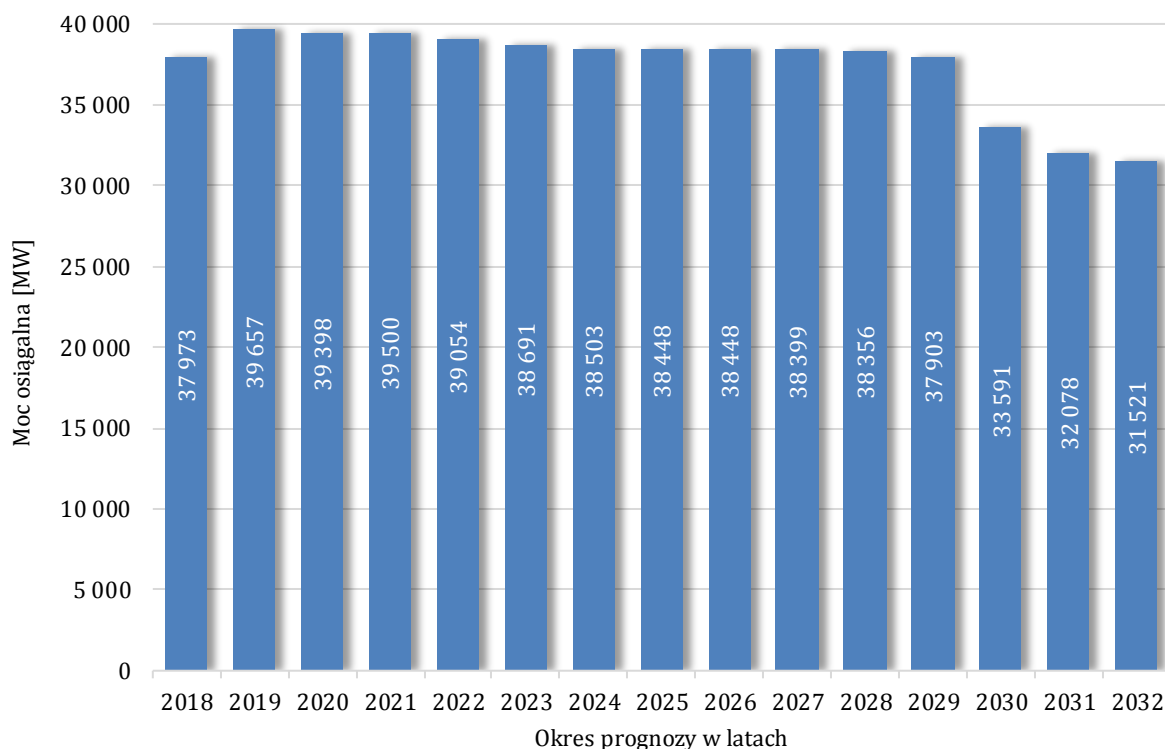
Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Planowane łączne nakłady inwestycyjne w latach 2018-2032 w nowe moce wytwórcze w cenach bieżących wytwórcy zaplanowali na poziomie 62 161 793,5 tys. zł przy planowanej mocy zainstalowanej 11 906,4 MW. Przy czym około 43% planowanych łącznych nakładów dotyczy jednostek wytwórczych na węglu kamiennym, około 30% – jednostek wiatrowych, zaś około 21% – jednostek na gazie ziemnym.

4. Analiza zgromadzonych informacji w zakresie mocy osiągalnej istniejących i planowych jednostek wytwórczych (wszystkie technologie paliwowe)

Na rysunku 6 przedstawiono planowaną w latach 2018-2032 moc osiągalną jednostek wytwórczych w przedsiębiorstwach energetycznych objętych badaniem ankietowym. Wielkość ta obejmuje moc osiągalną istniejących oraz nowych jednostek wytwórczych pomniejszoną o moc jednostek wytwórczych planowanych do wyłączenia z eksploatacji. Dodatkowo, wyznaczona moc osiągalna uwzględnia planowane okresowe odstawienia jednostek wytwórczych z eksploatacji ze względu na modernizacje.

