

11 września 2017 roku

Ocena wpływu rynku mocy w Polsce na rynki energii elektrycznej

Raport dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej

Zastrzeżenie

Niniejszy raport został przygotowany przez podmiot FTI France S.A.S., prowadzący działalność gospodarczą pod firmą Compass Lexecon (Compass Lexecon), dla Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej (PKEE) w związku z oceną wpływu proponowanej konstrukcji polskiego rynku mocy i innych interwencji w obszarze polityki publicznej na rynek energii elektrycznej, na warunkach określonych w piśmie PKEE angażującym Compass Lexecon, datowanym na 10 kwietnia 2017 roku (Kontrakt).

Niniejszy raport przygotowano wyłącznie na rzecz PKEE w związku z oceną wpływu proponowanej konstrukcji polskiego rynku mocy i innych interwencji w obszarze polityki publicznej, i żadna inna strona nie ma prawa opierać się na nim dla jakichkolwiek celów.

Compass Lexecon nie przyjmuje jakiegokolwiek odpowiedzialności ani obowiązku należytej staranności względem jakiegokolwiek osoby (z wyjątkiem PKEE w zakresie stosownych warunków Kontraktu) w odniesieniu do treści niniejszego raportu. W związku z powyższym, Compass Lexecon nie ponosi żadnej odpowiedzialności za skutki działań lub zaniechania działań jakichkolwiek osób (z wyłączeniem PKEE w oparciu o powyższe) w oparciu o niniejszy raport bądź decyzji podjętych lub niepodjętych na podstawie niniejszego raportu.

Niniejszy raport zawiera informacje pozyskane lub wywiedzione z różnych źródeł. Compass Lexecon nie odpowiada za weryfikację ani sprawdzenie wiarygodności tych źródeł, ani za weryfikację tak dostarczonych informacji.

Compass Lexecon nie udziela żadnych zapewnień ani gwarancji (ani wprost ani w sposób dorozumiany) jakiegokolwiek osobie (z wyjątkiem PKEE w zakresie stosownych warunków Kontraktu) w odniesieniu do dokładności czy kompletności niniejszego raportu.

Niniejszy raport oparto na informacjach dostępnych Compass Lexecon w chwili jego sporządzenia i nie uwzględnia on jakichkolwiek informacji, które mogły stać się nam znane po dacie sporządzenia raportu. Nie odpowiadamy za aktualizowanie niniejszego raportu ani informowanie jakiegokolwiek jego odbiorcy w razie pojawienia się takich nowych informacji.

Żaden odbiorca niniejszego raportu (inny niż PKEE) nie nabywa żadnych praw w odniesieniu do raportu. Wszelkie prawa pozostają zastrzeżone. Prawo Fabiena Roquesa, Charlesa Verhaeghe'a, Yvesa Le Thieisa, i Yuanjing Li'a do ujawniania ich autorstwa niniejszego raportu zostało zastrzeżone

zgodnie z ustawą o prawach autorskich, wzorach i patentach z 1988 roku (*Copyright, Designs and Patents Act 1988*), w zakresie, w jakim nie koliduje ze stosownymi warunkami Kontraktu i prawami PKEE.

KONTAKT

Fabien Roques

Compass Lexecon
Executive Senior Vice
President
froques@
compasslexecon.com

Charles Verhaeghe

Compass Lexecon
Vice President
cverhaeghe@
compasslexecon.com

Yves Le Thieis

Compass Lexecon
Economist
ylethieis@
compasslexecon.com

Yuanjing Li

Compass Lexecon
Economist
yli@
compasslexecon.com

22 Place de la Madeleine
IV piętro
Paryż, 75008
Francja
telefon +33 1 53 05 36 15
faks +33 1 53 05 36 16

Wszelkie prawa zastrzeżone. Żadna część niniejszej publikacji nie może być powielana, przechowywana w systemie pobierania informacji ani przesyłana w jakiegokolwiek formie lub środkami, w tym elektronicznie, mechanicznie, fotokopiowaniem, nagraniem lub w inny sposób, bez uprzedniej zgody odpowiednio PKEE i/lub autorów niniejszego raportu.

Spis treści

Zastrzeżenie	i
Spis treści.....	iii
1. Streszczenie	5
1.1 WPROWADZENIE	5
1.2 CM ROZWIĄDUJE PROBLEMY Z BEZPIECZEŃSTWEM DOSTAW ENERGII W SPOSÓB EKONOMICZNY KOSZTOWO	7
Interwencja jest niezbędna by utrzymać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej	7
Wprowadzenie rynku mocy w Polsce zmniejsza koszty ponoszone przez polskich konsumentów i zwiększa dobrobyt społeczny.....	10
CM nie zmienia krótkoterminowego porządku stosu jednostek wytwórczych (<i>merit-order</i>) i ma ograniczony wpływ na działanie rynku	11
1.3 REZERWA STRATEGICZNA NIE JEST WYSTARCZAJĄCYM ROZWIĄZANIEM DLA POLSKI	12
Rezerwa strategiczna nie jest mechanizmem dopasowanym do rozwiązania strukturalnych problemów z zapewnieniem wystarczalności mocy w Polsce	12
Rezerwa strategiczna nie jest ekonomicznym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce	12
1.4 EPS 550 DLA RYNKU MOCY BĘDZIE MIEĆ SZEREG NEGATYWNYCH SKUTKÓW SPOŁECZNYCH i GOSPODARCZYCH	13
Pomimo zmniejszenia opłat za zdolności wytwórcze operatorów elektrowni na węgiel kamienny/brunatny, standard emisyjny 550 EPS zwiększa koszty polskich konsumentów w porównaniu z neutralnym technologicznie rynkiem mocy.	14
550 EPS zmniejsza krajowe emisje CO ₂ związane z wytwarzaniem energii elektrycznej, ale przy wyższym koszcie dekarbonizacji, niż sam system handlu emisjami EU ETS.....	14
1.5 Rynek mocy MA MNIEJSZY WPŁYW NA RYNKI ENERGII NIŻ INNE rodzaje interwencji	16
Zmiany dostępnego poziomu mocy powodowane innymi działaniami politycznymi są porównywalne lub istotniejsze, niż zmiany powodowane przez polski rynek mocy	16

