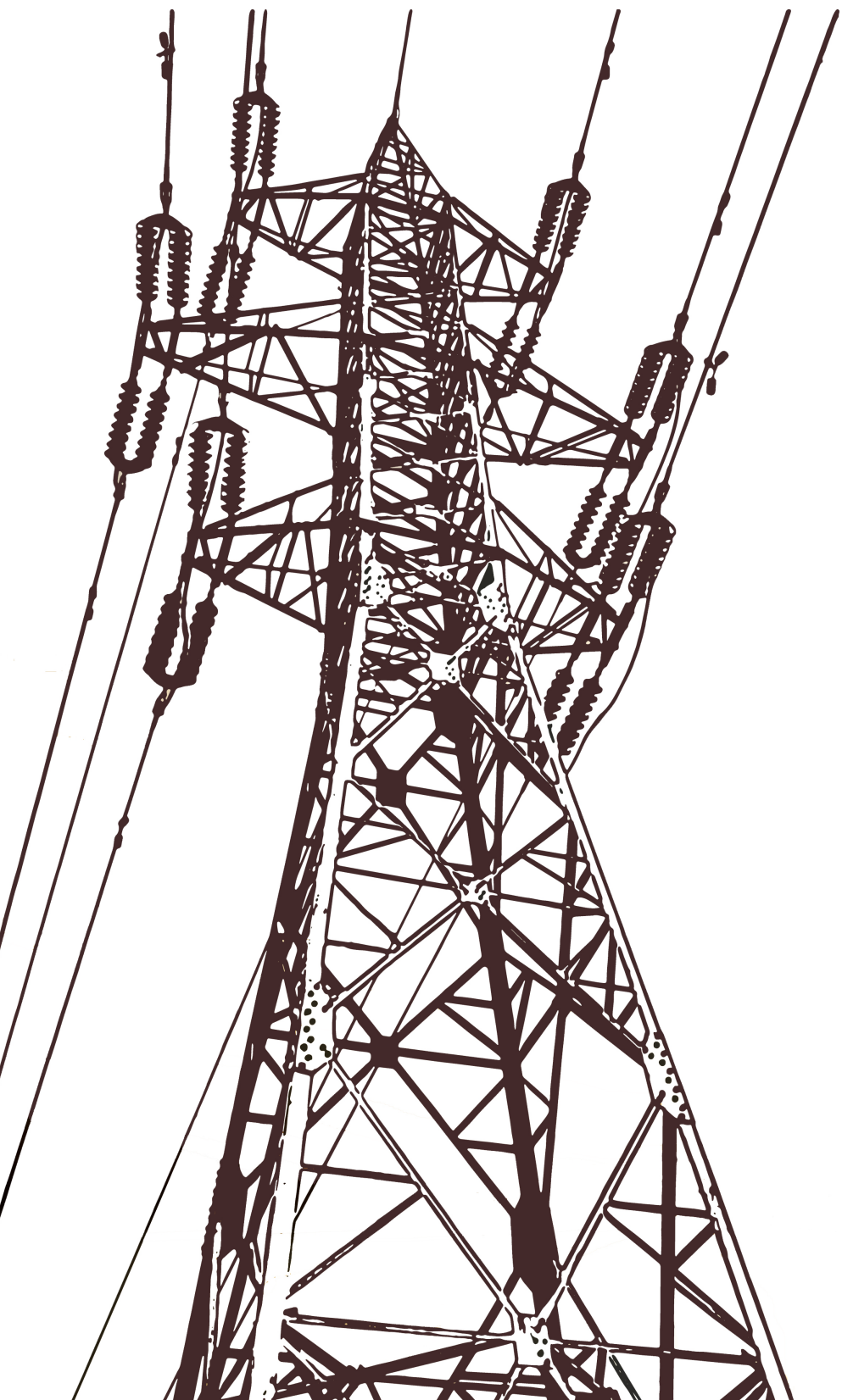


Rynek mocy

czyli jak uniknąć blackoutu

Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce



PKEE
Polski Komitet
Energii Elektrycznej

Wprowadzenie

Oddajemy w Państwa ręce kolejny raport Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE).

W niniejszej publikacji odpowiadamy szczegółowo na fundamentalne dla branży pytanie: jak poszczególne modele rynku energii elektrycznej wpływają na potencjał rozwoju systemu pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego? Stoimy bowiem na stanowisku, że nie można prowadzić dyskusji o polskiej gospodarce bez poruszenia zasadniczych kwestii bezpieczeństwa i ciągłości dostaw energii.

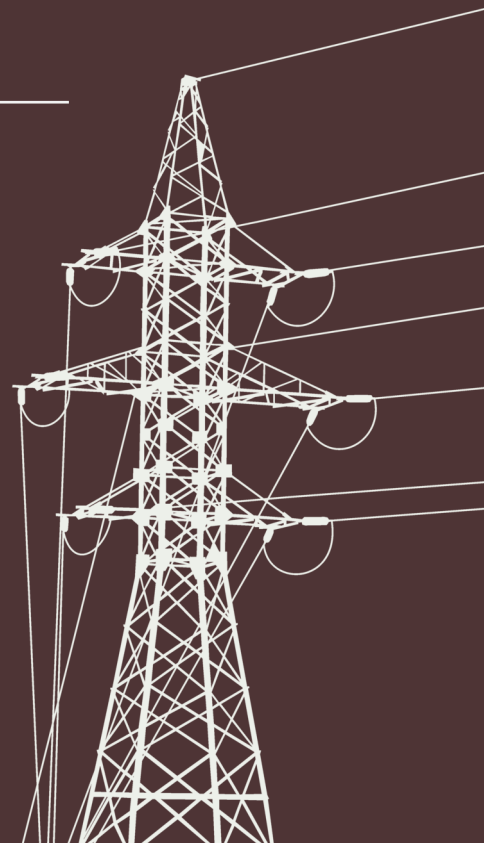
Wnioski z naszej analizy wskazują na potrzebę podjęcia pilnych działań zmierzających do poprawy efektywności rynku energii elektrycznej w Polsce. **Zaniechanie tych działań negatywnie wpłynie na szeroko rozumiany dobrobyt społeczny, przede wszystkim ze względu na wzrost kosztu zapewnienia energii elektrycznej dla odbiorców końcowych.**

Jednocześnie PKEE pozytywnie ocenia zachodzące ostatnio zmiany na rynku energii elektrycznej – w szczególności wprowadzenie rezerwy strategicznej i operacyjnej oraz zapowiedź wprowadzenia rynku mocy. W okresie przejściowym do czasu jego wprowadzenia kluczowa wydaje się konieczność dalszej reformy hurtowego rynku energii elektrycznej oraz usług systemowych. Naszym zdaniem priorytetem regulacyjnym powinno być odzwierciedlenie realnej wartości energii elektrycznej w sytuacjach zagrożenia deficytem mocy oraz szybszy rozwój DSR (ang. demand side response) czyli zarządzanie popytem.

Mamy nadzieję, że raport PKEE będzie miał pozytywny wpływ na jakość dyskusji o mechanizmach mocowych i modelu rynku energii elektrycznej w Polsce.

Spis treści

1. PRZYCZYNY WPROWADZENIA RYNKU MOCY W POLSCE	7
1.1. Bezpieczeństwo dostaw energii	7
1.2. Minimalizacja kosztów dostaw energii dla klienta końcowego	11
2. MODEL FUNKCJONOWANIA RYNKU DWUTOWAROWEGO W POLSCE	12
2.1. Poprawa funkcjonowania rynku energii elektrycznej	12
2.2. Mechanizm docelowy	16
3. SCENARIUSZE ROZWOJU RYNKU	31
3.1. Kluczowe założenia przyjęte do analizy	31
3.2. Scenariusze rozwoju rynku	34
3.3. Wyniki analityczne	35



I. Analiza sytuacji

Problem zapewnienia odpowiedniego wolumenu mocy wytwórczych w systemach elektroenergetycznych występuje nie tylko w Polsce. Dotyka również wielu regionów Europy i świata. Ryzyko wystąpienia przerw w dostawach energii elektrycznej wywołało debatę publiczną na temat skuteczności jednotowarowego rynku energii (tylko energii elektrycznej, ang. EOM, Energy Only Market) oraz kosztów potencjalnych przerw w dostawach energii dla odbiorców końcowych.

Polityka klimatyczna i środowiskowa Unii Europejskiej w istotny sposób wpływa na sposób funkcjonowania rynków energii elektrycznej oraz ich kształt.

Rozwój odnawialnych źródeł energii jest stymulowany powszechnie stosowanymi systemami wsparcia. Taki stan prowadzi do zakłócenia działania modelu rynku energii elektrycznej utrudniając prowadzenie na nim efektywnej konkurencji. Subsydia w zakresie kosztów kapitałowych oraz niskie koszty zmienne produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych powodują ograniczenie czasu pracy jednostek konwencjonalnych, nadal potrzebnych do zapewnienia dostaw energii elektrycznej.

W efekcie dochody generowane przez jednostki konwencjonalne nie pokrywają w pełni ich kosztów operacyjnych i kapitałowych. Powoduje to powstawanie niedoboru środków pieniężnych, czyli tzw. problem missing money. W sytuacji, gdy całkowite koszty produkcji energii nie są pokrywane, wytwarzanie energii elektrycznej staje się działalnością wysokiego ryzyka. Chcąc ograniczyć to ryzyko, operatorzy konwencjonalnych jednostek wytwórczych zmuszeni są do wcześniejszego wyłączenia bloków z eksploatacji.

W świetle dysfunkcyjnego działania jednotowarowego rynku energii elektrycznej (EOM), który nie pozwala na zwrot z zaangażowanego przez wytwórców kapitału, następuje ograniczenie bądź całkowite wstrzymanie decyzji inwestycyjnych.

W efekcie mamy do czynienia z problemem missing capacity, który oznacza spadek zdolności wytwórczych, wynikający z braku inwestycji w nowe moce. Równoległe występowanie zjawiska missing money i missing capacity zagraża stabilności dostaw energii elektrycznej. Opisana sytuacja znajduje odzwierciedlenie w aktualnych projekcjach bilansu mocy przygotowanych przez Operatora Systemu Przesyłowego (OSP), jak również w licznych historycznych przypadkach wystąpienia niedoborów mocy.

W przypadku braku występowania odpowiednich sygnałów ekonomicznych, w perspektywie 2025 r. wycofanych zostanie w Polsce ok. 10 GW mocy wytwórczych, a problemy ze zbilansowaniem systemu mogą wystąpić już w 2020 r.

II. Scenariusze dla Polski

Niniejszy raport w sposób analityczny odpowiada na pytanie: jak poszczególne modele rynku energii elektrycznej wpływają na możliwość rozwoju systemu energetycznego w Polsce przy zachowaniu zakładanych kryteriów bezpieczeństwa.

Dla oceny skutków wykorzystywania różnych mechanizmów na rynku energii elektrycznej z perspektywy dobrobytu społecznego (ang. social welfare) przeprowadzono analizę trzech scenariuszy:

- **EOM** (ang. energy only market) – scenariusz polegający na ewolucji obecnych regulacji rynkowych rynku tylko energii.
- **EOM plus** – scenariusz ewolucji obecnych regulacji rynkowych rynku energii obejmujący elementy wyceny rezerw mocy, ale jedynie w postaci bieżących rezerw operacyjnych oraz rezerwy strategicznej.
- **CRM** (ang. capacity remuneration mechanisms) – scenariusz, który zakłada likwidację obecnych rozwiązań bieżącej operacyjnej i strategicznej wyceny rezerw mocy oraz ewolucję mechanizmów rynkowych w kierunku osobnej wyceny energii elektrycznej i mocy poprzez wprowadzenie kompleksowego rynku mocy.

Dla scenariuszy EOM plus oraz CRM wprowadzono w analizie kryterium optymalizacji dobrobytu społecznego ograniczenie w postaci zapewnienia pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną w wysokości trzech godzin rocznie lub mówiąc inaczej: jednego dnia niezbilansowania w godzinach szczytowych raz na 5 lat.

Przeprowadzona analiza umożliwia spojrzenie na koszty ponoszone przez odbiorców i producentów energii elektrycznej w poszczególnych scenariuszach. Zawierają w szczególności koszty inwestycyjne i operacyjne rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz koszty importu energii elektrycznej – różne w zależności od scenariusza.

Scenariusz EOM zakłada wariant „liberalny” ewolucji rynku. Zawiera dorozumiany paradygmat racjonalności inwestorów, a także pełną autonomię uczestników gry rynkowej. Przewiduje więc, że nierentowne elektrownie zostaną wyłączone, co pokazuje też ograniczoną rolę regulatora i operatora systemu przesyłowego na w pełni liberalnym rynku energii elektrycznej. Wedle naszych prognoz nawet w takim scenariuszu ceny dla odbiorcy końcowego wzrosną. Wariant EOM jest więc korzystny dla niewielu, a kosztowny dla niemal wszystkich, zwłaszcza gdy weźmiemy pod uwagę koszt niedostarczonej energii i szkody, jakie same zagrożenie takim stanem rzeczy przynosi gospodarce.

Łączny koszt niedostarczonej energii w scenariuszu EOM wynosi w perspektywie 2030 r. 37,6 mld zł.

Scenariusz EOM plus należy uznać za pośredni pomiędzy EOM a CRM, bliski obecnemu status quo. To rozwiązanie z natury rzeczy tymczasowe i krótkotrwałe, bo nierozwiązujące problemu deficytu możliwości inwestycyjnych i brakujących mocy w sposób kompleksowy. Przypomina nakładanie niewielkich plastrów (IRZ, ORM) na bardzo poważne i pogłębiające się obrażenia.

Dlatego PKEE popiera koncepcję wprowadzenia rynku mocy w Polsce, co znajduje potwierdzenie w szczegółowych wyliczeniach zaprezentowanych w dalszej części raportu.

CRM jest najefektywniejszy z punktu widzenia dobrobytu społecznego. Dwa pozostałe scenariusze wiążą się ze znacznie wyższymi kosztami dla gospodarki: EOM plus (o 1,93 mld zł rocznie) oraz EOM (o 3,18 mld zł rocznie).

Wprowadzenie płatności mocowych, zarówno w scenariuszu CRM, jak i EOM plus, nie wpływa istotnie na miks wytwórczy w perspektywie 2030 r.

Biorąc pod uwagę różnicę w kosztach ponoszonych przez odbiorców w scenariuszach, finansowanie utrzymania mocy wytwórczych i redukcji zapotrzebowania na moc pozwala na oszczędność średnio ok. 10,1 mld zł rocznie w stosunku do scenariusza niewykorzystującego takich narzędzi (EOM).

Taką liczbę można interpretować jako górne oszacowanie kosztów mechanizmów mocowych, na jakie mogliby zdecydować się jej odbiorcy.

Przeprowadzona analiza wskazuje również, że rozwiązania polegające na zmianie przez OSP od roku 2014 mechanizmu EOM na EOM plus mają pozytywny wpływ na koszty funkcjonowania systemu.

Wykorzystanie mechanizmu Interwencyjnej Rezerwy Zimnej i Operacyjnej Rezerwy Mocy przyczynia się do poprawy dobrobytu społecznego o ok. 1,24 mld zł średniorocznie w horyzoncie projekcji.

W raporcie zwracamy również uwagę na potrzebę dalszej reformy rynku energii elektrycznej oraz właściwej parametryzacji powyższych mechanizmów do czasu wprowadzenia mechanizmu rynku mocy (CRM), co w naszej ocenie powinno się odbyć poprzez:

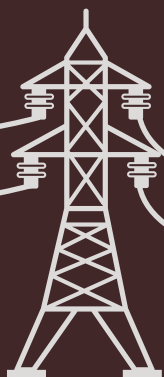
- harmonizację z sąsiednimi systemami, a docelowo usunięcie ograniczeń cenowych na rynku hurtowym w celu odzwierciedlenia rzeczywistej wartości energii elektrycznej dla odbiorców;
- stymulację rozwoju strony popytowej (DSR);
- uzależnienie wyceny operacyjnej rezerwy mocy (ORM) od rynkowych parametrów LOLE (ang. loss of load expectation) oraz CONE (ang. cost of new entry), co oznacza również usunięcie ograniczeń cenowych tego mechanizmu;
- rozszerzenie zakresu stosowania usługi IRZ do poziomu wynikającego z wykonanej analizy, tj. do wolumenu, który pokrywałby wrażliwość temperaturową KSE zimą i latem (2,5 GW);
- poprawę funkcjonowania regulacyjnych usług systemowych (RUS), które powinny uzupełniać rynek mocy poprzez prawidłową wycenę sygnałów lokalizacyjnych oraz elastyczności jednostek wytwórczych i strony popytowej w reagowaniu na zmiany zapotrzebowania i generacji odnawialnych źródeł energii.

Powyższe działania, wspólnie z wdrożeniem mechanizmu rynku mocy (CRM), zapewniają najwyższy dobrobyt społeczny wśród analizowanych wariantów mechanizmów rynkowych.

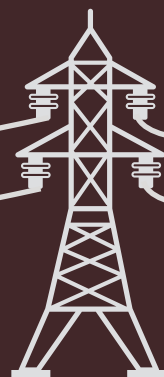
Mechanizm rynku mocy jest w stanie dostarczyć poprawę dobrobytu społecznego o ok. 1,93 mld zł rocznie w stosunku do EOM plus.

Z perspektywy konsumentów zaniechanie rekomendowanych w tym raporcie działań może mieć daleko idące skutki w postaci drastycznego spadku bezpieczeństwa energetycznego oraz wzrostu ponoszonych przez nich kosztów o ponad 10 mld zł rocznie

Łączny koszt niedostarczonej energii
w scenariuszu EOM wynosi
w perspektywie 2030 r.



37,6
mld zł.



Utrzymanie
mocy wytwórczych



+

Redukcja
zapotrzebowania
na moc



→



=

Wzrost
dobrobytu

3,2
mld zł
rocznie

Z perspektywy konsumentów, zaniechanie rekomendowanych w tym raporcie działań może mieć daleko idące skutki w postaci drastycznego spadku bezpieczeństwa energetycznego oraz wzrostu ponoszonych przez nich kosztów o ponad



10

mld zł rocznie

Doświadczenia krajowe i zagraniczne wskazują, że jednotowarowy rynek energii¹ (EOM) nie jest w stanie stworzyć w perspektywie długoterminowej wystarczających zachęt do inwestowania w nowe („sterowalne”) moce wytwórcze, zwłaszcza w sytuacji utrzymującej się niskiej rentowności sektora wytwarzania. Skłonność inwestorów do podejmowania ryzyka rynkowego w długim terminie maleje wraz z rosnącą liczbą interwencji regulacyjnych zaburzających funkcjonujący przez lata model rynku energii. Główną zmianą, która miała negatywny wpływ na rentowność sektora energetyki konwencjonalnej w Europie, był obserwowany w ostatnich latach dynamiczny wzrost inwestycji w obszarze odnawialnych źródeł energii (OZE).

Biorąc pod uwagę uwarunkowania polskiej energetyki, czyli zwłaszcza: miks paliwowy, topologię sieci przesyłowych i dystrybucyjnych, stopień komercjalizacji technologii magazynowania oraz inteligentnych sieci, **najbardziej efektywnym kosztowo i technologicznie gwarantem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w kraju pozostaje energetyka systemowa.**

W zależności od tempa demokratyzacji systemu energetycznego, w tym postępu technologicznego, rola energetyki konwencjonalnej będzie się zmieniać, jakkolwiek zdecydowana większość analiz wskazuje na brak możliwości odejścia od elektrowni systemowych, zarówno w Polsce, jak i w Europie. Ten wniosek nie ulega zmianie nawet w perspektywie roku 2050. Nie można zapominać, że tempo decentralizacji systemu energetycznego wymaga wzięcia pod uwagę zamożności społeczeństwa i jego gotowości do ponoszenia znacznie wyższych kosztów związanych z szybszą transformacją systemu energetycznego.

Jak pokazują przykłady zagraniczne, (np. w USA) wprowadzenie mechanizmu rynku mocy gwarantuje utrzymanie w systemie elektroenergetycznym efektywnych kosztowo bloków, stymuluje zarówno rozwój strony popytowej, jak i inwestycje w nowe aktywa wytwórcze. Dzięki temu łączna wysokość kosztów związanych z zapewnieniem bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej jest niższa, czyli ponoszona najbardziej efektywnie z punktu widzenia odbiorcy końcowego.

