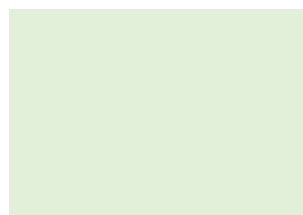
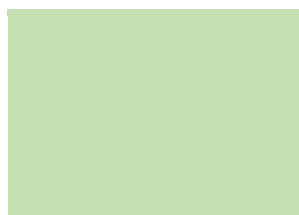


POLITYKA
ENERGETYCZNA
POLSKI
DO 2040 R.

— ZAŁĄCZNIK 2 —

Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora energetycznego



Ministerstwo
Klimatu i Środowiska

Spis treści

Wprowadzenie	3
1. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego z uwzględnieniem zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO ₂	4
1.1. Założenia	4
1.2. Prognoza cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej	6
1.3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO ₂ w systemie EU ETS	6
1.4. Prognoza parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wykorzystywanych w sektorze energii	7
1.5. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnego zużycia energii	8
1.5.1. Oszczędności energii końcowej	12
1.6. Prognoza krajowej produkcji energii z podziałem na rodzaj paliwa	14
1.7. Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii	15
1.8. Prognoza importu netto z podziałem na paliwa	16
1.9. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych	17
1.10. Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła	20
1.11. Prognozy dotyczące energii elektrycznej	21
1.11.1. Prognoza wycofań mocy wytwórczych energii elektrycznej	21
1.11.2. Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej	22
1.11.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej wg paliw	25
1.11.4. Prognoza cen energii elektrycznej	27
1.12. Prognozy zdolności połączeń przesyłowych	28
1.12.1. Prognozy zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych	28
1.12.2. Prognozy zdolności gazowych połączeń przesyłowych	28
1.13. Prognozy emisji zanieczyszczeń	30
1.14. Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii	33
2. Wnioski z analizy prognostycznej dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem wysokich cen uprawnień do emisji CO ₂ oraz kosztów środowiskowych i systemowych	36
2.1. Główne założenia	36
2.2. Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc maksymalną netto	40
2.3. Prognozowana struktura mocy zainstalowanej netto	41
2.4. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej netto	43
2.5. Prognoza jednostkowej emisji netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni	45
2.6. Prognoza zużycia węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach	46
2.7. Prognoza zużycia gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach	47
2.8. Nakłady inwestycyjne	48
2.9. Wnioski z analiz	50
2.10. Konkluzje – potwierdzenie celów szczegółowych PEP2040	52
2.11. Rozszerzone założenia techniczno-ekonomiczne	52
Wykaz skrótów	55

Wprowadzenie

Niniejszy dokument stanowi załącznik nr 2 do **Polityki energetycznej Polski do 2040 r.** (PEP2040). Dokument składa się z dwóch rozdziałów przedstawiających wnioski z dwóch analiz.

Wyniki przedstawione rozdziale 1 stanowią prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie 20-letnim w scenariuszu zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂ zbieżnych z prognozami Międzynarodowej Agencji Energii. *Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* (KPEiK), przekazany do Komisji Europejskiej 30 grudnia 2019 r., wskazuje te same prognozy, które zaprezentowano w niniejszym rozdziale.

W rozdziale 2 zamieszczono wnioski z wyników analizy dla sektora elektroenergetycznego, w których założono scenariusz wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ oraz uwzględniono koszty środowiskowe i systemowe. Potrzeba przygotowania dodatkowej analizy wynika z dynamicznie zmieniającego się otoczenia regulacyjnego oraz ekonomicznego w Polsce i UE, a także jest efektem zgłoszonych uwag podczas procesu konsultacji PEP2040.

Szczególnie istotnym czynnikiem determinującym załączone prognozy jest przyjęcie przez Unię Europejską (UE) w grudniu 2019 r. ogólnoeuropejskiego celu osiągnięcia całkowitej neutralności klimatycznej w 2050 r., stanowiącego podwyższenie ambicji porozumienia paryskiego, które obliguje do osiągnięcia równowagi między emisjami i pochłanianiem gazów cieplarnianych w drugiej połowie XXI w. Polska poparła cel kierunkowy dla UE, zwracając jednak uwagę na konieczność uwzględnienia wyjątkowej pozycji startowej naszego kraju, która wymaga wytyczenia oddzielnej drogi realizacji celu porozumienia paryskiego. Następnie, Komisja Europejska (KE) podjęła prace nad podniesieniem celu redukcji emisji gazów cieplarnianych (GHG, ang. *greenhouse gases*) na rok 2030 z 40% do co najmniej 55% w odniesieniu do 1990 r. Wagę tych zamierzeń podkreśla plan ustanowienia tzw. Europejskiego Zielonego Ładu, który zastępuje *Strategię Europa 2020* w roli głównej inicjatywy o charakterze strategicznym dla UE. Zobowiązanie polityczne zawarte w Komunikacie nt. Europejskiego Zielonego Ładu oraz Konkluzjach Rady Europejskiej z 11 grudnia 2020 r. ma zostać przekształcone w zobowiązanie prawne po przyjęciu przez Parlament Europejski i Radę wniosku ustawodawczego w sprawie Europejskiego prawa o klimacie, przedstawionego przez KE 4 marca 2020 r. W oparciu o ww. zmiany dokonano analizy zmiany bilansu elektroenergetycznego w sytuacji zaostrzonych mechanizmów wdrażania polityki klimatyczno-energetycznej, czego wyrazem jest podwyższenie prognoz cen uprawnień do emisji CO₂, które mają kluczowe znaczenie dla kształtowania miksu. Prognozy, które zamieszczono w rozdziale 2 są spójne z prognozami przedstawionymi w wariantie strategicznym w *Programie polskiej energetyki jądrowej*, przyjętym przez Radę Ministrów w dn. 2 października 2020 r.

1. Wnioski z analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego z uwzględnieniem zrównoważonych wzrostów cen uprawnień do emisji CO₂

1.1. Założenia

Analizy oparto na prognozach rozwoju gospodarczego Polski opracowanych przez Ministerstwo Finansów. Do długookresowych prognoz cen uprawnień do emisji CO₂ wykorzystano opracowania Międzynarodowej Agencji Energii oraz prognozy Komisji Europejskiej towarzyszące scenariuszowi referencyjnemu rozwoju sektora energetycznego z 2016 r. (tj. wytyczne KE do założeń prognostycznych do zintegrowanych krajowych planów na rzecz energii i klimatu). Potencjał rozwoju poszczególnych technologii oraz ich przyszłych kosztów został określony z uwzględnieniem szerokiego wachlarza bibliograficznego.

Prognozy uwzględniają decyzje polityczne, które jako założenia analityczne stanowią wartości brzegowe – np. wymuszono konieczność realizacji zobowiązań unijnych w zakresie udziału OZE w bilansie energetycznym. Model dobiera źródła wytwórcze według efektywności kosztowej, ale uwzględnia także warunki bezpieczeństwa pracy sieci. Oznacza to, że nawet gdyby jedna z technologii OZE (zależnych od warunków pogodowych) była znacząco tańsza niż inne dostępne, model nie wybierze tych źródeł jako jedyne, ze względu na brak pewności ich wykorzystania. W takiej sytuacji musi być dobrane źródło, które będzie stanowiło rezerwę dla jednostek OZE. Ponadto ze względu na warunki techniczne ograniczone jest tempo przyłączania źródeł poszczególnych technologii do sieci elektroenergetycznej.

Główne założenia przyjęte w analizach:

- Przyjęto ścieżki wzrostu PKB opublikowane przez Ministerstwo Finansów – w okresach pięcioletnich przyjęto wzrost o 2,1–3,6% średniorocznie; przy czym za tworzenie wartości dodanej odpowiadać będą głównie usługi i przemysł;
- Przyjęto projekcję demograficzną Głównego Urzędu Statystycznego (GUS), która zakłada spadek liczby ludności z obecnych ok. 38 do 36,5 mln w 2040 r.;
- Projekcję dotyczącą dochodu rozporządzalnego oparto na danych GUS dotyczących budżetów gospodarstw domowych oraz na ścieżkach wzrostu PKB – z prognozy wynika, że dochód rozporządzalny gospodarstw domowych z 2015 r. ulegnie niemalże podwojeniu do 2040 r., co odzwierciedla poprawę sytuacji materialnej społeczeństwa oraz determinuje krajowy wzrost zapotrzebowania na energię;
- Ze względu na konieczność zachowania spójności ze scenariuszami (ODN i PEK) opracowywanymi do *Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030* zdecydowano o wykorzystaniu prognoz z 2017 r. Ministerstwa Finansów i Międzynarodowej Agencji Energii tj. starszych niż najnowsze dostępne. Niemniej jednak, różnice pomiędzy długoterminowymi projekcjami MF oraz MAE z 2017 i 2018 r. nie powodują istotnych zmian w wynikach analiz prognostycznych dla sektora paliwowo-energetycznego.

Ponadto przyjęto założenie, że Polska zrealizuje:

- zobowiązania wynikające z regulacji unijnych i umów międzynarodowych w zakresie redukcji emisji zanieczyszczeń, wzrostu udziału odnawialnych źródeł energii (OZE), poprawy efektywności energetycznej, bezpieczeństwa dostaw energii oraz budowy jednolitego rynku energii;
- działania określone dla obszaru *energia* w *Strategii na rzecz odpowiedzialnego rozwoju do roku 2020 (z perspektywą do 2030 r.)* w celu poprawy bezpieczeństwa energetycznego, wzrostu efektywności energetycznej, rozwoju techniki oraz restrukturyzacji sektora górnictwa węgla kamiennego.

W zakresie zasobów energetycznych wykorzystano następujące założenia:

- **węgiel kamienny:** udokumentowane zasoby bilansowe złóż węgla kamiennego wg stanu na dzień 31.12.2018 r. wynoszą 61 436 mln t. Prawie 70% zasobów wszystkich zasobów to węgle energetyczne, a ok. 30% to węgle koksujące, a inne typy węgla stanowią około 1,28% wszystkich zasobów węgla. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 37,9% zasobów bilansowych i wynoszą 22 308 mln t. Zasoby przemysłowe kopalń, ustalone w

projektach zagospodarowania złoża (pzz), wynosiły na koniec 2018 r. 3 605,45 mln t. W pracy przyjęto, że przyszłe zapotrzebowanie będzie pokrywane w możliwym zakresie węglem krajowym i uzupełniane importem;

- **węgiel brunatny:** geologiczne zasoby bilansowe węgla brunatnego wg stanu na 31.12.2018 r. wynoszą 23 316,5 mln t, z czego większość, czyli 23 315 mln t stanowią węgle energetyczne. Zasoby przemysłowe węgla brunatnego wg stanu na koniec 2016 r. wyniosły 1 064,6 mln t. *Ze względu na właściwości, węgiel brunatny jest wykorzystywany w niewielkiej odległości od wydobycia, dlatego w analizach nie jest brany pod uwagę import/eksport;*
- **gaz ziemny:** stan wydobywalnych zasobów bilansowych gazu ziemnego na dzień 31.12.2018 r. wyniósł 139,9 mld m³. Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 89,9 mld m³, co stanowi 64% ogólnej ilości zasobów wydobywalnych. Zasoby przemysłowe złóż gazu ziemnego w 2018 r. kształtowały się na poziomie 66,64 mld m³. Krajowe zasoby gazu stanowią jedynie uzupełnienie dla importu gazu – w 2018 r. wydobyto ok. 4 mld m³, a przywóz gazu ziemnego do Polski w 2018 r. wyniósł 14,95 mld m³. Przyjęto, że utrzymane będą działania, zmierzające do umożliwienia w przyszłości pozyskiwania surowca z różnych kierunków, w tym zwiększenia wydobycia własnego;
- **ropa naftowa:** stan wydobywalnych zasobów ropy naftowej na dzień 31.12.2018 r. wyniósł 22,56 mld m³. Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż ropy naftowej wyniosły w analizowanym roku 221,15 mld m³. Podobnie jak w przypadku gazu ziemnego, pokrycie zapotrzebowania na ten nośnik energii odbywa się przede wszystkim dostawami zza granicy.
- **paliwo jądrowe:** Polska nie posiada złóż rudy uranowej w ilości, dla której byłoby obecnie opłacalne wydobycie, choć nie wyklucza się w przyszłości eksploatacji tych złóż, także źródeł niekonwencjonalnych. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne – jego dostępność jest gwarantowana międzynarodowymi umowami, a ceny pozostaną na stabilnym poziomie;
- **biomasa, biogaz rolniczy, biogaz pozostały:** przyjęto, że potencjał techniczny uwzględniający biomasę stałą leśną, z rolnictwa (uprawy energetyczne, produkty uboczne i odpady z rolnictwa i przetwórstwa rolno-spożywczego), przetwórstwa spożywczego oraz biogazu wynosi na ok. 610 PJ/rok w 2020 r. i 910 PJ/rok w 2030 r., choć potencjał rynkowy jest mniejszy;
- **geotermia, pompy ciepła:** teoretyczne zasoby energii geotermalnej w Polsce są nieograniczone, jednakże stosunkowo niewiele jest w miejsc, w których jej zastosowanie jest uzasadnione ekonomicznie. Podobnie zasoby energii cieplnej możliwej do pobrania przy pomocy pomp ciepła są ograniczone przede wszystkim względami ekonomicznymi, jednakże następuje ich popularyzacja w wykorzystaniu indywidualnym. Potencjał wykorzystania ciepła skał głębokich oceniono w perspektywie 2030 r. na 45 PJ rocznie oraz 105 PJ w 2040 r. Takie same potencjały określono dla pomp ciepła;
- **woda:** potencjał energetyki wodnej w Polsce jest niewielki i wynosi ok. 30 PJ/rok (8 TWh/rok), przy czym obecnie wykorzystywane jest ok. 25%;
- **wiatr:** potencjał rynkowy farm wiatrowych na lądzie (ang. *on-shore*) oceniono na ok. 10 GW mocy zainstalowanej, zaś farm na morzu (ang. *off-shore*) – ok. 8–10 GW do 2040 r.;
- **słońce:** realny potencjał instalacji słonecznych oceniono na ok. 7 GW do 2030 r. i aż 16 GW do 2040 r. Znaczna część potencjału w zakresie technologii słonecznych występuje w mikroinstalacjach.