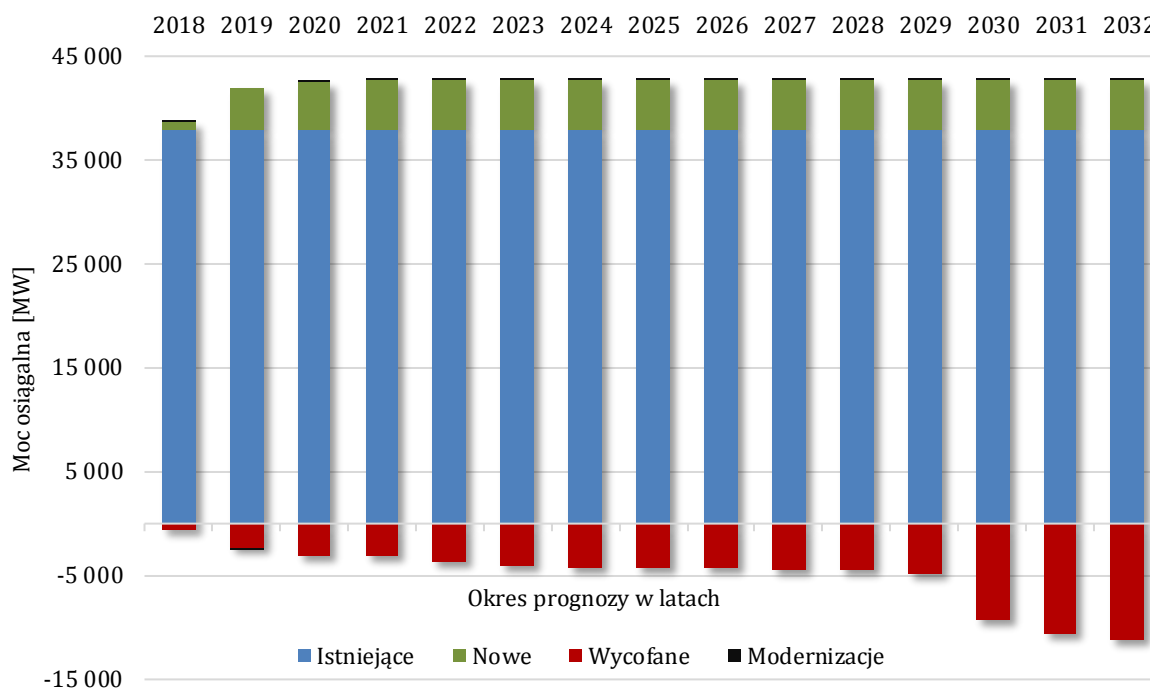
Rys. 6. Moc osiągalna objętych badaniem źródeł wytwórczych w latach 2018-2032 – stan na koniec roku kalendarzowego



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

Na rysunku 7 przedstawiono planowaną w latach 2018-2032 moc osiągalną jednostek wytwórczych w ujęciu na poszczególne kategorie: jednostki istniejące, nowe, wycofane i modernizowane.

Rys. 7. Moc osiągalna objętych badaniem źródeł wytwórczych w latach 2018-2032 – stan na koniec roku kalendarzowego w podziale na jednostki istniejące, nowe, wycofane oraz modernizacje



Źródło: URE na podstawie danych ankietowych.