Wpływ polskiego rynku mocy na ceny energii długofalowo nie jest większy, niż innych modelowanych rodzajów interwencji.....16

Wpływ polskiego rynku mocy na przepływy transgraniczne jest bardziej ograniczony, niż wpływ innych rodzajów interwencji16

1. Streszczenie

1.1 WPROWADZENIE

W Polsce w ciągu ostatnich lat pojawiło się zaniepokojenie kwestią bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej, które wzmogło się na skutek wprowadzenia ograniczeń zasilania w 2015 roku. Coraz częściej kwestionowana jest zdolność rynku w obecnym jego kształcie do zapewniania stosownego wynagradzania dostępności mocy i bodźców inwestycyjnych. Przy prognozowanych cenach rynkowych energii liczne elektrownie nie są dochodowe, co powoduje znaczące odstawienia mocy w czasach, gdy potrzebne są inwestycje celem spełnienia nowych wymogów ograniczania emisji – nakładanych przez konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania¹, przyjęte na podstawie dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED)².

W celu utrzymania bezpieczeństwa dostaw na poziomie spełniającym standard niezawodności, władze polskie zdecydowały się utworzyć rynek mocy (ang. Capacity Market - (dalej „CM”), który powinien zostać skonstruowany z uwzględnieniem specyfiki polskiego systemu elektroenergetycznego.

Mechanizmy mocowe, w tym rynki mocy, są badane przez Komisję Europejską (KE) w celu stwierdzenia zgodności z przepisami dotyczącymi pomocy publicznej. Komunikat Komisji *Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020* wymienia szereg kryteriów warunkujących dopuszczalność wprowadzenia CM przez państwa członkowskie, w tym wykazanie niezbędności interwencji, a także adekwatność i proporcjonalność w porównaniu z innymi możliwymi reformami rynku energii elektrycznej oraz potencjalny wpływ planowanego wsparcia na rynki energii³.

-
- ¹ Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225), Dz.U. L 212 z 17.8.2017, str. 1-82.
 - ² Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola) Tekst mający znaczenie dla EOG, OJ L 334, 17.12.2010, str. 17–119.
 - ³ Komisja Europejska (2014), Komunikat Komisji – Wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020, OJ C 200, 28.6.2014, str. 1–55.

W tym kontekście, PKEE zlecił Compass Lexecon:

- **Ocenę propozycji polskiego rynku mocy (CM) i jego potencjalnego wpływu na rynek energii elektrycznej w porównaniu do alternatywnego jednotowarowego rynku energii elektrycznej (ang. Energy-Only Market – dalej „EOM”).** W wypadku CM, standard niezawodności dostaw energii jest zapewniany przez aukcje mocy, na których pozyskiwana jest niezbędna moc wytwórcza. Natomiast rynek EOM, nawet w przypadku dalszej rozbudowy połączeń transgranicznych nie gwarantuje zachowania standardu niezawodności. Dostępność mocy jest wynikiem decyzji podejmowanych przez graczy kierujących się naturalną chęcią maksymalizacji zysków w oparciu o przychody oczekiwane z rynku energii i rynku usług systemowych oraz spodziewane koszty prowadzonej działalności.
- **Porównanie proponowanego CM z obecnie stosowaną rezerwą strategiczną** celem osiągnięcia standardu niezawodności, poprzez oszacowanie różnic w efektywności i kosztach społecznych.
- **Analizę wpływu proponowanego przez KE standardu emisji (dalej „EPS 550”) w mechanizmach zapewniających zdolności wytwórcze (mocowych) z punktu widzenia efektywności i kosztów.** We wniosku legislacyjnym dotyczącym rozporządzenia w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej⁴, KE proponuje wyłączenie możliwości uczestnictwa w mechanizmach zapewniających zdolności wytwórcze elektrowni emitujących ponad 550g CO₂/kWh.
- **Porównanie wpływu CM z innymi rodzajami interwencji na rynkach energii elektrycznej.** Ustalenie czy wpływ CM jest znaczący w porównaniu z szeregiem innych interwencji publicznych, w tym: (1) niemieckiej rezerwy strategicznej, (2) niemieckiej polityki wspierania odnawialnych źródeł energii (OZE) oraz (3) wpływu przepływów kołowych na dostępne zdolności przesyłowe netto pomiędzy Polską i krajami sąsiednimi.

Analizę oparliśmy na własnym modelu europejskiego rynku energii elektrycznej skalibrowanym tak, by odzwierciedlał dynamikę cen energii elektrycznej w poszczególnych krajach europejskich i ekonomiczne decyzje operatorów rynkowych dotyczące inwestycji i wycofań. To umożliwi nam zamodelowanie ewolucji cen energii w energetyce polskiej i europejskiej (EU-28) oraz struktury zasobów wytwórczych w latach 2017-2040 dla różnych scenariuszy rozważanych w procesie

⁴ Komisja Europejska (2016), COM(2016) 861 final/2, Propozycja rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej (wersja przekształcona), Bruksela, 23.2.2017