Poniżej zaprezentowane zostały prognozy cen paliw w imporcie, cen uprawnień do emisji, parametrów techniczno-ekonomicznych poszczególnych technologii wykorzystywanych w sektorze energii. Następnie zaprezentowano prognozy zużycia energii pierwotnej i finalnej, produkcji i zużycia paliw i energii. W dalszej kolejności przedstawiono prognozy dotyczące zużycia energii z odnawialnych źródeł, wytwarzania ciepła sieciowego oraz z zakresu energii elektrycznej – wycofania mocy, prognozowanej struktury mocy zainstalowanej i wytwarzania energii elektrycznej, a także cen energii elektrycznej. Wskazano także projekcje nakładów inwestycyjnych w sektorze energetycznym, jakich wymaga realizacja niniejszego scenariusza.

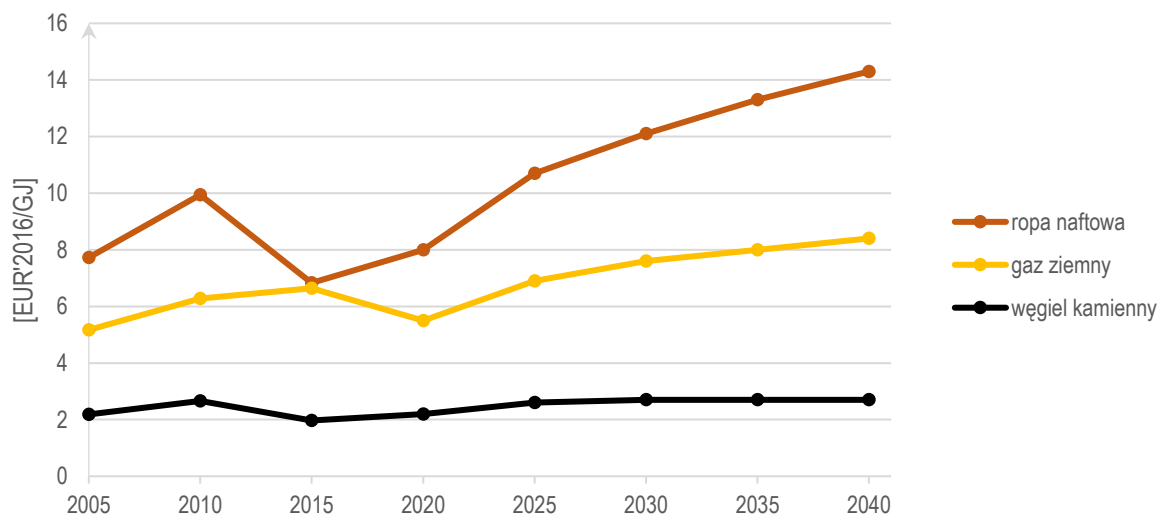
1.2. Prognoza cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej

Do obliczeń modelowych projekcji cen paliw w imporcie do UE wykorzystano prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) – WEO 2017¹, scenariusz „New Policies”. Prognozy te posłużyły jako podstawa do określenia trendów rozwoju projekcji cen paliw na rynku krajowym. Prognozy wskazują wzrost cen wszystkich surowców. Prognozy zostały zestawione poniżej w tabeli i przedstawione na wykresie.

Tabela 1. Prognozy ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
ropa naftowa	7,73	9,94	6,83	8	10,7	12,1	13,3	14,3
gaz ziemny	5,17	6,28	6,64	5,5	6,9	7,6	8	8,4
węgiel kamienny	2,18	2,66	1,97	2,2	2,6	2,7	2,7	2,7

Źródło: ARE S.A. na podstawie BŚ, MFW, KE oraz scenariusza „New Policies” MAE z 2017 r.



Rysunek 1. Prognozy ceny paliw w imporcie do UE [EUR'2016/GJ]

1.3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS

Do dalszych analiz przyjęto projekcje cen uprawnień do emisji CO₂ (EUA, ang. *European Union Allowance*) w europejskim systemie handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS, ang. *European Union Emissions Trading System*) według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (WEO2017, scenariusz „New Policies”).

Założone ceny uprawnień do emisji do 2030 r. są kierunkowo zbieżne z wytycznymi KE w zakresie stosowania wskaźników na potrzeby zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu². Pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂ w 2018 r., KE nie wskazała w 2019 r. zaktualizowanych (wyższych) prognoz cen EUA do wykorzystania w ramach prac analitycznych do krajowych planów.

Założono, że cena EUA w systemie EU ETS, będzie stopniowo wzrastać do 40 EUR'2016/t CO₂ w 2040 r. Prognozy zestawiono w tabeli poniżej.

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

² Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030, przekazany do Komisji Europejskiej 30 grudnia 2019 r., wskazuje te same prognozy, które zaprezentowano w niniejszym dokumencie.

Tabela 2. Prognoza ceny uprawnień do emisji CO₂ w systemie EU ETS [EUR'2016/tCO₂]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
cena za 1 uprawnienie EUA	0	12	8	17	21	30	35	40

Źródło: opracowanie własne ARE S.A. na podstawie MAE, KE, Thomson Reuters, KfW Bankengruppe

1.4. Prognoza parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wykorzystywanych w sektorze energii

W tabeli poniżej zestawiono parametry techniczne i ekonomiczne nowych jednostek wytwórczych i przesyłowych. Wartości te zostały przyjęte w procesie prognozowania struktury produkcji i mocy elektrycznych.

Tabela 3. Parametry techniczno-ekonomiczne technologii wytwarzania i przesyłowych

paliwo / technologia	okres uruchomienia	nakłady inwest. OVN	koszty		sprawność netto elektr./całkowita	techniczny czas życia	wskaź. emisji CO ₂
			stałe	zmienne			
			tys.€/MWh _{net}	tys.€/MWh _{netto}			
1.1. węgiel brunatny – PL	2016–2040	1800	48	3,4	44	40	110
1.2. węgiel brunatny – PL+CCS	2030–2040	3250	72	8,6*	38	40	14
1.3. węgiel brunatny – FBC	2020–2040	2050	50	3,4	40	40	106
2.1. węgiel kamienny – PC	2016–2040	1650	44	3,2	46	40	94
2.2. węgiel kamienny – IGCC	2025–2040	2250	58	5,0	48	40	12
2.3. węgiel kamienny – IGCC+CCS	2030–2040	3250	78	7,2*	40	40	12
2.4. węgiel kamienny – CHP	2016–2040	2250	48	3,2	30/80	40	94
2.5. węgiel kamienny – CHP+CCS	2030–2040	3500	76	10*	22/75	40	12
3.1. gaz ziemny – GTCC	2016–2040	750	18	1,8	58–62	30	56
3.2. gaz ziemny – GTCC+CCS	2030–2040	1350	38	4,0*	50–52	30	6
3.3. gaz ziemny – TG	2025–2040	500	16	1,4	40	30	56
3.4. gaz mikro CHP	2016–2040	2350	97	–	20/90	25	56
4.1. jądrowa – PWR	2030–2040	4500	85	0,8	36	60	0
5.1. wiatrowe na lądzie	2016–2020	1350	50	–	–	25	0
5.2. wiatrowe na lądzie	2021–2040	1350↓1250	50	–	–	25	0
5.3. wiatrowe na morzu	2020–2030	2450↓2250	90	–	–	25	0
5.4. wiatrowe na morzu	2031–2040	2250↓2075	90	–	–	25	0
5.5. duże wodne	2020–2040	2500	35	–	–	60	0
5.5. małe wodne	2016–2040	2000	75	–	–	60	0
5.6. geotermalne	2020–2040	7000	160	–	0,12	30	0
5.7. ogniwa fotowoltaiczne	2016–2020	1100↓800	16	–	–	25	0
5.8. ogniwa fotowoltaiczne	2021–2040	800↓600	16	–	–	25	0
5.9. ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2016–2020	1250↓1150	20	–	–	25	0
5.10. ogniwa fotowoltaiczne dachowe	2021–2040	1100↓800	20	–	–	25	0
5.11. biogaz rolniczy – CHP	2016–2040	3250↓2750	220	–	36/85	25	0
5.12. biogaz z oczyszczalni ścieków – CHP	2016–2040	3500	135	–	34/85	25	0
5.13. biogaz składowiskowy – CHP	2016–2040	1800	80	–	40/85	25	0
5.14. biomasa stała – CHP	2021–2040	2950↓2750	120	–	30/80	30	0
5.15. kocioł ciepłowniczy – węgiel	2016–2040	350	1	1,4	0,9	30	94
5.16. kocioł ciepłowniczy – gaz ziemny	2016–2040	150	1	0,4	0,96	30	56
5.18. kocioł ciepłowniczy – olej opałowy	2016–2040	200	1	0,5	0,95	30	74
5.19. kocioł ciepłowniczy – biomasa	2016–2040	500	1	1,4	0,9	30	0
5.20. elektroenerg. sieć przesyłowa WN	2016–2040	190					
5.21. elektroenerg. sieć dystrybucyjna SN	2016–2040	250					
5.22. elektroenerg. sieć dystrybucyjna NN	2016–2040	500					

*włącznie z transportem i magazynowaniem CO₂

W tabeli wykorzystano następujące skróty:

- CHP – kogeneracja, skojarzone wytwarzanie ciepła i energii elektrycznej ang. *combined heat and power*
 PC – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel kamienny, ang. *pulverized coal*
 PL – elektrownie kondensacyjne z kotłami pyłowymi na węgiel brunatny, ang. *pulverized lignite*
 CCS – sekwestracja (wychwytywanie i składowanie) dwutlenku węgla, ang. *carbon capture and storage*
 GTCC – elektrownie gazowo-parowe na gaz ziemny, ang. *gas turbine combined cycle*
 IGCC – elektrownie spalające gaz ze zintegrowanej z elektrownią instalacji zgazowania węgla kamiennego, ang. *integrated gasification combined cycle*
 FBC – elektrownie z kotłami fluidalnymi, ang. *fluidized bed combustion*
 PWR – reaktor wodny ciśnieniowy, ang. *pressurized water reactor*
 SN – średnie napięcia
 NN – najwyższe napięcia
 WN – wysokie napięcia

↓ – oznacza prawdopodobny spadek kosztów w kierunku liczby po prawej stronie strzałki

Źródło: ARE S.A. na podstawie:

World Energy Outlook, International Energy Agency, Paris 2016;

WEIO 2014-Power Generation Investment Assumptions, International Energy Agency, Paris 2014;

The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025", International Renewable Energy Agency, Bonn 2016;

Energy and Environmental Economics – "Recommendations for WECC's 10- and 20-Year Studies", San Francisco 2014;

World Energy Perspective Cost of Energy Technologies, World Energy Council, Project Partner: Bloomberg New Energy Finance, 2013;

Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis – Version 9.0, Lazard, New York 2015;

Scenarios for the Dutch electricity supply system, Frontier Economics, London 2015;

Energy Technology Reference Indicator projections for 2010–2050, European Commission JRC Institute for Energy and Transport, Brussels 2014;

Projected Cost of Generating Electricity 2015 Edition, International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organization for Economic Co-operation and Development, Paris, 2015

Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2016, U.S. Energy Information Administration, Washington 2016.

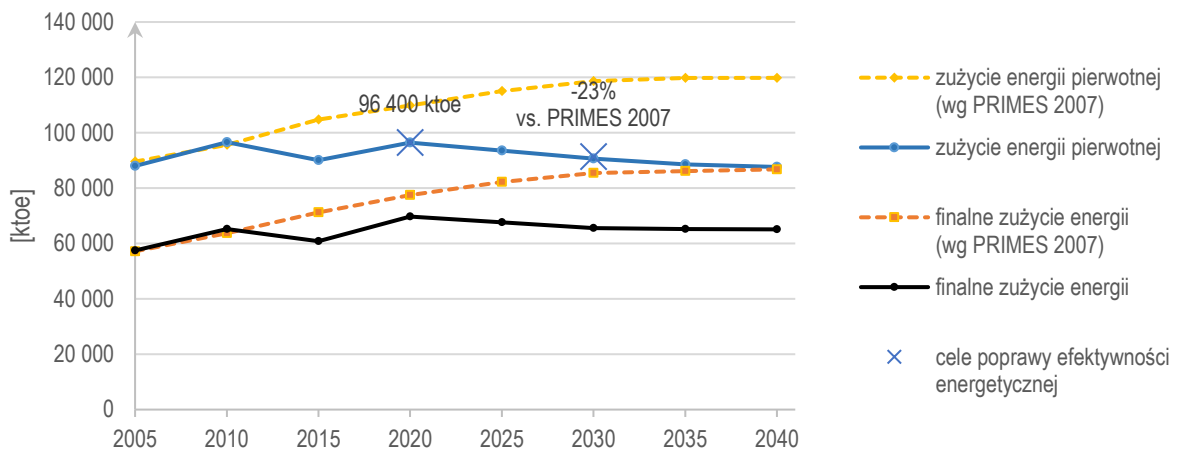
1.5. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnego zużycia energii

W tabeli oraz na rysunku poniżej zestawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnego zużycia w kraju. Prognoza wskazuje realizację celu na 2020 r. tj. osiągnięcie wartości zapotrzebowania na energię pierwotną w kraju na poziomie 96,4 Mtoe. Następnie prognozowany jest spadek do poziomu 90,7 Mtoe w 2030 r., co jest wartością zbliżoną do celu, jaki wskazano w PEP2040 – tj. zmniejszenie o 23% zużycia energii pierwotnej w stosunku do prognoz na ten rok wg PRIMES 2007. Finalne zużycie energii zachowuje podobną prawidłowość, jak w przypadku energii pierwotnej.