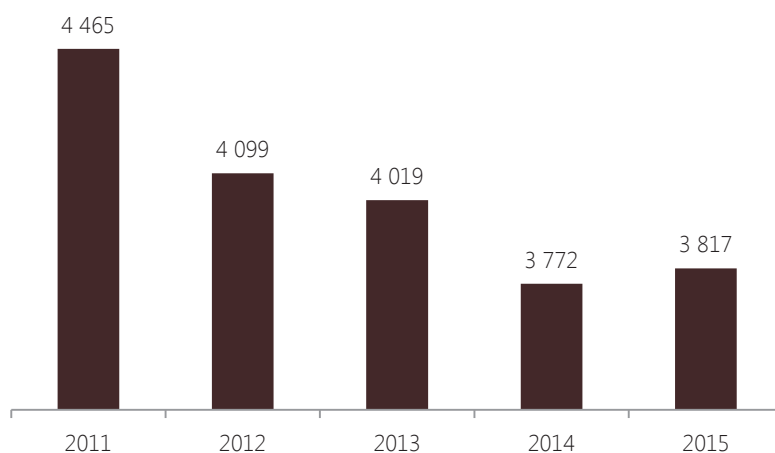
1.1. Bezpieczeństwo dostaw energii

Doświadczenia światowe wskazują, że wzrost produkcji energii z subsydiowanych OZE doprowadził w szczególności do spadków cen hurtowych energii elektrycznej i ograniczenia czasu pracy bloków konwencjonalnych, utrudniając im pokrycie wszystkich kosztów operacyjnych i akumulowanie kapitału na realizację nowych inwestycji rozwojowych i modernizacyjno-odtworzeniowych.

1. W którym przychody wytwórców pochodzą w przeważającej mierze ze sprzedaży energii elektrycznej na rynku hurtowym i bezpośrednio do odbiorców końcowych

Średni czas pracy bloków opalanych węglem kamiennym z mocą nominalną w Polsce w latach 2011-2015 [FLH]

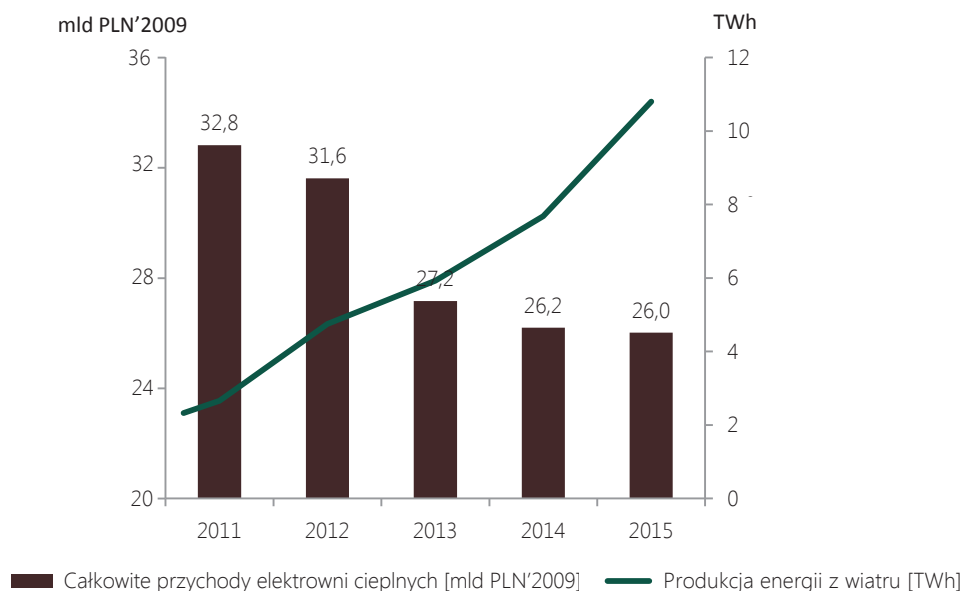
Opracowanie własne PKEE



W literaturze światowej zjawisko spadku rentowności sektora energetyki konwencjonalnej nazwano problemem brakujących przychodów (ang. missing money). Długotrwały problem niskiej rentowności sektora energetycznego prowadzi do kolejnego problemu nazywanego problemem brakujących mocy (ang. missing capacity) – czyli do powstrzymywania się inwestorów od budowania nowych mocy wytwórczych nawet w sytuacji prognozowanych w krótkim i średnim terminie niewystarczających poziomów rezerw w Krajowym Systemie Energetycznym (KSE).

Poziom przychodów z rynku energii elektrowni ciepłych oraz produkcja z energetyki wiatrowej w latach 2009-2015 [mld PLN;TWh]

Opracowanie własne na podstawie ARE



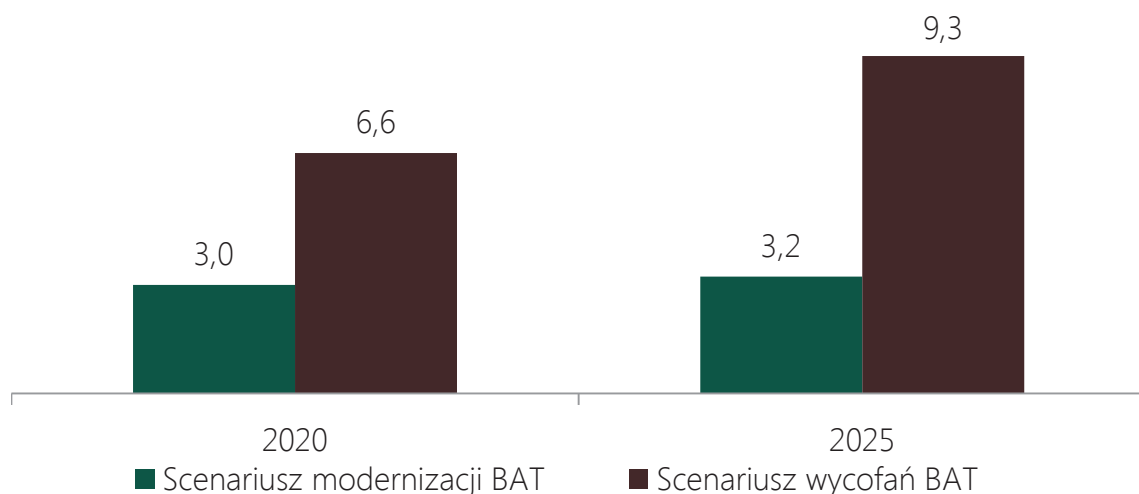
Problem z zagwarantowaniem odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa energetycznego dotyka nie tylko Polski. Występuje w wielu krajach świata, wywołując poważne implikacje dla całych gospodarek, ponieważ stabilny rozwój wymaga nieprzerwanych dostaw energii po akceptowalnej cenie.

Także w Polsce zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego staje się coraz trudniejsze. Obserwujemy wcześniejsze (uwarunkowane względami ekonomicznymi) zamykanie wybudowanych w odmiennych realiach mocy konwencjonalnych oraz brak wystarczającej ilości inwestycji w nowe elektrownie. Jednocześnie rynek jednotowarowy nie zachęca do długoterminowych inwestycji odtworzeniowych. Dlatego celem nadrzędnym stojącym przed rynkiem mocy jest zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej po możliwie najniższym koszcie.

Zgodnie z prognozami Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) w ciągu najbliższej dekady, w zależności od zakresu dostosowania się jednostek wytwórczych do wymogów BAT (ang. best available techniques), z **KSE zostanie wycofanych ok. 10-30% istniejących mocy konwencjonalnych**. Aby tak poważna transformacja krajowego miksu paliwowego nie zagroziła bezpieczeństwu energetycznemu kraju, konieczne jest wdrożenie narzędzi zwiększających pewność realizacji inwestycji w nowe moce konwencjonalne oraz stymulujących szybszy rozwój zarządzania stroną popytową (ang. demand side response – DSR).

Planowane wyłączenia istniejących mocy wytwórczych do 2020 i 2025 roku [GW]

Opracowanie własne na podstawie PSE



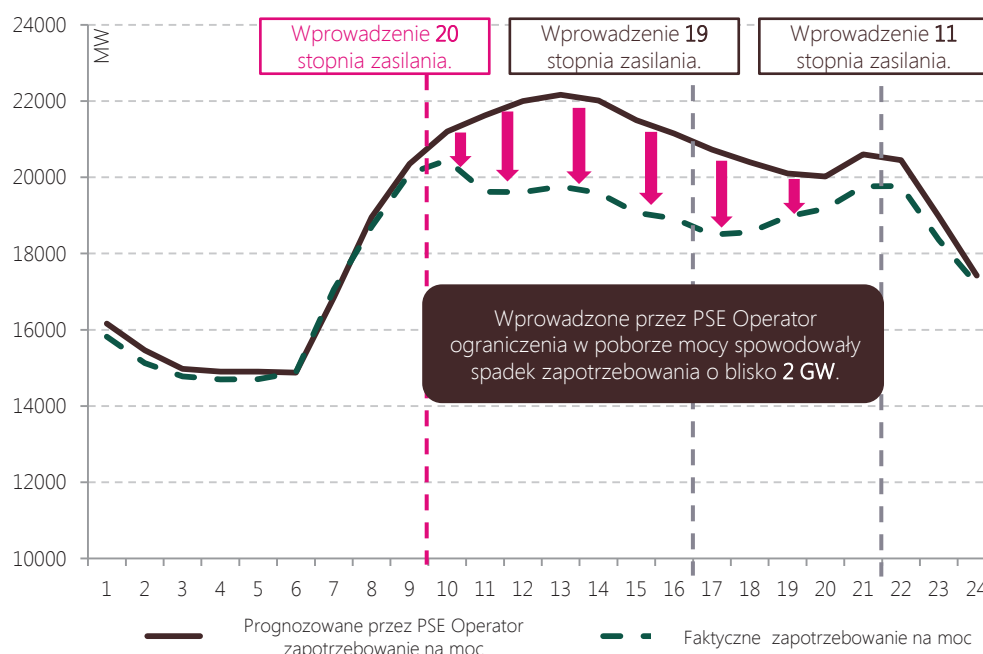
OSP przewiduje, że w przypadku braku motywacji ekonomicznej wytwórców do dostosowania bloków energetycznych do wymogów BAT i bez realizacji nowych inwestycji ponad projekty będące obecnie w budowie, już w roku 2020 może dojść do sytuacji, w której w KSE nie będzie wymaganego poziomu nadwyżki mocy. Jednocześnie autorzy analizy podkreślają fakt, że ze względu na nieopłacalność ekonomiczną kapitałochłonnego dostosowania elektrowni do nowych regulacji środowiskowych planowane są decyzje wytwórców o rezygnacji z modernizacji i ewentualnych wyłączeniach. W tym kontekście wprowadzenie rynku mocy może wpłynąć na poprawę efektywności ekonomicznej przedsięwzięć modernizacyjnych jednostek wytwórczych. Istotnie wydłużyłoby to czas ich pracy oraz ograniczyło potrzebę poniesienia wysokich kosztów budowy nowych mocy.

Analiza sytuacji w krajowym systemie elektroenergetycznym wskazuje, że zagwarantowanie odpowiedniego poziomu rezerwy mocy dyspozycyjnej staje się coraz większym wyzwaniem. Przez wiele lat groźba niezbilansowania popytu i podaży mocy w KSE była dla Polski problemem czysto hipotetycznym. Jednak wydarzenia z 10 sierpnia 2015 roku potwierdziły, że w obecnych uwarunkowaniach jest to niestety problem jak najbardziej rzeczywisty, a co gorsza w perspektywie nadchodzących lat – przybierający na sile.

10 sierpnia 2015 roku, ze względu na kumulację wielu negatywnych z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego czynników, po raz pierwszy od wielu lat doszło w Polsce do wprowadzenia 20. poziomu zasilania Krajowego Systemu Energetycznego.

Sytuacja w KSE w dniu 10 sierpnia 2015 roku [MW]

Opracowanie własne na podstawie danych PSE Operator SA



Sytuacja ta pokazała, że Krajowy System Energetyczny narażony jest na ryzyko niezbilansowania, a dostępne mechanizmy rynkowe i regulacyjne nie są w stanie przeciwdziałać tego typu zdarzeniom.

Rok 2015 nie był w tym względzie wyjątkowy. W szczególności należy pamiętać, że krajowe moce wytwórcze ulegają naturalnemu procesowi zużycia eksploatacyjnego, w wyniku którego rośnie ich awaryjność. Nowe moce wytwórcze poprawią z dużym prawdopodobieństwem poziom bezpieczeństwa energetycznego w kraju, o ile zostaną przekazane do eksploatacji zgodnie z zakładanymi harmonogramami. Założenie takie – jak pokazują doświadczenia krajowe i zagraniczne – może być zbyt optymistyczne, a konsekwencje tego optymizmu obciążone poważnym ryzykiem zakłócenia dostaw mocy do odbiorców.

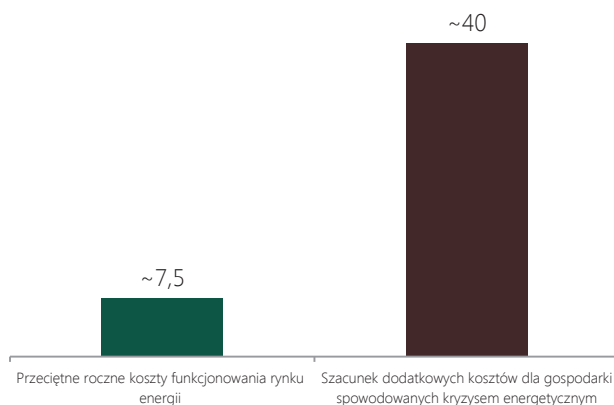
1.2. Minimalizacja kosztów dostaw energii dla klienta końcowego

Jednym z oczekiwań stawianych przed rynkiem mocy jest ograniczenie kosztów energii dla odbiorców końcowych. Postulat ten ma być realizowany poprzez:

- ograniczenie ryzyka niezbilansowania systemu, które generuje istotne koszty dla odbiorców końcowych i gospodarki. Możliwe ograniczenia dostaw energii elektrycznej wpływają niekorzystnie na rentowność przedsiębiorstw, ich międzynarodową konkurencyjność oraz na skłonności do lokowania inwestycji w danym kraju
- ograniczenie ryzyka rynkowego dla wytwórców konwencjonalnych, które umożliwia uzyskanie niższych kosztów finansowania dłużnego na rynku poprzez zagwarantowanie stabilnych przepływów pieniężnych
- stymulację rozwoju strony popytowej, która może aktywnie uczestniczyć w mechanizmie rynku mocy, poprzez udział w aukcji organizowanej przez OSP lub efektywnie zarządzać swoim zapotrzebowaniem na moc.

Roczne koszty funkcjonowania rynku energii i dodatkowe koszty poniesione przez odbiorców końcowych w trakcie trwania kryzysu energetycznego w Kalifornii w latach 2000-2001 [mld USD]

Opracowanie własne na podstawie: The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options, Christopher Weare, Public Policy Institute Of California, 2003



1.3. Wprowadzenie narzędzi dla realizacji Polityki Energetycznej

Rynek mocy jest narzędziem umożliwiającym realizację celów polityki energetycznej kraju, zwłaszcza w obszarze modernizacji istniejących oraz rozbudowy nowych mocy wytwórczych, jak i stymulowania rozwoju DSR. Bez wprowadzenia rynku mocy inicjowanie kapitałochłonnych inwestycji stanie się niezwykle trudne. Jeśli zaś weźmie się pod uwagę utrzymanie się obecnej niskiej rentowności sektora – praktycznie niemożliwe.

Wprowadzenie rynku mocy pozwala stworzyć warunki umożliwiające podejmowanie długoterminowych decyzji inwestycyjnych poprzez ograniczenie ryzyka rynkowego. Jednocześnie rynek mocy umożliwia koordynację działań inwestycyjnych w KSE i dostosowanie ich do faktycznych potrzeb systemu. Dzięki powyższemu możliwe jest uniknięcie zjawiska przeinwestowania i niedoinwestowania, gdyż uczestnicy rynkowi z wyprzedzeniem wiedzą, jakie kluczowe z punktu widzenia KSE inwestycje będą realizowane. Dzięki zwiększeniu przewidywalności rynkowej oraz stabilizacji przychodów instytucje finansowe będą bardziej skłonne do udzielania finansowania na realizację ambitnych programów inwestycyjnych. Warto podkreślić, że dzięki rynkowi mocy możliwe jest budowanie nowych mocy konwencjonalnych w formule „project finance”, co w obecnych realiach jest wykluczone. Oznacza to, że wdrożenie rynku mocy niweluje część barier wejścia na rynek i czyni go bardziej konkurencyjnym.

W celu poprawy funkcjonowania rynku w Polsce postulujemy wprowadzenie rynku dwutowarowego: mocy i energii elektrycznej.

W proponowanym rozwiązaniu, obecne rynki energii elektrycznej i usług systemowych powinny ulec stopniowej ewolucji w taki sposób, aby zapewniały efektywne ekonomicznie i bezpieczne wykorzystanie istniejących zasobów podażyowych i popytowych (ang. security constrained economic dispatch). Ewolucja tych rynków ujawni zarówno wartość wynikającą z elastyczności jednostek wytwórczych w reagowaniu na zmiany zapotrzebowania i generacji źródeł niesterowalnych, jak i wartość wynikającą z ich lokalizacji w systemie elektroenergetycznym. Te cele można osiągnąć przez zastosowanie szeregu środków. Należy przy tym pamiętać, że ich wdrożenie jest czasochłonne i zaniechanie działań zamierzających do wprowadzenia rynku mocy jest zdecydowanie zbyt kosztowne, aby uzależniać dzisiejsze decyzje od przeprowadzonej w odległej przyszłości oceny skutków wprowadzenia ewolucyjnych zmian na rynku energii elektrycznej i usług systemowych.

Drugim elementem zmian jest wprowadzenie rynku, na którym kontraktowana jest ilość mocy niezbędna w przyszłości do zachowania bezpiecznych dostaw energii elektrycznej i mocy. Te same moce są w latach dostawy produktów wykorzystywane do bilansowania systemu, więc im lepiej na rynku energii elektrycznej i usług systemowych będzie działać wycena sygnałów lokalizacyjnych (poprzez odpowiednią konstrukcję usług systemowych lub ceny węzłowe) oraz elastyczności jednostek wytwórczych i popytowych, tym bardziej konkurencyjne oferty pojawią się na rynku mocy. W szczególności, jeżeli prawdziwa okazałaby się hipoteza wystarczalności rynku tylko energii (EOM), to cena na rynku mocy powinna zbiegać do zera.

W naszej analizie podkreślamy również, że obecne tymczasowe rozwiązania uzupełniające rynek tylko energii (EOM plus), chociaż nie dostarczają pełni dobrobytu społecznego, to mogą być skuteczne w operacyjnym utrzymaniu mocy i zapewnianiu rezerw strategicznych. Propozycję ewolucji ich kształtu opisujemy poniżej.

2.1. Poprawa funkcjonowania rynku energii elektrycznej

W tym rozdziale opisujemy główne zmiany, które w naszej ocenie przyczyniłyby się do poprawy wyceny elastyczności i lokalizacji źródeł wytwórczych i popytowych w KSE.

Pierwszą z tych zmian jest **harmonizacja z sąsiednimi systemami**, a docelowo dostosowanie **ograniczeń cenowych na rynku hurtowym do poziomu wynikającego z VoLL** (ang. Value of Lost Load). Obecne rozwiązanie w postaci rozbieżnych limitów cenowych rynków dnia następnego, bilansowego i bieżącego wstrzymuje efektywny rozwój strony popytowej, a tym samym powstanie konkurencji w konsumpcji energii elektrycznej. Limity cenowe niższe niż wartość utraconego zapotrzebowania nie zachęcają do ograniczenia zapotrzebowania – ponieważ ceny hurtowe są wtedy z definicji niższe od wartości redukcji. Ograniczeniami w ustalaniu docelowego poziomu mogą być wytyczne będące elementem procesu tworzenia paneuropejskiego rynku energii elektrycznej – gdyby tak było, to należy dopilnować, aby korzyści z harmonizacji były co najmniej równe utracie efektywności rynku polskiego.