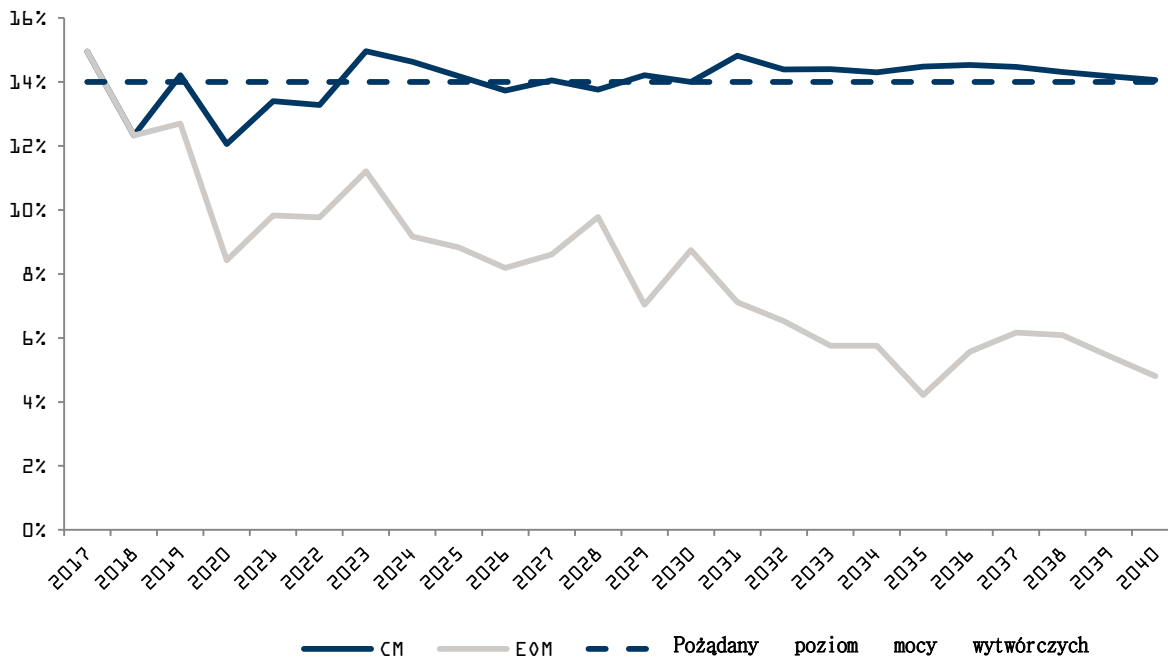
modelowania dynamicznego, tzn. w którym decyzje uczestników rynku obejmują ich skutki w przyszłości.

1.2 CM ROZWIĄDUJE PROBLEMY Z BEZPIECZEŃSTWEM DOSTAW ENERGII W SPOSÓB EKONOMICZNY KOSZTOWO

Interwencja jest niezbędna by utrzymać bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej

W scenariuszu EOM, poczynając już od 2020 roku, a także we wszystkich kolejnych latach, standard niezawodności dostaw energii odpowiadający 14% skorygowanej rezerwy mocy przyjęty przez polskie władze **nie jest możliwy do utrzymania**. Standard ten przestaje być spełniany ze względu na zamykanie szeregu niedochodowych elektrowni, a następnie ze względu na niewystarczalność inwestycji w utrzymywanie bezpieczeństwa dostaw energii zgodnego ze standardem niezawodności (Ilustracja 1-1).

Za to **CM umożliwia spełnianie standardu niezawodności we wszystkich latach** po jego wdrożeniu. Utworzenie rynku mocy zapewnia odłożenie przez niektórych uczestników rynku decyzji o zamknięciu elektrowni i podejmowanie przez nich decyzji inwestycyjnych z odpowiednim wyprzedzeniem.



Ilustracja 1-1: Coroczna skorygowana rezerwa mocy w scenariuszach CM i EOM (%)

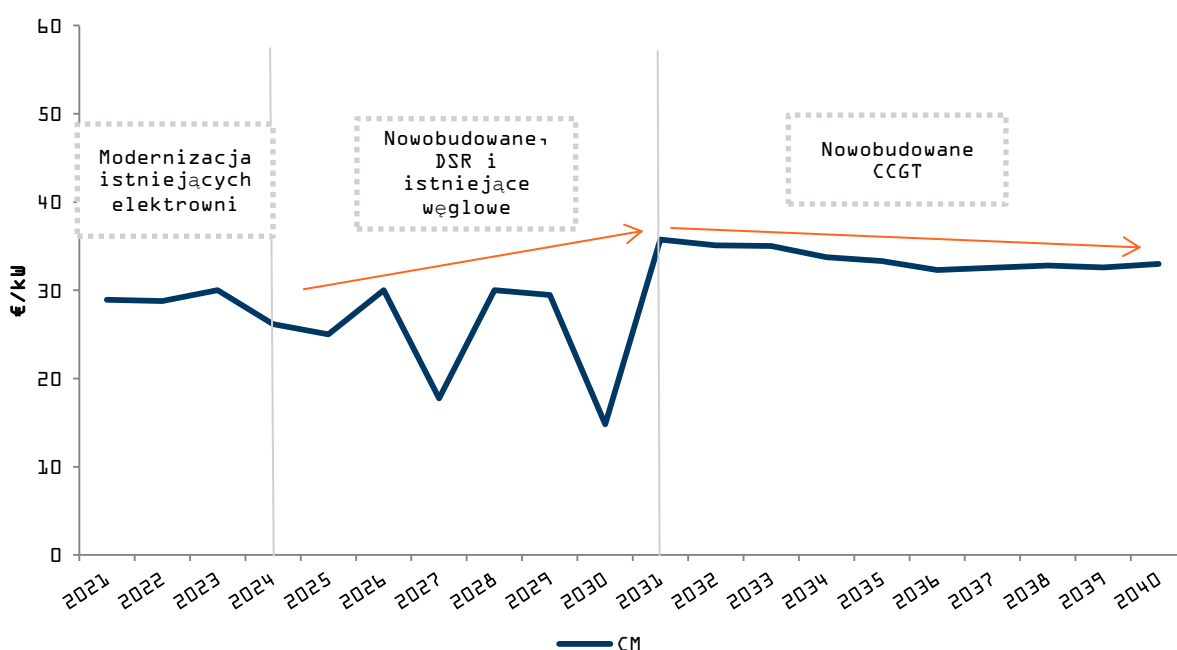
Źródło: Compass Lexecon, 2017

Uwagi: Skorygowana rezerwa mocy określana jest jako stosunek dodatkowej dostępnej skorygowanej mocy (włącznie z DSR i zdolnościami połączeń międzysystemowych) do średniego zapotrzebowania szczytowego netto w okresach zimnych (z

wyłączeniem zapotrzebowania dodatkowego). Luka mocy wytwórczych pomiędzy dostępną mocą skorygowaną i pożądaną w scenariuszu EOM zapewnia punkt równowagi ekonomicznej elektrowni zarówno istniejących jak i nowobudowanych.