Tabela 4. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
zużycie energii pierwotnej	87 952	96 589	90 104	96 423	93 509	90 682	88 613	87 647
zużycie energii pierwotnej (wg PRIMES 2007)	89 581	95 611	104 804	109 829	115 057	118 583	119 774	119 826
finalne zużycie energii	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112
finalne zużycie energii (wg PRIMES 2007)	57 169	63 712	71 246	77 448	82 174	85 467	86 117	86 767

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat



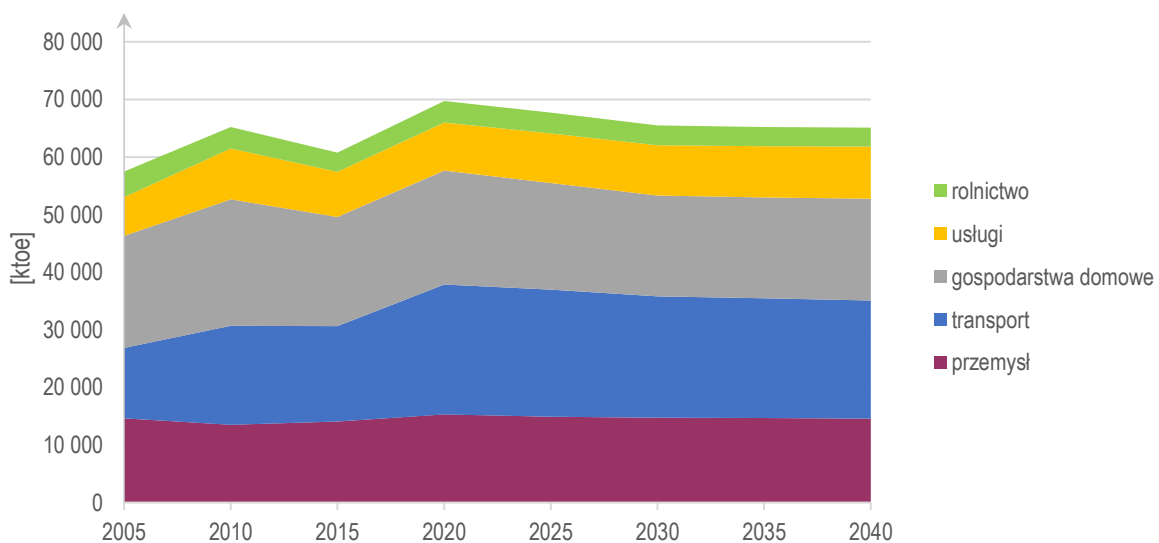
Rysunek 2. Progniza zużycia energii pierwotnej i finalnej ogółem [ktoe]

Warto zwrócić uwagę na to, jak **zużycie energii finalnej** będzie rozkładać się w podziale na sektory gospodarki. Największe różnice można zaobserwować w okresie 2015–2020 i dotyczą transportu. Po 2020 r. we wszystkich sektorach przewiduje się spadek wykorzystania energii, poza sektorem usług, gdzie następuje niewielki wzrost. Kluczową rolę w ograniczeniu zużycia energii finalnej w transporcie jest popularyzacja elektromobilności.

Tabela 5. Progniza zużycia energii finalnej w podziale na sektory [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
przemysł	14 616	13 498	14 096	15 316	14 902	14 763	14 664	14 596
transport	12 221	17 187	16 559	22 546	22 075	21 049	20 827	20 492
w tym: pasażerski	b.d.	b.d.	8 985	10 118	9 434	8 598	8 745	8 957
towarowy	b.d.	b.d.	7 494	12 346	12 557	12 364	11 995	11 449
pojazdy spec. przezn.	b.d.	b.d.	79	82	84	86	87	87
gospodarstwa domowe	19 467	21 981	18 948	19 772	18 506	17 513	17 505	17 657
usługi	6 730	8 833	7 842	8 343	8 586	8 700	8 853	9 079
rolnictwo	4 438	3 730	3 330	3 743	3 613	3 485	3 379	3 287
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat



Rysunek 3. Progniza zużycia energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

Istotnych informacji dostarcza także dekompozycja **zużycia energii finalnej³ w podziale na paliwa i nośniki**. Następują stopniowe zmiany w strukturze paliwowej zużycia energii finalnej. Po 2020 r. odnotowuje się wzrost przede wszystkim w zużyciu energii elektrycznej, na co wpływ ma wzrost gospodarczy i elektryfikacja transportu. W bilansie wzrost odnotowuje się także w odnawialnych źródłach energii – wzrost zużycia biomasy stałej, energii ziemi i słońca (kolektory słoneczne, pompy ciepła, źródła geotermalne). Spadek wykorzystania biopaliw po 2025 r. wynika z popularyzacji elektromobilności.

W PEP2040 założono popularyzację ciepłownictwa sieciowego. Prognozy nie wskazują przyrostu zużycia energii finalnej w tym obszarze ze względu na poprawę efektywności energetycznej wytwarzania energii, jak również spadek jednostkowego wykorzystania ciepła przez podmioty dzięki termomodernizacji i rygorystycznym normom efektywnościowym w nowym budownictwie.

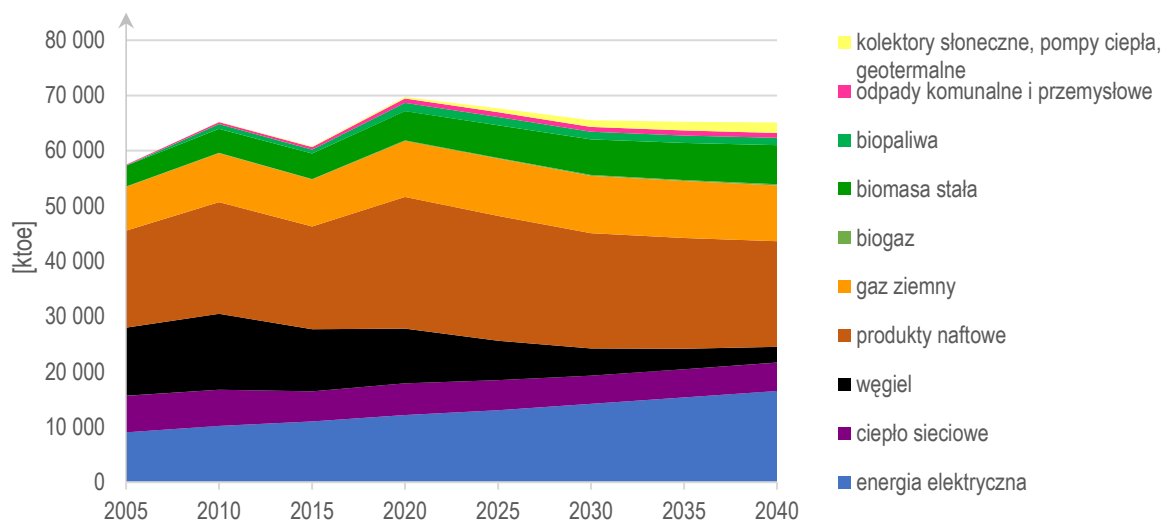
W prognozach zużycia energii finalnej spadek zapotrzebowania na węgiel kamienny związany jest głównie z postępującym stopniowo procesem unowocześniania zakładów produkcyjnych (w sektorze przemysłu), jak również przechodzenia na paliwa i nośniki takie jak: gaz, energia elektryczna, czy OZE. W następnej kolejności na spadek zużycia węgla wpływać będzie również proces wymiany starych, nieefektywnych kotłów zaspawanych w gospodarstwach domowych. Prognoza uwzględnia założenie, że wszystkie nowe kotły spełniają wymagania klasy V emisyjności.

Tabela 6. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	9 028	10 206	10 990	12 152	13 041	14 202	15 349	16 520
ciepło sieciowe	6 634	6 547	5 462	5 748	5 436	5 090	5 080	5 132
węgiel	12 340	13 733	11 218	9 917	7 117	4 899	3 735	2 842
produkty naftowe	17 563	20 213	18 646	23 822	22 602	20 911	20 063	19 124
gaz ziemny	7 917	8 884	8 487	10 144	10 353	10 327	10 277	10 108
biogaz	40	48	78	97	131	165	201	237
biomasa stała	3 755	4 306	4 639	5 295	5 916	6 439	6 681	7 036
biopaliwa	46	867	653	1490	1531	1413	1364	1317
odpady komunalne i przemysłowe	136	378	486	785	871	891	905	919
kolektory słoneczne, pompy ciepła, geotermalne	12	48	116	270	685	1 172	1 574	1 876
RAZEM	57 472	65 230	60 775	69 720	67 682	65 509	65 229	65 112

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

³ Zużycie energii finalnej rozumiane jest jako zużycie przez odbiorcę końcowego na użytek własny. Oznacza to, że np. gospodarstwo domowe może zużyć energię finalną w postaci energii elektrycznej i gazu ziemnego do ogrzania pomieszczeń. Tym samym np. pozycja „węgiel” nie obejmuje wykorzystania węgla na wytworzenie energii elektrycznej.



Rysunek 4. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na paliwa i nośniki [ktoe]

1.5.1. Oszczędności energii końcowej

Poniżej zamieszczono szczegółowe informacje w sprawie metod i środków stosowanych w Polsce służących wdrożeniu art. 7 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej⁴ (EED).

1.5.1.1 Obliczenie wielkości wymaganych oszczędności energii, które mają zostać osiągnięte w całym okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r.

przedstawiono, Wytyczne w jaki sposób należy obliczyć łączną wielkość nowych oszczędności energii końcowej, które mają zostać osiągnięte w ramach obowiązku obejmującego okres 2021–2030, oraz specyfikacja zestawów danych statystycznych, które mogą być wykorzystywane zostały przedstawione w dokumencie pn. „Zalecenie Komisji dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej”⁵.

Wartość uśrednionego rocznego zużycia energii końcowej oraz bazy, od której obliczane będą oszczędności energii przedstawiono w tabeli poniżej, wg danych Eurostatu. Wartości zużycia energii końcowej posłużą do wyznaczenia oszczędności energii.

Tabela 7. Zużycie energii końcowej wg danych Eurostatu w latach 2016–2018 [ktoe]

pozycja	kategoria (NRG_BAL_C)	lp.	2016	2017	2018 (dane szacunkowe)	średnia
FEC2020–2030	Zużycie energii końcowej [ktoe]	1	66 601	70 923	(71 700)	69 741
FC_TRA_E	Zużycie energii końcowej – transport [ktoe]	2	18 557	21 431	(22 444)	20 811
Zużycie energii końcowej (po wyłączeniu z obliczenia energii zużytej w transporcie) [ktoe]		3=1-2	48 044	49 492	(49 256)	48 930

Źródło: opracowanie własne na podstawie Eurostat

1.5.1.2 Łączna wielkość skumulowanych oszczędności energii końcowej, która ma zostać osiągnięta zgodnie z art. 7 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2012/27/UE

Łączne oszczędności końcowego zużycia energii, które mają zostać osiągnięte w ramach systemu zobowiązującego do efektywności energetycznej lub dzięki alternatywnym środkom z dziedziny polityki muszą być, zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, równoważne co najmniej nowym oszczędnościom w każdym roku od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 w wysokości **0,8% rocznego zużycia energii końcowej, uśrednionego dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r. (średnia 69 741 ktoe)**.

Ponadto zgodnie z koncepcją okresu obowiązywania przedstawioną w Zał. V pkt 2) lit. i) dyrektywy 2012/27/UE uznaje się, że każde działanie indywidualne na rzecz zwiększenia poziomu oszczędności energii przyczynia się do osiągnięcia oszczędności nie tylko w roku jego wdrożenia, ale również w kolejnych latach, aż do 2030 r. Z tego względu wymagana wielkość oszczędności może być „kumulowana” z roku na rok. Wielkość oszczędności energii, które mają zostać osiągnięte w ramach obowiązku obejmującego lata 2021–2030 została obliczona zgodnie z rozdziałem 2.1 ww. zaleceń.

⁴ Artykuł 7 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej (dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2002 z dnia 11 grudnia 2018 r. zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE w sprawie efektywności energetycznej) stanowi, że państwa członkowskie opisują w swoich zintegrowanych krajowych planach na rzecz energii i klimatu, zgodnie z załącznikiem III do rozporządzenia (UE) 2018/1999⁴, obliczanie wielkości oszczędności energii, które należy osiągnąć w okresie od dnia 1 stycznia 2021 r. do dnia 31 grudnia 2030 r., o których mowa w art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, i w stosownych przypadkach, wyjaśniają, w jaki sposób ustalone zostały roczny wskaźnik oszczędności i podstawa obliczeń oraz jakie opcje, o których mowa w art. 7 ust. 4 zostały zastosowane i w jakim zakresie.

Ponadto zgodnie z przepisami pkt 5) Załącznika V do dyrektywy 2012/27/UE państwa członkowskie zgłaszają Komisji Europejskiej również zaproponowaną przez siebie szczegółową metodę funkcjonowania systemów zobowiązujących do efektywności energetycznej oraz alternatywne środki z dziedziny polityki, o który mowa w art. 7a i 7b oraz art. 20 ust. 6 dyrektywy 2012/27/UE.