Wspólnie z szerszym włączeniem DSR w świadczenie usług regulacyjnych dla OSP, zmiana limitów cen hurtowych powinna doprowadzić do **stymulacji rozwoju strony popytowej**.

Drugą częścią zmian jest **poprawa funkcjonowania regulacyjnych usług systemowych (RUS)**, które, mówiąc ogólnie, powinny uzupełniać rynek mocy poprzez prawidłową wycenę sygnałów lokalizacyjnych oraz elastyczności jednostek wytwórczych i strony popytowej w reagowaniu na zmiany zapotrzebowania i generacji odnawialnych źródeł energii. Obecnie te usługi systemowe realizowane są na rynku technicznym, którego celem jest zapewnienie odpowiedniej niezawodności i paramentów jakościowych energii elektrycznej w poszczególnych węzłach systemu. Nasze propozycje uzupełniają, a czasami usuwają, elementy specyfikacji tych usług z celem wzrostu efektywności kosztowej zapewnienia bezpiecznych dostaw energii elektrycznej i mocy w KSE.

Trzecią grupą zmian jest naprawa elementów, które **w obecnych mechanizmach uważamy za dysfunkcjonalne**. Należy do nich przykładowo kwestia **wyceny energii elektrycznej w warunkach wprowadzenia ograniczeń w poborze energii elektrycznej** (stopni zasilania), która w takim wypadku spada zamiast rosnąć. W naszej ocenie administracyjna modyfikacja popytu na energię elektryczną w takim przypadku zamyka możliwość odzwierciedlenia w cenie hurtowej niedoboru mocy wytwórczych w KSE – więc podobnie do popytu również cena powinna być w takiej sytuacji wyznaczana administracyjnie. Inne podnoszone przez nas kwestie dotyczą równego dostępu do zakupu energii elektrycznej – **obecnie OSP posiada preferencyjne, nierynkowe warunki zakupu energii elektrycznej** na potrzeby międzyoperatorskiej wymiany między-systemowej, oraz poprzez ceny rozliczeniowe określone w IRIESP **OSP przenosi część kosztów usuwania ograniczeń sieciowych na wytwórców energii elektrycznej** (tzw. realokacja USE) .

Bardziej rozwinięte opisy proponowanych zmian można znaleźć w załączniku do tego dokumentu.

W dalszej części opisujemy w większych szczegółach dwa wyjątkowo istotne w okresie przejściowym elementy mechanizmów rynkowych: **rezerwę operacyjną i strategiczną**.

2.1.1. Mechanizm rezerwy strategicznej

W przypadku powszechnie znanego i szeroko stosowanego w światowej energetyce mechanizmu rezerwy strategicznej, nazywanego w Polsce Interwencyjną Rezerwą Zimną (IRZ), uważamy za zasadne **rozszerzenie zakresu stosowania mechanizmu do poziomu 2.5 GW** wynikającego z wykonanej analizy, tj. do wolumenu, który pokrywałby wrażliwość temperaturową KSE zimą i latem.

Świadczenie usługi IRZ polega na dysponowaniu oraz wykorzystaniu jednostek wytwórczych wykonawcy przez OSP do interwencyjnego równoważenia bilansu mocy czynnej. Swoim zakresem usługa ta obejmuje:

- utrzymywanie jednostek wytwórczych w gotowości do uruchomienia i uzyskanie poleconego przez OSP poziomu obciążenia mocą czynną;
- wykorzystanie zdolności jednostek wytwórczych, polegające na uruchomieniu tych jednostek i wprowadzeniu do sieci energii elektrycznej wytworzonej przez te jednostki w ilości i w czasie określonym w poleceniu OSP.

Uważamy, że sposób wykorzystania IRZ w Polsce jest prawidłowy, ponieważ unika wprowadzania zaburzeń do funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej. Jednocześnie jesteśmy zdania, że kryteria przetargu, polegające na ograniczeniu oferentów do JWCD, którym zostało przyznane prawo do korzystania od dnia 1 stycznia 2016 roku z czasowego odstępstwa od standardów emisyjnych na podstawie dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, powinny być przez OSP rozszerzone. Pozwoli to na uzyskanie większej konkurencji w składanych ofertach i najbardziej efektywne z punktu widzenia konsumenta zapewnienie rezerwy strategicznej.

Zagadnienie zwiększenia wolumenu IRZ jest tym bardziej istotne, ponieważ według prognozy OSP w perspektywie do końca dekady będzie rosnać prawdopodobieństwo wycofania z ruchu dodatkowych jednostek wytwórczych oraz ryzyko wystąpienia okresowych niedoborów mocy w sytuacjach odchylen pogody od średnich klimatycznych. W przypadku IRZ, należącej do klasy mechanizmów wynagradzania mocy na zasadzie rezerwy strategicznej, można korzystać z doświadczeń zebranych w wyniku szerokiego zastosowania mechanizmu w krajach europejskich. Nie bez znaczenia jest również niska złożoność procesowa – takie rozwiązania uzyskują przychylną opinię Komisji Europejskiej pod względem rynkowości zasad ich funkcjonowania. Powyższe argumenty warto rozpatrywać w kontekście wysokich kosztów zaniechania reform rynku energii przytoczonych w tej pracy.

2.1.2. Operacyjna rezerwa mocy

Celem mechanizmu ORM jest utrzymywanie w ramach KSE wymaganej nadwyżki mocy wytwórczych lub redukcyjnych ponad zapotrzebowanie, co w obecnej specyfikacji tej usługi może zostać osiągnięte przy pomocy istniejących jednostek konwencjonalnych, jednostek nowych lub poprzez redukcję zapotrzebowania. Uważamy, że **cena operacyjnej rezerwy mocy powinna być uzależniona od rynkowych parametrów LOLE** (ang. Loss of Load Expectation) oraz CONE (ang. cost of new entry), co oznacza w szczególności zmianę ograniczenia cenowego tego mechanizmu z ceny referencyjnej (CRRM) na CONE/LOLE. Obecne rozwiązanie polegające na utrzymywaniu limitu cenowego w postaci CRRM nie przenosi na rynek pełnej informacji co do rynkowej wartości rezerwy w momencie deficytów jej podaży.

W obecnym kształcie ORM stanowią następujące zdolności wytwórcze JG_{Wa} tworzące nadwyżkę mocy ponad umowy sprzedaży energii:

- w przypadku jednostki pozostającej w ruchu – rezerwa wirująca w tej części, w której jednostka nie podlega USE lub bilansowaniu swobodnemu;
- w przypadku jednostki niepracującej ale dyspozycyjnej – cała moc dyspozycyjna tej jednostki. Przedmiotem zakupu i rozliczenia w ramach mechanizmu ORM jest moc dyspozycyjna brutto danej JG_{Wa} .

Konstrukcję mechanizmu polegającą na eliminacji duplikowania przychodów z rynku energii i usług systemowych uważamy za poprawną. Podobnie uważamy, że preferencja dla DSR polegająca na osobnym kontraktowaniu zasobów popytowych w postaci usługi negawatów, a następnie zmniejszaniu zapotrzebowania na ORM w wolumenie zakontraktowanym wcześniej w ramach usługi negawatów, jest w okresie przejściowym uzasadniona. Wprowadzić docelowo nie powinna istnieć dyskryminacja jednostek wytwórczych względem strony popytowej w czasie kontraktacji, cenie i warunkach rozliczenia, jednak obecne deficyty jakości świadczenia usługi przez DSR uzasadniają wprowadzenie preferencji dla tej grupy usługodawców w okresie przejściowym do momentu osiągnięcia dojrzałości przez ten perspektywiczny segment rynku.

Rozpatrując mechanizm ORM w kontekście międzynarodowym, w celu stworzenia odpowiednich sygnałów cenowych niektóre kraje wprowadzają mechanizmy pozwalające na ciągłą wycenę rezerwy mocy, pozwalającej na bieżące i elastyczne reagowanie na zmiany zapotrzebowania. Przykładem jest mechanizm operating reserve demand curve wprowadzony na obszarze ERCOT (Texas, jedyny rynek w USA nie posiadający rynku mocy) lub mechanizm zastosowany w Australii. Z założenia mechanizmy te stanowią pewien rodzaj usługi systemowej, mającej na celu zapewnienie odpowiedniego poziomu rezerwy mocy zdolnej do szybkiej reakcji (adekwatność i elastyczność) w sytuacjach awaryjnych. Mechanizm tej postaci podkreśla więc istotną rolę elastycznych źródeł w systemie, które umożliwiają zarówno bilansowanie zapotrzebowania, jak i rozwój odnawialnych źródeł energii, w szczególności niestabilnych elektrowni wiatrowych, które samodzielnie nie byłyby w stanie funkcjonować na rynku energii i bilansować zapotrzebowania odbiorców.

W celu uzyskania rzeczywistej wyceny wartości rezerwy operacyjnej proponujemy wdrożenie modyfikacji modelu rozliczeń ORM poprzez **wprowadzenie ograniczenia rocznego budżetu ORM na poziomie nie wyższym niż koszty budowy i eksploatacji źródeł OCGT**, będących obecnie najtańszą alternatywą do utrzymywania rezerwy w istniejących źródłach węglowych.

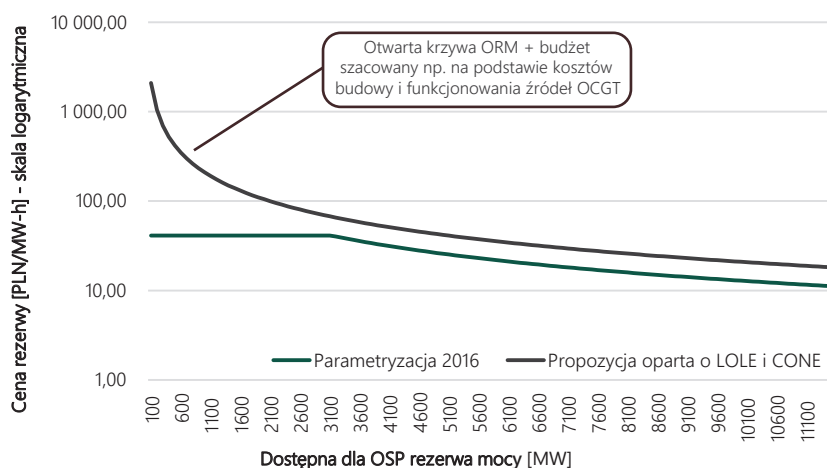
Taka zamiana oznacza również zredefiniowanie obecnego poziomu ceny referencyjnej (CRRM) i zamianę go na wartość CONE/LOLE oraz zastąpienie wolumenu referencyjnego (WRM) zgodnie ze statystycznym podejściem do wyznaczania rezerw mocy, opisanym w tym raporcie.

Uzasadnieniem dla wprowadzenia ograniczenia budżetowego ORM na podstawie kosztów budowy i funkcjonowania technologii OCGT, w tym kosztów stałych i zmiennych związanych z zakupem i dostawą paliwa gazowego, jest fakt, że jest to obecnie najtańszy alternatywny sposób zapewnienia wymaganego poziomu rezerw na potrzeby OSP. W tym rozwiązaniu budżet ORM powinien być corocznie weryfikowany w odniesieniu do przewidywanego przez OSP statystycznego poziomu wymaganej rezerwy mocy oraz parametrów kosztowych budowy i funkcjonowania źródeł OCGT.

Proces rozliczeń operacyjnej rezerwy mocy (wyznaczania ceny C^{OR} i wielkości POR) mógłby naszym zdaniem przebiegać na obecnych zasadach.

Proponowana modyfikacja mechanizmu ORM stan obecny oraz proponowane rozwiązanie

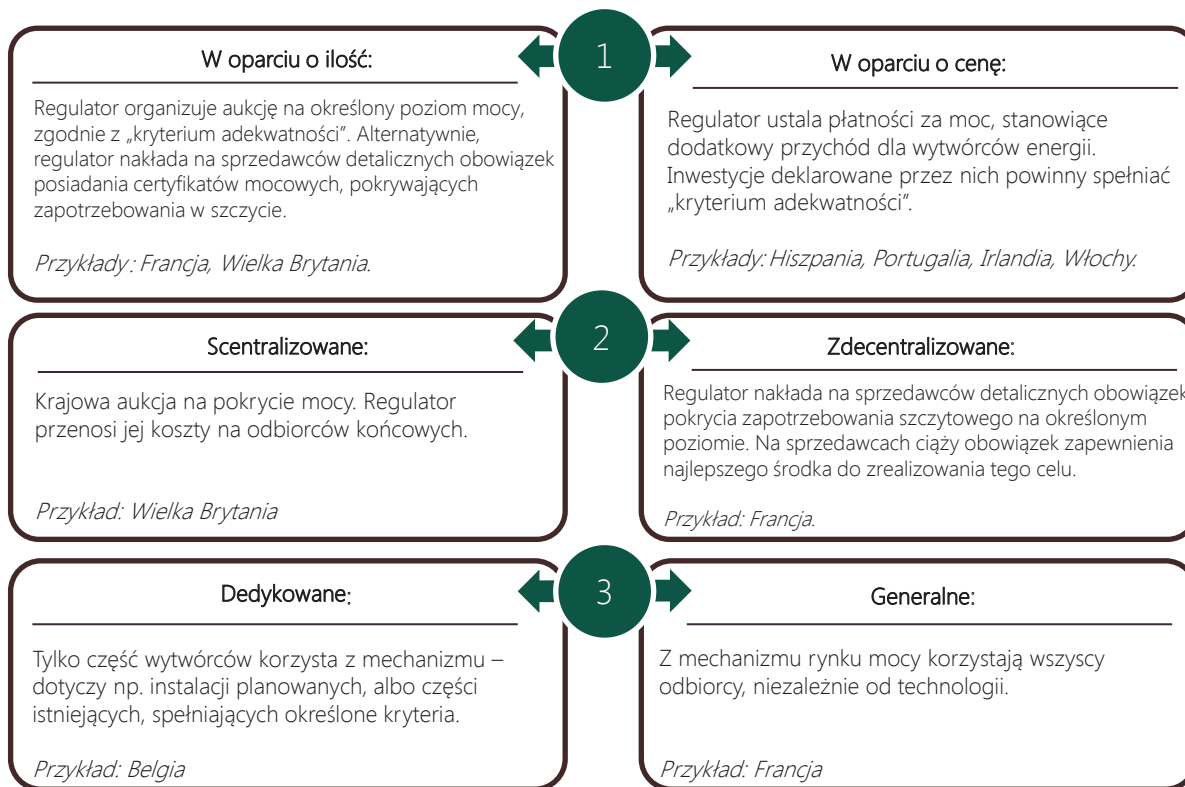
Opracowanie własne



2.2. Mechanizm docelowy

W analizach rynków mocy i mechanizmów mocowych prowadzonych przez Komisję Europejską stosowana jest najczęściej taksonomia oparta na sposobie ich działania. Pod uwagę bierze się, jakie podmioty wyznaczają wielkość zdolności wytwórczych, a jakie podlegają obowiązkowi zakupu i w jakiej wielkości.

Typologia rynków mocy



Uwzględniając rodzaj zidentyfikowanych problemów, w tym głównie brak możliwości zbilansowania zapotrzebowania na moc w polskim systemie energetycznym we wszystkich perspektywach czasowych, **rekomendowane jest wprowadzenie scentralizowanych aukcji na zdolności wytwórcze wraz z reformą rynku energii i usług systemowych.** Jest to rozwiązanie, które dowiodło w praktyce swojej efektywności kosztowej w dostarczaniu wymaganego standardu bezpieczeństwa pracy systemu na wielu rynkach m.in. PJM (największym rynku z mechanizmem mocowym w USA, opartym o ceny węzłowe), New York ISO, ISO-New England. Obecnie takie rozwiązanie zostało wdrożone również w Wielkiej Brytanii, jednak ze względu na wprowadzenie w trakcie konsultacji z Komisją Europejską rozlicznych korekt względem oryginalnego mechanizmu, nie jest jeszcze pewne, jak wysoką efektywnością będzie się charakteryzować.

Kluczowym celem reformy rynku energii w Polsce powinno być zapewnienie odpowiedniej ilości mocy dyspozycyjnej w systemie elektroenergetycznym. Poziom standardu bezpieczeństwa dostaw mocy może być wyznaczony zarówno deterministycznie, jak i stochastycznie. W przypadku projektowania nowego mechanizmu powinno się w początkowym etapie używać obu tych metod, umożliwiając weryfikację wyników podejścia stochastycznego poprzez lepiej znaną w Polsce metodę deterministyczną. Docelowo, ze względu na spadek przewidywalności wymaganego obciążenia źródeł sterowalnych spowodowany generacją źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, wykorzystywane powinny być miary stochastyczne:

- **LOLE** (ang. loss of load expectation) – opisana wcześniej miara oznaczająca oczekiwaną liczbę wydarzeń polegających na administracyjnym ograniczeniu poboru energii elektrycznej w danym okresie, najczęściej roku.
- **LOLP** (ang. Loss of Load Probability) – prawdopodobieństwo, że w danym okresie (roku) wystąpi administracyjne ograniczenie poboru energii elektrycznej.
- **LOLH** (ang. Loss of Load Hours) – oczekiwana liczba godzin, w których dojdzie do administracyjnego ograniczenia poboru energii elektrycznej.
- **EENS** (ang. Expected Energy Not Served) – wartość oczekiwana utraconej, konsumpcji energii elektrycznej przez odbiorców w wyniku administracyjnego ograniczenia poboru energii elektrycznej.

Wszystkie powyższe miary są ze sobą ściśle powiązane i w praktyce istotne jest, aby z perspektywy konsumenta możliwa była intuicyjna interpretacja przyjętego standardu. Konsument jest bowiem reprezentowany w zakupie mocy przez OSP, ale powinien mieć świadomość tego, co otrzymuje w zamian za środki, które OSP przeznacza w jego imieniu na zakup mocy.

Ponadto należy założyć, że mechanizm mocowy wprowadzany w Polsce będzie badany w zakresie występowania pomocy publicznej. W celu minimalizacji ryzyka uznania go za niedozwoloną pomoc publiczną rekomendowane jest kierowanie się wytycznymi Komisji Europejskiej i praktyką, np. w sprawie notyfikacji mechanizmów wdrażanych w Wielkiej Brytanii, choć z uniknięciem błędów, które tam się pojawiły.

Poniżej przedstawiono kluczowe kwestie, jakie należy wziąć pod uwagę przy implementacji proponowanego mechanizmu.

2.2.1 Standardy niezawodności systemu elektroenergetycznego

Odpowiedni poziom mocy zainstalowanej jest kluczowym elementem niezawodności każdego systemu elektroenergetycznego. Pozwala na zbilansowanie i utrzymanie odpowiedniego poziomu rezerw mocy. Obowiązkiem każdego OSP jest zapewnienie niezawodności dostaw energii elektrycznej poprzez m.in. utrzymanie i rozwój infrastruktury sieciowej oraz planowanie pracy systemu w oparciu o historyczne dane, prognozy zapotrzebowania, dane o istniejących i planowanych jednostkach wytwórczych itp.

Na świecie istnieje wiele metod oceny niezawodności systemów elektroenergetycznych i wskaźników niezawodności. Jednak dynamiczny rozwój OZE i spadek inwestycji w nowe źródła konwencjonalne (połączony ze stopniowym wyłączaniem „starych” jednostek) wywołuje konieczność modyfikacji koncepcji planowania niezawodności systemu.

Stosowane przez wiele lat deterministyczne podejście do planowania systemu i określania kryteriów niezawodności (utrzymywanie „sztywnej” rezerwy mocy jako procent szczytowego zapotrzebowania, kryterium N-1, Worst Case Condition, itp.) jest w ostatnich latach z powodzeniem zastępowane przez podejście probabilistyczne, które umożliwia włączenie do procesu planowania czynników o charakterze stochastycznym. Modele probabilistyczne pozwalają na bieżące analizy wielu różnych zmiennych i są w stanie wygenerować wiele scenariuszy.