W celu zapewnienia wystarczalności zasobów wytwórczych, CM zapewnia zachęty dla najbardziej konkurencyjnych technologii we wszystkich okresach czasu, by spełniały standard niezawodności (Ilustracja 1-2):

- Przed rokiem 2024 CM umożliwia wytwórcom energii finansowanie inwestycji w wydłużanie czasu eksploatacji elektrowni w stopniu o 1 GW mocy elektrowni ciepłych większym niż przy EOM, by spełnić konkluzje BAT i inwestować w CAPEX doposażania elektrowni.
- W latach 2024-2030 CM pozwala na dodatkowe inwestycje w zarządzanie stroną popytową (DSR) i wysokosprawne elektrownie węglowe.
- Po roku 2030 bloki gazowo-parowe (CCGT) stają się konkurencyjniejsze od nowych elektrowni węglowych na aukcjach CM, ponieważ ceny CO₂ stopniowo rosną, poprawiając ich konkurencyjność względem węgla.



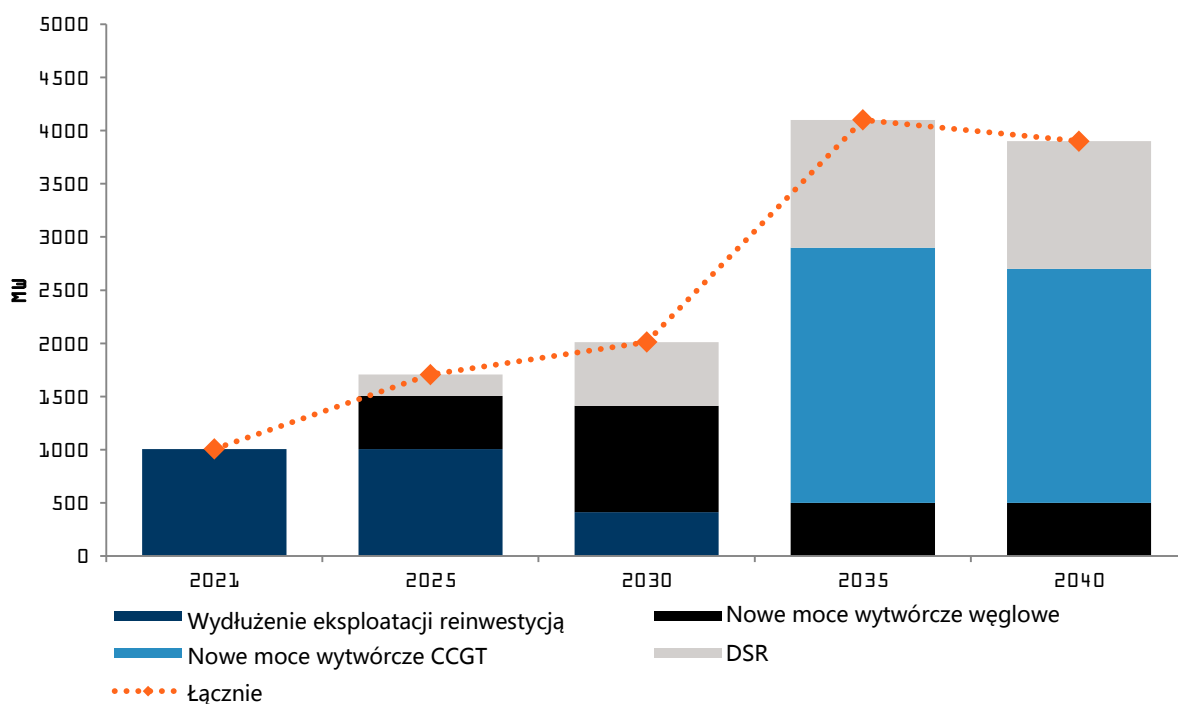
Ilustracja 1-2: Cena mocy wytwórczych w scenariuszu CM (€/kWh)

Źródło: Compass Lexecon, 2017

Uwagi: Linie pionowe dzielą ewolucję cen mocy wytwórczych na trzy okresy wynikające z różnych czynników cenotwórczych: inwestycje doposażeniowe w celu spełnienia konkluzji BAT przed rokiem 2024, inwestycje w DSR i wysokosprawne moce węglowe w latach 2024-2030, oraz inwestycje w nowe moce CCGT po 2030 roku.

W scenariuszu CM, w oparciu o przyjęte przez nas założenia cen paliw i kosztów budowy, nowe bloki gazowe w technologii CCGT stają się bardziej konkurencyjne niż nowe elektrownie węglowe. Poczynając od 2031 r. nowe moce CCGT zaczynają się dynamicznie rozwijać, skutkiem czego po 2031 r. nie byłyby już budowane nowe elektrownie węglowe. Należy zwrócić uwagę na to, że inne założenia odnośnie cen paliw, cen CO₂ lub kosztów budowy zmieniłyby moment przejścia z węgla na gaz w wypadku jednostek nowobudowanych, ale nie zmieniłyby naszych zagregowanych wyników mocowych.

W latach 2031 -2040, CM prowadzi do wzrostu mocy wytwórczych o 3900 MW w porównaniu z EOM, składającego się z 1200 MW w DSR, 500 MW w nowych elektrowniach węglowych i około 2 200 MW w CCGT (Ilustracja 1-3), i większego bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce na poziomie standardu niezawodności⁵.



Ilustracja 1-3: Różnica w mocy zainstalowanej pomiędzy scenariuszem CM i EOM (MW)

Źródło: Compass Lexecon, 2017

⁵ Prowadzenie przez CM do większego bezpieczeństwa dostaw może być również wykazane niższym poziomem energii niedostarczonej (ENS) lub mniejszą wartością wskaźnika oczekiwanego czasu braku dostaw (LOLE). Na przykład w 2025 r. wielkość LOLE wynosi 11 godzin w scenariuszu EOM i 0 godzin w scenariuszu CM, zaś ENS przy EOM wynosi 119 mln EUR.

