

Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego

– załącznik nr 1 do

Polityki energetycznej Polski do 2040 roku

(PEP2040)

Ministerstwo Energii

Warszawa 2018

Spis treści

Wprowadzenie	3
1. Prognozy dotyczące wytwarzania energii elektrycznej (uwzględniające decyzje polityczne wskazane w PEP2040)	3
Założenia.....	3
1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną netto	4
1.2. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto.....	5
1.3. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej.....	7
1.4. Wnioski dotyczące wyników modelowania struktury mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej	9
1.4.1. Wnioski z wyników modelowania w ujęciu czasowym.....	9
1.4.2. Wnioski z wyników modelowania w ujęciu roli poszczególnych źródeł	9
1.5. Prognoza jednostkowej emisji netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni.....	10
1.6. Prognoza zużycia węgla kamiennego oraz gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach	11
1.7. Analiza wrażliwości na cel OZE	14
1.8. Analiza ekonomiczna wyników optymalizacji z uwzględnieniem braku celu OZE	15
Wykaz skrótów	21

Wprowadzenie

Niniejszy dokument jest załącznikiem do *Polityki energetycznej Polski do 2040 roku*. (PEP2040). Przedstawione poniżej wyniki stanowią prognozy dotyczące wytwarzania energii elektrycznej (uwzględniające decyzje polityczne wskazane w PEP2040). Należy zwrócić uwagę, że przewidywanie w tak długim okresie obarczone jest dużą niepewnością. W późniejszym terminie przedstawione zostaną analizy odnoszące się do całego sektora energetycznego, które opracowywane są na potrzeby *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2020-2030*.

1. Prognozy dotyczące wytwarzania energii elektrycznej (uwzględniające decyzje polityczne wskazane w PEP2040)

Założenia

Poniższe prognozy są wynikiem modelowania optymalizacyjnego kształtu bilansu elektroenergetycznego w perspektywie 2040 r. wykonane w oparciu o kluczowe przesądzenia polityczne przedstawione w PEP (także wynikające ze zobowiązań międzynarodowych) oraz parametrów techniczno-ekonomicznych źródeł wytwórczych energii.

Główne założenia przyjęte w analizie:

- Prognoza zapotrzebowania na energię i moc elektryczną oparta została o ścieżki rozwoju gospodarczego opracowane przez Ministerstwo Finansów w 2017 r.
- Średnioroczny wzrost zapotrzebowania (z uwzględnieniem rozwoju elektromobilności – 1 mln pojazdów w 2025 r.) w latach 2018-2040 wynosi:
 - na energię elektryczną – 1,7% (w różnych okresach 1,9-1,5%),
 - na moc elektryczną – 1,6% (w różnych okresach 2,1-1,3%).
- Długoterminowe ścieżki cen węgla, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ zostały opracowane w oparciu o prognozy Międzynarodowej Agencji Energii z 2017 r. – scenariusz „New Policies”¹.
- W procesie optymalizacji uwzględnione zostały dla poszczególnych technologii:
 - współczynniki czasu wykorzystania w roku,
 - możliwe role w systemie – praca w podstawie, w szczycie, w podszczycie, jako rezerwa,
 - maksymalny roczny przyrost mocy (z punktu widzenia bezpieczeństwa pracy sieci oraz technicznych możliwości budowy),
 - nakłady inwestycyjne (w tym na dostosowanie jednostek centralnie dysponowanych do wymogów środowiskowych obowiązujących od 2021 r.) i koszty operacyjne oraz średni ważony koszt kapitału.
- Wymaganą rezerwę mocy przyjęto na poziomie 9%, jednocześnie analiza nie uwzględnia wymiany transgranicznej energii elektrycznej.
- Przyjęto, że Polska zrealizuje cel 21% udziału **odnawialnych źródeł energii** w zużyciu energii finalnej brutto w 2030 r.² – jako kontrybucja w ogólnounijnym celu UE – 32%. Oszacowano, że dla realizacji celu 21%³, udział OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej powinien wynieść w 2030 r. ok. 27% netto. *Bez założonego celu, opierając się wyłącznie na optymalizacji kosztowej (tj. bez dodatkowych środków wsparcia rozwoju OZE), udział OZE w elektroenergetyce wyniósłby w perspektywie 2030 r. ok. 14% netto.*

Modelowy wybór źródeł OZE dla zapewniania poziomu 27% udziału OZE w elektroenergetyce jest wynikiem optymalizacji kosztowej. Z uwagi na ograniczenia techniczne określony został maksymalny poziom rocznego przyrostu mocy w systemie na poziomie 1 GW dla źródeł fotowoltaicznych oraz 1,2 GW dla morskich farm wiatrowych

¹ *World Energy Outlook 2017 (WEO 2017)*, Międzynarodowa Agencja Energii, 2017.

² Wartość oszacowana na podstawie analiz ekonomiczno-systemowych, z wykorzystaniem formuły nakreślonej w projekcie rozporządzenia PE i Rady w sprawie zarządzania unią energetyczną w wersji uzgodnionej przez Komisję Europejską, Parlament Europejski oraz Radę UE.

³ Na udział zużycia OZE w energii finalnej brutto składa się udział OZE w zużyciu energii elektrycznej, ciepła i chłodu oraz na cele transportowe. Udział tych sektorów w realizacji celu OZE zależy od potencjału technicznego oraz warunków ekonomicznych.

(z uwzględnieniem technicznej możliwości rozwoju odpowiednio od 2022 i 2025 r.). Przyjęto także założenie, że nie będą budowane nowe elektrownie wiatrowe na lądzie, poza realizowanymi w ramach aukcji OZE – zgodnie z aktualnym stanem prawnym. Poziomy mocy zainstalowanej w poszczególnych technologiach, które są wynikiem optymalizacji zostały skonfrontowane z faktyczną możliwością ich budowy.

Przyrosty mocy zainstalowanej źródeł odnawialnych uwzględniają plany w zakresie realizacji aukcji OZE w 2018 r. Dane o maksymalnej ilości energii elektrycznej, która może zostać sprzedana w drodze aukcji, wraz z opisem poszczególnych koszyków aukcyjnych wynikają z ustawy z dnia 7 czerwca 2018 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw. Założono, że aukcje OZE będą przeprowadzane również w 2019 i 2020 r., co oddziałuje na rozwój OZE w latach 2018-2023.

- Mając na uwadze czas realizacji inwestycji oraz prognozowany termin wystąpienia luki mocy niezbędnej do pokrycia wzrostu zapotrzebowania na energię elektryczną określono, że **bloki jądrowe** (ok. 1,4 GW) mogą zostać włączone do bilansu elektroenergetycznego nie wcześniej niż w 2033 r. Przyjęto również, że ewentualne następne jednostki mogą być budowane co 2 lata. Wykorzystanie technologii w modelu, poza ograniczeniem czasowym oparte jest o warunki ekonomiczno-techniczne. Przyjęto, że nakłady inwestycyjne wynoszą 20 mln PLN/MW.
- Przyjęto, że obecnie pracujące **jednostki węglowe** są w większości przypadków dostosowywane do przyszłych wymogów środowiskowych. Możliwość budowy nowych jednostek węglowych (spełniających wymogi środowiskowe) w modelu jest *swobodna*, co oznacza, że wykorzystanie mocy w modelu zależy wyłącznie od warunków ekonomicznych tj. konkurencyjności kosztów w stosunku do innych technologii, bez innych ograniczeń.
- W latach 2018-2035 spodziewane jest wycofanie z systemu ok. 16,7 GW mocy zainstalowanej w węglowych jednostkach wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD). Oznacza to, że na koniec 2035 r. w systemie zostanie 7,2 GW z 24 GW węglowych JWCD istniejących na dzień 01.01.2018 r.
- Uwzględniono swobodny rozwój **kogeneracji**, obejmującej konwersję ciepłowni, optymalizację istniejących układów, a także ich odbudowę. Założono możliwość odtwarzania mocy wytwórczych w kogeneracji w drodze budowy nowych jednostek kogeneracyjnych w technologii węglowej, gazowej lub biomasowej o mocach cieplnych równoważnych mocy odstawianych jednostek pracujących w kogeneracji.

1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną netto

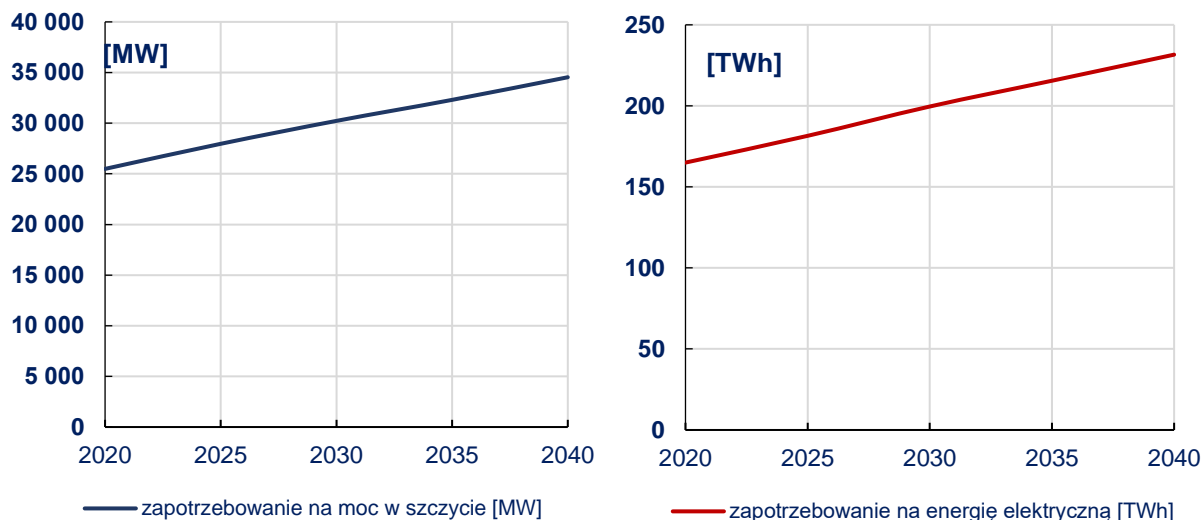
Biorąc pod uwagę ścieżki rozwoju gospodarczego, oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną sięgnie blisko 200 TWh w 2030 r. i 230 TWh w 2040 r. Popyt na moc maksymalną przekroczy 30 GW w 2030 r. i 34 GW w 2040 r. Warto zauważyć, że szybsze tempo wzrostu popytu na energię elektryczną niż na moc wynika z lepszej organizacji funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Szczegółowe dane zawarto w tabeli 1.1 oraz przedstawiono na rysunku 1.1.