5. Analiza możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc

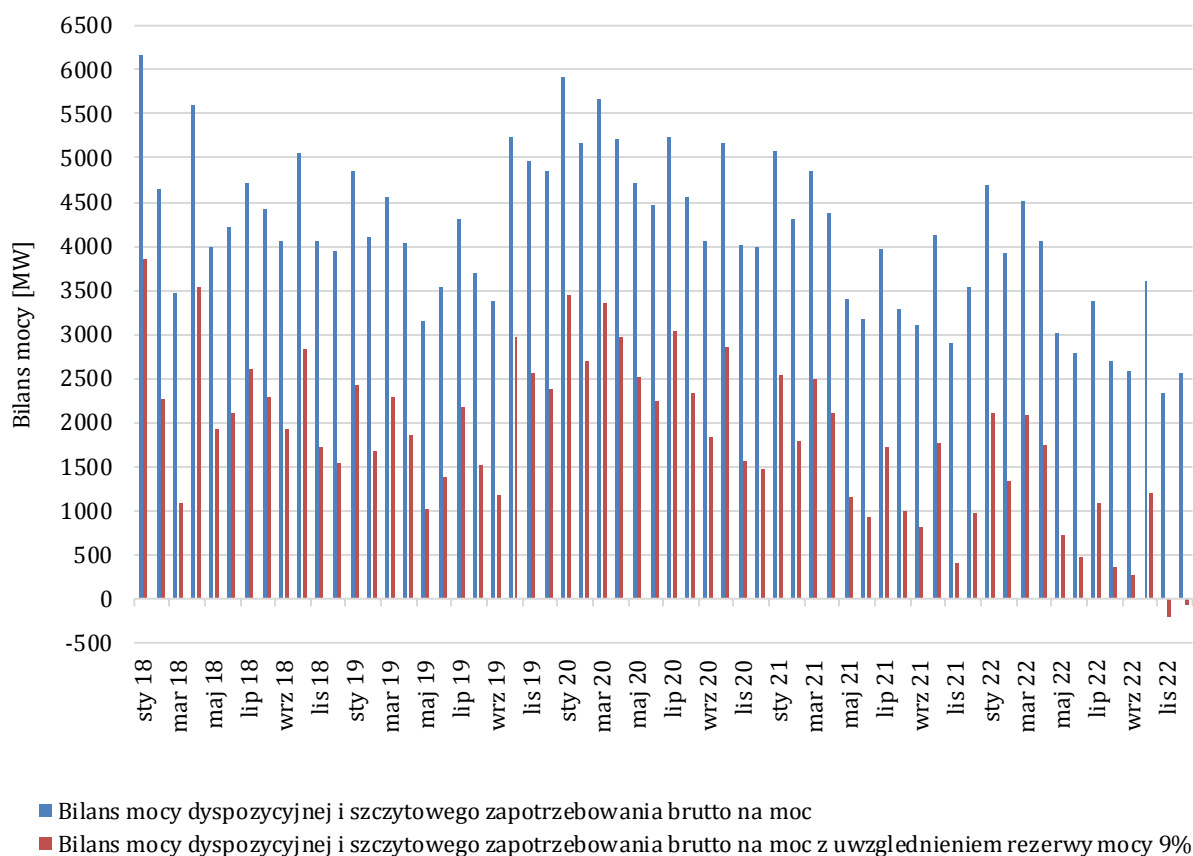
Do badania możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w systemie elektroenergetycznym zastosowano następującą metodologię:

- prognozowane szczytowe zapotrzebowanie brutto na moc elektryczną przedstawiono według danych PSE S.A.;
- w zakresie nowych inwestycji – uwzględniono jedynie inwestycje o istotnym stopniu zaawansowania (inwestycja jest co najmniej na etapie montażu finansowego projektu), według danych przedstawionych przez przedsiębiorstwa energetyczne posiadające jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej 50 MW lub więcej oraz przez 11 największych grup kapitałowych prowadzących działalność energetyczną w Polsce;
- analizę przeprowadzono w oparciu o dane rzeczywiste (powykonawcze) dotyczące mocy dyspozycyjnej wszystkich jednostek wytwórczych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE) za pełne 12 miesięcy w 2018 r. według danych PSE S.A., która to moc została powiększona w kolejnych latach o bilans mocy dyspozycyjnej wynikający z nowych inwestycji, wycofań z eksploatacji oraz przyrostu lub ubytku mocy w wyniku modernizacji;

- moc dyspozycyjną nowych jednostek wytwórczych oraz wynikającą z modernizacji istniejących źródeł wytwórczych obliczono przy wykorzystaniu współczynników korekcyjnych określonych w rozporządzeniu Ministra Energii z dnia 22 sierpnia 2018 r. w sprawie parametrów aukcji głównych dla okresów dostaw przypadających na lata 2021-2023;
- przyjęto założenie, że szczytowe zapotrzebowanie na moc pokrywane jest tylko przez źródła krajowe objęte badaniem – pominięto moc wynikającą z importu, Interwencyjnej Rezerwy Zimnej (IRZ) oraz programu DSR.