Uwagi: Różnica mocy zainstalowanej została obliczona jako różnica mocy zainstalowanej przy scenariuszu CM i mocy zainstalowanej przy scenariuszu EOM

Warto zauważyć, że w scenariuszu EOM wzrost zdolności przesyłowych połączeń międzysystemowych najprawdopodobniej nie byłby wystarczającym rozwiązaniem dla problemów z wystarczalnością mocy w Polsce. Nawet jeśli zdolności przesyłowe połączeń międzysystemowych wzrosną, ale kraj sąsiedni nie będzie dysponować wystarczającą rezerwą mocy wytwórczych, może wystąpić ryzyko niedoborów jednoczesnych po obu stronach granicy. Zwiększenie zdolności przesyłowych mogłoby spowodować znaczący wzrost importu i spadek cen energii elektrycznej, co negatywnie wpłynie na bodźce do inwestowania w istniejące i w nowe moce wytwórcze. Belgia jest przykładem państwa, w którym mimo dużej zdolności przesyłowej połączeń międzysystemowych w trakcie zapotrzebowania szczytowego, wciąż występuje wysokie ryzyko niedoborów mocy (blackoutów)⁶.

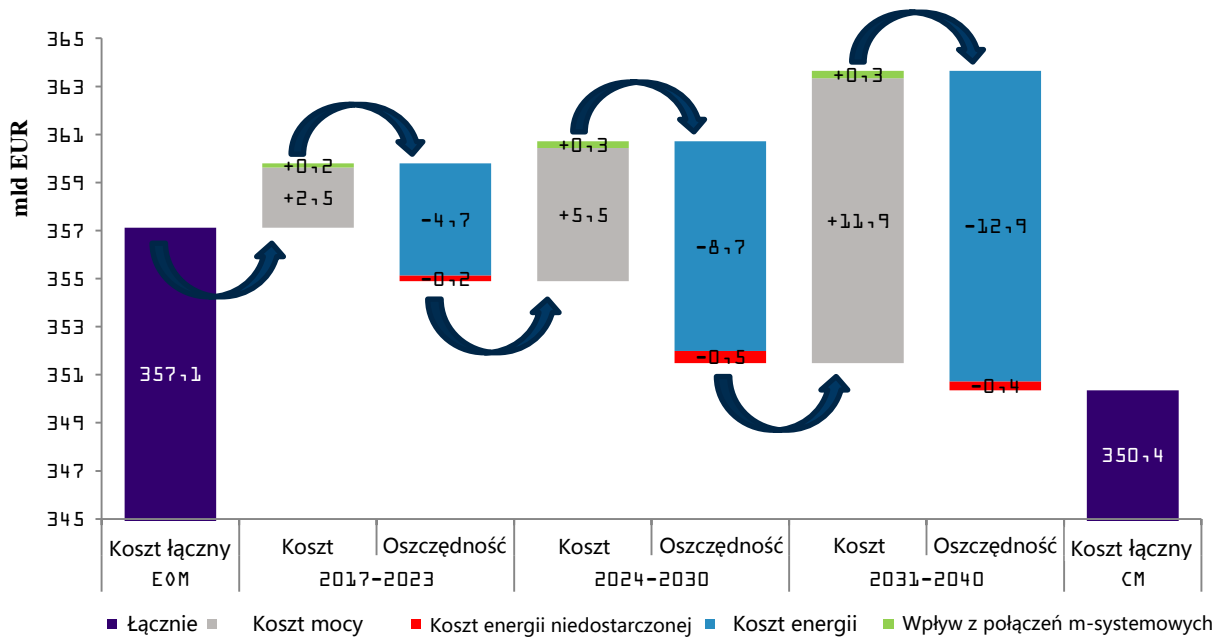
Wprowadzenie rynku mocy w Polsce zmniejsza koszty ponoszone przez polskich konsumentów i zwiększa dobrobyt społeczny

Wprowadzenie CM w Polsce zmniejsza koszty polskich konsumentów łącznie o ok. 30 mld PLN, tzn. średnio o ok. 1 mld PLN rocznie w horyzoncie modelowania, w porównaniu ze scenariuszem EOM. Pomimo, że CM tworzy nowy składnik kosztowy (opłatę mocową) jest on kompensowany z zapasem przez zmniejszenie kosztów energii niedostarczonej i cen hurtowych:

- **CM zmniejsza koszt energii niedostarczonej o średnio około 195 mln PLN rocznie w rozważanym okresie.**
- **CM zmniejsza ceny hurtowe energii elektrycznej średnio o ponad 20 PLN/MWh w porównaniu z EOM (6% ceny w scenariuszu EOM)** wyzwalając inwestycje w sprawniejsze technologie wcześniej niż w przypadku scenariusza EOM i zapobiegając zbyt częstemu występowaniu okresów niedoboru dostaw, a w konsekwencji, zmniejszając częstotliwość występowania szczytów cenowych. To z kolei zmniejsza koszt kapitału, a zatem i koszty

⁶ łączna zdolność przesyłowa Belgii wynosi 3,5 GW zimą w porównaniu z zapotrzebowaniem szczytowym, które w ostatnich latach osiągnęło 13,5 GW. Prace nad połączeniami międzysystemowymi z Wielką Brytanią, Francją i Holandią zwiększą zdolność przesyłową transgraniczną o kolejne 3 GW do 2020 roku (Źródło: Elia 2015, Kryzys bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Belgii). Niedochodowe warunki rynkowe prowadzące do zmniejszających się dostępnych mocy elektrowni ciepłych i niepewność co do mocy jądrowych zagraziło bezpieczeństwu dostaw energii w Belgii.

finansowania nowych inwestycji, szczególnie w elektrownie szczytowe, które pracowałyby tylko w ograniczonym czasie.