Skumulowany średnioroczny wskaźnik wzrostu w latach 2018-2040 uwzględniający zapotrzebowanie samochodów elektrycznych i pomp ciepła wynosi 1,7% dla zapotrzebowania na energię elektryczną oraz 1,6% w przypadku zapotrzebowania na moc. Bez uwzględnienia potrzeb elektromobilności i pomp ciepła wzrost zapotrzebowania na energię w ww. okresie wynosi średniorocznie 1,5%, zaś 1,3% w odniesieniu do mocy.

Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2020-2040 wynosi 40,4%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 35,5%.

Tabela 1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną oraz wskaźniki wzrostu zapotrzebowania

	2020	2025	2030	2035	2040
zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	165,0	181,2	198,8	214,3	230,1
zapotrzebowanie na moc maksymalną [MW]	25 487	27 963	30 226	32 301	34 535
	2018-2020	2020-2025	2025-2030	2030-2035	2035-2040
wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną [%]	1,9	1,9	1,9	1,5	1,5
wzrost zapotrzebowania na moc maksymalną [%]	2,1	1,9	1,6	1,3	1,3



Rysunek 1.1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną

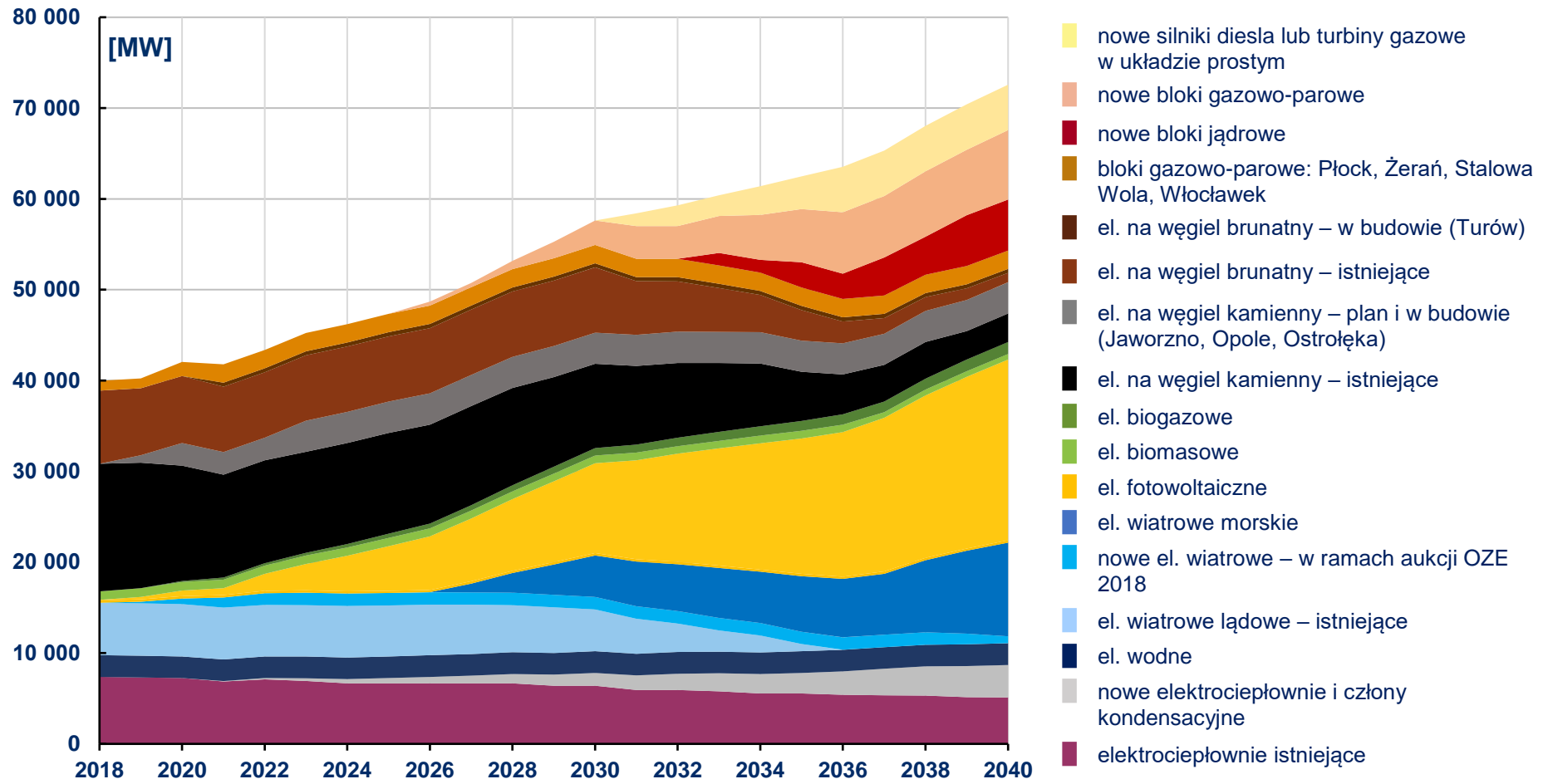
1.2. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto

Tabela 1.2. i rysunek 1.2 przedstawiają strukturę mocy zainstalowanej do 2040 r. Rysunek 1.3 obrazuje przyrosty nowych mocy w poszczególnych latach. *Wnioski zestawiono w dalszej części dokumentu.*

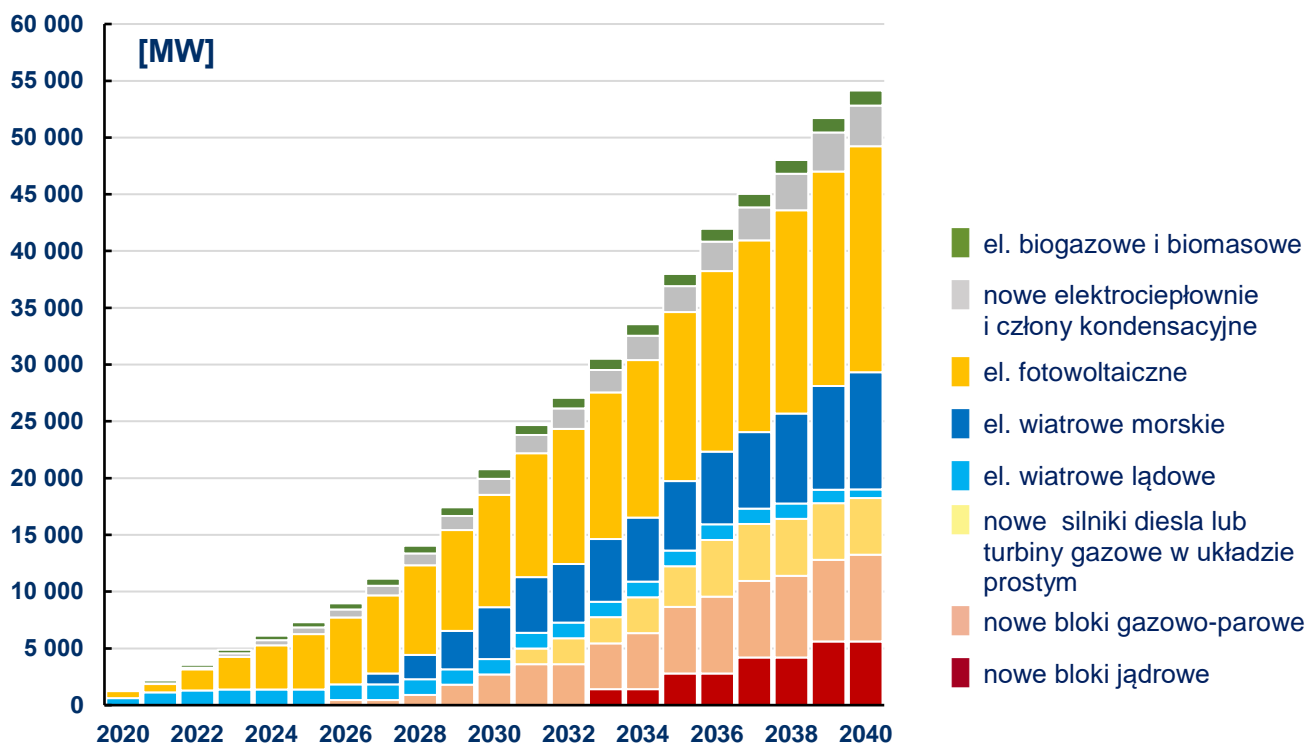
Tabela 1.2. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r. [MW]

	2020	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	7 400	7 600	7 600	3 800	1 500
elektrownie na węgiel kamienny – istniejące	12 700	11 100	9 300	5 400	3 100
elektrownie na węgiel kamienny – planowane i w budowie	2 500	3 400	3 400	3 400	3 400
elektrociepłownie na węgiel kamienny	5 450	5 210	5 130	5 010	5 485
elektrownie jądrowe	0	0	0	2 800	5 600
elektrownie na gaz ziemny	1 500	2 000	4 700	7 900	9 700
elektrociepłownie na gaz ziemny	1 350	1 520	2 200	2 330	2 745
elektrownie fotowoltaiczne	900	5 200	10 200	15 200	20 200
elektrownie wiatrowe lądowe	6 400	7 000	6 000	2 100	800
elektrownie wiatrowe morskie	0	0	4 600	6 100	10 300
elektrownie OZE pozostałe (na biomasę, biogaz, wodne)	3 400	3 800	4 100	4 300	4 300
elektrociepłownie pozostałe	400	470	470	460	470
elektrownie rezerwowe (OCGT*/diesel)	0	0	0	3 600	5 000
RAZEM	42 000	47 300	57 700	62 400	72 600

* OCGT – turbiny gazowe z otwartym cyklem pracy, ang. *open cycle gas turbines*



Rysunek 1.2. Prognoza struktury mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r.