Obecnie kluczową miarą oceny bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w wielu krajach (np. Niemcy, Holandia, Belgia, Francja, Wielka Brytania, USA) jest wskaźnik LOLE definiowany jako średnia ilość dni/godzin w danym okresie, w których można spodziewać się, że podaż energii elektrycznej nie zaspokoi popytu. Należy zauważyć przy tym, że LOLE nie jest miarą liczby dni/godzin, w których należy spodziewać się całkowitego zaprzestania dostaw energii elektrycznej, ale w których należy spodziewać się, że operator systemu będzie zmuszony do wprowadzenia dostępnych narzędzi dostosowawczych, a kontrolowane wyłączenia odbiorców są ostatecznością w sytuacji, gdy wyczerpane zostaną wszystkie środki dostosowawcze.

Kiedy w europejskich systemach elektroenergetycznych zauważa się znaczący wzrost udziału odnawialnych źródeł energii, których generacja jest uzależniona od warunków atmosferycznych, LOLE jest niezwykle ważnym wskaźnikiem. Oddaje on bowiem negatywny wpływ niesterowalnej generacji tych źródeł na niezawodność systemu.

Maksymalny akceptowany poziom LOLE jest używany jako kryterium niezawodności systemu elektroenergetycznego tzw. LOLE Standard.

	Niemcy	Francja	UK	Holandia	Belgia	Irlandia	USA (NERC standard)
LOLE Standard [h/y]	3	3	3	4	2,5	8	2.4

LOLE Standard oparty jest zwykle na przesłankach makroekonomicznych obejmujących wpływ ewentualnych przerw w dostawach energii na gospodarkę i społeczeństwo oraz porównanie tych kosztów z kosztami inwestycji w dodatkowe moce produkcyjne.

Zaawansowane modele matematyczne, symulujące działanie systemu elektroenergetycznego, wyznaczają LOLE dla założonego okresu i założonego scenariusza. Wyznaczony przez model matematyczny poziom LOLE dla danego okresu jest dla operatora systemu informacją o prognozowanej niezawodności systemu w tym okresie i o poziomie rezerwy mocy, jaką powinien planować. Ponadto modele wyznaczają szereg dodatkowych wskaźników niezawodności m.in. LOLP (ang. Loss of Load Probability), LOEE (ang. Loss of Energy Expectation), EEU (ang. Expected Energy Unserved).

Na podstawie dostępnych informacji oraz analizowanej literatury można ocenić, że rekomendowaną wartością wskaźnika bezpieczeństwa dla polskiego KSE jest $LOLE=3$, co zostało odzwierciedlone w przyjętych założeniach modelowych na potrzeby opracowania niniejszego raportu. W przypadku wyższego prognozowanego obciążenia na poziomie 10,15 GW operator w celu dostosowania systemu do standardu niezawodności musi założyć wprowadzenie do systemu nowych mocy wytwórczych na efektywnym poziomie min. 150 MW.

Rosnący udział niesterowalnych i mało przewidywalnych źródeł energii odnawialnej w europejskich systemach elektroenergetycznych sprawia, że wskaźniki oparte o modele deterministyczne stają się nieodpowiednie do oceny niezawodności systemów na obecnych rynkach. Bardziej skutecznymi narzędziami przy planowaniu pracy systemu elektroenergetycznego w takich warunkach wydają się być modele probabilistyczne i oparcie standardów niezawodności o wskaźnik LOLE.

2.2.2. Produkt rynku mocy

Podstawowy produkt w docelowym mechanizmie mocowym powinien w optymalny sposób, z punktu widzenia rynkowego, technicznego oraz kosztowego, zapewnić średnio i długoterminowe bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej w KSE, przy jednoczesnym uwzględnieniu niedyskryminacyjnych zasad dostępu do rynku.

Definicja produktu rynku mocy powinna być zarówno zachętą do podejmowania decyzji inwestycyjnych i modernizacyjnych obecnych jednostek wytwórczych, jak i do tworzenia szerokiej bazy usług regulowanego odbioru (mechanizmów demand side response/management).

Głównym produktem rynku mocy powinna być dostawa mocy dyspozycyjnej netto, w produkcji lub redukcji, dostarczona odpowiednio przez wytwórcę lub odbiorcę w danym okresie szczytowego obciążenia KSE, w którym istnieje realne niebezpieczeństwo braku możliwości zaspokojenia popytu na moc. Gwarantowane zobowiązanie wytwórcy lub odbiorcy powinno być przedmiotem bilateralnej, ale zestandaryzowanej umowy mocowej z jedynym odbiorcą usługi, którym powinien być OSP, kupującym moc w imieniu i na rzecz wszystkich odbiorców przyłączonych do KSE.

Przedmiotem umów powinny być kontrakty terminowe z fizyczną dostawą mocy lub fizycznym ograniczeniem jej poboru. Długoterminowe kontrakty mocowe generujące dodatkowe strumienie przychodów powinny umożliwiać pokrycie kosztów stałych i jednocześnie nie wpływałyby na bezpieczne dla KSE funkcjonowanie rynku energii na obecnych zasadach pokrywających wyłącznie koszty zmienne.

Produkt polegający na dostarczeniu lub redukcji poboru mocy powinien uwzględniać przewidywalność, stabilność i techniczne aspekty realizacji umowy, takie jak chociażby szybkość rozpoczęcia jej dostawy czy dyspozycyjność/awaryjność urządzeń technicznych dostarczających moc.

Oferowanie produktu mocowego nie powinno być ograniczone do dominujących obecnie technologii konwencjonalnych, pozwalając na pełną i niedyskryminacyjną partycypację innych technologii dostawy i redukcji mocy w KSE w zgodzie z zasadą zachowania neutralności technologicznej.

Definicja dostarczanego produktu powinna być jednakowa lub, jeżeli są stosowane od tej zasady odstępstwa, oszacowanie wolumenu i wartości usługi powinno być jednakowe niezależnie od tego, jaka technologia wycenia produkt według różnych specyfikacji.

2.2.2. Ekonomiczne zasady konstrukcji mechanizmu

W dalszej części opisu rozwiązań rynek mocy traktowany będzie jako mechanizm konstruujący funkcję wymiany użyteczności pomiędzy uczestnikami rynku, mający na celu minimalizację kosztów **prowadzenia systemu** i zachowujący ograniczenia:

1. **Indywidualnej racjonalności:** żaden z uczestników rynku nie może tracić w wyniku swojego uczestnictwa w tym mechanizmie. Dotyczy to zarówno wytwórców energii elektrycznej – którzy nie powinni utrzymywać na rynku nierentownych jednostek wytwórczych, jak i konsumentów – którzy nie powinni płacić za bezpieczeństwo energetyczne więcej niż wynosi dla nich alternatywa w postaci samodzielnego zaopatrzenia w energię (autogeneracja lub własna oferta DSR) lub w scentralizowanym rynku mocy tzw. CONE (ang. Cost of New Entry - CONE).

2. **Bilansu budżetowego:** suma płaćności na rzecz rynku mocy przez odbiorców jest co najmniej równa płaćnościom na rzecz podmiotów świadczących usługę dostarczania mocy. To standardowe ograniczenie konstrukcji każdego mechanizmu zawiera sformułowanie „co najmniej”, ponieważ, podobnie jak inne produkty, również produkt mocy będzie przedmiotem opodatkowania.

3. **Prawdomówności i bezpośredniości:** uczestnicy rynku nie powinni ujawniać w wyniku działania mechanizmu swojej prawdziwej wyceny produktu mocowego. W szczególności, mechanizm nie powinien zachęcać jego uczestników do konstruowania pośrednich kroków w postaci strategii pozwalających na zmianę wyniku rynkowego na inny w stosunku do optymalnego.

2.2.3. Format aukcji

Przy konstrukcji mechanizmu mocowego, zakładając wybór ogólnorynkowego scentralizowanego mechanizmu aukcyjnego, istnieje wiele elementów mechanizmu, które należy wziąć pod uwagę.

Jednym z pierwszych parametrów aukcji jest decyzja o wyborze aukcji dyskryminacyjnej (ang. pay-as-bid) lub jednocenowej (ang. pay-as-clear). Ten wybór jest dokonywany na wielu rynkach i był wielokrotnie testowany również w przypadku energetyki. Ostatecznie w przypadku aukcji energii elektrycznej wyraźną globalną preferencję zyskał **mechanizm aukcji jednocenowej**. Stało się tak z trzech powiązanych ze sobą powodów:

- Aukcje dyskryminacyjne stymulują do konstruowania przez oferentów strategii ofertowych w celu maksymalizacji przychodów (ang. shadow bidding). Można innymi słowy powiedzieć, że ze względu na niekompletność informacji w grze poszczególni uczestnicy rynku będą starali się „zgadywać” jakie może być jej rozstrzygnięcie i dodawać do swoich ofert marżę. Powoduje to zbędne zaburzenie bezpośredniości mechanizmu i większą niepewność rezultatów zarówno w kontekście ceny, jak i alokowanego wolumenu. Strategia w aukcji jednocenowej jest natomiast prosta i polega na składaniu oferty opartej na prawdziwych indywidualnych kosztach i traktowaniu wyższego rozstrzygnięcia aukcji jako dodatkowego zwrotu wynikającego z wysokiej efektywności kosztowej własnego projektu.
- Ze względu na skomplikowanie strategii ofertowych w wariacie dyskryminacyjnym zazwyczaj występuje w nim utrata dobrobytu społecznego polegająca na alokacji wolumenu zakupu nie do ofert najniższych kosztowo, ale do ofert o najniższej cenie. Chociaż istnieje niewielkie prawdopodobieństwo, że oferenci zachowają monotoniczność kosztową pomimo braku koordynacji ofert cenowych, to zazwyczaj (nawet przy takich samych kosztach dla konsumentów) nastąpi utrata nadwyżki producenckiej.
- Aukcja dyskryminacyjna jest bardziej podatna na tzw. „klątwę zwycięzcy”, polegającą na niedoszacowaniu kosztów przez uczestników rynku przy składaniu oferty. To powszechne zjawisko nasila się w miarę:
 - o Wzrostu dysproporcji w posiadanej przez uczestników rynku informacji wpływającej na poziom cenowy oferty;
 - o Wzrostu liczby podmiotów uczestniczących w aukcji;
 - o Poziomu niepewności dotyczącego przyszłych kosztów i przychodów.

O ile należy się spodziewać, że liczba graczy w obu formatach będzie zbliżona, to w aukcji wielotowarowej jednocenowej w dużej mierze eliminowany jest efekt dysproporcji w posiadanej przez uczestników aukcji informacji (ponieważ oferta zależy przede wszystkim od indywidualnych kosztów, a nie oczekiwań odnośnie zachowania innych uczestników rynku), co jednocześnie wpływa na redukcję poziom niepewności.

Z praktycznej perspektywy oznacza to, że w przypadku aukcji jednocenowej należy spodziewać się wyższego dobrobytu społecznego oraz mniejszego ryzyka wycofania się oferenta z zaniżonej oferty – a tym samym wyższej pewności dostawy mocy.

Warto odnotować sformułowanie mówiące o tym, że w przypadku aukcji jednocenowej oferta zależy „przede wszystkim” od indywidualnych kosztów danego oferenta. Taki zapis odnosi się do wyboru formatu aukcji pierwszo lub drugocenowej. Literatura i praktyka wskazują, że **optymalnym wyborem jest aukcja drugocenowa**, która pozwala na wyeliminowanie sformułowania „przede wszystkim” i tym samym dalszą poprawę efektywności mechanizmu. Dzieje się tak, ponieważ w aukcji drugocenowej brakuje motywacji uczestników aukcji dla składania ofert innych niż własne rzeczywiste koszty – jest to wtedy strategia ofertowa stanowiąca równowagę w sensie Nasha. Taki wybór będzie jednak niekompatybilny z niektórymi formatami przeprowadzania aukcji – przykładowo formatem holenderskim.

Drugim z istotnych wyborów jest ustalenie, czy aukcja wielotowarowa jednocenowa drugocenowa powinna być również aukcją o jawnych, czy niejawnych ofertach. W tym przypadku wybór jest mniej jednoznaczny. Jeśli posłużymy się analogią dostaw energii elektrycznej na rynkach spotowych, stanie się jasne, że dominującym modelem jest ujawnianie ofert. Istotnym aspektem odróżniającym aukcje mocy od aukcji na rynkach dnia następnego (ang. Day Ahead Market – DAM) jest jednak ich powtarzalność, która w przypadku DAM pozwala na nasilenie konkurencji w walce o wolumen sprzedaży (efekt merit order). Brak tej powtarzalności sprawia, że w przypadku aukcji mocy nasilenie konkurencji może nie nastąpić. Dlatego w początkowym okresie **rekomendowane jest ujawnianie ofert ex post**, a nie w trakcie aukcji. Docelowym modelem powinien być bardziej transparentny mechanizm jawnych ofert.

Takie rozwiązanie zachowuje możliwość weryfikacji przez konsumentów efektywności kosztowej i poprawności algorytmu zakupu mocy w ich imieniu, a jednocześnie pomaga uniknąć potencjalnie nieprzewidywalnych zachowań uczestników rynku.

Trzecim wyborem jest decyzja o formacie przeprowadzenia jednocenowej wielotowarowej aukcji drugocenowej o niejawnych ofertach. Praktyka i literatura podają tutaj wiele możliwości, z których dominującymi wyborami są aukcje w formacie fixingu lub holenderskim. Oba rozwiązania mają wady i zalety.

Format fixingu polega na składaniu przez wszystkich uczestników aukcji kompletnych i wyczerpujących ofert, które następnie układane są w porządku rosnącym według cen ofertowych. Taki format może wykorzystywać w pełni możliwość konstrukcji aukcji drugocenowej, co posiada wyraźną zaletę w postaci podawania przez uczestników rynku prawdziwych kosztów dla składanych ofert. Umożliwia również wybór (nierekomendowanego) wariantu aukcji dyskryminacyjnej. Z drugiej strony, fixing posiada wadę w postaci braku możliwości dostosowywania się uczestników rynku do składanych przez innych oferentów cen.

Format holenderski polega na inkrementalnym spadku ceny aukcyjnej aż do momentu zbilansowania popytu z podażą. W przeciwieństwie do fixingu taki format nie pozwala na bezproblemowe zastosowanie aukcji drugocenowej lub (nierekomendowanego) formatu dyskryminacyjnego. Ten pierwszy element, pomimo że w niewielkim stopniu, to jednak będzie prowadził do spadku dobrobytu społecznego w efekcie komplikacji sposobu składania ofert przez dostawców mocy. Wadą takiego rozwiązania jest również to, że nawet ex post niemożliwe jest poznanie ofert dla większości inwestorów, których oferty sprzedaży mocy zostały zaakceptowane, tj. niemożliwe

jest poznanie kosztów zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego przy niższych wymaganiach odnośnie poziomu dyspozycyjnej mocy szczytowej w systemie. Jednocześnie ten format posiada jednak jedną zaletę: pozwala na dostosowanie się do cen innych oferentów w warunkach dużej niepewności. W pierwszym okresie funkcjonowania rynku mocy ta zaleta przeważa i pomimo że docelowym mechanizmem powinien być fixing, to **początki rynku mocy powinny być oparte o aukcje w formacie holenderskim**.

2.2.4. Zmienne i parametry aukcji

Poza głównymi elementami określającymi format aukcji istnieje również szereg parametrów wpływających na efektywność mechanizmu poprzez wprowadzanie ograniczeń lub preferencji dla uczestników aukcji oraz alokację ryzyka.

2.2.4.1 Centralizacja zakupu mocy

Pierwszą z istotnych kwestii jest to, dlaczego zakup mocy powinien być scentralizowany, a nie pozostawiony uczestnikom rynku.

Pierwotną przyczyną tego problemu jest wada popytu na energię elektryczną, tj. brak responsywności odbiorców energii elektrycznej na sygnały cenowe (konkurencja w konsumpcji) oraz brak efektywnej możliwości wykluczenia konsumpcji przez odbiorców, dla których ta wycena byłaby zbyt wysoka. Te dwie kwestie sprawiają, że **energia elektryczna wykazuje cechy dobra publicznego, a nie prywatnego**.

Powyższą wadę na większości innych rynków można byłoby wyeliminować poprzez natychmiastowe zwiększenie podaży lub umożliwienie magazynowania. Niestety, jedno i drugie rozwiązanie nie działa na rynku energii elektrycznej, ponieważ budowa źródeł podaży zajmuje co najmniej kilka lat, a magazynowanie energii elektrycznej jest możliwe tylko w formie pośredniej (chemicznej – baterii, potencjalnej – elektrowni szczytowo-pompowych, kinetycznej – koła zamachowe i in.) oraz kosztowne.

Istnieje również, przynajmniej teoretycznie, możliwość konstrukcji mechanizmu, który pozwoliłby na optymalizację poziomu rezerw przez inwestorów. Wprawdzie wymagałoby to rezygnacji z kontroli nad bezpieczeństwem energetycznym przez Państwo i pozostawienie jej rynkowi, ale przynajmniej teoretycznie należałoby rozważyć taką możliwość. Oznaczałoby to, że rynek optymalizuje ilość niedostarczonej energii w taki sposób, aby krańcowe koszty administracyjnych ograniczeń dostaw były równe krańcowym kosztom utrzymywania jednostek wytwórczych w rezerwie i komercyjnych redukcji zapotrzebowania innych konsumentów. Istnieje jednak wyraźny problem w takim podejściu polegający na tym, że w warunkach brownoutu lub blackoutu rynek przestaje funkcjonować. W przypadku blackoutu nie ma po prostu ani ceny, ani wolumenu sprzedaży, który pozwoliłby na przekazanie sygnału cenowego do dostawców mocy. Podobny efekt, choć w mniejszej skali, można zaobserwować również w przypadku brownoutu. Administracyjne ograniczenie poboru energii w Polsce od 10 sierpnia 2015 roku doprowadziło do spadku (!), a nie wzrostu cen energii elektrycznej. Jest to jednak adekwatna w obecnych mechanizmach rynkowych reakcja – administracyjne ograniczenia spowodowały spadek popytu na energię na rynku i tym samym spadek cen. Nie był to natomiast efekt prawidłowy, ponieważ cena energii nie odzwierciedlała chęci odbiorców do jej konsumpcji. Rynek również w tym przypadku przestał działać. Podsumowując, **poziom rezerw mocy nie może być samodzielnie zoptymalizowany przez rynek w przypadku braku scentralizowanej wyceny mocy**.

2.2.4.2 Neutralność technologiczna i alokacja ryzyka

Drugą z kluczowych kwestii jest neutralność technologiczna rynku mocy. Taki postulat, jeśli posłużymy się językiem badań operacyjnych, pozwoli na usunięcie ograniczeń problemu i dodatkowych elementów wpływających na funkcję celu, które podniosłyby minimalny konieczny koszt rynku mocy. W szczególności inicjatywy w postaci podziału na koszyki aukcyjne, eliminowania z konkurencji wybranych technologii (DSR, kogeneracja), odrębnej definicji produktu mocowego i tym podobne z pewnością podniosą istotnie koszty rynku mocy. **Szczególny rodzaj dyskryminacji technologicznej dotyczy również wyprzedzenia czasowego**, z jakim następowałby zakup mocy – krótkie terminy mogą eliminować możliwość uczestnictwa przez inwestorów zainteresowanych ofertowaniem źródeł o długim czasie budowy (np. węglowych).

Warto tutaj zaznaczyć, że główną wartością dodaną rynku mocy jest obniżenie ryzyka, więc wiele z aspektów mechanizmu rynku mocy musi być oceniane pod kątem prawidłowej alokacji ryzyka pomiędzy uczestników rynku. Przykładowo w celu redukcji ryzyka błędnej prognozy zapotrzebowania szczytowego OSP może zdecydować się na podział wolumenu zakupu mocy na okresy o dużym wyprzedzeniu czasowym (T-6 – T-8 lat), jak i niskim wyprzedzeniu czasowym (T-1). Należy jednak zauważyć, że samo ryzyko błędu prognozy nie znika – po prostu następuje zmiana jego alokacji na inwestorów, którzy nie są pewni, czy i jakiego wolumenu zakupu mocy mogą się spodziewać w okresie T-1.