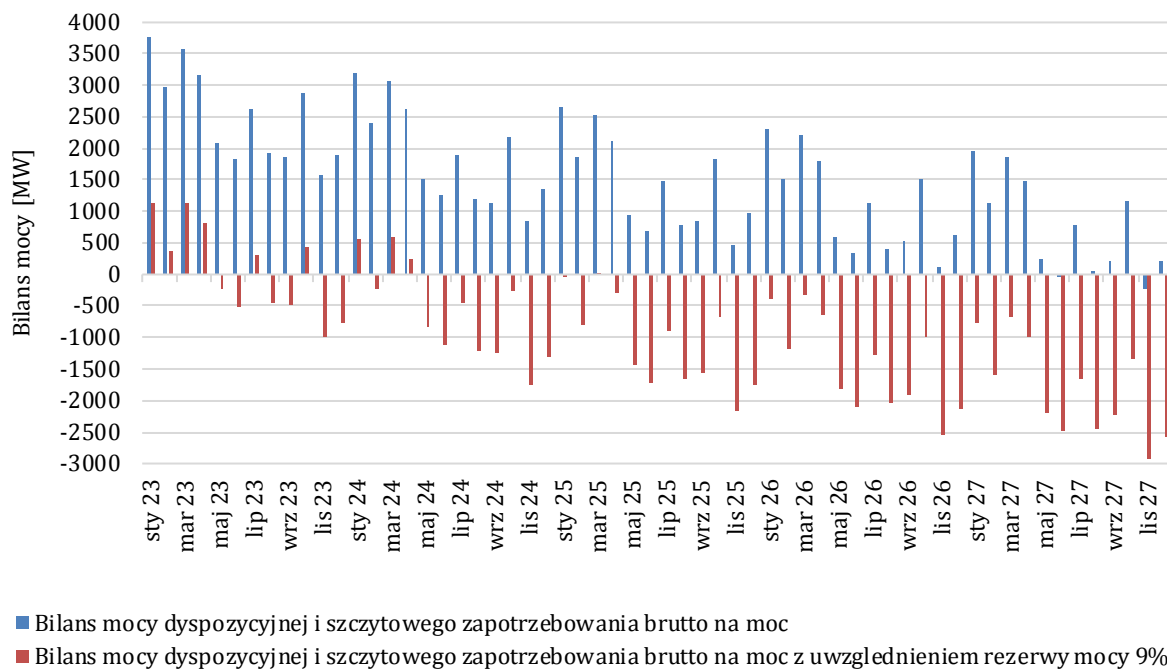
Na rysunkach 8, 9 i 10 przedstawiono bilans mocy dyspozycyjnej jednostek wytwórczych w KSE z uwzględnieniem jednostek wytwórczych objętych niniejszym badaniem oraz prognozy szczytowego zapotrzebowania na moc elektryczną w latach 2018-2032 w podziale na okresy pięcioletnie.

Rys. 8. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2018 r. do grudnia 2022 r.



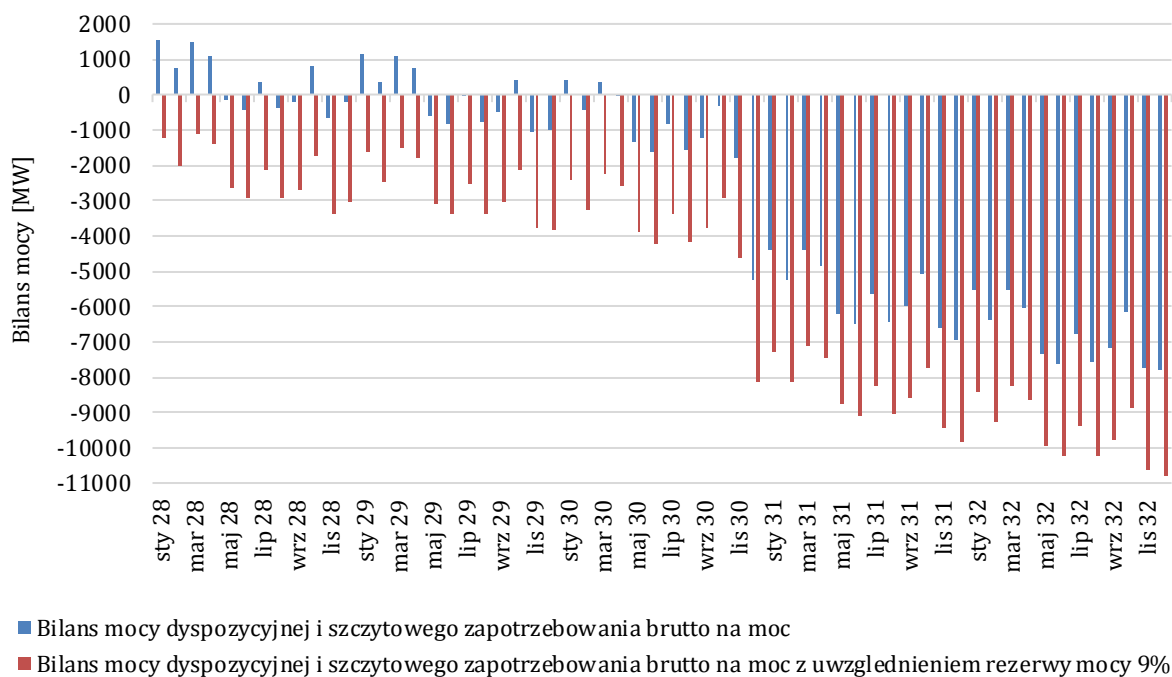
Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

Rys. 9. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2023 r. do grudnia 2027 r.