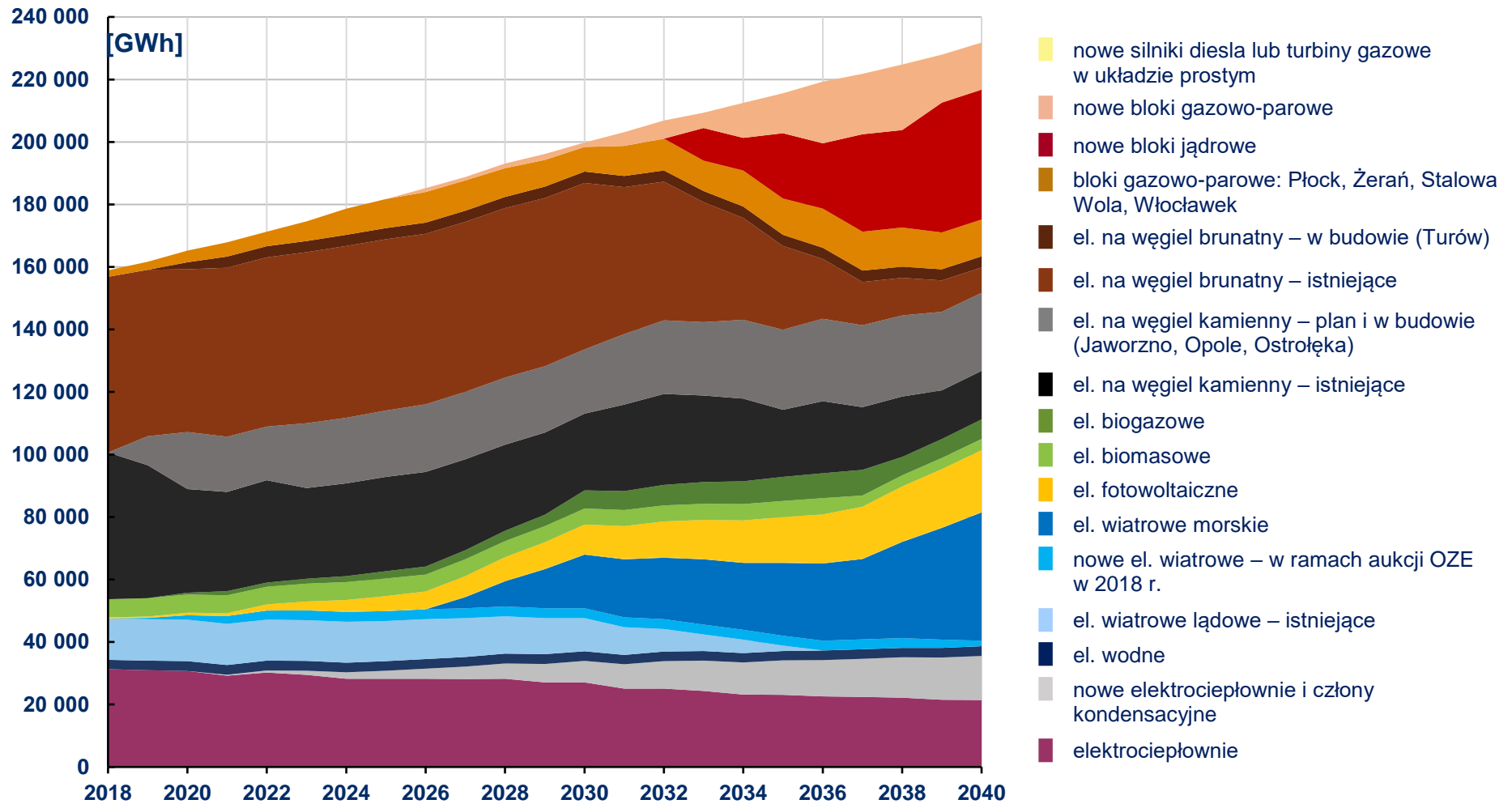
Rysunek 1.3. Prognoza przyrostów mocy zainstalowanej do 2040 r. wg technologii [MW]

1.3. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej

Tabela 1.3. i rysunek 1.4 przedstawiają strukturę produkcji energii elektrycznej zainstalowanej do 2040 r. *Wnioski zestawiono w dalszej części dokumentu.*

Tabela 1.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej do 2040 r. wg technologii [TWh]

	2020	2025	2030	2035	2040
elektrownie na węgiel brunatny	54,3	58,4	56,9	30,3	11,7
elektrownie na węgiel kamienny – istniejące	33,1	30,2	24,5	21,5	15,5
elektrownie na węgiel kamienny – planowane i w budowie	18,2	21,3	20,6	25,6	25,0
elektrociepłownie na węgiel kamienny – istniejące i nowe	23,2	22,3	22,3	21,9	22,4
elektrownie jądrowe	0,0	0,0	0,0	20,8	41,5
elektrownie na gaz ziemny	3,7	9,3	9,4	24,5	26,8
elektrociepłownie na gaz ziemny	5,8	6,5	9,6	10,2	11,2
elektrownie fotowoltaiczne	0,8	4,8	9,6	14,7	19,9
elektrownie wiatrowe lądowe	14,7	16,0	13,7	4,9	1,8
elektrownie wiatrowe morskie	0,0	0,0	17,1	23,3	41,1
elektrownie OZE pozostałe (na biomasę, biogaz, wodne)	9,5	11,0	14,1	15,9	13,0
elektrociepłownie pozostałe	1,7	2,0	2,0	2,0	1,9
elektrownie rezerwowe (OCGT/diesel)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
RAZEM	165,0	181,8	199,8	215,6	231,8



Rysunek 1.4. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej do 2040 r. wg technologii

1.4. Wnioski dotyczące wyników modelowania struktury mocy zainstalowanej oraz produkcji energii elektrycznej

1.4.1. Wnioski z wyników modelowania w ujęciu czasowym

Z otrzymanych wyników modelowania optymalizacyjnego wynikają następujące wnioski:

- **dla okresu do 2030 r.:**
 - Struktura paliwowa wytwarzania energii elektrycznej bazuje głównie na istniejących zasobach wytwórczych, z uwzględnieniem jednostek węglowych i gazowych, będących obecnie na zaawansowanym etapie budowy.
 - Nie są uruchamiane żadne nowe elektrownie węglowe poza tymi, które są obecnie w budowie.
 - Zdecydowana większość obecnych jednostek wytwórczych jest dostosowywana do przyszłych wymogów środowiskowych, przy czym wolumen produkcji energii elektrycznej przez jednostki na węgiel kamienny jest stabilny. Należy zauważyć, że produkcja energii z istniejących jednostek jest stopniowo zastępowana produkcją z jednostek znajdujących się obecnie w budowie. Jest to efekt wyższej sprawności nowych jednostek, co ma bezpośredni wpływ na niższe koszty produkcji.
 - Część z istniejących jednostek staje się jednostkami podszczytowymi, szczytowymi lub nawet rezerwowymi.
 - Ze względu na potrzebę spełnienia celu OZE w elektroenergetyce w 2030 r. na poziomie 27%, następuje swobodny rozwój tych źródeł odnawialnych – elektrowni fotowoltaicznych (od 2022 r.) oraz elektrowni wiatrowych morskich (od 2027 r.). W rzeczywistości daty powstawania poszczególnych morskich farm wiatrowych będą zależały od indywidualnych harmonogramów projektów inwestycyjnych i naturalnie mogą różnić się od wyników obliczeń. Aktualnie realizowane projekty inwestycyjne, zgodnie z posiadanymi umowami o przyłączenie do KSE mogą dokonać pierwszej synchronizacji już w 2025 roku.
 - Nowe źródła gazowe po 2025 r. pełnią rolę źródeł rezerwowych, regulacyjnych oraz podszczytowych.
 - Następuje budowa nowych jednostek kogeneracyjnych w technologiach: węglowej, gazowej lub biomasowej, o mocach cieplnych równoważnych mocy odstawianych jednostek pracujących w kogeneracji.
- **dla okresu po 2030 r.:**
 - Następują stopniowe odstawienia istniejących jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym oraz kamiennym z uwagi na naturalne zakończenie okresu eksploatacji bloków.
 - W miejsce odstawianych jednostek budowane są stopniowo nowe jednostki gazowo-parowe.
 - Powstające turbiny gazowe w układzie prostym pełnią rolę źródeł rezerwowych – alternatywą dla nich są silniki diesla lub magazyny energii.
 - Budowa bloków jądrowych realizowana jest w możliwie najszybszych terminach – odpowiednio w latach 2033, 2035, 2037, 2039. *Po roku 2040 budowane są kolejne dwa bloki jądrowe (odpowiednio w latach 2041, 2043).*
 - Następuje dalszy intensywny rozwój elektrowni fotowoltaicznych, których stają się w pełni rentowne w 2028 r.
 - Ze względów ekonomicznych po 2035 r. wystąpi dynamiczny rozwój morskich elektrowni wiatrowych.
 - Udział OZE po 2030 r. wynika z efektywności kosztowej poszczególnych technologii (przy założeniu zachowania bezpieczeństwa pracy systemu).