Z drugiej strony, w mechanizmie mocowym może pojawić się pokusa nadużycia (ang. moral hazard), polegająca na próbach oportunistycznego składania ofert mocowych, licząc przykładowo na spadek kosztów technologii w przyszłości lub nierzetelną/niefizyczną/deklaratywną weryfikację świadczonej usługi. Takie oferty, pomimo wygrania aukcji, mogą nie świadczyć usługi w roku dostawy. W związku z tym, że dla uniknięcia ograniczeń w dostawach energii elektrycznej do odbiorców potrzebni są wszyscy zakontraktowani dostawcy, „wypadnięcie” nawet pojedynczych oportunistycznych oferentów skutkować będzie potencjalnymi problemami w roku dostawy. Sposoby mitygacji tego ryzyka w tym przypadku powinny się skupić na inwestorach i wprowadzać **istotne kary za zawinione niedostarczenie mocy** oraz certyfikację i weryfikację świadczenia usługi dostaw mocy.

Istnieje również szczególny przypadek założenia o neutralności polegający na możliwości zawierania kontraktów dłuższych niż jeden rok. Dotyczy on przede wszystkim nowych inwestycji i modernizacji obecnych instalacji, które wymagają prognozy stabilnych przychodów w wielu kolejnych okresach w celu redukcji ryzyka. W tym przypadku należy rozważyć **realokację ryzyka regulacyjnego zmian w rynku mocy (lub jego likwidacji) na twórców tych regulacji**. Umożliwienie zawierania dłuższych kontraktów pozwala na tańszą kontraktację na rynku mocy nowych inwestycji.

Ryzyko opóźnienia realizacji inwestycji posiada naturalnego właściciela, jakim jest inwestor. Sposoby jego mitygacji powinny zatem skupiać się na odpowiedniej motywacji dla inwestorów, mogą to być przykładowo:

- brak przychodów w roku opóźnienia inwestycji,
- krótszy efektywny okres wynagrodzenia z rynku mocy,
- dodatkowe kary za niespełnienie obowiązku,

Dowolne sposoby mitygacji motywujące inwestorów powodują wzrost kosztów rynku mocy,

jednocześnie zwiększając wiarygodność składanych na aukcję ofert. Podchodząc realistycznie, nie należy się spodziewać 100% skuteczności środków motywacyjnych polegających na karaniu inwestorów za nietrafione decyzje. Dlatego, w celu dostarczenia odpowiedniej ilości mocy na rok dostawy, plan zakupu wolumenu mocy na aukcji powinien uwzględniać bufor na to ryzyko.

Redukcja skutków materializacji tego ryzyka powinna zatem angażować również środki w dyspozycji OSP, takie jak:

- zakup bufora mocy na pokrycie ryzyka braku dostaw z nowych inwestycji,
- certyfikacja, monitorowanie i aplikacja kar w trakcie realizacji inwestycji,
- możliwość dokupienia mocy po aukcji głównej w celu wypełnienia zidentyfikowanych ubytków.

Ryzyko awaryjności jednostek wytwórczych i popytowych, podobnie jak powyższe ryzyka, również jest w dużej mierze własnością inwestora. Warto jednak podkreślić, że błędna konstrukcja kar może spowodować zarówno (a) oportunistyczne oferowanie mocy (ang. moral hazard) w celu uzyskania wynagrodzenia gdy „uda się” przepracować dany rok bez istotnych awarii i (b) zachowawcze oferowanie mocy z niskim współczynnikiem dyspozycyjności, gdy kary będą wysokie lub asymetryczne w stosunku do premii za jej przekroczenie.

W tym przypadku, oprócz dotychczas wymienionych narzędzi, mitygację ryzyka finansowego inwestorzy mogą osiągnąć poprzez:

- inwestycje modernizacyjne i zapobiegawcze remonty bieżące w okresach braku zagrożeń dostaw mocy,
- oferowanie mocy skorygowanej o wyższy/nizszy współczynnik niedyspozycyjności (zależnie od struktury kar/premii).

Ponadto, w celu zapewnienia fizycznej dostawy mocy do systemu, w dyspozycji OSP pozostaje wyznaczenie wolumenu zakupu mocy, uwzględniającego stochastyczny charakter awaryjności.

To ryzyko w szczególny sposób przejawia się po stronie strony popytowej oferującej redukcję zapotrzebowania. Gdy wymiar kary będzie ograniczony do rocznych przychodów z rynku mocy, to dla każdego odbiorcy w KSE opłaca się zaoferować zdolność redukcji, nawet gdy nie zamierza nigdy fizycznie realizować tych redukcji. Stanie się tak, ponieważ konsument składając ofertę redukcji niczego nie może stracić, a może (z niezerowym prawdopodobieństwem) zyskać dodatkowe przychody. Błędna konstrukcja sposobu weryfikacji redukcji zapotrzebowania może również umożliwić oportunistyczne rozliczanie faktycznie wykonanych redukcji przez agregaty DSR - część agregowanego portfela odbiorców będzie zwykle zawierać odbiorców, którzy i tak planowali przestój w zużyciu energii elektrycznej, co zostanie rozliczone przez OSP jako wykonanie obowiązku (efekt tzw. niejednoczesności poboru).

Ryzyko błędu w prognozie zapotrzebowania szczytowego na aukcji mocy posiada naturalnego właściciela w postaci OSP. W celu mitygacji ryzyka dysponuje on narzędziami takimi jak:

- przeniesienie ryzyka na inwestorów poprzez aukcjonowanie tylko części wolumenu z istotnym wyprzedzeniem, a części bezpośrednio przed okresem dostawy,
- wyznaczenie wolumenu zakupu mocy uwzględniającego możliwe błędy prognozy zapotrzebowania (robust/stochastic/chance-constrained programming),

Warto przy tym zauważyć, że jeżeli w konstrukcji sposobu weryfikacji wypełnienia obowiązku dostarczenia mocy przez OSP będzie istnieć zależność wolumenu zamawianego przez OSP na aukcji oraz poziomu wypełnienia obowiązku dostarczenia mocy, to ryzyko finansowe błędu prognozy zapotrzebowania przez OSP jest przenoszone na inwestorów.

Ryzyko siły wyższej, podobnie do ryzyka błędu prognozy zapotrzebowania, również powinno być zarządzane przez OSP. Istnieje wiele powodów, dla których ryzyko działania siły wyższej powinno być scentralizowane, warto wśród nich wymienić:

- Przedmiot ubezpieczenia - ryzyko siły wyższej - jest przez ubezpieczycieli wyceniana bardzo wysoko, więc zostanie też przeniesione na odbiorców w postaci wyższych cen rynku mocy,
- Zdarzenia braku dyspozycyjności w wyniku działania siły wyższej mają zazwyczaj charakter binarny (utrata całej mocy np. bloku elektrowni), a ryzyka binarne są kosztowne w zabezpieczeniu,
- Ryzyko jest skorelowane pomiędzy uczestnikami rynku (np. powódź lub klęska żywiołowa obniżająca stan rzek i polegająca na ekstremalnych upałach) - co marginalizuje potencjał mitygacji ryzyka poprzez wymianę towaru mocowego pomiędzy uczestnikami rynku niedotkniętymi siłą wyższą.

Warto też zauważyć, że nawet jeśli dostawcy mocy dotknięci siłą wyższą zapłacą kary finansowe, to nadal nie rozwiązuje to problemu braku dostaw mocy w systemie w wyniku działania tej siły – stąd kary motywacyjne dla inwestorów będą miały ograniczoną skuteczność.

W dyspozycji OSP pozostaje natomiast narzędzie w postaci wyznaczenia wolumenu zakupu mocy uwzględniającego zdarzenia wynikające z materializacji ryzyka siły wyższej, które wydaje się najbardziej adekwatne w mitygacji fizycznych skutków materializacji ryzyka.

Innym rodzajem ryzyka, należącym do kategorii ryzyk **finansowych, jest ryzyko kredytowe finansowania rynku mocy**. Scentralizowany zakup mocy oznacza brak możliwości wyboru kontrahenta dla obu stron, co oznaczać powinno również przeniesienie odpowiedzialności za ryzyko kredytowe. W szczególności jeżeli opłaty są zbierane przez OSD, to ich płynność finansowania powinna ucieść w wyniku realizacji płatności mocowych. W dyspozycji OSP jest tutaj narzędzie w postaci powołania podmiotu odpowiedzialnego za rozliczenia, który, niezależnie od incydentów kredytowych po stronie odbiorców, realizowałby płatności na rzecz usługodawców rynku mocy.

Powyższe przykłady nie wyczerpują katalogu kwestii związanych z ryzykiem, koniecznych do zaadresowania w projektowaniu mechanizmu mocowego, mamy jednak nadzieję, że będą stanowiły zachętę do przyjęcia systematycznego podejścia w tym aspekcie.

2.2.5. Handel wtórny produktem mocowym i bilansowanie wewnętrzne

W celu ograniczenia ryzyka niewywiązania się z dostarczenia mocy bardzo ważnym elementem rynku mocy powinno być powstanie zintegrowanego rynku wtórnego obrotu kontraktami mocowymi. Przedmiotem obrotu pomiędzy dostawcami mocy powinny być fizyczne kontrakty przeniesienia praw i obowiązków wynikających z kontraktu mocowego zawartego z OSP. Stronami kontraktu powinny być tylko jednostki zweryfikowane i dopuszczone do uczestnictwa w rynku mocy w danym okresie.

Specyfikacja kontraktu powinna uwzględniać możliwość sprzedaży zarówno całości, jak i części wolumenu mocy oraz możliwość podziału okresu, w którym obowiązek mocowy ma być świadczony. Zasadnym wydaje się, aby rynek wtórnego obrotu prowadzony był na regulowanych platformach obrotu, ze ścisłym powiązaniem przeniesienia praw i obowiązków z centralnym rejestrem kontraktów na dostawę mocy prowadzonym przez OSP.

Ostateczne zatwierdzenie przeniesienia praw i obowiązków wynikających z kontraktu mocowego, sprzedanego na rynku wtórnym, nie powinno odbywać się wcześniej, niż po ustanowieniu zapisu w centralnym rejestrze rynku mocy prowadzonym przez OSP. Informacje o wszelkich zmianach w zapisach w rejestrze OSP powinien niezwłocznie przekazywać do zainteresowanych stron. Obrót wtórny na dany okres powinien być prowadzony dopiero po podpisaniu umowy i wpisie do rejestru wynikających z zakończenia realizacji obrotu pierwotnego.

OSP powinien prowadzić centralną bazę jednostek uczestniczących w rynku mocy oraz publicznie udostępniać informacje odnośnie zagregowanych wolumenów dyspozycyjności zakontraktowanej mocy wytwórczej i redukcyjnej na poszczególne okresy – na podstawie aktualnych zapisów w centralnym rejestrze mocy.

W celu dalszego ograniczenia ryzyka niewywiązania się z obowiązku świadczenia dostaw mocy, oprócz wprowadzenia obrotu wtórnego ex-ante, należy się zastanowić nad wykorzystaniem obrotu wtórnego ex-post wynikającego z istniejących nadwyżek i niedoborów dostaw mocy przez pojedyncze jednostki. Obrót taki powinien odbywać się na zasadzie samodzielnego zbilansowania dostawców przed ostatecznym rozliczeniem z odbiorcą (OSP). Prowadzenie obrotu ex-post również powinno odbywać się na regulowanych platformach obrotu, podobnie jak rynek wtórny ex-ante.

Ostatecznym etapem rozliczenia powinna być weryfikacja wykonania obowiązku przez OSP. Gdy jest on zbyt niski, skutkiem powinno być nałożenie na dostawcę kary określonej jednoznacznie w momencie składania oferty na rynku mocy.

2.2.6. Sposób przenoszenia płatności mocowej dla odbiorcy końcowego

Ponoszone przez OSP koszty kontraktacji mocy powinny zostać przeniesione na odbiorców końcowych, którzy w tym powinni uiszczać opłatę mocową.

OSP kalkulowałoby stawki opłaty mocowej dla odbiorców końcowych, których instalacje są przyłączone do sieci przesyłowej i do sieci dystrybucyjnych. Pierwsi uiszczaliby opłatę mocową bezpośrednio do OSP, drudzy za pośrednictwem Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD). Stawki ustalone byłyby w PLN/MW/miesiąc. Stawki opłaty mocowej podlegałyby zatwierdzeniu przez prezesa URE według standardowych procedur zatwierdzania taryf lub wynikałyby z wcześniej zatwierdzonych zasad, z pozostawieniem roli monitorowania procesu dla prezesa URE.

Nośnikiem opłaty mocowej jest moc umowna ustalona w umowie przesyłowej danego odbiorcy końcowego. Przejściowo, dla odbiorców zużywających energię elektryczną w gospodarstwach domowych, powinny zostać ustalone standardowe moce umowne. Standardowe moce umowne będą ustalone dla trzech grup. Ze względów praktycznych warto przyjąć przedziały zużycia takie jakie są stosowane obecnie dla opłaty przejściowej - znacznie ułatwi to wdrożenie po stronie systemu informatycznego (niskie koszty wdrożenia przy analogicznych zasadach). Docelowo, rozliczenie dostaw mocy może zostać oparte o maksymalne zapotrzebowanie na moc danego odbiorcy w okresach szczytu KSE lub w innych okresach o napiętym bilansie mocy w KSE.

Biorąc pod uwagę obecne uwarunkowania rynkowe, zasadne jest wprowadzenie opłat mocy uzależnionych od rejestracji godzinowej jedynie dla odbiorców o mocy umownej powyżej 40 kW, którzy posiadają zainstalowane układy pomiarowe umożliwiające przekazywanie danych (ewentualnie okres przejściowy na instalację układów u tych odbiorców). Naturalnym rozwiązaniem wydaje się rozliczenie stawki mocy pomiędzy OSP a OSD jak np. dla opłaty OZE, tj. wystawca faktury dla klienta nalicza opłaty i odprowadza opłaty należne pomniejszone o nieściągalne do OSP, przy czym nie przekazuje szczegółowych danych pomiarowych do OSP.

Inne rozwiązania wymagać będą bardzo głębokich zmian istniejących systemów informatycznych, włącznie z ich całkowitą wymianą, co będzie się wiązało z koniecznością poniesienia istotnych kosztów.

2.2.7. Wymiana międzysystemowa

Przy tworzeniu zasad i regulacji, w ramach których funkcjonować będzie mechanizm rynku mocy, niezwykle istotnym jest kierowanie się przesłankami ekonomicznymi wspólnymi dla wszystkich państw członkowskich Unii Europejskiej.

Opublikowane przez Komisję Europejską w roku 2014 „Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020” wyraźnie wskazują, że rozwiązania takie jak DSR lub wykorzystanie przepustowości połączeń wzajemnych powinny być alternatywą dla konieczności budowania nowej mocy konwencjonalnych dla zapewniania wystarczalności mocy w systemie. Uczestnictwo interkonektorów w mechanizmach rynku mocy jest przedstawione w podobnym tonie w innym dokumencie Komisji Europejskiej: „Generation Adequacy in the internal electricity market - guidance on public interventions”.

Literatura fachowa wskazuje na kilka różnych modeli opisujących sposób wykorzystania transgranicznych zdolności przesyłowych w mechanizmach rynku mocy.

Interkonektory a rynek mocy

1	2	3	4	5
Bez uwzględnienia	Udział statystyczny	Pełne zastosowanie	Dostęp zagranicznych mocy	Transgraniczne mechanizmy mocowe
Brak udziału interkonektorów oraz zagranicznych dostawców	Udział oceny statystycznej i odejmowanie od docelowej pojemności	Bezpośredni udział interkonektorów w rynku mocy	Bezpośrednio uczestniczący dostawcy obcych mocy w rynku mocy	Rynek mocy pokrywa kilka stref lub sprzężone krajowe mechanizmy mocowe

Pierwszym z modeli (1) jest **całkowita rezygnacja z uwzględnienia połączeń transgranicznych**. Ze względu na nieoptymalność takiego rozwiązania wskazywaną w przeprowadzonych analizach PKEE, jak i niezgodność z regulacjami unijnymi, taki model należy odrzucić.

Kolejnym modelem (2), łatwym w zaprojektowaniu oraz implementacji, jest **model, w którym interkonektory jako podmioty mechanizmów rynku mocy fizycznie w nim nie występują, a są ujęte jedynie w formie pośredniej** (ang. statistical contribution). Ich udział sprowadza się do wyznaczenia poziomu, przy jakim powinien znajdować się statystyczny udział dostępnej energii elektrycznej pochodzącej z importu w ogólnym zapotrzebowaniu, a następnie zmniejszenia wymaganej wielkości niezbędnej mocy do zakontraktowania w ramach rynku mocy o tę wielkość. W takim schemacie funkcjonowania interkonektory nie otrzymują zapłaty, jednak biorąc pod uwagę, że w obecnym formacie budowa nowych połączeń wzajemnych jest i tak realizowana przez OSP poprzez socjalizację tych kosztów, nie wydaje się to być istotną przeszkodą w uzyskaniu konkurencyjnego rozstrzygnięcia rynku mocy.

Kolejnym modelem (3), zastosowanym w Wielkiej Brytanii, jest **pełne, bezpośrednie ujęcie połączeń transgranicznych w mechanizmach rynku mocy**. W tym przypadku interkonektory otrzymują wynagrodzenie będące efektem możliwości fizycznego łączenia rynków z niedoborem i nadmiarem mocy (lub wykorzystania niepełnej jednoczesności występowania minimów rezerw mocy w różnych systemach). Kluczową rolę odgrywają w tym modelu operatorzy interkonektorów, kontrolując przepływy fizyczne. Ten model, ze względów praktycznych polegających na (a) niespójności kontroli fizycznej nad przepływem energii pomiędzy systemami z maksymalizacją efektywności rynku energii elektrycznej oraz (b) braku realistycznej perspektywy realizacji komercyjnych połączeń transgranicznych w Polsce przez podmioty inne niż OSP, wydaje się być interesujący jedynie z perspektywy teoretycznej.

Model (4), **umożliwiający dostęp do rodzimego mechanizmu rynku mocy wszystkim zagranicznym podmiotom wytwórczym w skali nieprzekraczającej poziomu połączeń międzysystemowych, posiada dwa warianty**. Jeden z nich zakłada aukcję zdolności przesyłowych, które musiałyby być zarezerwowane przez operatorów elektrowni zagranicznych w celu zgłoszenia później oferty na rynku mocy innego kraju. Drugi z nich zakłada „darmowe” korzystanie z połączeń transgranicznych przez operatorów elektrowni, czyli efektywnie korzystanie z infrastruktury finansowanej z opłat przesyłowych przez odbiorców energii elektrycznej. O ile drugi z tych wariantów jest nieprawidłowy, ponieważ nie stymuluje powstawania połączeń transgranicznych i pozwala na oportunistyczne składanie ofert na rynek mocy w innym kraju, to pierwszy z modeli jest interesujący pod warunkiem spełnienia fizycznych kryteriów dostawy energii elektrycznej na rynek właściwy. Przykładowymi kwestiami do rozwiązania przed wprowadzeniem tego wariantu jest opracowanie przepisów oraz rozwiązań technicznych adresujących problemy z wykorzystaniem interkonektorów do nieplanowanych przesyłów energii elektrycznej (np. przesyłów kołowych) czy uregulowanie warunków gwarantujących dostęp do połączeń transgranicznych i mocy w sytuacjach jednoczesnego zagrożenia dostaw obu systemów elektroenergetycznych.

Ostatnim z modeli (5) **jest synchroniczne wprowadzenie rynków mocy**. W tym przypadku aukcje mocy mogą wykorzystywać znany mechanizm aukcji implicit wykorzystywanych na rynku energii elektrycznej. Najistotniejsze kryterium w tym przypadku to zapewnienie spójności w regulacjach prawnych opisujących solidarne współdziałanie mechanizmów rynku mocy pomiędzy sąsiednimi krajami, tak aby w żadnym z nich nie pojawił się nadmiar lub niedomiar inwestycji w nowe moce wytwórcze.

Niestety, w obecnym stanie regulacji należy stwierdzić, że wiele z problemów dotyczących modeli (4) i (5) powinno znaleźć rozwiązanie na poziomie Unii Europejskiej, a do tego czasu możliwe do zastosowania jest jedynie **rozwiązanie statystyczne ujęcia w rynku mocy zdolności przesyłowych energii elektrycznej**. Takie stanowisko jest tym bardziej poprawne w kontekście wysokich kosztów zaniechania decyzji o wprowadzeniu rynku mocy.