Ilustracja 1-4: Porównanie średnich kosztów i oszczędności dla polskich konsumentów pomiędzy scenariuszami EOM i CM w latach 2017-2040 (w miliardach €2016)

Źródło: Compass Lexecon, 2017

Uwagi: Na ilustracji przedstawiono porównanie kosztów ponoszonych przez polskich konsumentów w scenariuszach EOM i CM i pokazano zmienności między obydwoma scenariuszami w trzech okresach. Znak plusa oznacza wzrost, zaś minusa spadek kosztów dla konsumenta. Koszt mocy określono jako cenę mocy pomnożoną przez docelową moc do pozyskania. Koszt energii określono jako roczną cenę energii pomnożoną przez obciążenie. Koszt energii niedostarczonej jest mierzony wolumenem energii niedostarczonej pomnożonym przez VOLL. Wpływ z połączeń międzysystemowych (interconnection rent) to suma przychodów z każdej polskiej linii transgranicznej podzielona przez dwa. Różnicę we wpływie z połączeń międzysystemowych w scenariuszu CM i EOM przypisujemy do kosztów lub oszczędności konsumentów, ponieważ jest wynikiem zmniejszenia cen energii oraz kosztów finansowania i inwestycji w CM, co prowadzi do zmniejszenia się opłat z tytułu ograniczeń (congestion rent). Mniejszy wpływ z tytułu ograniczeń wprowadza koszt dla konsumentów. Koszt dla polskich konsumentów w scenariuszu CM jest niższy, niż w EOM, co stanowi oszczędność przy CM.

CM zwiększa dobrobyt społeczny w Polsce łącznie o przeszło 4,2 mld PLN, średnio o około 195 mln PLN rocznie w horyzoncie modelowania. Choć zmiany cen energii i mocy są przesuwaniem wartości pomiędzy konsumentami i wytwórcami, CM przynosi korzyści nie tylko konsumentom, ale i wytwórcom oraz operatorom systemów DSR w postaci bardziej przewidywalnych przychodów z rynku mocy oraz ograniczenia ryzyk rynkowych i kosztu kapitału.

CM nie zmienia krótkoterminowego porządku stosu jednostek wytwórczych (merit-order) i ma ograniczony wpływ na działanie rynku

Polski CM jest zaprojektowany tak, by nie zmieniał krótkoterminowych strategii ofertowania i decyzji o dysponowaniu mocą przez uczestników rynku. Przy wprowadzeniu rynku mocy, polscy dostawcy oferują moc w oparciu o koszty krańcowe krótkookresowe (ang. Short-Run Marginal Cost - SRMC) tak samo, jak by to robili na rynku EOM⁷.

Długofalowo CM w Polsce naprawia niedoskonałości jednotowarowego rynku energii elektrycznej, na którym ceny energii elektrycznej nie odzwierciedlają prawdziwego kosztu zapewnienia bezpieczeństwa dostaw i pomaga w uzyskiwaniu optymalnej mocy dostępnej z uwzględnieniem przyjętego standardu niezawodności. W rezultacie, rynek mocy będzie mieć wpływ na dostępną moc, ceny hurtowe i bilans eksportowy.

1.3 REZERWA STRATEGICZNA NIE JEST WYSTARCZAJĄCYM ROZWIĄZANIEM DLA POLSKI

Jako alternatywę dla CM mającą rozwiązać problemy z bezpieczeństwem dostaw, Polska mogłaby utrzymać i ulepszyć rezerwę strategiczną. Jednakże ten mechanizm nie przystaje do strukturalnych problemów z wystarczalnością mocy w systemie elektroenergetycznym w Polsce i nie jest ekonomicznym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw w ujęciu długofalowym.

Rezerwa strategiczna nie jest mechanizmem dopasowanym do rozwiązania strukturalnych problemów z zapewnieniem wystarczalności mocy w Polsce

W końcowym sprawozdaniu z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów mocowych, opublikowanym 30 listopada 2016 roku, **KE zaleca wprowadzanie rezerwy strategicznej w sytuacjach, gdy występują tymczasowe problemy z wystarczalnością zasobów w krajowym systemie energetycznym ze względu na potencjalne wycofywanie z eksploatacji elektrowni, ale nie w celu pobudzenia nowych inwestycji**⁸. Przy uwzględnieniu polskiej prognozy wystarczalności pojawia się powiększająca się i trwała luka mocy wytwórczych pomiędzy scenariuszami CM i EOM (Ilustracja 1-3). W konsekwencji prowadziłyby to do długofalowego wykorzystania mechanizmu rezerwy strategicznej (co najmniej do 2040 r.) na poziomie 4000 MW mocy wytwórczych.

Rezerwa strategiczna nie jest ekonomicznym sposobem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii w Polsce

⁷ Uwzględniamy również możliwość, że dostawcy mocy – głównie szczytowych – stosowaliby narzut na swoje SRMC przy małych rezerwach w systemie, by odzyskać część swoich kosztów stałych.

⁸ Komisja Europejska (2016), Sprawozdanie końcowe z badania sektorowego dotyczącego mechanizmów zapewniających zdolności wytwórcze, COM(2016) 752 final.

„Doskonale zaprojektowana” rezerwa strategiczna nie miałaby wpływu na rynek energii dnia następnego (day-ahead energy market) i bardzo ograniczony wpływ na rynek dnia bieżącego oraz rynek bilansujący, w porównaniu ze scenariuszem EOM. Oznacza to, że wpływ na pozytywne bodźce dla wytwórców energii aby utrzymywali swoje elektrownie na rynku lub budowali nowe, jest niewielki, w wyniku czego także nie zmienia się struktura mocy wytwórczych i ceny energii na rynku hurtowym. Dlatego, w porównaniu do EOM, przy długofalowym funkcjonowaniu rezerwy strategicznej, koszty energii będą zbliżone, ale koszty kontraktowania i uruchamiania rezerwy znacząco przekroczą wielkość ograniczenia LOLE.