1.4.2. Wnioski z wyników modelowania w ujęciu roli poszczególnych źródeł

Odnawialne źródła energii

- Dla realizacji celu 27% udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. nastąpi istotny rozwój fotowoltaiki oraz morskich farm wiatrowych.
- Swobodny rozwój **fotowoltaiki** następuje od 2022 r., co wiąże się z rosnącą opłacalnością wykorzystania technologii (przyjęto maksymalną roczną wielkość instalacji 1 GW). Z systemowego punktu widzenia technologia jest szczególnie użyteczna dla pokrycia letnich szczytów zapotrzebowania. Z optymalizacji wynika, że do 2040 r. moc zainstalowana w

tej technologii może wynieść nawet 20 GW, zaś produkcja energii elektrycznej 20 TWh (współczynnik wykorzystania mocy ok. 10-11%).

- **Morska energetyka wiatrowa** została włączona do bilansu elektroenergetycznego w 2027 r. (przyjęto możliwość swobodnego rozwoju od 2025 r., a maksymalny roczny przyrost mocy – 1,2 GW, aktualnie realizowane projekty inwestycyjne mogą dokonać pierwszej synchronizacji nawet w 2025 r.), a dynamiczny rozwój następuje po 2035 r. Do 2040 r. na morzu może być zainstalowanych nawet 10 GW mocy wiatrowych, co przełoży się na produkcję ok. 41 TWh (współczynnik wykorzystania mocy może przekroczyć 45% w 2040 r.).
- Następuje stosunkowo niewielki przyrost nowych mocy **energetyki wiatrowej na lądzie**. Istniejące moce wiatrowe ulegają stopniowemu wycofywaniu od drugiej połowy lat 20.
- Moce **pozostałych OZE** (biomasa, biogaz) przyrastają w niewielkim stopniu. Moce zainstalowane w latach 2035-2040 wyniosą 4,3 GW, choć ich wykorzystanie w niewielkim stopniu będzie spadać (ok. 16-13 TWh).

Gaz ziemny

- Z uwagi na warunki ekonomiczno-techniczne gaz ziemny będzie wykorzystywany w kogeneracji oraz blokach gazowo-parowych, jako moce rezerwowe, regulacyjne i podszczytowe. Moc zainstalowana w JWCD wykorzystujących gaz ziemny może sięgnąć blisko 10 GW i kilka GW w pozostałych źródłach.
- Techniczne zdolności importowe po 2022 r. pozwalają na pokrycie (bez dostaw z kierunku wschodniego) prognozowanego zapotrzebowania na gaz w gospodarce na poziomie 27,6 mld m³ w 2040 r.

Energetyka jądrowa

- Model optymalizacyjny uwzględnił możliwość budowy pierwszego bloku jądrowego o mocy 1,4 GW w 2033 r. (ze względu na lukę mocy uniemożliwiającą pokrycie wzrostu zapotrzebowania na moc), z techniczną możliwością budowy kolejnych bloków co 2 lata.
- Wynik modelowania optymalizacyjnego uwzględnia budowę pierwszego bloku jądrowego w 2033 r., a szczególnym atutem tej technologii jest jej nie obciążenie rosnącymi kosztami uprawnień do emisji CO₂ oraz innymi instrumentami polityki dekarbonizacyjnej UE (EJ to technologia bezemisyjna, wpływająca znacząco na redukcję emisji z sektora energii). Wykorzystanie technologii wpłynie na optymalizację cen energii elektrycznej.

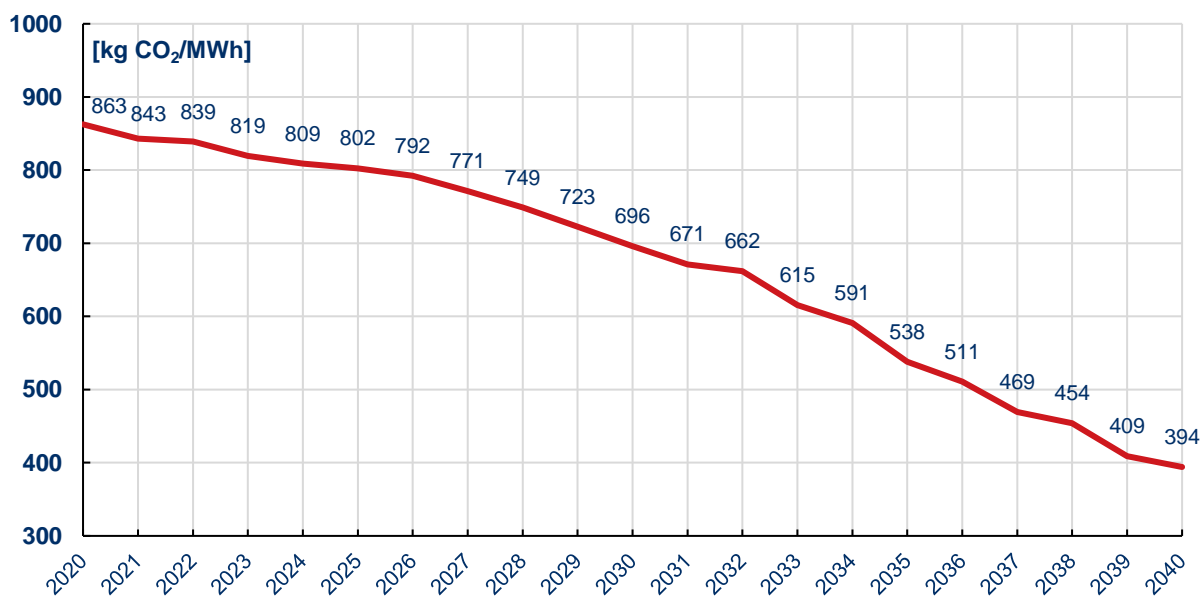
Węgiel kamienny

- Produkcja energii z istniejących jednostek jest stopniowo zastępowana produkcją z jednostek znajdujących się obecnie w budowie, ze względu na wyższą sprawność tych jednostek, a tym samym niższe koszty jednostkowe.
- Polityka dekarbonizacyjna UE wpływa negatywnie na koszt kapitału nowych inwestycji opartych o paliwa stałe, a także na jednostkowe koszty ich wytwarzania, przez co spadnie konkurencyjność cen energii z węgla.
- Wyniki optymalizacji wskazują, że poza mocami aktualnie w budowie oraz zaplanowaną Elektrownią Ostrołęka, nowe moce węglowe mogą powstać tylko w kogeneracji.
- Ze względu na wzrost zapotrzebowania na energię nastąpi spadek udziału węgla w strukturze mocy zainstalowanej i wytwarzania, ale zużycie węgla kamiennego w energetyce zawodowej utrzyma się na stałym poziomie do 2026 r., po czym wystąpi niewielki spadek popytu na surowiec.

1.5. Prognoza jednostkowej emisji netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni

Wytwarzanie energii elektrycznej zgodnie z przedstawionymi wyżej prognozami skutkuje obniżeniem uśrednionego poziomu emisji w wyniku uruchomienia bloków jądrowych, gazowo-parowych oraz odstawień bloków opalanych węglem brunatnym i kamiennym, a także rozwoju OZE. Szczególnie dobrze na rysunku 1.5 zauważalna jest zmiana nachylenia linii trendu krzywej w wyniku wdrożenia energetyki jądrowej. W latach 2018-2040 wskaźnik spada o ponad połowę.

Przedstawiona jednostkowa emisja netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni uwzględnia emisję na produkcję ciepła w elektrociepłowniach (bez kotłów ciepłowniczych). Jednostkowa emisja CO₂ w tych sektorach w odniesieniu tylko do produkcji energii elektrycznej będzie niższa.



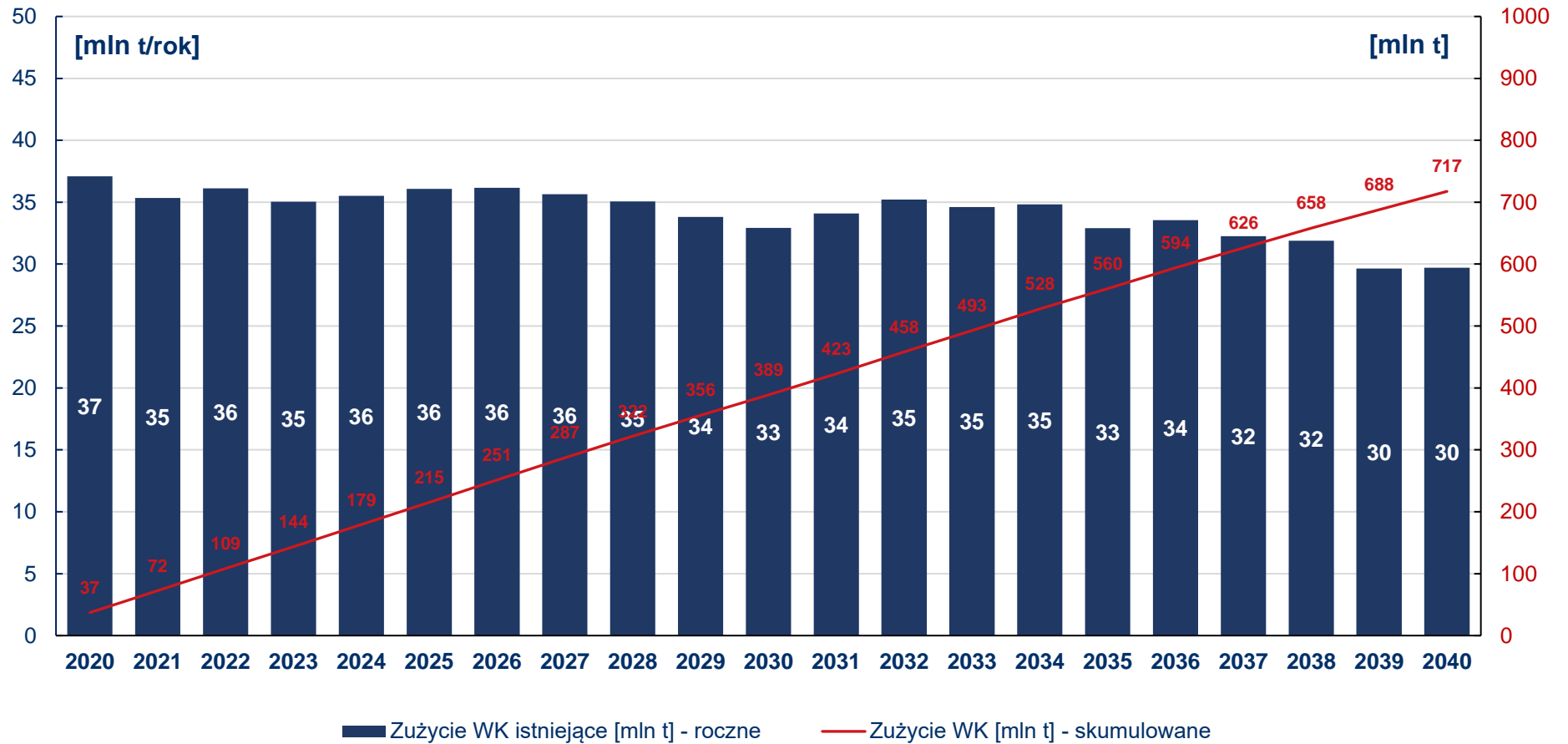
Rysunek 1.5. Prognoza jednostkowej emisji netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni [kg CO₂/MWh]