⁵ Zalecenie Komisji z dnia 25 września 2019 r. dotyczące transpozycji obowiązków oszczędności energii na podstawie dyrektywy w sprawie efektywności energetycznej, C(2019) 6621 FINAL.

Wielkość oszczędności energii końcowej, którą należy osiągnąć w 2021 r. dzięki wdrażaniu przepisów art. 7, wynosi 558 ktoe ($69\,741 \times 0,8\% \times 1$ rok). W 2022 r. wielkość oszczędności energii wynosi ($69\,741 \times 0,8\% \times 2$ lata) kumulacyjne 1 116 ktoe (w tym 558 ktoe zaliczone z poprzedniego roku). Obliczenia przeprowadzono w odniesieniu do każdego kolejnego roku, aż do 2030 r., kiedy to łączna wielkość wymaganych oszczędności energii finalnej wynosi 5 580 ktoe ($69\,741 \times 0,8\% \times 10$ lat). **Natomiast łączna wielkość oszczędności energii końcowej, rozumianej jako wielkość oszczędności energii końcowej kumulowana z roku na rok, którą należy osiągnąć ogółem w latach 2021–2030, wynosi 30 690 ktoe.** Mechanizm przedstawia tabela poniżej.

Tabela 8. Oszczędności energii finalnej, jakie należy osiągnąć w latach 2021–2030 – roczne i skumulowane (na podstawie zapisów dyrektywy EED) [ktoe]

rok	wymagany procent oszczędności	roczne oszczędności energii [ktoe]										RAZEM
2021	0,8%	558										558
2022	0,8%	558	558									1 116
2023	0,8%	558	558	558								1 674
2024	0,8%	558	558	558	558							2 232
2025	0,8%	558	558	558	558	558						2 790
2026	0,8%	558	558	558	558	558	558					3 348
2027	0,8%	558	558	558	558	558	558	558				3 906
2028	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558			4 464
2029	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558	558		5 022
2030	0,8%	558	558	558	558	558	558	558	558	558	558	5 558
Skumulowane oszczędności w latach 2021–2030												30 690

Dane wykorzystane do obliczenia zużycia energii końcowej oraz źródła tych danych

Zużycie energii końcowej, będące podstawą, od której dokonano obliczenia oszczędności energii, zostało przyjęte na podstawie ww. kategorii (FEC2020–2030) w zbiorze danych Eurostatu. W odniesieniu do danych statystycznych wykorzystywanych przy obliczaniu wymaganej wielkości oszczędności energii końcowej, w rozdziale 2.2.1 Zalecenia Komisji stwierdza się, że wszystkie elementy, które są wymagane zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, zostały zawarte w odpowiedniej kategorii Eurostatu, tj. w kategorii „zużycie energii końcowej – Europa w latach 2020–2030” (kod FEC2020–2030). Ta szczególna kategoria w zbiorze danych statystycznych Eurostatu została ustanowiona w odniesieniu do wkładu państw członkowskich w efektywność energetyczną oraz obowiązku oszczędności energii. Eurostat dokonał zmiany bilansu energetycznego na podstawie międzynarodowych zaleceń dotyczących statystyki energii opublikowanych przez Komisję Statystyczną.

1.5.1.3 Wielkości wymaganych oszczędności energii z wykorzystaniem możliwości przewidzianych w art. 7 ust. 2 dyrektywy 2012/27/UE

Zgodnie z art. 7 ust. 2 dyrektywy 2012/27/UE państwa członkowskie mogą skorzystać z możliwości obliczenia wymaganej wielkości oszczędności energii w jeden lub więcej z następujących sposobów:

- stosując roczny wskaźnik oszczędności w odniesieniu do sprzedaży energii odbiorcom końcowym lub w odniesieniu do zużycia energii końcowej, uśredniony dla ostatnich trzech lat przed dniem 1 stycznia 2019 r.;
- wyłaczając z podstawy obliczeń, częściowo lub w całości, energię zużytą w transporcie;**
- korzystając z którejkolwiek z opcji określonych w art. 7 ust. 4 dyrektywy 2012/27/UE.

Jednocześnie (zgodnie z art. 7 ust. 3 dyrektywy 2012/27/UE) w przypadku gdy państwa członkowskie korzystają z ww. możliwości ustalają one:

- własny roczny wskaźnik oszczędności energii; oraz
- własny obliczeniowy poziom bazowy oraz wielkość energii zużytej w transporcie wyłączonej z obliczenia [ktoe].

Polska skorzysta z możliwości przewidzianej w art. 7 ust. 2 lit. b) dyrektywy, aby wyłączyć z podstawy obliczeń, przeprowadzanych zgodnie z art. 7 ust. 1 akapit pierwszy lit. b) dyrektywy 2012/27/UE, w całości energię końcową zużytą w transporcie.

W związku z tym na podstawie zbioru danych statystycznych Eurostat obliczone zostało średnioroczne zużycie energii końcowej w transporcie. Obliczenia przeprowadzono w oparciu o dane statystyczne z trzech lat (2016, 2017 i 2018) przed dniem 1 stycznia 2019 r. [w ktoe], które wskazano w tabeli 39 na początku tego podrozdziału.

Tabela 9. Wielkość oszczędności energii po wyłączeniu zużycia energii w transporcie

kategoria (NRG_BAL_C)	2016	2017	2018 (dane szacunkowe)	średnia	roczne oszczędności energii	wskaźnik
Zużycie energii końcowej [ktoe]	66 601	70 923	(71 700)	69 741	558	0,8%
Zużycie energii końcowej – transport [ktoe]	18 557	21 431	(22 444)	20 811	n.d.	n.d.
Zużycie energii końcowej (po wyłączeniu energii zużytej w transporcie) [ktoe]	48 044	49 492	(49 256)	48 930	563	1,15%

Tabela 10. Zestawienie oszczędności i wskaźnika do określenia oszczędności energii końcowej

Oszczędności energii końcowej po odliczeniach	21 530 ktoe	Są to łączne oszczędności energii końcowej obliczone przy zastosowaniu wskaźnika 0,8% po wyłączeniu zużycia energii w transporcie (48 930 ktoe x 0,8%)
Dodatkowe oszczędności do osiągnięcia	9 160 ktoe	Są to oszczędności energii brakujące, aby osiągnąć wymagany minimalny poziom łącznych oszczędności energii (30 690 ktoe – 21 530 ktoe)
Wymagany własny wskaźnik oszczędności przy zastosowaniu wyłączenia transportu	1,15%	Wartość własnego wskaźnika, która musi być zastosowana, jeżeli zużycie energii w transporcie zostanie wyłączone z podstawy obliczeń (48 930 x 1,15% = 563)

Roczne oszczędności ustalone przy użyciu własnego wskaźnika wynoszą 563 ktoe, co przekracza minimalny wymagany poziom tj. 558 ktoe (patrz tabela 10).

W drugim okresie objętym obowiązkiem na podstawie art. 7 ust. 1 lit. b) dyrektywy 2012/27/UE nie przewiduje się zastosowania wariantów, o których mowa w art. 7 ust. 4 lit. b)-g) dyrektywy 2012/27/UE. Zatem pkt 2 lit. d) i e) załącznika III do dyrektywy 2012/27/UE nie ma w tym przypadku zastosowania.

1.6. Prognoza krajowej produkcji energii z podziałem na rodzaj paliwa

Tabela 10. przedstawia wielkość krajowej podaży paliw i nośników energii. Poniżej zestawiono wnioski wynikające z osiągniętych wyników.

- Wydobycie **węgla kamiennego** (bez węgla koksującego) w latach 2015–2030 ulega umiarkowanemu spadkowi – z poziomu 32,1 Mtoe do 22,6 Mtoe (w jednostkach naturalnych jest to odpowiednio: 59,6 mln t i 41,6 mln t). W okresie 2030–2040 przewidywany poziom wydobycia węgla kamiennego ulega bardzo istotnemu obniżeniu do 16,2 Mtoe (29,8 mln t). Ograniczenie produkcji węgla w tym wypadku wiąże się ze spadkiem zapotrzebowania we wszystkich sektorach gospodarki krajowej. Po 2030 r. przewiduje się przyspieszenie procesu trwałych odstawień z krajowego systemu elektroenergetycznego wyeksploatowanych węglowych jednostek wytwórczych. Budowa nowych bloków opalanych węglem (oprócz tych, co do których decyzja inwestycyjna została już podjęta) będzie utrudniona w warunkach wzrostu cen uprawnień do emisji CO₂, ciągle zaostrzających się wymagań środowiskowych oraz kierunków polityki klimatyczno-energetycznej UE, w tym prac nad taksonomią. Technologie węglowe wyposażone w instalacje CCS mogą być konkurencyjne, ale w warunkach wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ przekraczających 50 EUR/t.

Spadek popytu na węgiel w sektorze przemysłu następuje głównie w wyniku procesu unowocześniania procesów produkcyjnych. W gospodarstwach domowych i usługach – w ramach walki ze smogiem – następować będzie stopniowa wymiana nieefektywnych kotłów zasypowych na kotły spełniające najwyższe normy środowiskowe (o wysokich sprawnościach przemian energetycznych) oraz zamiana technologii węglowych na bardziej przyjazne środowisku (ciepło systemowe, OZE, gaz ziemny).

- Wydobycie **węgla koksującego** ulegnie nieznacznemu spadkowi z ok. 10 Mtoe do 8,5 Mtoe.
- Produkcja **węgla brunatnego** spada po 2030 r. Do prognoz przyjęto uruchomienie odkrywki Złoczew, której zasoby są wykorzystane przez zmodernizowane bloki Elektrowni Bełchatów. Ze względów ekonomicznych nie powstają żadne nowe jednostki wytwórcze na węgiel brunatny, poza obecnie budowanym blokiem w Turowie (450 MW).
- Wydobycie **ropy naftowej** utrzyma się na stałym (stosunkowo niewielkim) poziomie (ok. 1 Mtoe), podobnie jak krajowe wydobycie **gazu ziemnego** (ok. 3,6 Mtoe).
- Wzrost produkcji krajowej **biopaliw** (głównie HVO/COHVO I generacji) następuje do 2025 r., ze względu na rosnące zapotrzebowanie w sektorze transportowym oraz właściwościami tych substancji, umożliwiającymi zastępowanie nimi paliw konwencjonalnych bez znaczących ograniczeń technicznych. Jednakże ze względu na popularyzację elektromobilności może nastąpić spadek wykorzystania biopaliw po 2025 r.
- W latach 2015–2040 przewiduje się wzrost pozyskania **biomasy stałej** o 62% – to wzrost dość istotny, w znacznym stopniu wykorzystujący potencjał krajowy. Zapotrzebowanie na biomasę będzie rosło we wszystkich sektorach. Wraz ze wzrostem cen uprawnień do emisji CO₂, w sektorze elektroenergetycznym i ciepłowniczym rosła będzie opłacalność wykorzystania biomasy. W gospodarstwach domowych oraz usługach większe niż do tej pory wykorzystanie biomasy wiązać się będzie z zastępowaniem starych pieców węglowych nowoczesnymi, opalanymi peluletem.

Tabela 11. Prognoza produkcji krajowej z podziałem na rodzaj paliwa [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
węgiel kamienny	45 736	35 302	32 136	29 367	27 433	22 615	18 831	16 210
węgiel koksujący	9 948	8 216	9 155	9 339	8 809	8 668	8 588	8 564
koks	5 721	6 701	6 666	7 160	7 174	7 192	7 241	7 323
węgiel brunatny	12 736	11 559	12 299	10 637	11 110	11 095	5 971	3 761
ropa naftowa	840	681	922	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
gaz ziemny	3 884	3 693	3 683	3 595	3 627	3 653	3 675	3 694
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	0	0
biopaliwa	117	446	936	1 100	1 133	1 042	1 006	972
biomasa stała	4166	5 866	6 268	7 356	8 385	9 753	9 986	10 193

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

1.7. Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii

Prognoza krajowego zużycia brutto poszczególnych paliw i energii⁶ wskazuje na zmiany zapotrzebowania niemal wszystkich paliw i nośników energii. Poniżej zaprezentowano najistotniejsze wnioski w tym zakresie:

- Krajowe zużycie **energii elektrycznej** wzrośnie w latach 2015–2030 o 22% oraz 37% w latach 2015–2040. Średnioroczne tempo wzrostu tej kategorii wynosi w całym rozpatrywanym okresie prognozy ok. 1,5%. Zużycie energii elektrycznej wzrasta we wszystkich sektorach. Usługi, jako najszybciej rozwijający się sektor gospodarki, odznaczać się będą największym tempem wzrostu konsumpcji energii elektrycznej, gdyż zwiększać się będzie wykorzystanie urządzeń, w tym klimatyzacyjnych. Zużycie w gospodarstwach domowych będzie rosnąć w sposób umiarkowany – rosnący poziom dobrobytu, coraz większa liczba mieszkań i bogatsze wyposażenie w urządzenia oraz intensywność ich wykorzystania są neutralizowane zmniejszającą się elektrochłonnością tych urządzeń. Wzrost zużycia energii elektrycznej w przemyśle wiązać się będzie głównie z rosnącą produkcją wyrobów przemysłowych oraz unowocześnianiem i mechanizacją zakładów produkcyjnych. Zwiększenie popytu przez transport będzie związane z poprawą jakości usług pasażerskich przewozów kolejowych i wzrostem popularności tej gałęzi transportu, a w transporcie drogowym z rozwojem elektromobilności.