W porównaniu z rynkiem mocy, rezerwa strategiczna byłaby znacznie droższa dla odbiorców końcowych. **Całościowo CM prowadzi do łącznych oszczędności dla konsumentów przekraczających 34 mld PLN w latach 2017-2040 (zakładając koszt VOLL jako €18 000/MWh) w porównaniu z rezerwą strategiczną**, odpowiadającą średnio ok. 1,5 mld PLN rocznie. Ogólniej rzecz ujmując, CM prowadzi do zysku netto dobrobytu społecznego na poziomie ok 1,5 mld PLN w latach 2017 - 2040, czyli około 165 mln PLN rocznie.

1.4 EPS 550 DLA RYNKU MOCY BĘDZIE MIEĆ SZEREG NEGATYWNYCH SKUTKÓW SPOŁECZNYCH I GOSPODARCZYCH

We wniosku legislacyjnym dotyczącym rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej, KE proponuje wprowadzenie standardu emisyjności (EPS 550) dla rynku mocy, który wpływałby na możliwość uczestniczenia niektórych technologii wytwarzania w takich mechanizmach. Konkretnie, art. 23 ust. 4 projektu rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej stanowi:

„Zdolności wytwórcze, w stosunku do których ostateczną decyzję inwestycyjną podjęto po dniu [OP: *entry into force*] r., kwalifikują się do udziału w mechanizmach zdolności wytwórczych tylko wówczas, gdy generowane przez nie emisje wynoszą mniej niż 550 gr CO₂/kWh. Zdolności wytwórczych emitujących 550 gr CO₂/kWh lub więcej nie angażuje się w ramach mechanizmów zdolności wytwórczych pięć lat po wejściu niniejszego rozporządzenia w życie”⁹.

Jednostki wytwórcze, w odniesieniu do których ostateczna decyzja inwestycyjna będzie podjęta po wejściu w życie rozporządzenia w sprawie rynku energii elektrycznej, oczekiwanym na początku 2019

⁹ Tekst angielski: “Generation capacity for which a final investment decision has been made after [OP: *entry into force*] shall only be eligible to participate in a capacity mechanism if its emissions are below 550 gr CO₂/kWh. Generation capacity emitting 550 gr CO₂/kWh or more shall not be committed in capacity mechanisms 5 years after the entry into force of this Regulation” .

roku, emitujące powyżej 550g CO₂/kWh, nie będą już dopuszczane do uczestniczenia w mechanizmach mocowych. Moce wytwórcze, które uzyskały ostateczną decyzję inwestycyjną przed tą datą, uzyskają pięcioletni okres przejściowy. Dla celów modelowania przyjęliśmy, że ten okres przejściowy zakończy się w roku 2024.

W scenariuszu wprowadzenia rynku mocy (scenariusz EPS 550), Polska utrzymuje bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej, ale **kosztem radykalnego zwiększenia importu gazu w porównaniu do sytuacji obecnej**, a także, w mniejszym stopniu, w porównaniu z innymi scenariuszami modelowanymi w studium. W scenariuszu EPS 550 bezpieczeństwo dostaw byłoby utrzymane na poziomie standardu niezawodności poprzez zastąpienie inwestycji w elektrownie węglowe nowymi blokami CCGT.

W scenariuszu EPS 550, przy braku wynagrodzeń za dostawy mocy elektrownie węglowe nie są rentowne i nowe moce węglowe tworzone w scenariuszu rynku mocy zostałyby zastąpione przez 3,8 GW nowej mocy wytwórczych CCGT. Przy wprowadzeniu EPS 550, nowe bloki CCGT byłyby niezbędne już w 2021 roku by skompensować wcześniejsze zamykanie istniejących elektrowni węglowych.

Zmiana struktury mocy wytwórczych spowodowana przez 550 EPS, ze znacząco większymi mocami CCGT w porównaniu do wprowadzenia rynku mocy bez EPS 550, doprowadziłaby do **istotnego wzrostu krajowego zużycia gazu ziemnego do celów wytwarzania energii elektrycznej**. W okresie prognozy, **550 EPS zwiększa zużycie gazu przez Polskę o 60 bcm, czyli jest to wzrost o 70% w porównaniu ze scenariuszem CM**. Wzrost konsumpcji zdecydowanie zwiększyłby uzależnienie Polski od importu gazu i wymagałoby to dodatkowej modernizacji polskiej infrastruktury przesyłowej gazu, co może prowadzić do problemów z bezpieczeństwem dostaw.

Pomimo zmniejszenia opłat za zdolności wytwórcze operatorów elektrowni na węgiel kamienny/brunatny, standard emisyjny 550 EPS zwiększa koszty polskich konsumentów w porównaniu z neutralnym technologicznie rynkiem mocy.

550 EPS zwiększa koszty dla konsumentów o ok. 1 mld PLN w latach 2017-2040 mimo zmniejszenia kosztów mocy. Mówiąc bardziej ogólnie, scenariusz rynku mocy powoduje większą niż EPS 550 wartość z punktu widzenia dobrobytu społecznego. Rynek mocy prowadzi do zysku netto w wys. 4,2 mld PLN w latach 2017 - 2040.

550 EPS zmniejsza krajowe emisje CO₂ związane z wytwarzaniem energii elektrycznej, ale przy wyższym koszcie dekarbonizacji, niż sam system handlu emisjami EU ETS

CM 550 skutecznie zmniejsza krajowe emisje CO₂ z wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, w miarę jak nowobudowane jednostki CCGT stopniowo będą zastępowały istniejące elektrownie węglowe oraz zastępowały budowę nowych jednostek węglowych (redukcja o łącznie 54 miliony ton CO₂ w latach 2020 - 2040, czyli redukcja o 39% w stosunku do poziomu z 2020 roku). Jednakże, przy braku zmian w funkcjonowaniu europejskiego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS), **łącznie emisje w Europie nie zostaną ograniczone w scenariuszu EPS 550, ponieważ niższe emisje polskiego sektora energetyki zostaną zniwelowane ograniczeniem działań redukcyjnych w innych sektorach i krajach.** W związku z tym, EPS 550 spowoduje niższy popyt na pozwolenia na emisję CO₂ i niższą cenę CO₂, co skutkować będzie potrzebą dodatkowych interwencji na rynku uprawnień do emisji, na przykład przez mechanizm rezerwy stabilizacyjnej (MSR).