1.6. Prognoza zużycia węgla kamiennego oraz gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach

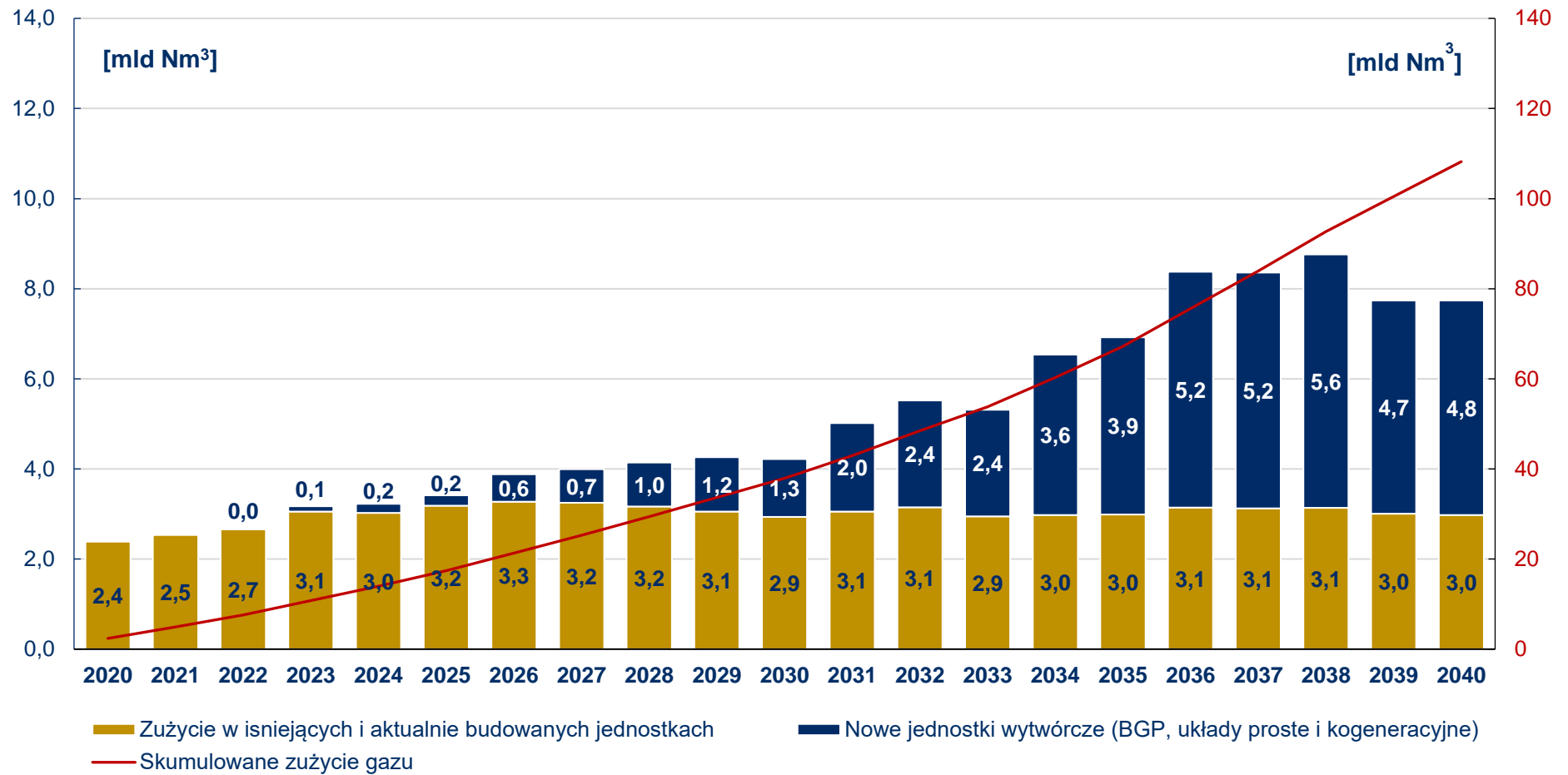
Z punktu widzenia roli w pokrywaniu zapotrzebowania na energię elektryczną kluczowe jest dokonanie analizy zapotrzebowania przez energetykę zawodową na dwa paliwa – węgiel kamienny i gaz ziemny. Prognozowane zużycie węgla kamiennego i gazu ziemnego przez elektroenergetykę do 2040 r. obrazują rysunki 1.6. i 1.7.

Mimo znaczącego spadku udziału węgla w strukturze wytwarzania i mocy elektrycznej, roczne zużycie **węgla kamiennego** przez elektrownie i elektrociepłownie, wynikające z modelowania optymalizacyjnego, utrzymuje się na stałym poziomie ok. 36 mln t/r do 2027 r. Niewielkie zmniejszenie popytu w latach kolejnych jest skutkiem stopniowego zwiększania udziału w bilansie mocy niskoemisyjnych źródeł. Utrzymanie popytu w latach 30. wynika z konieczności pokrycia zapotrzebowania na energię niewytwarzaną przez odstawiane jednostki opalane węglem brunatnym.

Zużycie **gazu ziemnego** w elektroenergetyce wzrasta z uwagi na wykorzystanie tego paliwa w nowych źródłach kogeneracyjnych, a w późniejszym okresie również bloków gazowo-parowych. Trend wzrostowy zostaje wyhamowany pod koniec lat 30-tych ze względu na budowę bloków jądrowych.



Rysunek 1.6. Prognoza zużycia węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach w ujęciu rocznym oraz skumulowane w latach 2020-2040



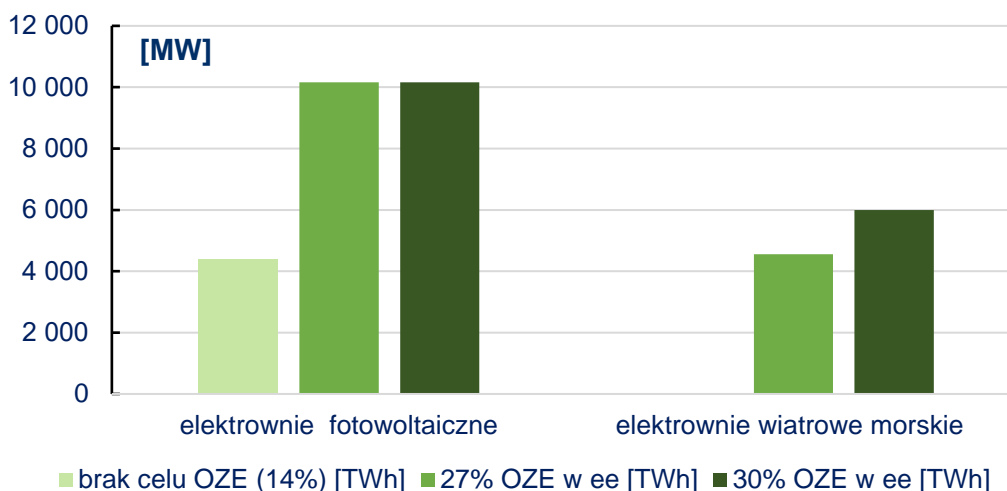
* BGP – blok gazowo-parowy

Rysunek 1.7. Prognoza zużycia gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach w ujęciu rocznym oraz skumulowane w latach 2020-2040

1.7. Analiza wrażliwości na cel OZE

Na potrzeby określenia wpływu poziomu celu 27% OZE na kształt struktury sektora wytwórczego energii elektrycznej w Polsce, wykonano dodatkowe obliczenia – bez założonego celu OZE w elektroenergetyce oraz dla celu OZE na poziomie 30%.

Podstawowymi jednostkami wytwórczymi, których budowa umożliwia realizację celu OZE są źródła fotowoltaiczne i morskie elektrownie wiatrowe. Rysunek poniżej przedstawia moc osiągalną ww. źródeł w 2030 r. w trzech scenariuszach – braku celu OZE, celu OZE na poziomie 27% (scenariusz bazowy) i 30%.