⁶ Obliczono zgodnie z algorytmem: (+) zużycie finalne (+) zużycie w sektorze energii (+) zużycie w sektorze przemian energetycznych (-) straty przesyłu i dystrybucji (+/-) różnice statystyczne (=) krajowe zużycie brutto energii.

- Przewiduje się spadek krajowego zużycia **węgla kamiennego i brunatnego** w rezultacie realizacji dotychczasowej polityki energetyczno-klimatycznej i ograniczania zużycia węgla w gospodarstwach domowych. Spadek zużycia węgla w elektroenergetyce i ciepłownictwie istotnie przyspiesza w okresie 2030–2040.
- Przewiduje się niewielki spadek zużycia **ropy naftowej i produktów naftowych w latach 2020–2040**. Siłą sprawczą utrzymania zapotrzebowania w tym sektorze jest wzrost gospodarczy, ale czynnikiem hamującym jest poprawa efektywności wynikająca z postępu technologicznego, podejmowane działania na rzecz lepszej organizacji usług przewozowych oraz rozwój infrastruktury transportowej (sieci autostrad i dróg ekspresowych).
- Wzrost wykorzystania **gazu ziemnego** będzie wynikał ze zwiększenia wykorzystania tego paliwa w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepłej, w tym jako moce regulacyjne i rezerwowe, a także w celu poprawy jakości powietrza, jako paliwo o zdecydowanie niższej emisyjności niż węgiel.
- Przewiduje się dalszy stopniowy wzrost zapotrzebowania na **odnawialne nośniki energii** takie jak: biomasa, biogaz, odnawialne odpady komunalne i przemysłowe. Tylko zużycie biopaliw odnotuje spadek po 2025 r.

Tabela 12. Prognoza krajowego zużycia brutto paliw i energii [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	12 532	13 440	14 154	15 258	16 156	17 297	18 289	19 412
ciepło sieciowe	8 032	8 021	6 721	6 721	6 626	6 204	6 153	6 204
węgiel kamienny	37 669	39 241	31 205	28 707	24 284	19 436	15 731	13 181
węgiel koksujący	7 884	8 694	9 488	9 396	8 957	8 891	8 874	8 906
koks	2 314	2 154	2 266	2 563	2 415	2 299	2 235	2 219
węgiel brunatny	12 726	11 576	12 283	10 651	11 124	11 110	5 979	3 766
ropa naftowa	18 017	22 633	25 930	27 247	27 227	26 784	26 861	26 754
produkty naftowe	22 338	26 856	25 338	31 280	31 225	31 060	30 817	30 510
gaz ziemny	12 235	12 805	13 776	16 547	17 290	18 121	19 677	20 662
gaz koksowniczy	1 480	1 744	1 704	1 676	1 651	1 641	1 642	1 651
gaz wielkopiecowy	885	526	632	576	532	489	454	428
pozostałe paliwa gazowe	161	149	162	88	76	76	75	75
biomasa stała	4 166	5 866	6 774	7 896	9 023	10 522	10 778	11 004
biogaz	54	115	229	284	318	352	388	425
biopaliwa	54	868	782	1 497	1 542	1 418	1 369	1 322
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
odpady komunalne i przemysłowe	157	400	564	1 047	1 251	1 329	1 417	1 499

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

1.8. Prognoza importu netto z podziałem na paliwa

Poniżej zestawiono prognozę salda importowo-eksportowego dla kluczowych paliw i nośników energii.

- Choć od 2014 r. obserwowane są tendencje do wzrostu udziału **energii elektrycznej** sprowadzanej z zagranicy (ze względu na rosnące zdolności importowo-eksportowe oraz intensywne dotowanie niedyspozycyjnych OZE w krajach sąsiadujących), należy się spodziewać, że trend ten odwróci się w latach 20. XXI w., kiedy ceny energii na rynkach europejskich wzrosną. Będzie to skutkiem zakończenia procesu likwidacji elektrowni jądrowych w Niemczech (2023 r.) oraz wycofania i wymiany konwencjonalnych zdolności wytwórczych w UE zapewniających stabilne i pewne dostawy energii. Mając na uwadze dużą niepewność co do kształtowania cen energii, brak odpowiedzialności Polski za dostępność energii z innych państw, a także spodziewany wzrost konkurencyjności energii elektrycznej wytwarzanej w kraju w dalszym horyzoncie prognozy przyjęto zerowe saldo importowo-eksportowe energii elektrycznej.
- Oceniono, że na niewielką skalę Polska będzie eksporterem **węgla kamiennego** oraz importerem **węgla koksującego**. Utrzymany zostanie status eksportera **koksu**.
- Z modelowania wynika stały poziom importu **ropy naftowej** i wzrost importu **gazu ziemnego** w przyszłości. Negatywną konsekwencją zwiększenia udziału gazu w krajowej strukturze zużycia energii jest pogorszenie wskaźnika samowystarczalności energetycznej, niemniej jednak wykorzystanie gazu jest istotne dla pracy systemu elektroenergetycznego, dla gospodarki i ograniczenia emisji CO₂ i zanieczyszczeń.
- W wyniku wdrożenia energetyki jądrowej do krajowego systemu elektroenergetycznego konieczny będzie import **paliwa jądrowego**.

- Zaprognozowano wzrost importu netto **biopaliw i biomasy stałej**, co wynika z warunków ekonomicznych pozyskiwania surowców niezbędnych do realizacji celu w zakresie zużycia energii ze źródeł odnawialnych.

Tabela 13. Saldo importowo-eksportowe netto [ktoe]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
energia elektryczna	-962	-116	-29	65	0	0	0	0
węgiel kamienny	-8 161	489	-1 588	-660	-3 148	-3 179	-3 101	-3 028
węgiel koksujący	-1 801	944	275	57	148	223	286	342
koks	-3 068	-4 227	-4 333	-4 597	-4 759	-4 893	-5 006	-5 105
węgiel brunatny	-2	-19	16	14	15	15	8	5
ropa naftowa	17 751	22 484	26 311	26 533	26 515	26 074	26 153	26 048
gaz ziemny	8 531	8 874	9 947	12 952	13 663	14 468	16 002	16 968
paliwo jądrowe	0	0	0	0	0	0	4 624	6 936
biopaliwa	-65	427	-144	397	409	376	363	350
biomasa stała	0	0	506	540	638	769	792	811

„-” oznacza eksport, „+” oznacza import

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

1.9. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego⁷ udziału OZE zakładają realizację zadań wskazanych w PEP2040 np. wdrożenia morskiej energetyki wiatrowej. Ponadto zaimplementowano trendy spadku nakładów technologicznych, choć uwzględniono warunki bezpieczeństwa pracy sieci elektroenergetycznej.

Przyjęto, że podstawowymi mechanizmami wsparcia produkcji energii elektrycznej z OZE, funkcjonującymi w rozpatrywanym okresie będą systemy: świadectw pochodzenia (stopniowo wygaszane) oraz aukcyjny (przewidywany do końca 2035 r. dla wszystkich technologii OZE wymienionych w ustawie za wyjątkiem elektrowni wiatrowych na morzu, dla których wsparcie przewidziane jest w perspektywie wykraczającej poza horyzont PEP2040).

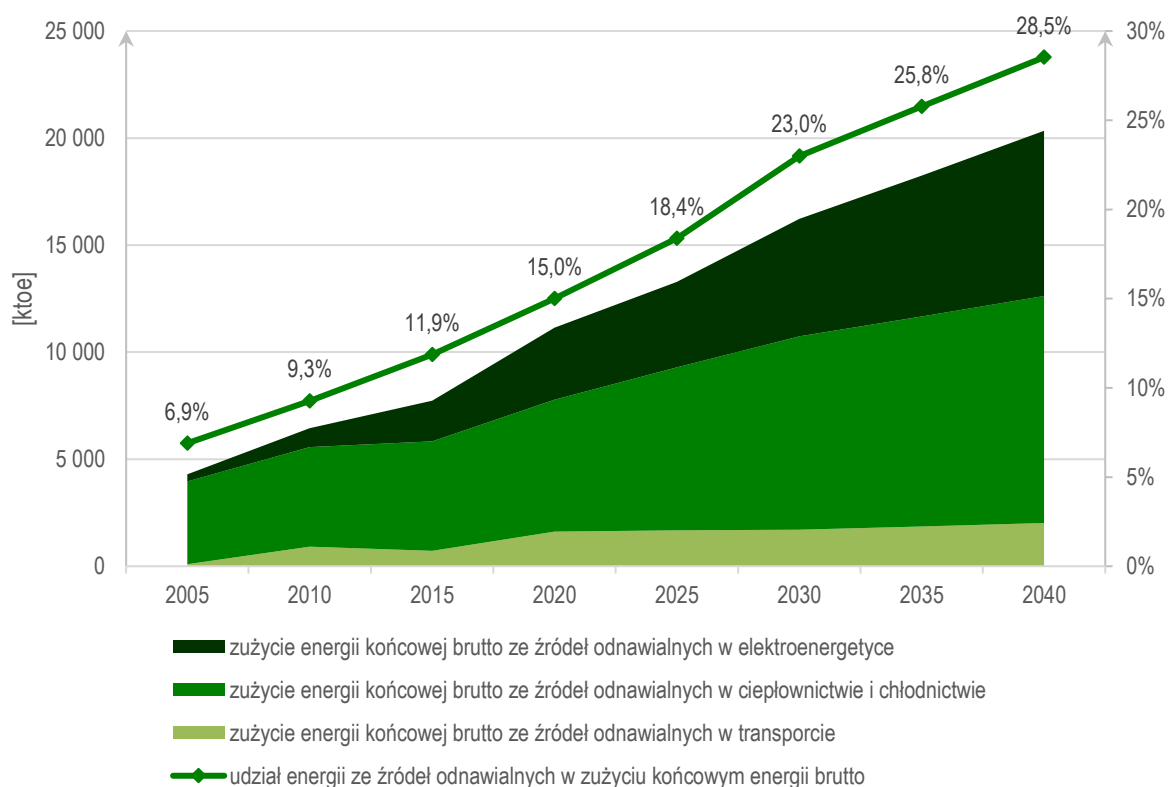
Założono, że technologiami preferowanymi w ogłaszanych w przyszłości aukcjach na dostawy energii z OZE będą głównie źródła charakteryzujące się stabilnym trybem pracy i te, które mogą stanowić wartościowe uzupełnienie dla dotychczas zainstalowanych jednostek wytwarzania. Przyjęto założenie maksymalnego tempa budowy poszczególnych technologii, a osiągnięta ilość mocy zainstalowanej dla każdej z technologii jest wynikiem procesu optymalizacji kosztowej.

Optymalizacja kosztowa, a także analiza możliwości rozwojowych oparta na dotychczasowych trendach oraz przy braku działań nadzwyczajnych wybiegających poza dotychczasowe ramy prawne, wskazuje na **możliwy do osiągnięcia poziom udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2020 r. – 15%, w 2030 r. – 23% oraz 28,5% w 2040 r.** Należy zwrócić uwagę na to, że OZE stają się konkurencyjne w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂ i znacznej redukcji kosztów technologii.

Sektorem, w którym udział zużycia OZE rośnie najszybciej jest sektor elektroenergetyczny, gdyż do tego sektora kierowany jest główny strumień wsparcia. Udział OZE wzrasta w tym sektorze z 22,1% w 2020 r. do 31,8% w 2030 i 39,7% w 2040 r. W sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, następuje wzrost udziału OZE zgodny z dyrektywą OZE o 1,1 pkt. proc. średniorocznie, jednakże jest to duże wyzwanie dla sektora, zarówno ze względu na inwestycje, jak i trudności organizacyjno-techniczne. Najistotniejsze informacje dotyczące wykorzystania OZE przedstawiono na rysunku poniżej, szczegółowe wyniki analiz znajdują się w kolejnych czterech tabelach.

Wzrost wykorzystania OZE w transporcie również wiąże się z potrzebą znaczących zmian w sektorze. Występują również trudności technologiczne i organizacyjne, w szczególności ograniczenia w blendingu, czy wynikające z regulacji UE limity w wykorzystaniu biopaliw z surowców spożywczych.

⁷ Na zużycie energii końcowej brutto z OZE składa się zużycie w trzech sektorach: (1) elektroenergetyce; (2) ciepłownictwie i chłodnictwie; (3) transporcie.