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

Rys. 10. Bilans mocy dyspozycyjnej i szczytowego zapotrzebowania brutto na moc z uwzględnieniem rezerwy mocy na poziomie 9% w okresie od stycznia 2028 r. do grudnia 2032 r.



Źródło: URE na podstawie danych wynikających z badania ankietowego oraz danych PSE S.A.

Wyniki analizy możliwości pokrycia szczytowego zapotrzebowania na moc w kolejnych latach, przedstawione na wykresach, wskazują, że już w 2019 r. mogą wystąpić istotne trudności z zapewnieniem bilansu mocy (dostaw energii do odbiorców bez konieczności wprowadzania ograniczeń) w okresie letnio-jesiennym. Na ocenę tej sytuacji wpływa między innymi fakt niewielkiego marginesu mocy dyspozycyjnej dostępnej w KSE w tym okresie przy założeniu rezerwy mocy jedynie na poziomie 9% ponad zapotrzebowanie tj. niezbędnej w warunkach operacyjnych. Warto podkreślić, że do analiz długoterminowych przyjmuje się znacznie wyższą wartość niezbędnej nadwyżki mocy¹⁾. Istotnym jest również fakt, że już obecnie w KSE funkcjonują jednostki wytwórcze o mocy zainstalowanej w zakresie 800 – 1100 MW (kolejne jednostki w tej klasie mocy są planowane do oddania do eksploatacji w tym roku). Nagła niedyspozycyjność takich jednostek wytwórczych spowodowana np. awarią w sposób znaczący wpływa na bilans mocy, w szczególności w sytuacji, gdy rezerwa mocy dyspozycyjnej dostępna w KSE jest niewielka. Sytuacja bilansowa może ulec znaczącemu pogorszeniu w przypadku trwałego (lub długotrwałego) wycofania z eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Adamów (sytuacja ta nie została uwzględniona w przedstawionych wynikach analizy) oraz opóźnienia oddania do eksploatacji dwóch nowych jednostek wytwórczych budowanych w Elektrowni Opole.

6. Wnioski

- 1) Wyniki przeprowadzonej analizy wskazują, że już w najbliższym czasie może zmaterializować się ryzyko braku możliwości zrównoważenia dostępnych mocy w KSE i szczytowego zapotrzebowania na moc przy zapewnieniu odpowiednich rezerw mocy w KSE.
- 2) Wyniki analizy opartej wyłącznie o źródła wytwórcze objęte badaniem nie uwzględniają możliwości importu mocy z zagranicy, inwestycji w nowe moce wytwórcze przez przedsiębiorstwa energetyczne nieobjęte badaniem oraz mocy zakontraktowanych w ramach IRZ (obecnie 830 MW) i DSR (obecnie około 500 MW w Programie Gwarantowanym).
- 3) Przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne informacje o 15-letnich planach inwestycyjnych (w nowe moce wytwórcze, modernizację oraz wycofywania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych), mogą nie uwzględniać zamierzeń inwestycyjnych prognozowanych w związku z uruchomieniem mechanizmu mocowego na podstawie ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. W konsekwencji informacje przedstawione przez badane przedsiębiorstwa energetyczne mogły ulec zmianie po uruchomieniu mechanizmu mocowego – dotyczy to w szczególności okresów dostaw objętych mechanizmem mocowym.
- 4) W przeprowadzonym badaniu w 2018 r. największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany był w latach 2019-2020.
- 5) Największy udział w nowych mocach wytwórczych według technologii paliwowej stanowią jednostki działające w oparciu o węgiel kamienny (33,24%) oraz farmy wiatrowe (31,88%).

¹⁾ Zgodnie z obowiązującą Instrukcją Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowej, przy planowaniu koordynacyjnym z horyzontem rocznym przyjmuje się, że niezbędna rezerwa mocy dyspozycyjnej ponad planowane zapotrzebowanie na moc powinna wynosić 18%.

- 6) Ewentualne opóźnienie oddania do eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Opole oraz trwałe wycofanie z eksploatacji jednostek wytwórczych w Elektrowni Adamów może przyczynić się do pogorszenia bilansu mocy.
- 7) Średnia cena energii elektrycznej wynikająca z planowanej sprzedaży i planowanych przychodów ze sprzedaży tej energii (według danych ankietowych) liczona dla wszystkich technologii paliwowych dla nowych inwestycji planowanych w latach 2018-2032 ukształtowała się na poziomie 237,20 zł/MWh.