2.2.8. Uczestnictwo strony popytowej

Wyrażamy zdecydowane zdanie, że **dopuszczenie mechanizmów DSR do rynku mocy jest działaniem co najmniej neutralnym, a najprawdopodobniej korzystnym w dostarczaniu minimalnego kosztu zapewnienia mocy w KSE**. W naszej ocenie właściwe zaprojektowanie mechanizmów mocowych może doprowadzić do dynamicznego rozwoju DSR, początkowo w sektorze największych i dużych przedsiębiorstw, a następnie wraz z rozpowszechnianiem się technologii smartgrid, poprzez agregatorów DSR, również wśród mniejszych odbiorców.

Zarządzanie stroną popytową (Demand Side Response, DSR), polegające na oferowaniu możliwości czasowego obniżenia poziomu zapotrzebowania na moc pobieraną z systemu, stało się ważnym elementem rynku energii elektrycznej i jego znaczenie będzie rosło w najbliższych latach. DSR jest szybkim oraz ekologicznie przyjaznym mechanizmem pozyskania rezerw mocy i elastyczności, nawet jeżeli jego wykorzystanie jest najdroższym z możliwych rozwiązań. W większości krajów europejskich odbiorcy deklarujący gotowość do obniżenia zapotrzebowania energii mogą być uczestnikami rynku hurtowego, bilansującego, a także rezerw strategicznych. Jednak faktyczny rozwój DSR w tych krajach może zostać zapewniony poprzez ich uczestnictwo w rynku mocy. Doświadczenia rynków amerykańskich, gdzie DSR funkcjonuje już od wielu lat pokazało, że około 95% przychodów z tej działalności pochodzi z programów rynku mocy. Nawet jeżeli istnieją różnice w opiniach na temat efektywności kosztowej DSR w dostarczaniu rezerw mocy, to należy przyjąć, że wartościowa jest już nawet sama informacja o poziomie kosztów, jakie sami odbiorcy ponieśliaby w celu zapewnienia sobie usługi rezerwowania mocy.

W Wielkiej Brytanii odbiorcy świadczący usługę DSR uczestniczą w aukcji T4 (cztery lata przed dostawą), jednak długość obowiązywania kontraktu terminowego została ograniczona do jednego roku (w przypadku nowych mocy wytwórczych wynosi ona 15 lat). Odbiorcy oferujący DSR mogą brać udział w aukcji T1 na rok przed dostawą. Wprowadzono również program wspierający powstawanie nowych dostępności mocy DSR w formie aukcji TA (Transitional Arrangements – umów przejściowych) dla okresu dostaw poprzedzającego funkcjonowanie rynku mocy, tj. od roku 2016 do roku 2018. Uczestnictwo w tym programie wykluczało uczestnictwo w aukcji T4.

We Francji DSR ma możliwość wyboru jednej z dwóch form uczestnictwa w rynku mocy. Partycypacja DSR może być realizowana poprzez złożenie wspólnej oferty z wytwórcą, zmniejszając tym samym zobowiązanie elektrowni lub następować bezpośrednio po zakończeniu procesu certyfikacyjnego. Proces certyfikacji dla odbiorców DSR jest łagodniejszy niż w przypadku źródeł wytwórczych i jest wymagany na rok przed rokiem świadczenia usługi w odróżnieniu do 3-letniej certyfikacji klasycznej generacji. Rozwiązanie to uwzględnia potrzeby odbiorców do elastycznego reagowania na ich plany rozwojowe.

Nie bez znaczenia jest również aspekt praktyczny: **uwzględnienie DSR w rynku mocy nie powinno wydłużyć procesu jego wdrażania**, a równe traktowanie odbiorców i wspieranie ich udziału na wszystkich rynkach energii i usług systemowych jest wymogiem stawianym przez Komisję Europejską oraz organizacje regulatorów.

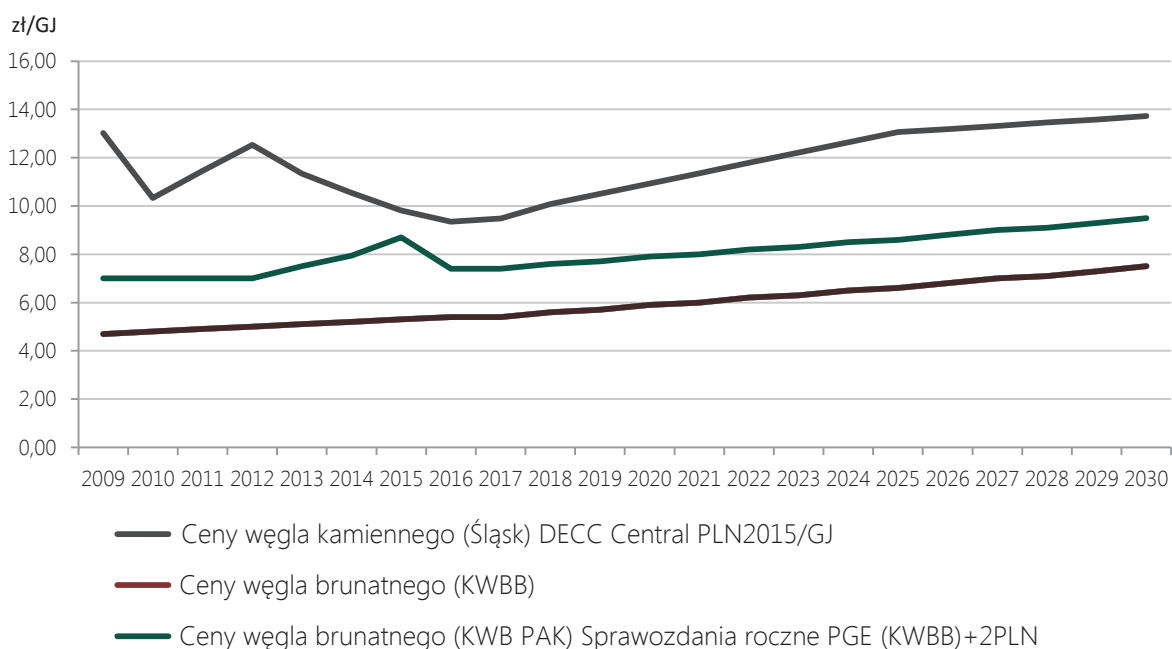
3.1. Kluczowe założenia przyjęte do analizy

Algorytm ekonomicznego rozdziału obciążeń, zakładający minimalizację funkcji kosztowej, wymaga szczegółowej parametryzacji i uzgodnienia założeń przyjmowanych do obliczeń. W tym celu zespół PKEE opracował założenia za horyzont analiz, przyjmując docelową perspektywę roku 2050 r. Niniejszy raport obejmuje horyzont roku 2030, przy czym dekady 2030-2050 modelowano w celu uniknięcia efektu „końca świata” – tj. braku realizacji inwestycji (w modelu) ze względu na krótki termin, w jakim taka inwestycja może uzyskiwać zwrot z zaangażowanych środków. W zakresie walidacji danych preferowane były źródła dostępne publicznie, w przypadku danych o innej granulacji niż wymagana przez model stosowano inter- bądź ekstrapolację. W zależności od charakteru danych możliwe było stosowanie podejścia liniowego bądź nieliniowego.

Dalsza część raportu ilustruje przyjęte założenia dla kluczowych parametrów modelu oraz uzyskane wyniki.

Cena węgla kamiennego i brunatnego

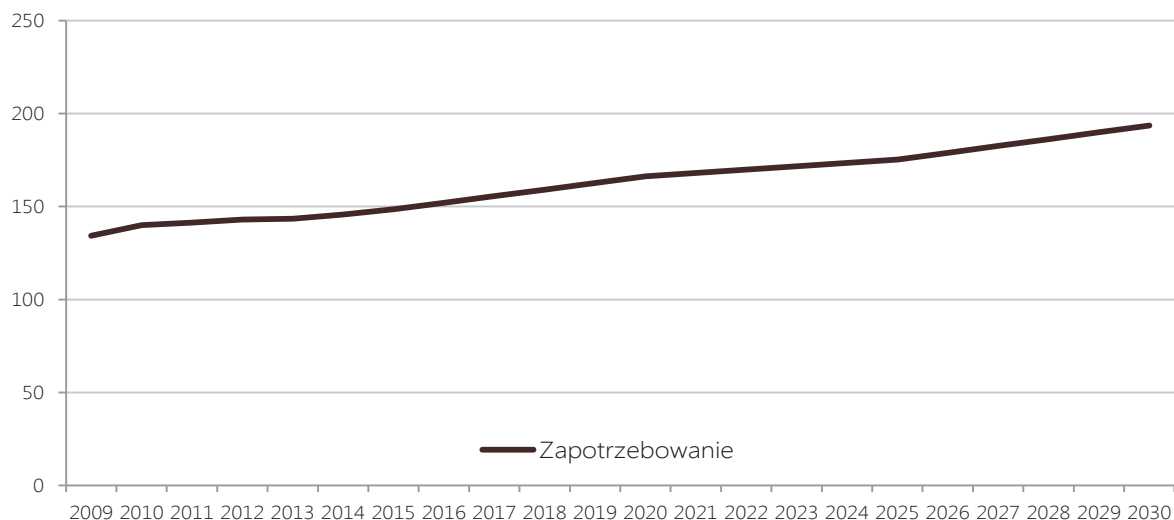
Opracowanie własne na podstawie raportów DECC i sprawozdań giełdowych spółek



Ceny węgla kamiennego na okres 2016-2030 ujednolicono dla wszystkich elektrowni i przyjęto według założeń DECC* Central PLN2015/GJ. Cenę węgla brunatnego dla jednostek w Bełchatowie, Turowie oraz generycznych ujednolicono i przyjęto według sprawozdania rocznego PGE KWB Bełchatów. Ceny węgla brunatnego w PAK na lata 2016-2050 przyjęto według sprawozdania rocznego PGE KWB Bełchatów powiększonego o stałą wartość 2zł/GJ. Ceny na lata 2009-2015 są cenami historycznymi opracowanymi na podstawie sprawozdań giełdowych ZE PAK, stąd dla tego okresu widoczne są rozbieżności w stosunku do ścieżki na lata 2016-2030.

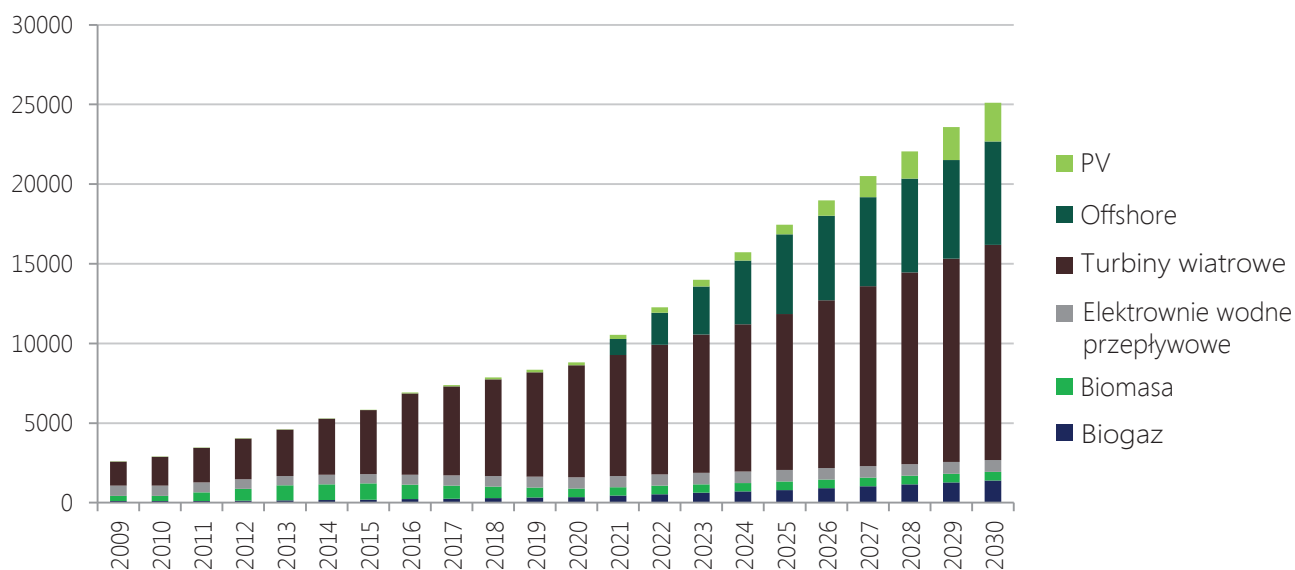
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh netto]

Krzywa zapotrzebowania na lata 2016-2030 powstała wg KAPE 2050 (Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.). Wartości w latach 2009-2015 wprowadzono na podstawie wykonania.



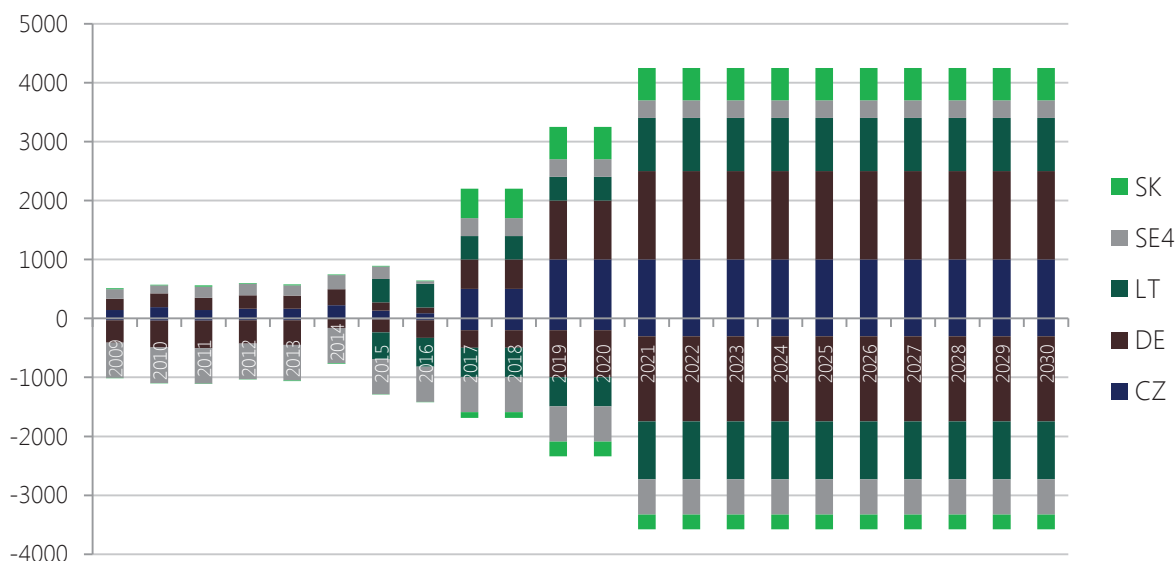
Moce wytwórcze w OZE [MW]

Rozwój mocy wytwórczych w OZE w latach 2016-2030 przyjęto na podstawie Polityki Energetycznej Polski 2050.



Maksymalne zdolności wymiany transgranicznej [MW]

Opracowanie własne



Prognoza maksymalnych rocznych zdolności NTC wymiany transgranicznej z krajami ościennymi przygotowana została jako opracowanie własne na podstawie danych systemowych publikowanych przez PSE, ENTSO-EE oraz założeniach strategii polityki klimatycznej Unii Europejskiej do roku 2050. Wynikiem jest określona w każdym roku dostępna ilość mocy w kierunkach importu oraz eksportu energii wyrażona w MW. Wartości dodatnie oznaczają zdolności importu, wartości ujemne zdolności eksportu.

Jednym z najbardziej istotnych parametrów było określenie poziomu kosztów utrzymania i remontów dla każdej jednostki wytwórczej, który wyrażony został w tys. PLN/MW. To założenie jest jednym z kluczowych dla modelu, ponieważ wspólnie z poziomem nakładów kapitałowych na nowe inwestycje (CAPEX), jest najważniejszym czynnikiem wpływającym na odpowiedź na pytanie, czy pozyskanie mocy jest tańsze z nowych, czy istniejących jednostek wytwórczych i redukcji popytu.

Przy jego określeniu kierowaliśmy się następującymi założeniami:

- Zróżnicowaliśmy koszty O&M według paliwa podstawowego oraz klasy bloków według mocy zainstalowanej.
- Prognozę w horyzoncie 2050 uzależniliśmy od przyjętej dynamiki realnych wynagrodzeń.
- Koszty O&M zdefiniowaliśmy jako koszty stałe bez amortyzacji uzupełnione o koszty remontów.

W zakresie zróżnicowania według paliwa i mocy bloków posłużyliśmy się podziałem na:

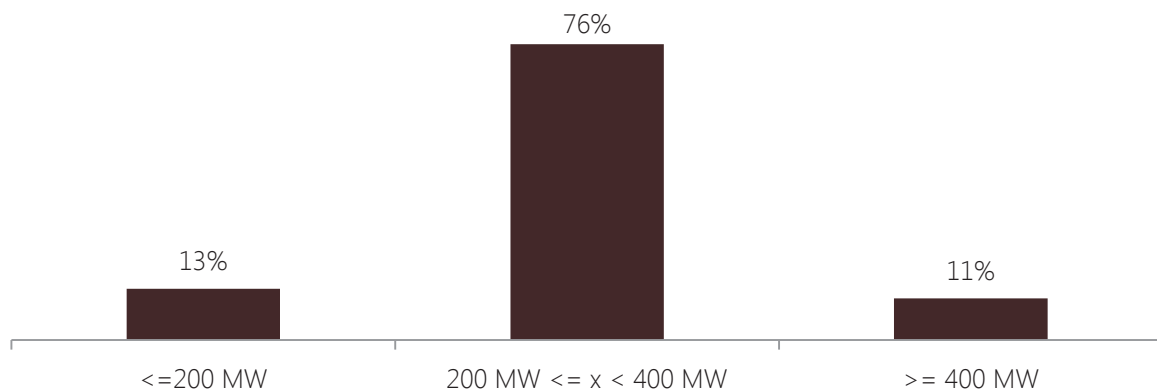
- elektrownie na węglu kamiennym,
- elektrownie na węglu brunatnym,
- elektrociepłownie opalane gazem,
- elektrownie i elektrociepłownie biomasowe.

Na podstawie publicznie dostępnych danych określiliśmy poziom kosztów stałych w poszczególnych kategoriach paliwowych w roku 2014, koszty stałe skorygowaliśmy o amortyzację i dodaliśmy koszty remontów.

Poniższe wykresy obrazują strukturę mocy w dwóch najbardziej licznych kategoriach elektrowni.

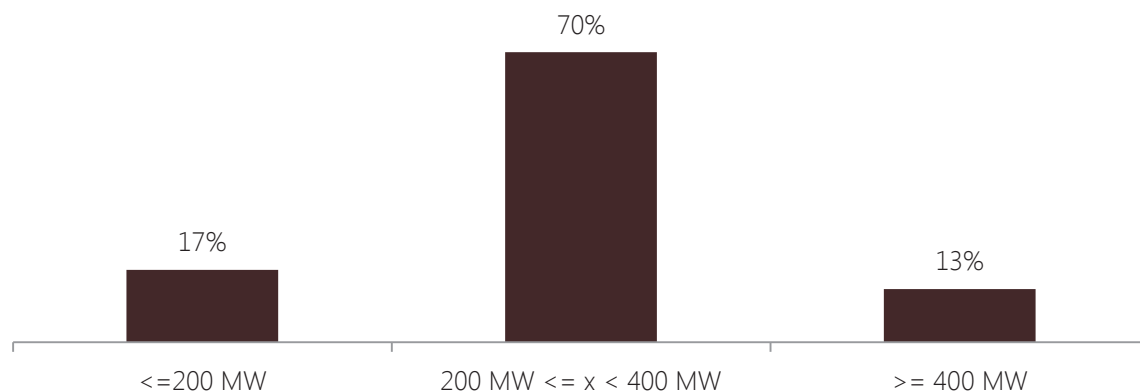
Struktura mocy zainstalowanej według klas bloków na węgiel kamienny

Opracowanie własne



Struktura mocy zainstalowanej według klas bloków na węgiel brunatny

Opracowanie własne



3.2. Scenariusze rozwoju rynku

Dla oceny skutków wykorzystywania różnych mechanizmów na rynku energii elektrycznej przeprowadzono analizę trzech scenariuszy:

1. **EOM**: scenariusz polegający na ewolucji obecnych regulacji rynkowych tylko rynku energii. W tym scenariuszu likwidowane są wszystkie elementy płatności za rezerwy mocy, również w postaci strategicznych rezerw mocy (Interwencyjna Rezerwa Zimna). OSP nie kupuje w imieniu odbiorców energii elektrycznej żadnych usług rezerw mocy. Możliwe jest swobodne wyjście z rynku przez jego uczestników – tj. wyłączenie jednostek wytwórczych jest możliwe nawet jeśli skutkiem tego jest nasilenie się częstotliwości występowania stopni zasilania. Jednostki wytwórcze są wycofywane z rynku dopóki nie spełniają warunku indywidualnej racjonalności pozostania na rynku – rozumianego jako generowanie przynajmniej zerowych przepływów pieniężnych. Ograniczenie zapewnienia pokrycia zapotrzebowania w KSE może być w tym scenariuszu naruszane, ponieważ nie ma żadnego mechanizmu rynkowego, który wycenia rezerwy mocy, a tym samym poziom rezerw mocy jest wynikiem, a nie ograniczeniem modelu.