Rysunek 1.8. Ilość mocy zainstalowanej w elektrowniach fotowoltaicznych i wiatrowych na morzu w zależności od celu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej

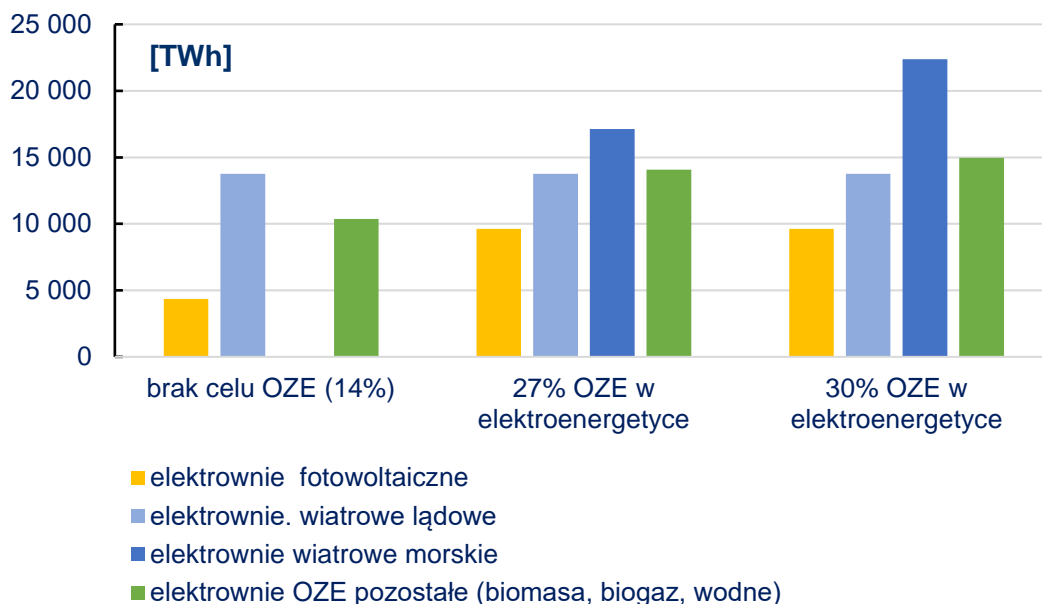
W przypadku braku założonego celu OZE budowane są wyłącznie elektrownie fotowoltaiczne, co wynika z najwyższej efektywności kosztowej tej technologii OZE. Buduje się ich mniej niż w wariantcie bazowym (27%). Nowe elektrownie fotowoltaiczne (poza tymi, które wybudują się w ramach aukcji OZE na lata 2018, 2019 i 2020) w sposób swobodny budowane są od 2028 r. – od tego roku są rentowne bez systemu wsparcia. Elektrownie wiatrowe morskie instalowane są swobodnie (bez systemu wsparcia) od 2033 r.

W przypadku podwyższonego celu OZE (tj. 30%) moc osiągalna elektrowni fotowoltaicznych jest jednakowa jak w scenariuszu bazowym (27%), co wynika z wykorzystania rocznych limitów budowy tych źródeł. Sposobem na realizację celu OZE 30% byłaby natomiast budowa dodatkowych elektrowni wiatrowych morskich. Ze względu na ograniczenie rocznego przyrostu ww. źródeł konieczna jest wcześniejsza ich budowa tj. od 2026 r. (rok wcześniej).

Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych morskich w poszczególnych scenariuszach uległaby znaczącej zmianie w przypadku umożliwienia odbudowy i budowy nowych elektrowni wiatrowych lądowych.

Na rysunku poniżej przedstawiono produkcję energii w trzech wariantach celu na 2030 r. z podziałem na poszczególne technologie. Choć moc zainstalowana elektrowni fotowoltaicznych jest blisko o połowę wyższa niż w przypadku elektrowni wiatrowych morskich, jednakże sposób ich wykorzystania ma odmienny charakter. Inaczej rozkładają się także koszty tych instalacji.

Z punktu widzenia ekonomiki systemu elektroenergetycznego w zakresie całkowitych kosztów wytwarzania energii elektrycznej, wszystkie trzy scenariusze długoterminowo generują podobne wyniki. Założenie spełnienia wyższego celu OZE w 2030 r. generuje większe nakłady inwestycyjne, które z kolei są rekompensowane przez niższe koszty paliw i CO₂. Kwestia ta zostanie rozwinięta w kolejnym podrozdziale.



Rysunek 1.9. Ilość energii elektrycznej wytworzonej w elektrowniach fotowoltaicznych i wiatrowych na morzu w zależności od celu udziału OZE w produkcji energii elektrycznej w roku 2030

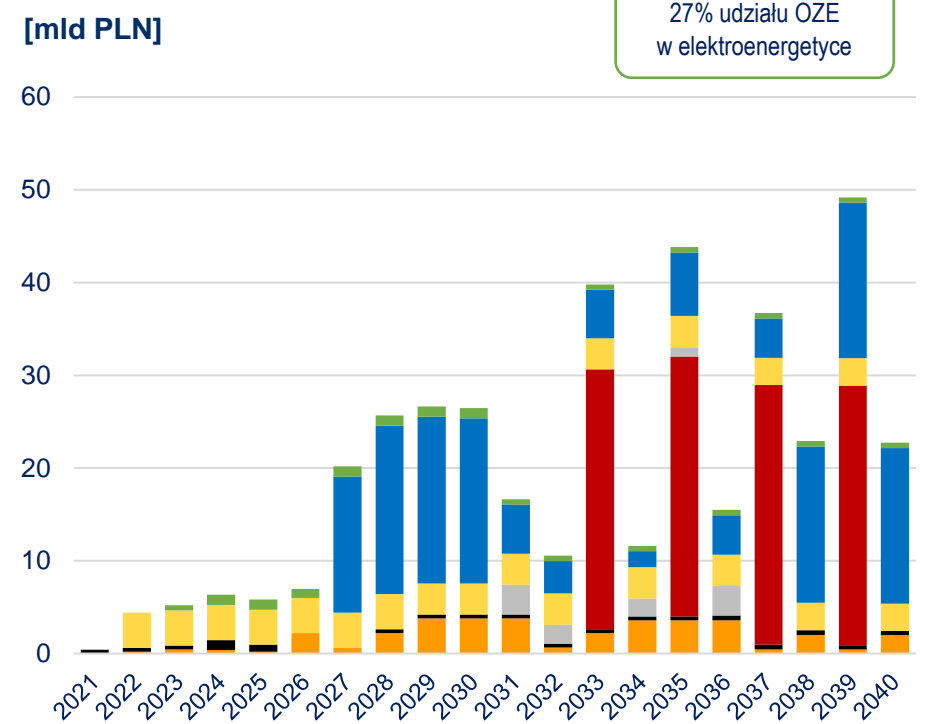
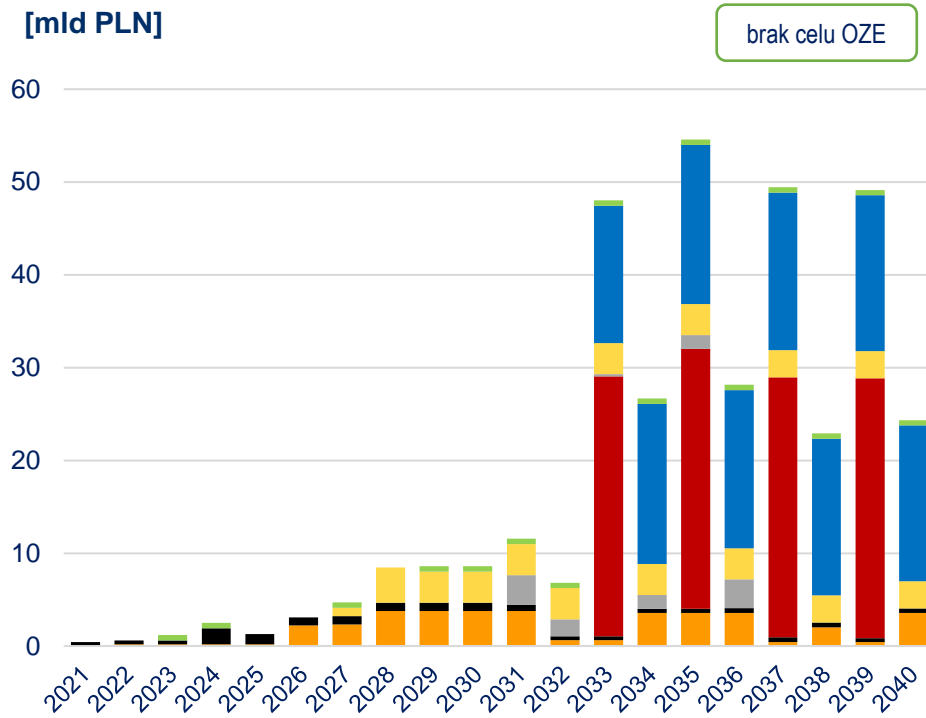
1.8. Analiza ekonomiczna wyników optymalizacji z uwzględnieniem braku celu OZE

Poniżej przedstawiono zestawienie nakładów inwestycyjnych jakie należy ponieść, aby pokryć zapotrzebowanie na moc w przedstawionym wyżej scenariuszu. Kluczowym wydaje się realizacja celu OZE, dlatego dokonano dodatkowej analizy kosztów w ujęciu braku celu OZE – udział OZE w bilansie wytwarzania energii elektrycznej wyniósłby 14%.