Rysunek 5. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w trzech podsektorach [ktoe] oraz udział OZE w końcowym zużyciu energii brutto

Tabela 14. Prognoza całkowitego i sektorowego końcowego zużycia energii brutto ze źródeł odnawialnych [ktoe] oraz udziału zużycia OZE – całkowitego i w sektorach [%]

[ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto (denominator RES-OS)	61573,8	69156,4	64596,0	73512	71508	69345	68906	68836
zużycie energii końcowej brutto z OZE	4245,4	6399,3	7664,4	11027	13143	15937	17761	19637
zużycie OZE w elektroenergetyce	331,7	890,3	1894,3	3369	4004	5493	6581	7715
zużycie OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	3867,6	4641,6	5116,7	6163	7604	9027	9812	10601
zużycie OZE w transporcie	95,2	916,2	721,2	1613	1677	1708	1856	2024

[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii z OZE w zużyciu końcowym energii brutto	6,9%	9,3%	11,9%	15,0%	18,4%	23,0%	25,8%	28,5%
udział energii z OZE w elektroenergetyce	3,1%	7,0%	13,4%	22,1%	24,8%	31,8%	36,0%	39,7%
udział energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie	10,2%	11,7%	14,5%	17,4%	22,7%	28,4%	31,5%	34,4%
udział energii z OZE w transporcie (z multiplikatorami)	1,6%	6,6%	6,4%	10,0%	11,2%	14,0%	17,7%	22,0%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela 15. Prognoza wytwarzania energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w sektorze elektroenergetycznym w podziale na technologie [ktoe] oraz udziału zużycia energii elektrycznej z OZE z poszczególnych technologii [%]

produkcja en. elektrycznej z OZE wg technologii [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii elektrycznej brutto (denominator RES-E)	12396,7	13390,8	14102,1	15258	16156	17297	18289	19412
elektrownie wodne*	184,3	202,0	202,4	206	246	254	262	270
elektrownie wiatrowe*	17,5	146,2	833,0	2020	2278	3290	3940	4746
elektrownie fotowoltaiczne	0,0	0,0	4,9	173	390	584	929	1274
elektrownie biomasowe	120,4	507,8	776,2	822	835	1001	984	887
elektrownie biogazowe	9,6	34,3	77,9	132	230	334	431	498
odnawialne odpady komunalne	0,0	0,0	0,0	17	25	30	35	40

udział technologii w zużyciu energii z OZE w elektroenergetyce [%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
elektrownie wodne	55,6%	22,7%	10,7%	6,1%	6,1%	4,6%	4,0%	3,5%
elektrownie wiatrowe	5,3%	16,4%	44,0%	59,9%	56,9%	59,9%	59,9%	61,5%
elektrownie fotowoltaiczne	0,0%	0,0%	0,3%	5,1%	9,7%	10,6%	14,1%	16,5%
elektrownie biomasowe	36,3%	57,0%	41,0%	24,4%	20,8%	18,2%	15,0%	11,5%
elektrownie biogazowe	2,9%	3,9%	4,1%	3,9%	5,7%	6,1%	6,5%	6,5%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,0%	0,0%	0,5%	0,6%	0,5%	0,5%	0,5%

*wartości znormalizowane

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela 16. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe] oraz udział poszczególnych rodzajów źródeł w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%]

zużycie energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych w ciepłownictwie i chłodnictwie wg źródeł [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto w ciepłownictwie i chłodnictwie (denominator RES-H&C)	38064,0	39558,3	35202,3	35489	33472	31794	31141	30822
geotermia	11,4	13,4	21,7	31	45	59	75	109
słońce	0,1	10,0	45,0	108	271	455	570	591
biomasa stała	3814,5	4554,6	4896,0	5597	6473	7288	7555	7950
biogaz	40,9	50,8	88,4	135	243	341	436	508
pompy ciepła	0,0	9,9	25,6	177	431	728	1001	1247
odnawialne odpady komunalne	0,7	2,9	39,9	115	140	157	176	197

udział technologii w zużyciu energii z OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie [%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
geotermia	0,3%	0,3%	0,4%	0,5%	0,6%	0,7%	0,8%	1,0%
słońce	0,0%	0,2%	0,9%	1,7%	3,6%	5,0%	5,8%	5,6%
biomasa stała	98,6%	98,1%	95,7%	90,8%	85,1%	80,7%	77,0%	75,0%
biogaz	1,1%	1,1%	1,7%	2,2%	3,2%	3,8%	4,4%	4,8%
pompy ciepła	0,0%	0,2%	0,5%	2,9%	5,7%	8,1%	10,2%	11,8%
odnawialne odpady komunalne	0,0%	0,1%	0,8%	1,9%	1,8%	1,7%	1,8%	1,9%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

Tabela 17. Prognoza zużycia energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe] oraz udział technologii w zużyciu OZE w transporcie [%]

zużycie energii końcowej brutto z OZE w sektorze transportu w podziale na technologie [ktoe]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
końcowe zużycie energii brutto w transporcie (denominator RES-T)	10178,7	14951,0	14488,0	20295	19804	18884	18673	18356
energia elektryczna	49,1	48,8	67,8	118	142	291	488	703
biopaliwa I generacji/HVO/CHVO I generacji	46,1	867,4	653,4	1274	1198	999	889	832
biopaliwa II generacji lub HVO/COHVO II generacji	0,0	0,0	0,0	221	338	418	479	489
zużycie energii elektrycznej na cele transportu drogowego zakwalifikowane do OZE	0,3	0,34	0,48	13	53	150	295	473
zużycie energii elektrycznej na cele transportu kolejowego zakwalifikowane do OZE	43,7	43,30	61,06	96	82	132	182	218
zużycie energii elektrycznej w transporcie rurociągowym zakwalifikowane do OZE	5,2	5,13	6,26	9	7	9	11	12
całkowite zużycie energii elektrycznej w transporcie	343,0	287,0	267,2	355	627	1004	1356	1769
w tym: na cele transportu drogowego	1,8	2,0	1,9	39	234	517	819	1190
na cele transportu kolejowego	305,2	254,9	240,6	290	363	457	507	550
w transporcie rurociągowym	36,0	30,2	24,7	26	29	31	31	30

[%]	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii elektr. w zużyciu energii z OZE w transporcie	51,6%	5,3%	9,4%	7,3%	8,4%	17,0%	26,3%	34,7%
udział biopaliw w zużyciu energii z OZE w transporcie	48,4%	94,7%	90,6%	92,7%	91,6%	83,0%	73,7%	65,3%

udział energii elektrycznej na cele transportu drogowego	0,5%	0,7%	0,7%	11,0%	37,3%	51,4%	60,4%	67,3%
udział energii elektrycznej na cele transportu kolejowego	89,0%	88,8%	90,1%	81,6%	58,0%	45,5%	37,4%	31,1%
udział energii elektrycznej na cele innych rodzajów transportu	10,5%	10,5%	9,2%	7,4%	4,7%	3,1%	2,3%	1,7%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A., Eurostat

1.10. Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe będzie wzrastać, przy czym ze względu na priorytet dla wytwarzania energii w kogeneracji spadać będzie znaczenie ciepłowni. Przytoczone wyniki prognoz bazują na założeniu większej niż - obserwowana do tej pory – intensyfikacji działań na rzecz przyłączania nowych odbiorców do sieci ciepłowniczych oraz założeniach dot. działań na rzecz termomodernizacji budynków.

Tabela 18. Prognoza produkcji energii cieplnej w elektrowniach, elektrociepłowniach i ciepłowniach [TJ]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
elektrociepłownie	219 883	205 851	186 626	207 729	213 015	205 980	213 620	212 328
w tym przemysłowego ciepła odpadowego	214	82	271	295	339	375	388	407
ciepłownie	116 409	129 980	94 767	82 955	62 828	53 635	43 070	46 404
RAZEM	336 292	335 831	281 393	290 684	275 842	259 615	256 690	258 732

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

W 2015 r. 66% ciepła użytkowego pochodziło z kogeneracji (CHP), natomiast pozostała część ciepła produkowana jest w kotłach wodnych (ciepłownie i kotły ciepłownicze energetyki zawodowej). Występuje więc w kraju znaczny potencjał, który może zostać wykorzystany dzięki przebudowie niespełniających wymogów środowiskowych kotłów wodnych na jednostki kogeneracyjne. Pewien potencjał mają spalarnie odpadów, ale także wykorzystanie ciepła odpadowego powstającego w instalacjach przemysłowych lub innych instalacjach generujących ciepło odpadowe.

W analizach tempo rozwoju kogeneracji w Polsce określono stosownie do prognozy zapotrzebowania na ciepło użytkowe z uwzględnieniem czynników ekonomicznych oraz przy założeniu wsparcia wysokosprawnej kogeneracji. Wyniki obliczeń modelowych (patrz tabela poniżej) wskazują na stały odsetek wytwarzania energii elektrycznej w CHP, ale trzeba zauważyć, że wolumen energii elektrycznej wytworzonej w CHP będzie wzrastał. Udział ciepła wytworzonego w CHP będzie wzrastał w całym okresie, co jest związane ze zmniejszaniem wykorzystania ciepłowni bez członu elektrycznego.

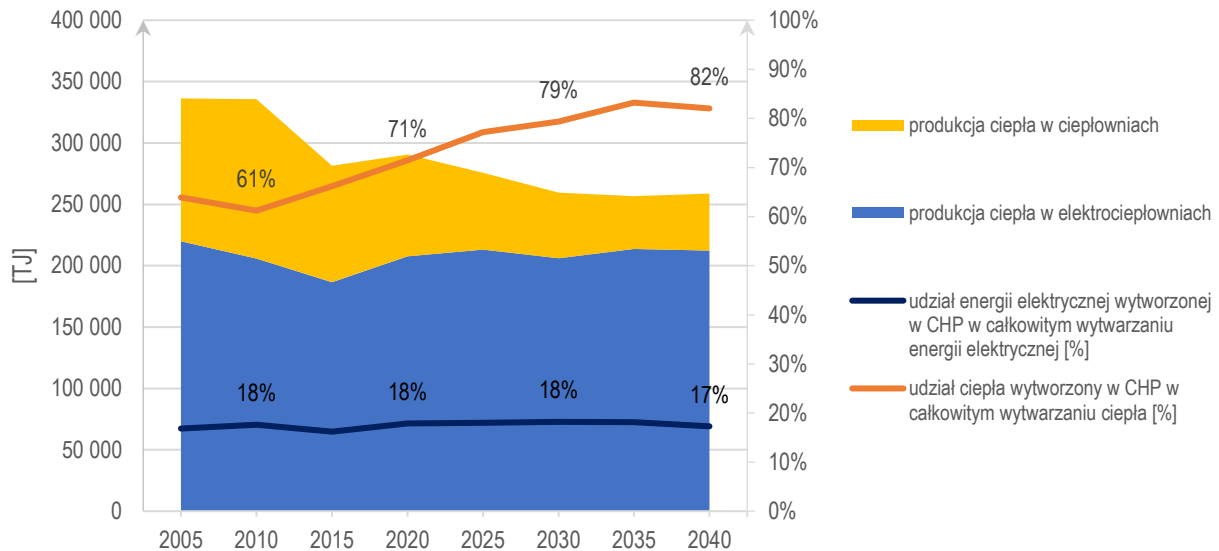
Przy określonych w pracy założeniach, technologią rozwijającą się najszybciej są elektrociepłownie gazowe (argumentem przemawiającym za wyborem takiego rozwiązania jest proekologiczny charakter tych jednostek, dostępność paliwa oraz konkurencyjność w warunkach rosnących cen uprawnień do emisji CO₂).

Tabela 19. Prognoza udziału wytwarzania energii elektrycznej w kogeneracji oraz udział wytworzenia ciepła w kogeneracji [%]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
udział energii elektrycznej wytworzonej w CHP w całkowitym wytwarzaniu energii elektrycznej [%]	17%	18%	16%	18%	18%	18%	18%	17%
udział ciepła wytworzonego w CHP w całkowitym wytwarzaniu ciepła [%]	64%	61%	66%	71%	77%	79%	83%	82%

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Poniższy wykres wizualizuje spadek wytwarzania energii w ciepłowniach, ale także wzrost wytwarzania ciepła w CHP, co jest niezwykle pożądanym trendem dla poprawy efektywności energetycznej.



Rysunek 6. Prognoza produkcji ciepła [TJ] oraz udziału energii elektrycznej i ciepła wytworzonych w kogeneracji [%]

1.11. Prognozy dotyczące energii elektrycznej

1.11.1. Prognoza wycofań mocy wytwórczych energii elektrycznej

Harmonogram wycofań istniejących jednostek wytwórczych, a także plany modernizacji zostały oparte na badaniach ankietowych przeprowadzonych wśród przedsiębiorstw energetycznych oraz informacjach pochodzących z raportów rocznych spółek energetycznych. Ponadto harmonogram wyłączeń zaimplementowany w prognostycznym modelu optymalizacyjnym opiera się na eksperckiej ocenie stanu technicznego urządzeń podstawowych (kotły, turbiny), liczby przepracowanych godzin, jak również przyznanych derogacjach oraz zasadności ponoszenia nakładów inwestycyjnych, w celu wypełnienia wymagań UE z zakresu norm emisyjnych wynikających z konkluzji BAT. Według analiz największa ilość mocy wytwórczych zostanie wycofana po 2030 r., przy czym główne źródła to elektrownie na węgiel kamienny i węgiel brunatny. W tym czasie zaobserwować można także dużą ilość odstawień elektrowni wiatrowych, co wynika z wyeksploatowania najstarszych turbin. Wycofania magazynów energii odnoszą się do instalacji pilotażowych.