² W modelu interpretowane jako EENS – expected energy not served.

2. **EOM plus:** ewolucja obecnych regulacji rynkowych rynku energii zaczyna selektywnie obejmować elementy wyceny rezerw mocy, ale jedynie w postaci bieżących rezerw operacyjnych oraz rezerwy strategicznej. Rozwiązania są przypisywane do pojedynczych jednostek wytwórczych, które nie spełniają warunku indywidualnej racjonalności (tracą poprzez utrzymywanie się tylko na rynku energii elektrycznej), ale z drugiej strony są niezbędne do zapewnienia pokrycia zapotrzebowania KSE. Ograniczenie zapewnienia pokrycia zapotrzebowania w KSE nie może być w tym scenariuszu naruszone, przy czym w modelu na potrzeby przeliczeń to kryterium jest określone na poziomie LOLE=3 godziny.

3. **CRM:** scenariusz zakłada likwidację obecnych rozwiązań bieżącej operacyjnej i strategicznej wyceny rezerw mocy oraz ewolucję mechanizmów rynkowych w kierunku osobnej wyceny energii elektrycznej i mocy. Jako jedyny pozwala na kontraktowanie mocy z wyprzedzeniem w bilateralnych kontraktach z OSP i tym samym charakteryzuje się niższymi kosztami finansowania. Wszystkie jednostki wytwórcze, które nie są w optimum wyłączane z eksploatacji, charakteryzują się co najmniej zerowymi zdyskontowanymi przepływami pieniężnymi. Scenariusz kieruje się kryterium optymalizacji dobrobytu społecznego z ograniczeniem w postaci zapewnienia pokrycia zapotrzebowania w KSE na poziomie LOLE = 3 godziny.

Można więc powiedzieć, że z perspektywy modelowania te scenariusze odzwierciedlają opinię o tym, że rynek energii elektrycznej jest rynkiem dobra prywatnego (EOM) lub dobra publicznego (EOM plus, CRM), poprzez odpowiednio:

1. (EOM) – wprowadzenie ograniczenia uzyskiwania co najmniej zerowych zdyskontowanych przepływów pieniężnych bez żadnych dodatkowych przychodów ze sprzedaży mocy lub usług rezerw mocy, ale ignorowanie ograniczenia wypełnienia bilansu mocy bez udziału środków administracyjnych (stopnie zasilania).

2. (EOM plus i CRM) wprowadzenie ograniczenia wypełnienia bilansu mocy bez udziału środków administracyjnych, ale ignorowanie warunku indywidualnej racjonalności (missing money). Takie założenie interpretuje rynek energii elektrycznej jako mechanizm wymiennej użyteczności (transferable utility), który używa zarówno mechanizmu wyceny energii elektrycznej, jak i mocy jako sposobów osiągnięcia optymalnego podziału kosztów i korzyści pomiędzy uczestników rynku. W szczególnym przypadku, gdyby wykorzystanie wyceny mocy było zbędne w rozwiązaniu optymalnym, wykorzystywany byłby tylko mechanizm wyceny energii elektrycznej. W badanych przypadkach, w każdym roku obliczeń w celu osiągnięcia optimum dobrobytu społecznego, wymagane jest wykorzystanie możliwości wyceny mocy.

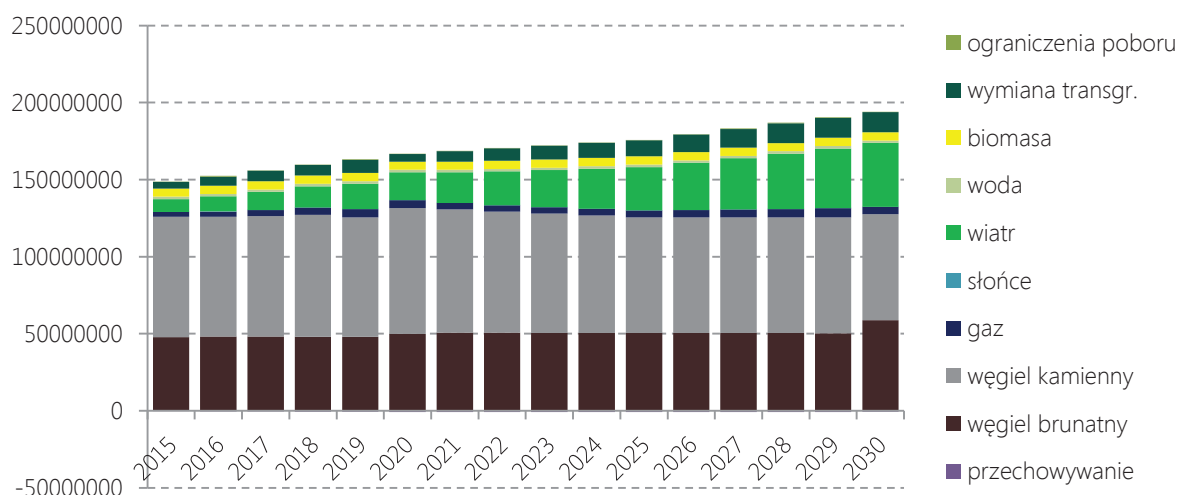
W kolejnych częściach pracy prezentowane są wyniki ilościowe dla zdefiniowanych powyżej scenariuszy rozwoju rynku.

3.3. Wyniki analityczne

Pierwszym z rezultatów modelu jest podział produkcji energii elektrycznej według paliw (fuel mix). Warto przypomnieć, że w każdym ze scenariuszy założony jest jednakowy rozwój subsydiowanych źródeł odnawialnej energii elektrycznej, który nie jest wynikiem, ale jednym z wprowadzonych ograniczeń (parametrów) modelu. Gdyby nie istniały subsydia dla energetyki odnawialnej, model nie dobierałby mocy OZE do reinwestycji i nastąpiłby regres produkcji z tych źródeł – postępujący w miarę zużycia technicznego obecnych urządzeń lub oportunistycznej relokacji urządzeń przez inwestorów do krajów oferujących subsydia (rent seeking).

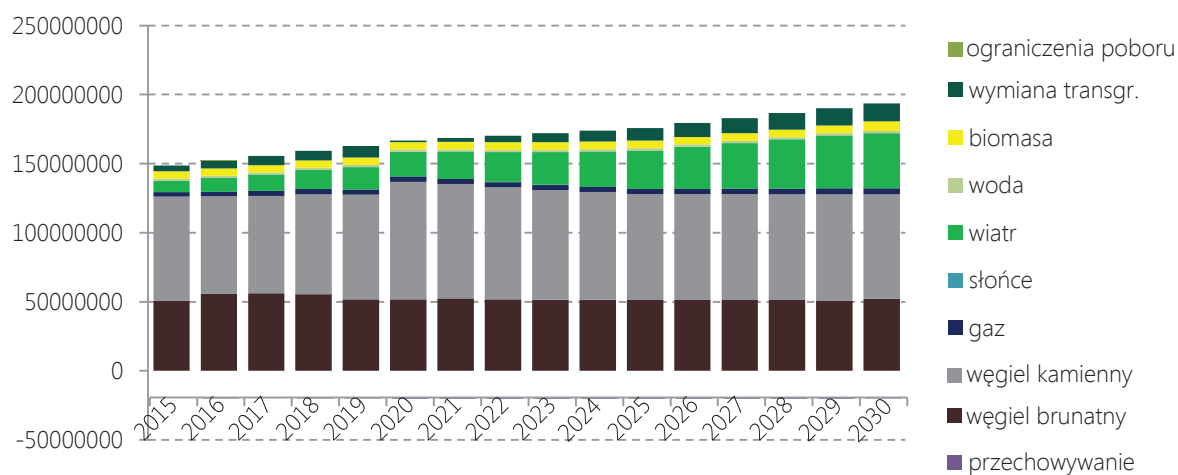
Miks wytwórczy w scenariuszu EOM [MWh]

Opracowanie własne



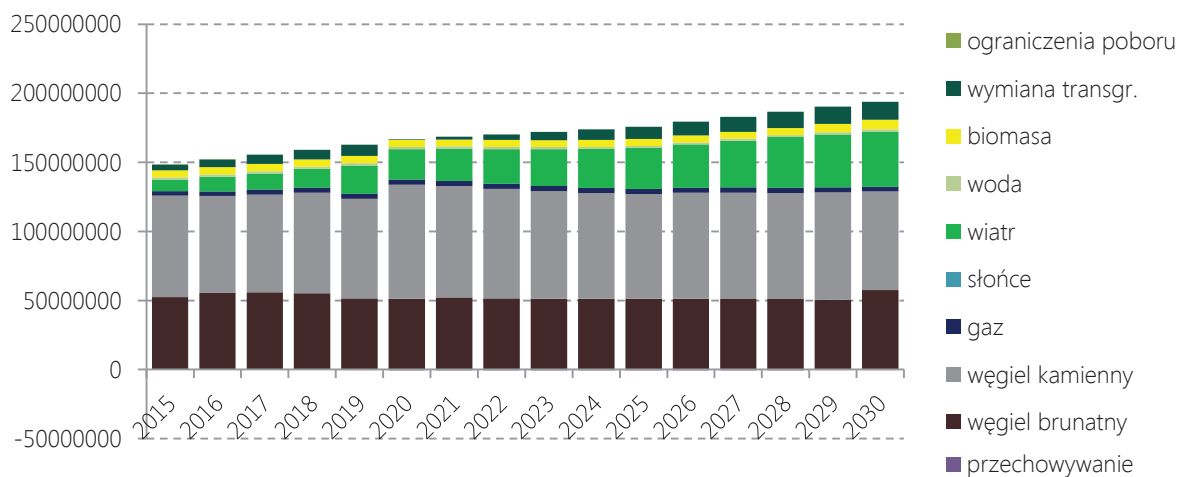
Miks wytwórczy w scenariuszu EOM plus [MWh]

Opracowanie własne



Miks wytwórczy w scenariuszu CRM [MWh]

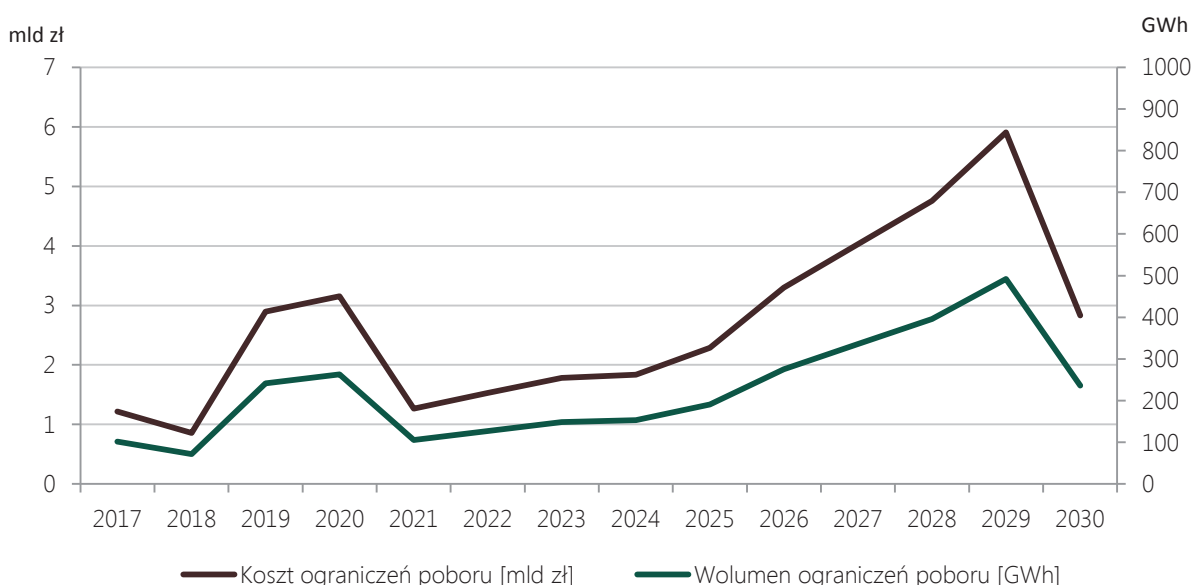
Opracowanie własne



Wprowadzenie płatności mocowych, zarówno w scenariuszu CRM, jak i EOM plus, nie wpływa istotnie na miks wytwórczy. Chociaż polityka dekarbonizacji w każdym z wariantów rozwoju rynku wpływa na wzrost importu energii elektrycznej do Polski, istotną różnicę można zauważyć dopiero w przypadku scenariusza EOM, charakteryzującego się zarówno wyższym importem energii elektrycznej, jak i relatywnie częstymi ograniczeniami w dostawach energii elektrycznej do jej odbiorców.

Ograniczenia administracyjne dostaw energii elektrycznej do odbiorców (prawa oś) [mld zł] oraz koszty utraconych możliwości (lewa oś) [GWh]

scenariusz EOM, wartości oczekiwane – EENS



Warto zauważyć, że w modelu przyjęto, że obecny schemat wprowadzania ograniczeń poboru przez OSP ulegnie znaczącej poprawie, tj. ograniczenia będą wprowadzane selektywnie na wybrane godziny i dokładnie w takim wymiarze, w jakim są absolutnie konieczne. W praktyce jest to z wielu względów optymistyczne dla scenariusza EOM założenie:

- OSP w krytycznych sytuacjach bilansowych jest raczej skłonny tworzyć margines bezpieczeństwa, ponieważ nie wie z całkowitą pewnością jaki będzie dokładnie bilans mocy w danej godzinie. To powoduje, że stopnie zasilania mogą obejmować w tym scenariuszu większy wolumen niż wskazuje model, co będzie również oznaczać wyższe koszty.
- Obecne rozwiązanie stopni zasilania jest mało precyzyjne, i pomimo występowania braków mocy w pojedynczych godzinach w dobie, jest bardziej prawdopodobne, że redukcje będą rozciągnięte na dłuższe, kilkunastogodzinne okresy czasu. Model zakłada, że rozwój EOM sprawi, że również ten deficyt będzie możliwy do zniwelowania.
- Odbiorcy energii elektrycznej posiadają obecnie ograniczenia w szybkości i precyzji reakcji na polecenia OSP, a charakterystyka prowadzonej działalności gospodarczej może powodować, że ograniczenie pojedynczych godzin będzie efektywnie oznaczać rezygnację z zapotrzebowania na moc w dłuższym okresie czasu. Model optymistycznie zakłada, że konsumenci będą w stanie znaleźć we własnym zakresie i na własny koszt, zaniedbywalny w skali systemu rozwiązania pozwalające na szybką redukcję i wznowianie aktywności gospodarczej.

W tym sensie model podaje dolne oszacowanie faktycznych kosztów niedostarczonej energii, jakie poniosą odbiorcy, co stawia w lepszym świetle scenariusz EOM.

Innym istotnym wynikiem prac analitycznych jest poziom rezerw krajowych mocy wytwórczych i rynkowej redukcji zapotrzebowania w KSE, co wskazuje również lata, w których w KSE realizowane są kolejne inwestycje.

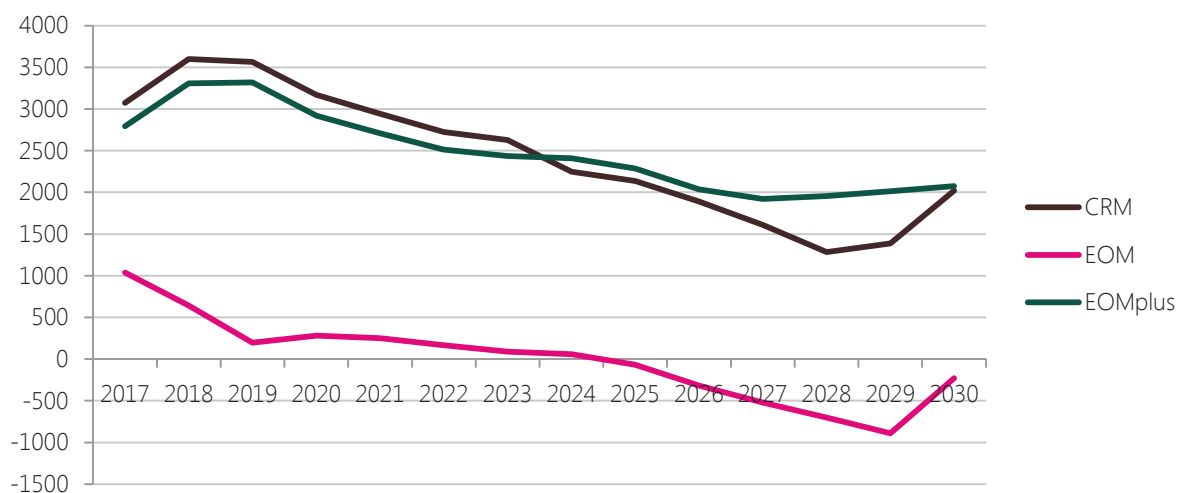
Model jest w stanie pokazać zarówno wartości oczekiwane rezerw mocy – będące pewną analogią do wskazywanych przez PSE wartości deterministycznych bilansów mocy, jak i scenariusze ekstremalne (zarówno letnie, zimowe, jak i w sezonach przejściowych). Scenariusze ekstremalne można porównać do aktualnych deterministycznych bilansów mocy OSP wraz z pozycją „wymagana rezerwa”.

Główna różnica pomiędzy tymi scenariuszami wynika ze zmienności pogodowej. Wartości oczekiwane generacji wiatrowej, zapotrzebowania, generacji fotowoltaicznej oraz ubytków mocy dyspozycyjnych jednostek konwencjonalnych dają pierwszy, ogólny obraz trendów bilansu mocy KSE. W praktyce wszystkie te wielkości można traktować jako procesy stochastyczne, które ze względu na swoją zmienność mogą tymczasowo doprowadzać do bardziej napiętych sytuacji w systemie. W tym celu na podstawie danych historycznych próbkowane były zestawy powyższych zmiennych. Arbitralnie jako graniczny poziom próbki (najbardziej ekstremalny scenariusz) przyjęty został poziom odpowiadający LOLE = 3 godziny. To oznacza, że administracyjne redukcje poboru do tego granicznego poziomu nie będą wykazywane przez model.

W odróżnieniu od bilansów OSP model PKEE pozwala na bilansowanie KSE przez połączenia transgraniczne. Takie podejście posiada zarówno wady, jak i zalety. Z jednej strony, jest to sposób zapewniania rezerw mocy wymagający finansowanej pozarynkowo inwestycji w połączenia transgraniczne – nie mierzy się zatem z problemami rentowności, które dotyczą jednostek wytwórczych (całość kosztów jest socjalizowana). Z drugiej, pomimo zastosowania zmiennej dostępności połączeń transgranicznych w modelu, jest to środek będący poza kontrolą polityki energetycznej jednego Państwa, i jako taki może ulegać nagłym i nieprzewidywalnym zmianom.