W analizie przyjęto, że nakłady inwestycyjne na poszczególne jednostki lokowane są w całości na pierwszy rok eksploatacji, prezentowane w cenach realnych, a zakres obejmuje lata 2021-2040. W analizie nakłady inwestycyjne w sektorze wytwarzania nie uwzględniają:

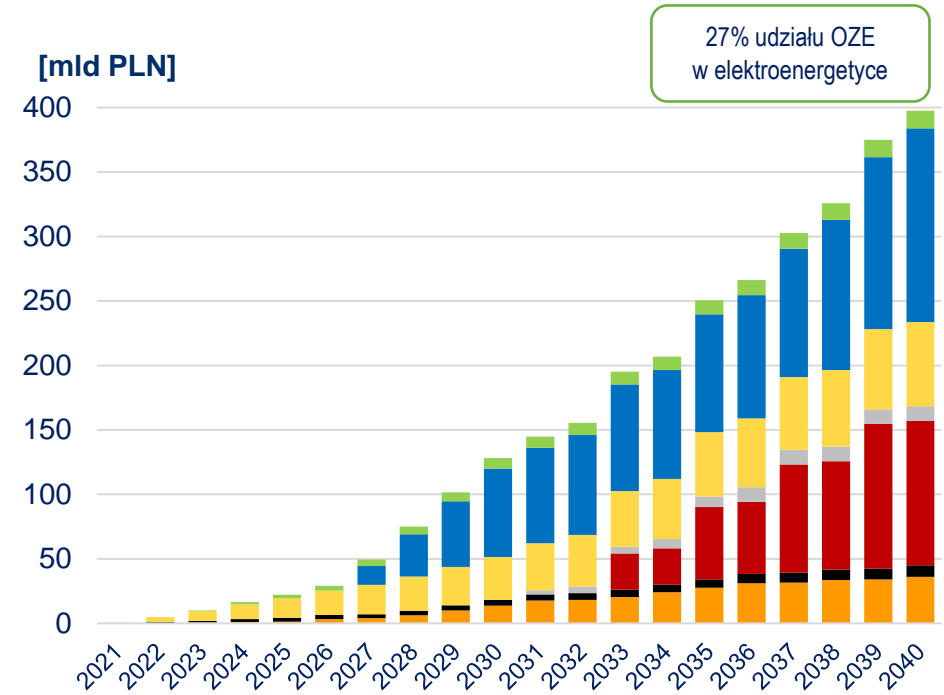
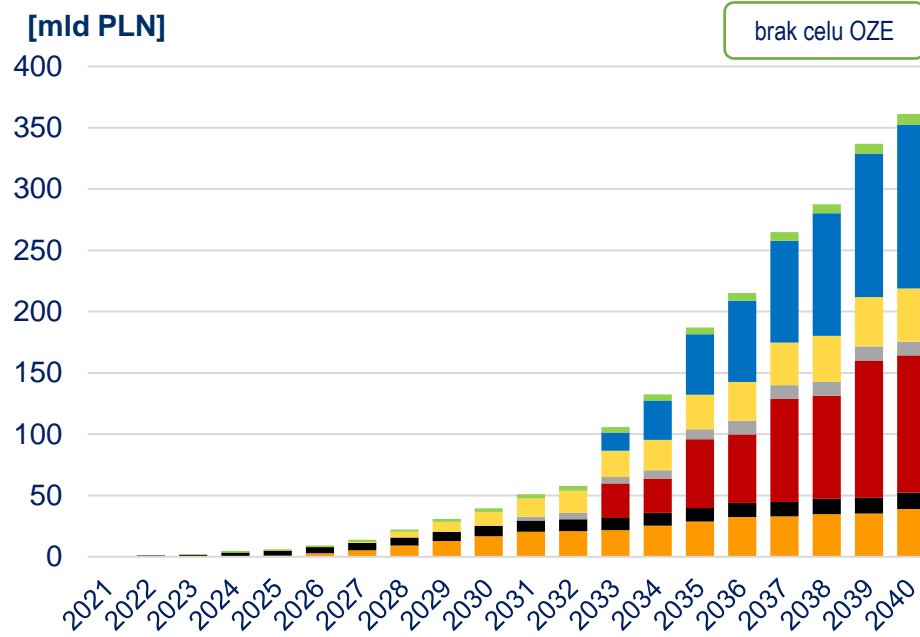
- nakładów w jednostkach wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD) związanych z dostosowaniem, modernizacją źródeł do wymogów środowiskowych BAT, które wejdą w życie w sierpniu 2021 r.,
- nakładów inwestycyjnych związanych z ewentualnymi kolejnymi, zwiększonymi wymaganiami w zakresie emisji szkodliwych substancji,
- nakładów na jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD) będących aktualnie w trakcie budowy lub planowanych – Jaworzno, Opole, Ostrołęka, Turów, Żerań, Stalowa Wola,
- nakładów na budowę źródeł OZE, które powstaną w wyniku aukcji przeprowadzonych w latach 2018-2020,
- nakładów na rozwój infrastruktury sieciowej elektroenergetycznej i gazowej,
- nakładów na ewentualną rozbudowę lub budowę nowych kopalń węgla kamiennego lub brunatnego.

Rysunek 1.10 prezentuje nakłady ponoszone w poszczególnych latach w wariantcie braku narzuconego celu OZE oraz przy założeniu realizacji celu OZE – 27%, zaś rysunek 1.9 pokazuje nakłady skumulowane w obu wariantach. Z rysunków wynika, że długookresowo różnica kosztów między wariantem realizacji celu 27% a wariantem braku celu OZE jest niewielka (patrz wartość skumulowana w 2040 r.). Główną różnicą jest termin uruchomienia morskich farm wiatrowych. Farmy morskie dla realizacji celu uruchamiane są w 2027 r., ale z przyczyn ekonomicznych (głównie wysokie koszty energetyki węglowej) – bez wymuszonego celu OZE – elektrownie wiatrowe na morzu zostałyby zainstalowane w 2033 r. Poza tym występują różnice w nakładach na technologie fotowoltaiczne, węglowe i gazowe, jednakże w tak dużej skali (400 mld PLN) różnice nie są znaczące, co dobrze obrazuje rysunek 1.11 – różnice między kosztami skumulowanymi stają się stosunkowo małe w drugiej połowie lat 30. Widoczne jest także odmienne ułożenie nakładów rocznych. W scenariuszu realizacji celu OZE następują one przed 2030 r., zaś bez celu OZE pojawiają się od 2033 r.



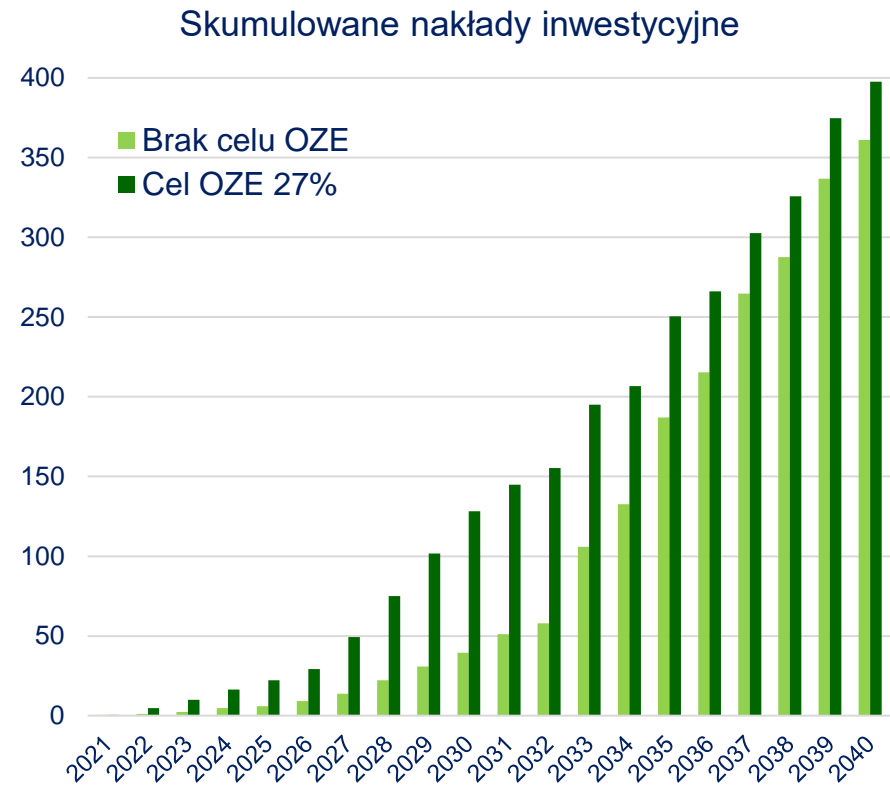
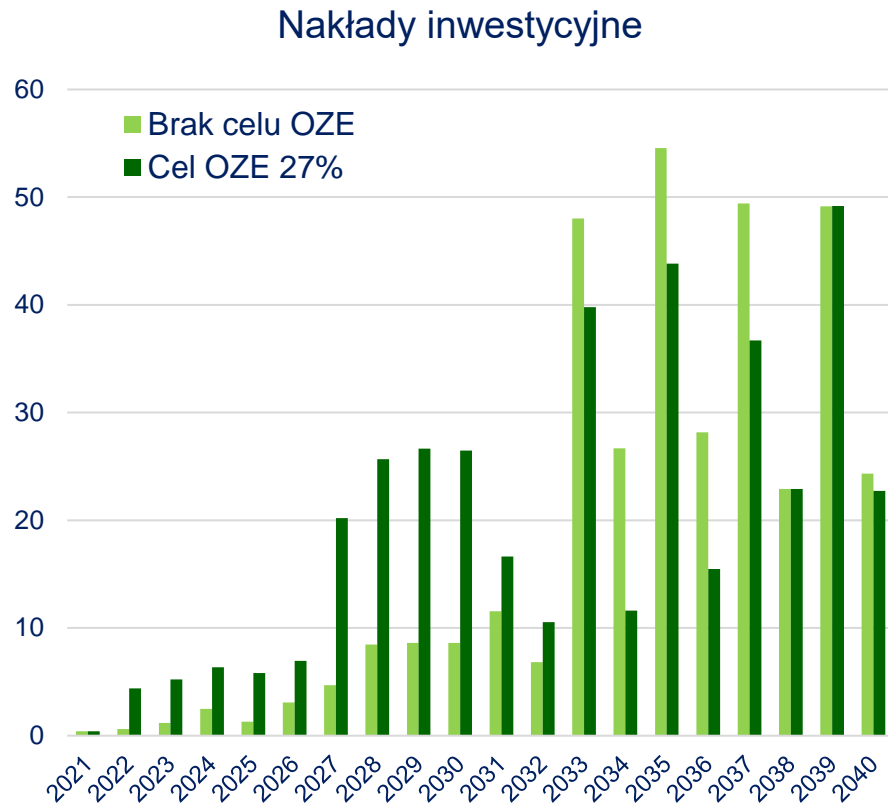
Rysunek 1.10. Nakłady inwestycyjne dla poszczególnych technologii OZE w zależności od celu – brak celu (z lewej) i 27% cel w elektroenergetyce (z prawej)