Praktycznie **przejście z węgla na gaz i znaczące ograniczenie emisji CO₂ mogłoby być wspierane sprawniej przez odpowiednio wysokie ceny w EU ETS, co byłoby mechanizmem bardziej efektywnym kosztowo, niż 550 EPS.** Scenariusz EPS 550 prowadzi do ograniczenia emisji przy cenie CO₂ wyższej, niż cena rynkowa EU ETS. Średnia nadwyżka ponad cenę redukcji emisji CO₂ w EU ETS¹⁰ osiągnięta poprzez scenariusz EPS 550 wynosi ponad 20 PLN/t.

Wyniki te znacząco różnią się od uzyskanych w badaniu przeprowadzonym dla KE przez **E3M-Lab**¹¹, z ważnym zastrzeżeniem, że badanie E3M-Lab nie miało na celu **oszacowania wpływu EPS 550.** W rzeczy samej, podejście do modelowania i metodologia zastosowane przez E3M-Lab są znacząco inne, od tych które tutaj zostały zaprezentowane. W badaniu E3M-Lab nie modelowano wpływu rynku mocy, a wpływy subsydiowania (kontrakty różnicowe CfD) ograniczonego do elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Jednakże rynek mocy przewidywany dla Polski nie stanowi subsydiowania konkretnie elektrowni opalanych węglem kamiennym i brunatnym, a dotyczy wszystkich technologii, w tym CCGT, DSR itp. W przeciwieństwie do tego, EPS 550 tworzy warunki o charakterze dyskryminującym, faworyzujące technologie inne niż węgiel kamienny i brunatny, ponad wpływ wywierany przez EU ETS, ale nie jest to celem oceny w badaniu E3M-Lab.

¹⁰ Projekcja ceny EU ETS oparta jest na scenariuszu Nowych Polityk ze Światowej Prognozy Energetycznej (World Energy Outlook) wydanej w 2016 roku, do roku 2030. Długoterminowe ceny EU ETS na lata 2030-2040 uzyskujemy w oparciu o nasz wewnętrzny model EU ETS (cena EU ETS wzrasta do €60/tonę w 2040 roku)

¹¹ E3M-Lab (czerwiec 2017 r.), Modelling study contributing to the Impact Assessment of the European Commission of the Electricity Market Design Initiative.

W związku z tym, badanie E3M-Lab nie może być przyjmowane za podstawę do oceny wpływu wprowadzenia EPS 550 i jego ustalenia powinny być porównywane z wynikami naszego badania z najwyższą ostrożnością. W rzeczy samej, subsydiowanie węgla kamiennego/brunatnego oszacowane przez E3M-Lab dla Polski, Rumunii, Grecji i Estonii wyparłoby głównie wytwarzanie oparte na gazie. Wsparcie dla węgla kamiennego i brunatnego zachęcałoby do budowy nowych elektrowni węglowych, owocując inną strukturą, poziomami cen i znacząco wyższymi poziomami emisji, niż w wypadku scenariusza EPS 550 w naszym badaniu. Dlatego analiza E3M-Lab wykazuje wzrost emisji CO₂ o prawie 20% w tych czterech krajach modelowanych po roku 2030, w porównaniu do wzrostu o 1% w skali całej UE w naszych wynikach. Ponadto, badanie E3M-Lab wykazuje długoterminową wyższą cenę energii elektrycznej o €2-5/MWh dla konsumentów w roku 2030, podczas gdy my stwierdzamy ograniczony wpływ netto na koszty dla konsumentów, jako że zmniejszenie kosztów mocy wytwórczych częściowo kompensuje wzrost ceny energii elektrycznej i różnicę w cenach zakontraktowania mocy wytwórczych.

1.5 RYNEK MOCY MA MNIEJSZY WPŁYW NA RYNKI ENERGII NIŻ INNE RODZAJE INTERWENCJI

W niniejszym badaniu porównano wpływ polskiego CM na rynek energii elektrycznej z wpływem szeregu działań politycznych nastawionych na zagwarantowanie bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej i / lub wspieranie konkretnych technologii.

Zmiany dostępnego poziomu mocy powodowane innymi działaniami politycznymi są porównywalne lub istotniejsze, niż zmiany powodowane przez polski rynek mocy

Wolumen dodatkowej mocy, którą wytworzy polski rynek mocy jest długofalowo porównywalny z niemiecką rezerwą strategiczną. Z drugiej strony, niemiecki scenariusz wysokiego udziału OZE wprowadza łączne dodatkowe moce wynoszące 67 GW w 2030 roku i 74 GW w roku 2040.

Wpływ polskiego rynku mocy na ceny energii długofalowo nie jest większy, niż innych modelowanych rodzajów interwencji

W porównaniu z innymi rodzajami interwencji, polski rynek mocy ma porównywalny wpływ na krajowe ceny energii elektrycznej, a jego wpływ na inne kraje jest znacznie mniejszy. W 2030 roku CM zmniejsza polską cenę o 6%, podczas gdy efekt netto polityki OZE i rezerwy strategicznej w Niemczech wynosi 8% i 2% w roku 2030. Zmniejszone przepływy kołowe mają zmienny wpływ netto na ceny energii, ograniczony do 1-2% w Polsce i w innych krajach.

Wpływ polskiego rynku mocy na przepływy transgraniczne jest bardziej ograniczony, niż wpływ innych rodzajów interwencji

W 2030 roku polski rynek mocy zmienia przepływy transgraniczne o około 4 TWh, podczas gdy niektóre inne działania polityczne mają większy wpływ na przepływy transgraniczne: sytuacja ograniczenia przepływów kołowych umożliwia Polsce eksportowanie do krajów sąsiednich o 5 TWh więcej, podczas gdy niemiecka rezerwa strategiczna zmniejsza eksport o 18 TWh, zaś wsparcie dla OZE zwiększa eksport netto o odpowiednio 64 TWh.