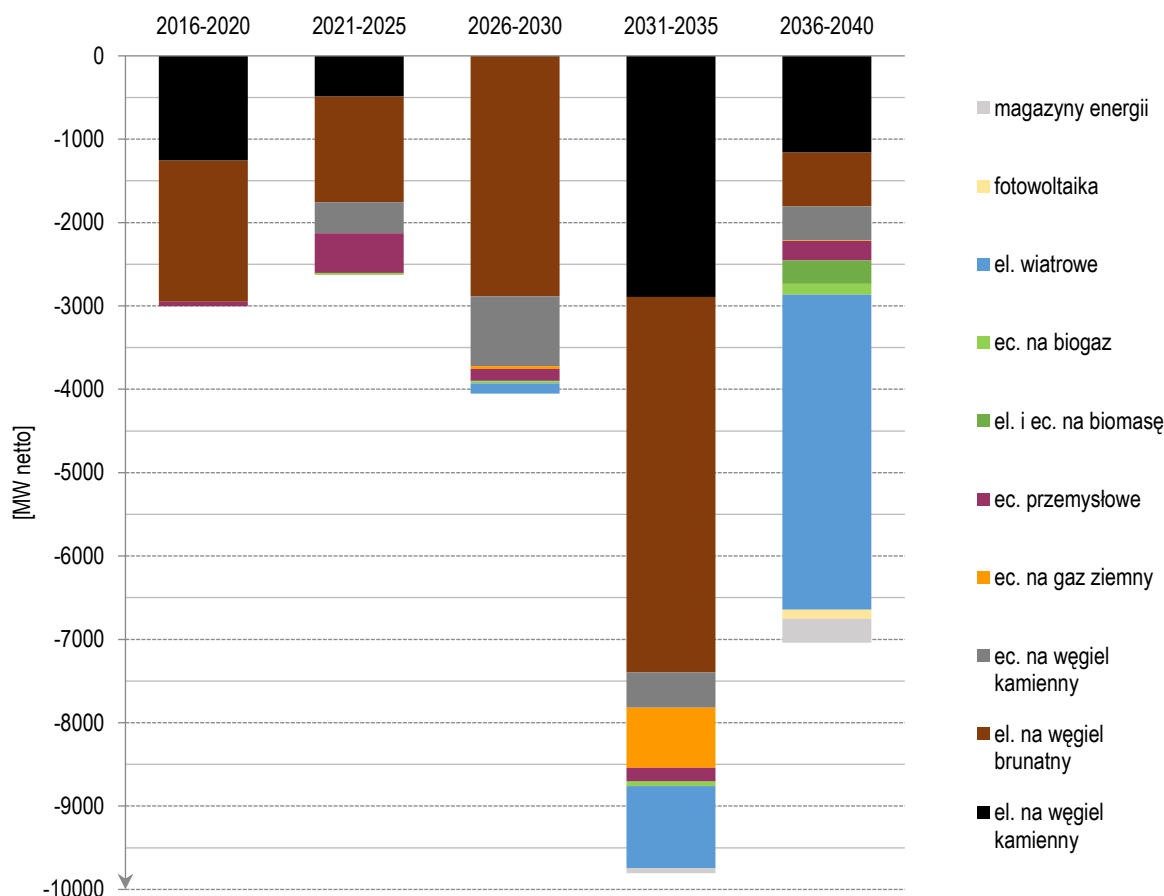
Rysunek poniżej obrazuje zdeterminowane oraz zakładane trwałe odstawienia jednostek wytwórczych w elektroenergetyce zawodowej i przemysłowej w latach 2016–2040.

Zgodnie z szacunkami w latach 2016–2040 z eksploatacji trwale wycofanych zostanie ok. 26,5 GW mocy wytwórczych, w tym ok. 15,8 GW w grupie jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) ciepłych oraz ok. 3,2 GW mocy zainstalowanej w elektrociepłowniach zawodowych z grupy jednostek wytwórczych niebędących centralnie dysponowanymi (nJWCD). Skumulowane wielkości wycofań przedstawiono w tabeli poniżej.

Tabela 20. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2016–2040 [MW_{netto}]

	2016–2020	2021–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	2016–2040
Skumulowane wycofania mocy wytwórczych, w tym:	3004	2626	4050	9806	7042	26 528
JWCD ciepłe	2041	1756	2884	7398	1804	15 883
nJWCD z grupy ec. zawodowe	0	371	1016	1147	697	3 231

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 7. Prognoza trwałych odstawień jednostek wytwórczych w latach 2016–2040

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

1.11.2. Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazują stosunkowo dużą zmianę w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce w perspektywie 2040 r. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 46 GW w 2018 r. (37,3 GW w 2015 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. (wzrost o ok. 58%) i do 72 GW w 2040 r., co oznacza niemal podwojenie mocy w tym okresie (93%).

Stopniowo wzrasta w bilansie mocy udział źródeł odnawialnych – z 18% w 2015 r. do ok. 40% w 2030 r. i 50% w 2040 r. Wpływ na to ma w szczególności przyrost mocy fotowoltaicznych oraz mocy wiatrowych. Zwiększa się udział mocy gazowych, które mają istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, ze względu na dużą elastyczność pracy. W strukturze mocy wytwórczych pomiędzy 2030 a 2035 r. pojawia się pierwszy blok jądrowy o mocy 1–1,6 GW (w prognozie przyjęto moc 1,3 GW pojedynczego bloku, która nie stanowi podstawy do wnioskowania o wyborze technologii). W odstępach 2–3 lat uruchamiane będą kolejne bloki o sumarycznej mocy zainstalowanej w systemie ok. 6–9 GW. Sukcesywnie wzrastać będzie także moc zainstalowana magazynów energii, ale także poziom mocy rezerwowanej w narzędziach zarządzania popytem – DSR (ang. *demand side response*). Wynika to z wdrażania inteligentnych sieci, wzrostu świadomości odbiorców energii, jak również spodziewanej popularyzacji agregatorów.

Prognoza wskazuje natomiast zmniejszenie mocy zainstalowanej w jednostkach systemowych zasilanych paliwami węglowymi, zwłaszcza po 2030 r. Dotyczy to w szczególności wyeksploatowanych jednostek węgla kamiennego, które nie będą spełniały wymogów z zakresu emisji zanieczyszczeń. Ze względu na wyższą sprawność aktualnie budowanych nowych jednostek opalanych węglem kamiennym, mogą one wytworzyć więcej energii elektrycznej przy tej samej mocy (ok. sprawność 38% vs. 45–46%). Udział w mocy zainstalowanej jednostek opalanych węglem kamiennym i brunatnym ulegnie redukcji z ok. 70% w 2015 r. do 40% w 2030 r. oraz do 19% w 2040 r.

Tabela 21. Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]

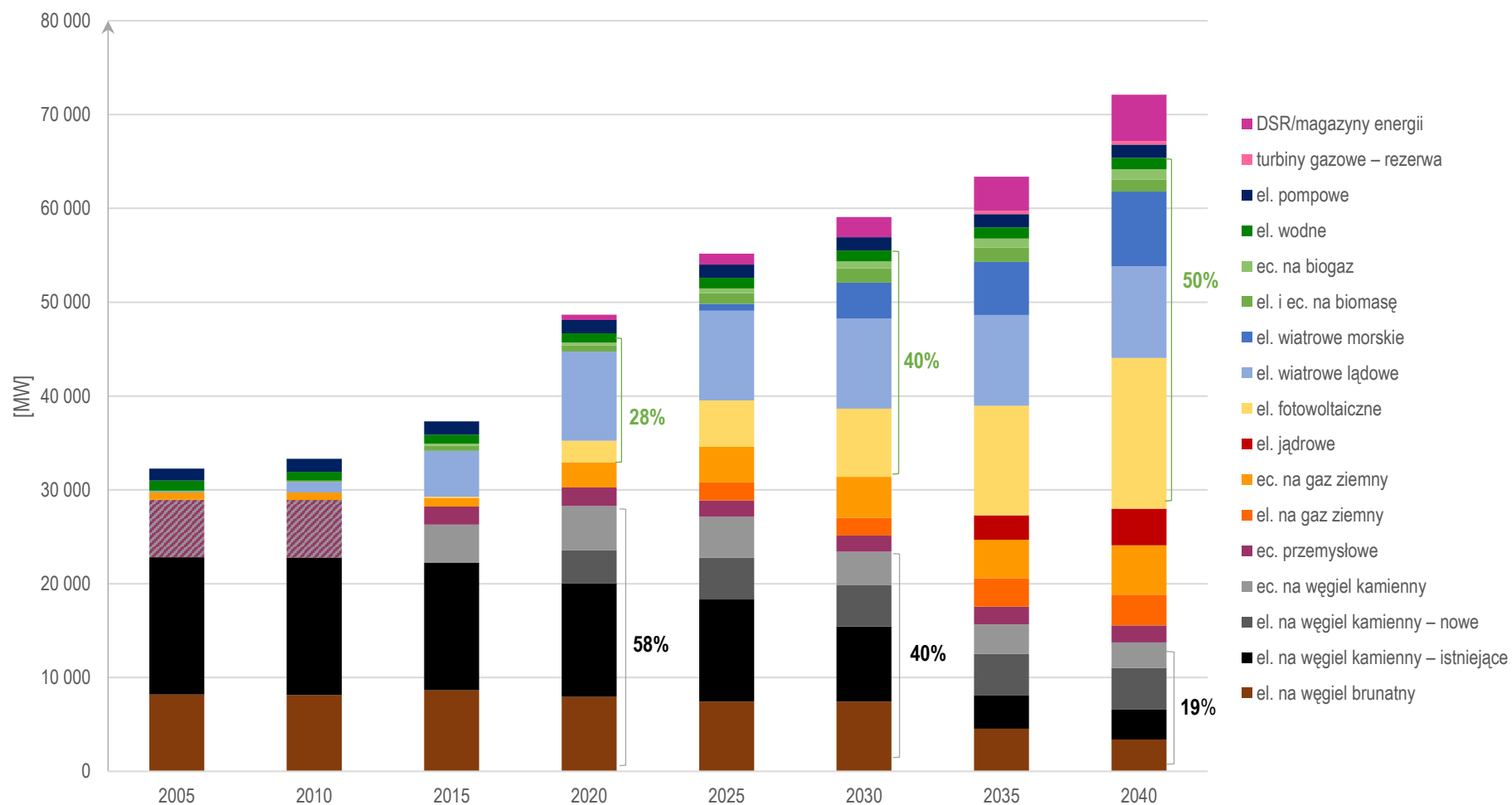
	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
el. na węgiel brunatny – stare	8 197	8 145	8 643	7 481	6 992	6 992	4 098	2 939
el. na węgiel brunatny – nowe	0	0	0	451	451	451	451	451
el. na węgiel kamienny – stare	14 613	14 655	13 617	12 126	10 867	7 983	3 539	3 184
el. na węgiel kamienny – nowe	0	0	0	3 520	4 450	4 450	4 450	4 450
ec. na węgiel kamienny	6140	6126	4 046	4 713	4 383	3 544	3 123	2 714
ec. przemysłowe			1 925	1 973	1 740	1 710	1 898	1 826
el. na gaz ziemny	0	0	0	0	1 900	1 900	3 039	3 260
ec. na gaz ziemny	760	807	928	2 688	3 807	4 371	4 100	5 261
el. jądrowe	0	0	0	0	0	0	2 600	3 900
fotowoltaika	0	0	108	2 285	4 935	7 270	11 670	16 062
el. wiatrowe lądowe (on-shore)	121	1 108	4 886	9 497	9 574	9 601	9 679	9 761
el. wiatrowe morskie (off-shore)	0	0	0	0	725	3 815	5 650	7 985
el. i ec. na biomasę	102	140	553	658	1 143	1 531	1 536	1 272
ec. na biogaz			216	305	517	741	945	1 094
el. wodne	1 064	935	964	995	1 110	1 150	1 190	1 230
el. pompowe	1 256	1 405	1 405	1 415	1 415	1 415	1 415	1 415
turbiny gazowe – rezerwa	0	0	0	0	0	0	350	350
DSR/magazyny energii/	0	0	0	550	1 160	2 150	3 660	4 950
razem	32 253	33 320	37 290	48 656	55 167	59 073	63 391	72 103

el. – elektrownie, ec. – elektrociepłownie

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Zmiana struktury paliwowej zainstalowanych mocy, szczególnie wyraźna jest po 2030 r. Związane jest to z wycofywaniem wyeksploatowanych jednostek węglowych, które zastępowane są nowymi jednostkami na węglu kamiennym (4,4 GW do 2025 r.) charakteryzującymi się wysoką sprawnością, rozwojem OZE, realizacją programu jądrowego oraz ze znaczącym wzrostem mocy jednostek gazowych (do 2040 r. może powstać prawie 2 GW w elektrowniach gazowo-parowych). Moc elektrowni na węglu brunatnym maleje wskutek wycofywania istniejących bloków. Jediną nową inwestycję na węglu brunatnym stanowi blok o mocy netto ok. 450 MW w Turowie. Istotnie zmniejszy się również w systemie rola elektrociepłowni węglowych, ponieważ większość nowych systemowych jednostek kogeneracyjnych prawdopodobnie będą stanowiły instalacje zasilane gazem ziemnym. Do 2030 r. może powstać ok. 2,5 GW tego typu nowych jednostek, dodatkowo ponad 3,5 GW w latach kolejnych do 2040 r. Zastąpią one stare ciepłownie i elektrociepłownie pracujące na węglu kamiennym oraz po 2030 r. również część obecnie pracujących elektrociepłowni gazowych. Razem z nowymi elektrowniami gazowo-parowymi zwiększą one niezbędną przy dużym udziale niesterowalnych źródeł odnawialnych (wiatrowych i słonecznych) niezawodność pracy systemu elektroenergetycznego. Wśród źródeł odnawialnych nadal będzie dominowała energetyka wiatrowa, w znacznie mniejszym udziale fotowoltaika, biomasa, elektrownie wodne oraz biogaz. Turbiny gazowe wyodrębniono, ponieważ występują w systemie, aby zapewnić potrzebną dodatkową rezerwę i elastyczność, co oznacza, że będą uruchamiane przez niewielką ilość czasu, a tym samym wytworzą niewiele energii w ujęciu rocznym. Ujęcie ich w pozycji elektrownie gazowe, zniekształciłoby wnioskowanie o wykorzystaniu elektrowni i elektrociepłowni gazowych.

Prognoza wskazuje, że moc zainstalowana elektrowni węglowych zawodowych w 2040 r. będzie stanowiła ok. połowy mocy zainstalowanych w 2015 r. (26,3 GW vs. 13,7 GW). Natomiast moce zainstalowane w technologiach odnawialnych ulegną w tym czasie kilkukrotnemu zwiększeniu (6,7 GW vs. 37,4 GW), choć współczynnik ich wykorzystania jest znacznie niższy niż w przypadku jednostek konwencjonalnych.