- el. biogazowe i biomasowe
- el. wiatrowe morskie
- el. fotowoltaiczne
- silniki diesla lub turbiny gazowe w układzie prostym
- el. jądrowe
- el. węglowe
- el. gazowe

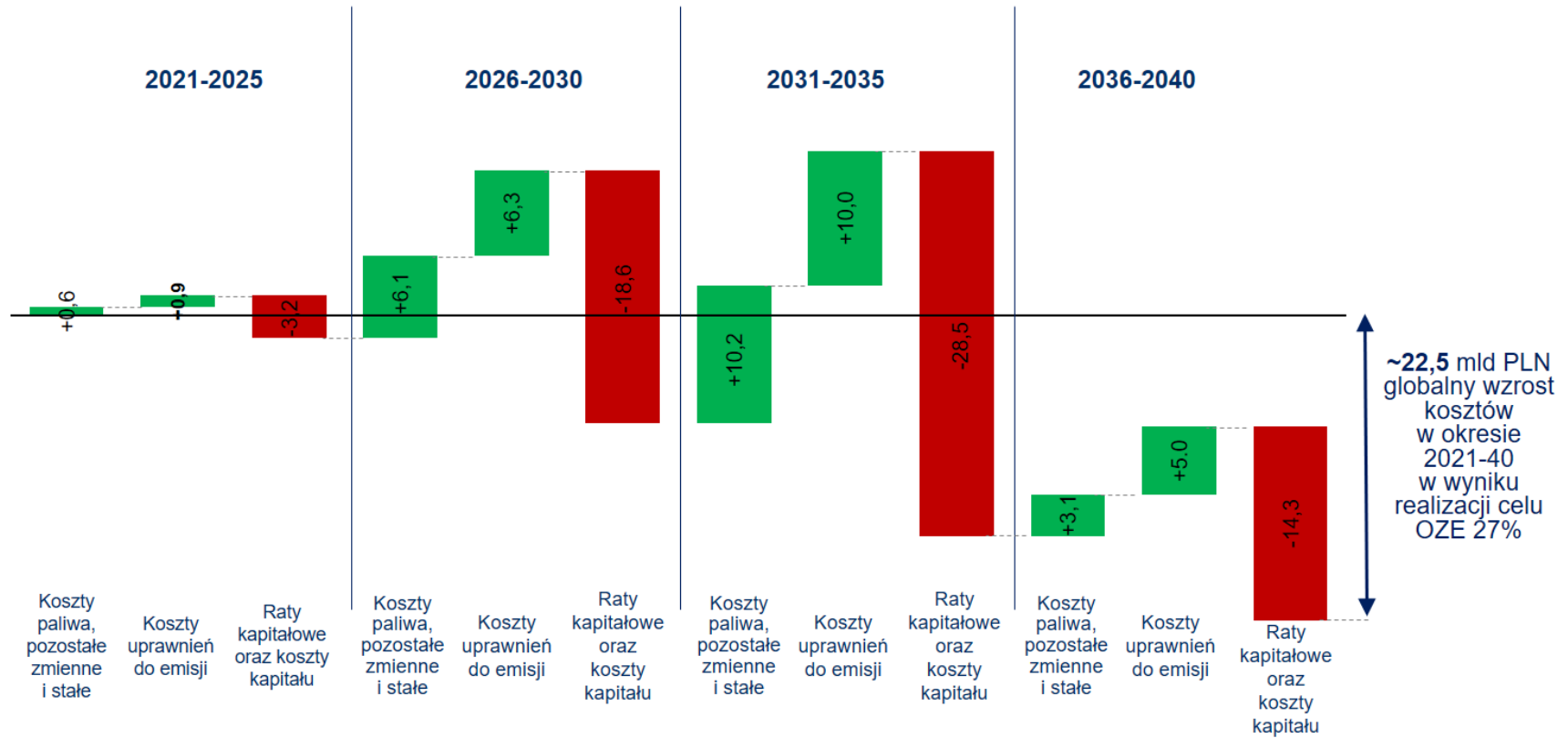


- el. biogazowe i biomasowe
- el. wiatrowe morskie
- el. fotowoltaiczne
- silniki diesla lub turbiny gazowe w układzie prostym
- el. jądrowe
- el. węglowe
- el. gazowe

Rysunek 1.11 Skumulowane nakłady inwestycyjne w latach 2021-2040 dla poszczególnych technologii OZE w zależności od celu – brak celu (z lewej) i 27% cel w elektroenergetyce (z prawej)



Rysunek 1.12. Nakłady inwestycyjne (z lewej) oraz skumulowane nakłady inwestycyjne (z prawej) w sektorze wytwórczym w latach 2021-2040



Rysunek 1.13. Porównanie udziału poszczególnych kosztów w scenariuszach braku celu OZE oraz celu OZE 27% (netto)

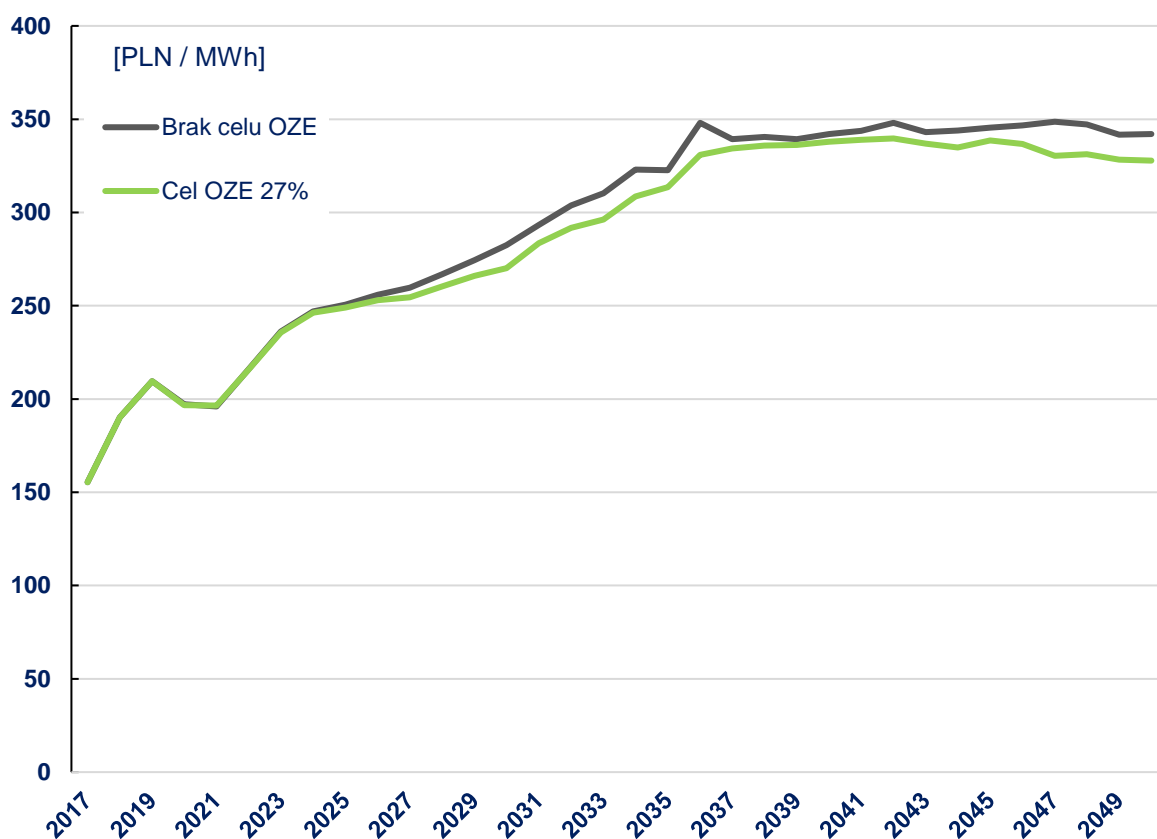
Za wariant odniesienia przyjęto scenariusz braku celu OZE

(+) redukcja kosztów

(-) wzrost kosztów

Rysunek 1.13 wskazuje różnice w kosztach między omawianymi scenariuszami. Z analiz wynika, że kluczową różnicą kosztową między scenariuszami są ponoszone raty kapitałowe i koszty kapitału. Wynika to przede wszystkim z terminu uruchamiania elektrowni wiatrowych na morzu. Należy zauważyć, że różnica między nakładami skumulowanymi w obu scenariuszach jest stosunkowo mała.

Dość istotne jest również odniesienie niniejszych prognoz do kosztu krańcowego zmiennego⁴ (patrz rysunek poniżej), mającego decydujący wpływ na kształtowanie cen energii elektrycznej. Wartość jest uśredniona na podstawie grupy charakterystycznych punktów w roku. W pierwszej kolejności popyt pokrywają jednostki o najniższych kosztach, czyli OZE, w zależności od pozostałej przestrzeni, stos pokryją kolejne jednostki o najniższych kosztach, dlatego w przypadku scenariusza braku celu popyt pokryje więcej jednostek konwencjonalnych, a więc ostatnia będzie miała wyższe koszty zmienne niż ostatnia elektrownia pokrywająca popyt w scenariuszu 27% celu OZE.



Rysunek 1.14. Koszt krańcowy zmienny wytwarzania energii elektrycznej w funkcji założonego celu OZE

⁴ Koszt krańcowy zmienny należy rozumieć jako koszt zmienny ostatniej (najdroższej) jednostki, która pokrywa zapotrzebowanie na energię.

Wykaz skrótów

BAU	scenariusz wdrożonych polityk, ang. <i>business as usual</i>
EU ETS	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. <i>European Trading System</i>
EUA	– uprawnienie do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Allowance</i>
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
JWCD	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
LULUCF	– użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo, ang. <i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i>
nJWCD	– jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi
OZE	– odnawialne źródła energii
UE	– Unia Europejska