Wartość oczekiwana rezerw krajowych mocy wytwórczych i rynkowej redukcji zapotrzebowania w KSE [MW], w sezonie o najniższych rezerwach mocy, w dniach roboczych, w godzinie o najniższej rezerwie mocy w ciągu dnia

Opracowanie własne



Powyższe zestawienie wartości oczekiwanych rezerw mocy jest opracowane jako średnia ze scenariuszy, obrazuje średnią tylko dla sezonu o najniższych rezerwach mocy i ogranicza się tylko do dni roboczych. Porównując to do wielkości, które możemy obecnie obserwować, analogiczną interpretację miałoby uśrednienie rezerwy mocy z godziny szczytu porannego lub wieczornego sezonu letniego dla około 62 dni, czyli łącznie 62 liczb. Mimo że jest to uproszczona miara, pozwala jednak na wyciągnięcie kilku interesujących wniosków.

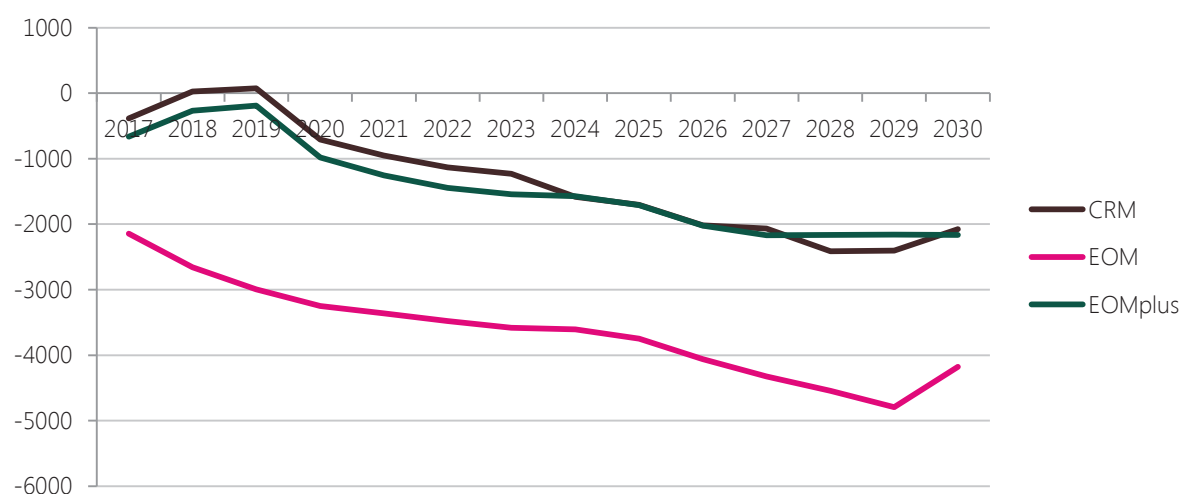
Obecny problem brakujących przychodów (missing money) powinien, w celu osiągnięcia dodatniego wyniku finansowego przez jednostki wytwórcze, doprowadzić do wyłączenia w scenariuszu EOM ok. 2 GW mocy w roku 2017 oraz ok. 1.5 GW w kolejnych latach. Dopiero taki poziom pozwoliłby na odzyskanie rentowności przez sektor wytwarzania energii elektrycznej w Polsce (przy braku mechanizmów zapewniających rentowność utrzymywania operacyjnych lub strategicznych rezerw mocy, albo pod nieobecność rynku mocy). Istotnym założeniem w modelu jest to, że istnieją wprawdzie ograniczenia odnośnie tempa budowy nowych mocy (ang. lead time), ale wyjście z rynku może nastąpić natychmiast. Obecne regulacje przewidują wprawdzie trzy letni okres zgłoszenia zamiaru wyłączenia bloków energetycznych z eksploatacji (bariera wyjścia z rynku), ale w scenariuszu EOM, założono że zostaną one efektywnie zniesione w celu uwolnienia rynku.

Zmiana stopy dyskonta wpływa na przesunięcia czasowe, ale zasadniczo scenariusze EOM plus i CRM mogą charakteryzować się bardzo zbliżonym poziomem krajowych rezerw mocy.

Rynek tylko energii (EOM), w miarę rozwoju subsydiowanych źródeł odnawialnych, zmniejsza indywidualnie racjonalną (dla inwestorów) rezerwę mocy wytwórczych w KSE. Od roku 2025, na rynku tylko energii, nawet wartość oczekiwana rezerw mocy staje się ujemna. Uzasadnione jest stwierdzenie, że zwiększająca się wraz z rozwojem OZE zmienność wolumenu generacji i cen hurtowych energii elektrycznej dla jednostek konwencjonalnych powoduje spadek rezerw mocy w scenariuszu rynku tylko energii (EOM).

Wartość minimalna rezerw krajowych mocy wytwórczych i rynkowej redukcji zapotrzebowania w KSE [MW], w sezonie o najniższych rezerwach mocy

Opracowanie własne



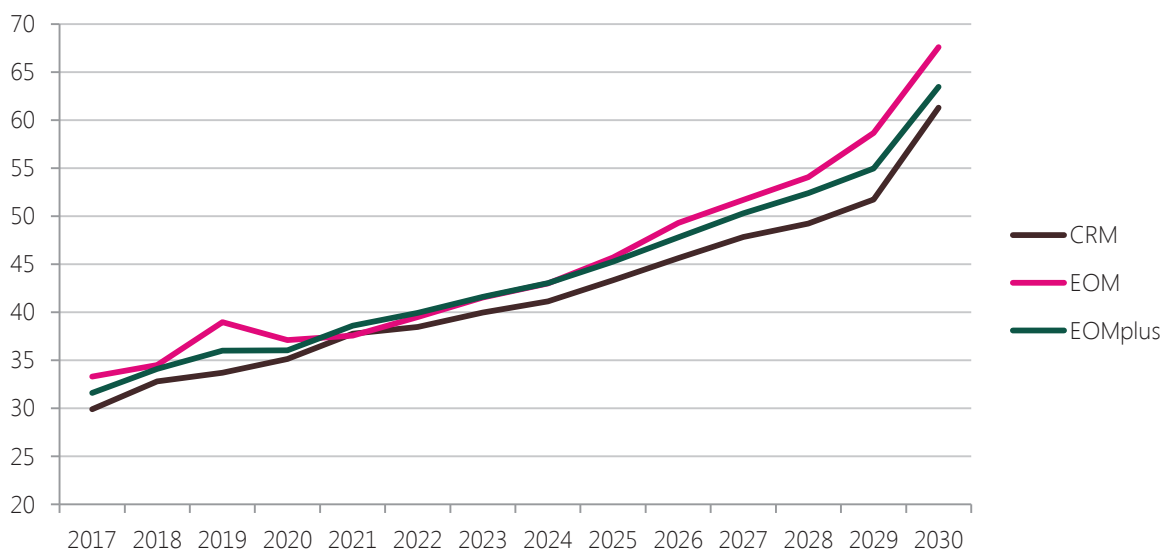
Powyższe ujęcie wskazuje na poziom krajowych rezerw mocy w przypadku ekstremalnych zdarzeń pogodowych. Warto tutaj podkreślić interpretację tej miary:

1. Wskazywana jest tylko rezerwa mocy krajowych (zarówno DSR, jak i źródeł wytwórczych), w szczególności dodatkową rezerwę można uzyskać, wykorzystując połączenia transgraniczne i ujemna wielkość na powyższym wykresie nie oznacza braku mocy dla krajowych odbiorców.
2. Jest to rezerwa zakładająca ekstremalne zdarzenia pogodowe, które mogą, ale nie muszą wydarzyć się w danym roku. Należy się spodziewać realizacji minimalnego poziomu wskazanego na powyższym wykresie raz na ok. 5 lat.

Wszystkie warianty rozwoju mechanizmów rynkowych wykorzystują wymianę transgraniczną jako źródło rezerw mocy. W przypadku CRM i EOM plus oparcie się w ograniczonym stopniu na tym źródle mocy nie powoduje niekorzystnych konsekwencji w postaci zachwiania bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej do odbiorców – model nie wykorzystuje jednak w optymalnym rozwiązaniu mocy transgranicznych w pełnej wielkości, uwzględniając niepewność dostaw z tego źródła. Niepokojący jest natomiast obraz scenariusza EOM, który w miarę upływu czasu i rozwoju OZE pogrąża się w sytuacji istotnych deficytów mocy. Ujęcie analityczne uzupełnia wgląd w koszty ponoszone przez odbiorców i producentów energii elektrycznej.

Suma kosztów produkcji energii elektrycznej (w tym finansowania zobowiązań wytwórców), kosztów wynikających z ograniczeń dostaw energii elektrycznej oraz kosztów importu energii elektrycznej [mld zł]

Opracowanie własne



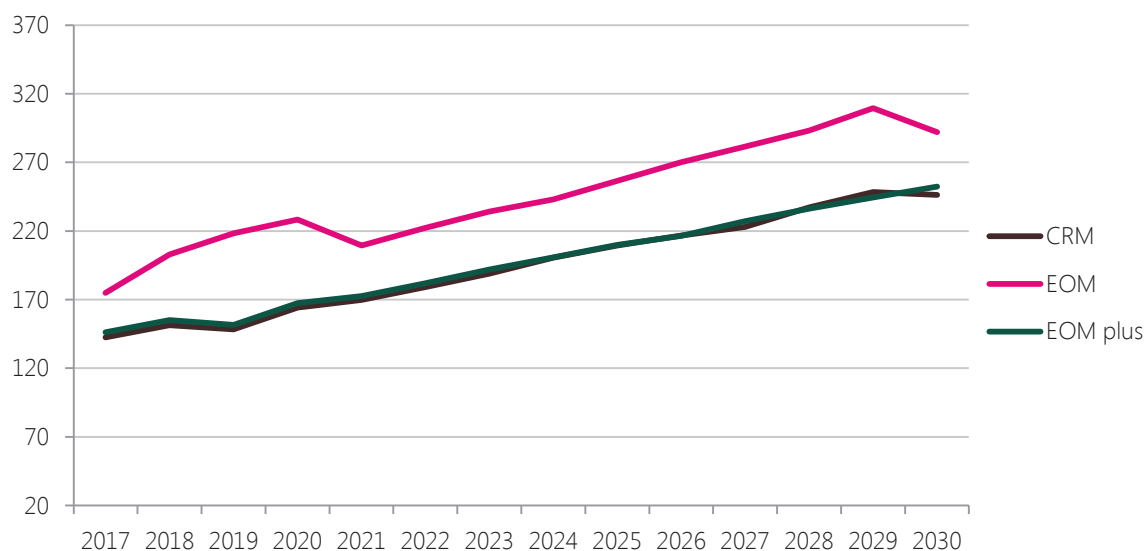
Powyższe koszty zawierają w szczególności koszty inwestycyjne i operacyjne rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz koszty importu energii elektrycznej. W przypadku importu można powiedzieć, że jego poziom jest bardzo zbliżony w scenariuszach CRM i EOM plus (nie wpływa więc na ich wzajemną relację), nieco większy poziom importu dla scenariusza EOM powoduje dalsze pogorszenie jego atrakcyjności. Wszystkie scenariusze mają taki sam poziom rozwoju źródeł OZE, wynikający z przyjętych za Polityką Energetyczną Polski do roku 2050 (PEP2050) założeń odnośnie tej części miksu paliwowego. Chociaż niniejsza praca nie odnosi się do sposobu finansowania tego rozwoju, warto zauważyć, że wymaga on przeniesienia w rachunkach odbiorców dodatkowych opłat ponad ceny hurtowe energii elektrycznej.

Średnio, najtańszy jest scenariusz CRM, od którego droższe są scenariusze EOM plus (odpowiednio o 4.6% lub 1.93 mld zł rocznie) i EOM (średnio o 7.56%, lub 3.18mld zł rocznie).

Analizując wyniki od strony konsumentów, istotnymi wynikami są zarówno jednostkowe ceny hurtowe energii elektrycznej, jak również suma ponoszonych przez nich kosztów.

Koszty krańcowe dostarczania energii elektrycznej w KSE [zł/MWh]

Opracowanie własne

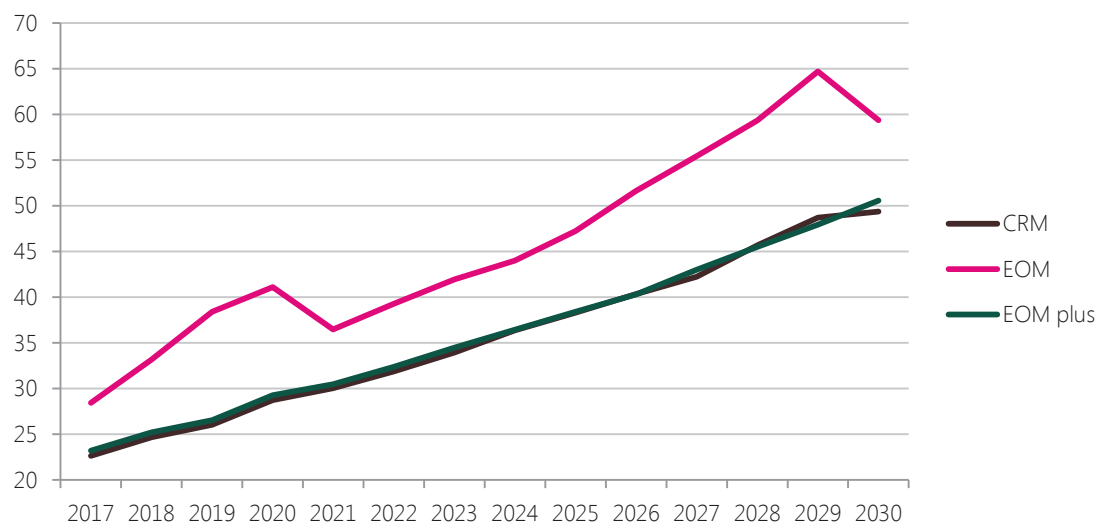


Nie powinien dziwić fakt, że najwyższe koszty krańcowe dostarczania energii elektrycznej, które mogą być interpretowane na potrzeby analizy jako ceny hurtowe energii elektrycznej, zapewnia scenariusz EOM. Scenariusz ten, w którym całość kosztów wytwórców musi zostać przeniesiona poprzez mechanizm sprowadzający się do jednocenowej aukcji wielotowarowej energii elektrycznej (tzw. fixing), będący również istotnym czynnikiem kształtującym oczekiwania cenowe dla kontraktów terminowych. Dokładne ceny hurtowe w scenariuszu EOM plus będą zależały od tego, na ile mechanizmy korygujące wprowadzają koszt alternatywny dla sprzedaży energii elektrycznej.

W modelu założono neutralność takich korekcyjnych mechanizmów względem cen hurtowych energii elektrycznej, co powoduje bardzo zbliżone koszty EOM plus i CRM dla konsumentów. Należy przy tym zaznaczyć, że konstrukcja takich neutralnych mechanizmów może być bardzo trudna lub niemożliwa, jest to więc założenie bardzo optymistyczne dla scenariusza EOM plus. Podobnie horyzont prognozy jest korzystny dla scenariuszy EOM i EOM plus, ponieważ znajduje się przed okresem znaczących inwestycji w KSE. Tym samym unika więc bardzo negatywnego dla EOM i EOM plus wzrostu kosztów finansowania tych inwestycji. Podsumowując, przyjęte założenia są daleko zachowawcze w ocenie korzyści wdrożenia CRM.

Suma kosztów ponoszonych przez konsumentów: na zakup energii elektrycznej ze źródeł krajowych i z importu; kosztów wynikających z ograniczeń dostaw energii elektrycznej; kosztów zakupu mocy, ale bez subsydiów wymaganych do rozwoju OZE [mld zł]

Opracowanie własne

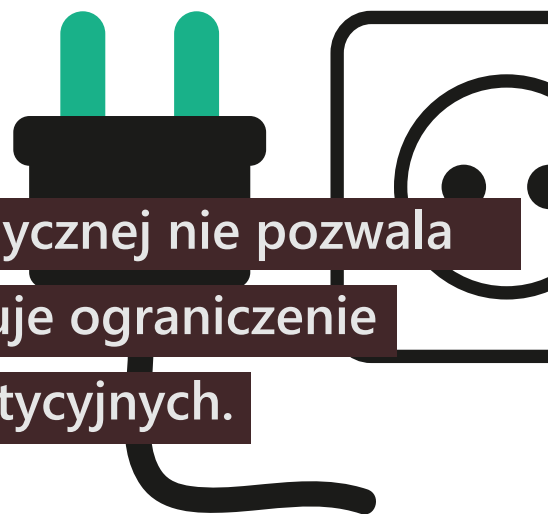


Powyższy wykres jest w dużej mierze odwzorowaniem różnic w cenach hurtowych energii elektrycznej, będących największym komponentem kosztów ponoszonych przez odbiorców niezależnie od scenariusza. Podobnie zatem do poprzedniego wykresu, w scenariuszu EOM plus zawiera daleko idące założenie o braku interakcji pomiędzy sposobem finansowania mocy a cenami hurtowymi energii elektrycznej. W praktyce należy się spodziewać, że **osiągnięcie takiego stanu będzie bardzo trudne lub niemożliwe i** – podobnie do cen hurtowych energii elektrycznej – również **koszty dla konsumentów będą w scenariuszu EOM plus wyższe**. Warto również zauważyć, szczególnie w zestawieniu z wykresem prezentującym koszty ponoszone przez producentów energii elektrycznej, że powyższy wykres nie zawiera dodatkowych kosztów subsydiowania rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wyznaczenie wysokości kosztów realizacji tego elementu polityki energetycznej nie było celem niniejszego raportu.

W odróżnieniu od poprzednich wykresów, gdzie możliwe było relatywnie dokładne oszacowanie poszczególnych pozycji, w przypadku dekompozycji dobrobytu społecznego na producentów i konsumentów występuje nieustalony element kosztów zakupu mocy. Dzieje się tak, ponieważ koszty alternatywne braku dostaw mocy są dla odbiorców bardzo wysokie, podczas gdy wytwórcy wymagają relatywnie niewielkiej korekty obecnej funkcji transferu użyteczności dla uzyskania indywidualnej racjonalności pozostawienia elektrowni w KSE. Biorąc pod uwagę różnicę w kosztach ponoszonych przez odbiorców w tych scenariuszach, finansowanie utrzymania mocy wytwórczych i redukcji zapotrzebowania na moc pozwala na oszczędność średnio 10.1 mld zł rocznie w stosunku do scenariusza niewykorzystującego takich narzędzi (EOM). Taką liczbę można interpretować jako górne oszacowanie kosztów mechanizmów mocowych, jakie powinni być w stanie zaakceptować jej odbiorcy. W przypadku powyższego wykresu zastosowano podejście sprawiedliwości maximin, tj. korekty wynagrodzenia wytwórców tylko w takim zakresie, w jakim ich jednostek wytwórczych są nierentowne (bez uwzględnienia amortyzacji, tj. wartość obecnego majątku ma zerową wartość o ile nie generuje przepływów finansowych w przyszłości), z płatnościami dyskryminacyjnymi. Alternatywą może być korekta indywidualnej racjonalności w odniesieniu do pojedynczych jednostki wytwórcze, tj. zapewnienie, aby każda pojedyncza jednostka wytwórcza była rentowna (lub decydowanie o jej wyłączeniu), z płatnościami jednakowymi dla wszystkich jednostek. Wyboru odpowiedniego podejścia można dokonać, biorąc pod uwagę np. aspekty konkurencyjności rynku mocy, adekwatnych motywacji do inwestowania w utrzymanie i rozwój najbardziej ekonomicznych jednostek wytwórczych przez ich właścicieli – co jednak nie było celem ilościowej pracy analitycznej w tym raporcie.



Polityka klimatyczna i środowiskowa Unii Europejskiej w istotny sposób wpływa na kształt i sposób funkcjonowania rynków energii elektrycznej oraz ich kształt.



Jednotowarowy rynek energii elektrycznej nie pozwala na zwrot z kapitału, dlatego następuje ograniczenie bądź wstrzymanie decyzji inwestycyjnych.

Zaniechanie wprowadzenia rynku mocy to koszt ponad 10 mld zł rocznie. Z perspektywy konsumentów wywoła poważne skutki w postaci drastycznego spadku bezpieczeństwa energetycznego.





www.pkee.pl