Rysunek 8. Prognoza mocy osiągalnej netto źródeł wytwarzania energii elektrycznej wg technologii [MW]

1.11.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej wg paliw

Wyniki przeprowadzonej analizy kierunków rozwoju krajowego sektora elektroenergetycznego wskazują na stopniowe zmiany, jakie będą zachodzić w strukturze produkcji energii elektrycznej, wynikające z uwarunkowań prawnych i rynkowych, determinowanych głównie unijną polityką klimatyczno-energetyczną. Szczególnie dynamiczne zmiany obserwowane są w okresie 2030–2040.

Dobrze zauważalny jest rozwój odnawialnych źródeł energii, choć z analiz wynika, że na warunkach rynkowych odbywałby się w wolniejszym tempie. W 2030 r. ich udział w wytwarzaniu energii elektrycznej może sięgnąć 32%, zaś w 2040 r. 40%. Za dużą część wzrostu energii z OZE odpowiadać będą głównie elektrownie wiatrowe i fotowoltaika, które charakteryzują się zmiennością produkcji. Wolumen energii elektrycznej netto wytworzonej z OZE w 2040 r. może być nawet czterokrotnie większy niż w 2015 r.

Przyrost produkcji z OZE oraz nałożenie na jednostki wytwórcze oparte na paliwach węglowych obowiązku zakupu odpowiednich ilości uprawnień do emisji CO₂ w ramach systemu ETS, powodować będzie stopniowe zmniejszanie udziału tego typu elektrowni w strukturze produkcji energii elektrycznej z ok. 77% w 2018 r. (ok. 80% w 2015 r.) do ok. 56% w 2030 r. i do ok. 28% w 2040 r. Głównym czynnikiem wpływającym na wspomniany proces jest określony na podstawie deklaracji przedsiębiorstw energetycznych zakres trwałych odstawień z eksploatacji jednostek węglowych oraz obniżający się czas pracy jednostek węglowych. Niemniej jednak, pomimo istotnego spadku udziału, elektrownie węglowe pozostaną znaczącym producentem energii elektrycznej w kraju. W dużym stopniu przyczynią się do tego oddane w 2019 r. lub będące obecnie na etapie budowy jednostki wytwórcze w Opolu i Jaworznie oraz w Ostrołęce (wykorzystane paliwo będzie jednak zależało od decyzji inwestora), jak również w blok w Kozienicach oddany do użytkowania w 2017 r.). Udział produkcji w jednostkach gazowych (nowe jednostki to głównie wysokosprawne bloki parowo-gazowe) w strukturze wytwarzania wzrośnie z 3,9% w 2015 r. do ok. 10% w 2030 r. i do 17% w 2040 r. Występowanie niesterowalnych źródeł w przewidywanych ilościach wymagać będzie inwestowania w elastyczne źródła (np. gazowe), magazynowanie energii itp., które są niezbędne dla integracji OZE w systemie elektroenergetycznym.

Bardzo ważnym elementem krajowej polityki redukcji emisji CO₂ jest rozwój energetyki jądrowej w Polsce. Przewiduje się, że w 2035 r. moce jądrowe mogą wytwarzać nawet powyżej 20 TWh. To blisko dwukrotnie więcej energii niż pozyskane zostanie w tym samym okresie z fotowoltaiki, przy blisko 4,5-krotnie mniejszej mocy zainstalowanej w mocach jądrowych.

W prognozach przyjęto, że saldo importowo-eksportowe jest zerowe. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państw, dlatego prognozy nie mogą opierać bezpieczeństwa dostaw energii na potencjalnym imporcie.

Tabela 22. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
węgiel brunatny	54,8	48,7	52,8	47,0	50,4	49,9	27,5	17,3
węgiel kamienny*	88,2	89,2	79,4	75,4	72,3	63,1	53,2	45,7
paliwa gazowe**	5,2	4,8	6,4	12,0	15,3	20,7	31,3	38,4
olej opałowy	2,6	2,5	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7
energia jądrowa	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	20,4	30,6
energia słoneczna	0,0	0,0	0,1	2,0	4,5	6,8	10,8	14,8
energia wiatru na lądzie	0,1	1,7	10,9	23,5	23,7	23,8	24,2	24,6
energia wiatru na morzu	0,0	0,0	0,0	0,0	2,7	14,5	21,7	30,6
biomasa	1,4	5,9	9,0	9,6	9,7	11,6	11,4	10,3
biogaz	0,1	0,4	0,9	1,5	2,7	3,9	5,0	5,8
energia wodna	2,2	2,9	1,8	2,4	2,9	3,0	3,0	3,1
z wody przepompowanej	1,6	0,6	0,6	0,6	0,8	0,9	1,2	1,5
pozostałe***	0,7	1,1	1,0	0,7	0,9	1,1	1,2	1,3
razem	156,9	157,7	164,9	176,7	187,9	201,2	212,7	225,8

* łącznie z gazem koksowniczym i wielkopieczowym

** gaz ziemny wysokometanowy i zaazotowany, gaz z odmetanowania kopalń, gaz towarzyszący ropie naftowej

*** nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

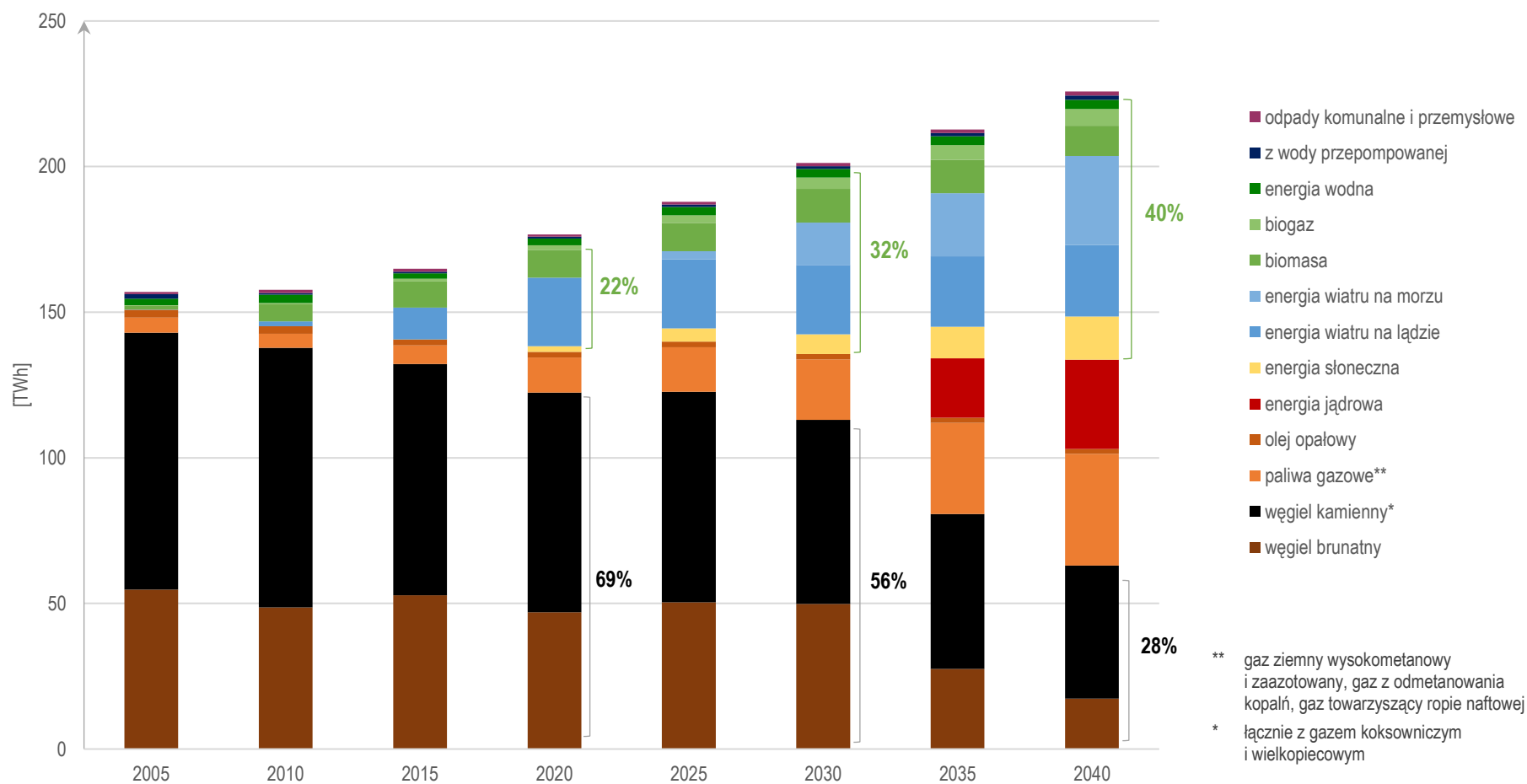
Źródło:

Opracowanie

własne

ARE

S.A.



Rysunek 9. Prognoza produkcji energii elektrycznej brutto wg paliw [TWh]

1.11.4. Prognoza cen energii elektrycznej

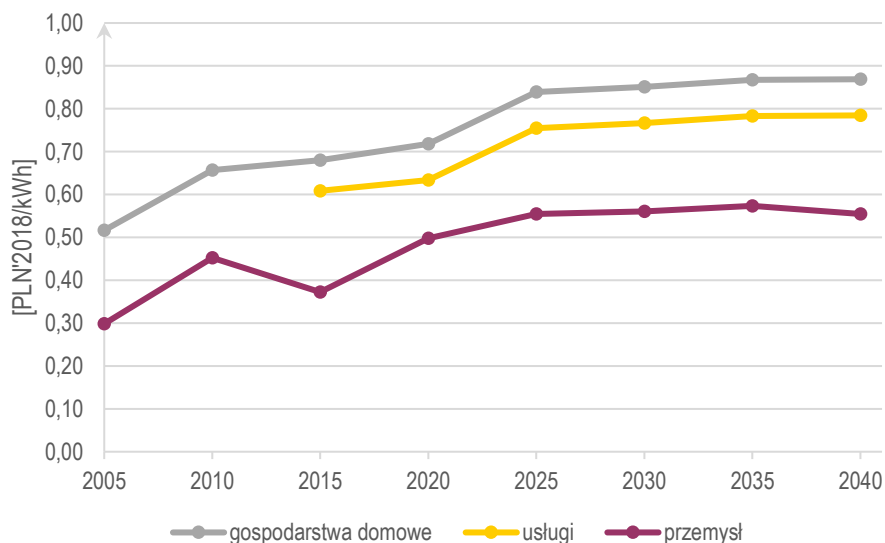
Projekcje cen dla odbiorców końcowych (zużywający energię na własny użytek) powstały na bazie projekcji uśrednionych kosztów systemowych z uwzględnieniem oszacowań odnośnie kosztów związanych z funkcjonowaniem poszczególnych systemów wsparcia w Polsce, poziomu opodatkowania oraz stawek opłat przesyłowych i dystrybucyjnych. W zaprezentowanych projekcjach cen energii elektrycznej, zawarty jest koszt związany z funkcjonowaniem systemów wsparcia dla energii produkowanej w odnawialnych źródłach energii, w kogeneracji oraz dla przedsiębiorstw służących poprawie efektywności wykorzystania energii. W analizie założono również wprowadzenie mechanizmu płatności za moc.

Poniższa tabela i rysunek przedstawiają projekcję cen energii elektrycznej dla trzech zdefiniowanych grup odbiorców końcowych. Zaprezentowane ceny są średnimi cenami oferowanymi w ramach umów kompleksowych i rozdzielonych, zawierającymi podatki. Zgodnie z uzyskanymi wynikami przewiduje się stopniowy wzrost cen energii elektrycznej we wszystkich trzech rozpatrywanych grupach odbiorców końcowych. Wzrost cen rozkłada się równomiernie na sektory. Głównym czynnikiem determinującym prognozowany wzrost są rosnące w czasie koszty zakupu uprawnień do emisji CO₂ oraz koszty rozwoju technologii bezemisyjnych. Przedsiębiorcy przemysłowi co do zasady posiadają prawo do obniżenia kwoty należnego podatku VAT o kwotę podatku naliczonego przy nabyciu energii elektrycznej.

Tabela 23. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [PLN'2018/kWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
gospodarstwa domowe	0,516	0,657	0,680	0,718	0,839	0,851	0,867	0,869
usługi	b.d.	b.d.	0,609	0,634	0,755	0,767	0,783	0,784
przemysł	0,298	0,453	0,372	0,498	0,554	0,561	0,574	0,555

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 10. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [PLN'2018/kWh]

1.12. Prognozy zdolności połączeń przesyłowych

1.12.1. Prognozy zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych

W tabeli poniżej zestawiono dane historyczne i prognozy w zakresie przepustowości transgranicznych połączeń międzysystemowych energii elektrycznej. Sumaryczna moc na wszystkich połączeniach transgranicznych w 2015 r. wyniosła ok. 10 GW.

Tabela 24. Prognoza transgranicznej przepustowości połączeń międzysystemowych energii elektrycznej na występujących i planowanych połączeniach [MW]

	połączenie	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Niemcy	Krajnik-Vierraden	592	592	592	2078	2078	2078	2078	2078
Niemcy	Mikulowa-Hagenverder	2730	2730	2730	2640	2640	2640	2640	2640
Czechy	Wielopole/ Dobrzeń – Nosovice/ Albrechtice	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480	2772/2480
Czechy	Kopanina/Bujaków – Liskovec	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794	800/794
Słowacja	Krosno Iskrzynia – Lemšany	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078	2078
Szwecja	Ślupsk – Stårmo	600	600	600	600	600	600	600	600
Białoruś	Białystok – Roś*	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Rzeszów – Chmielnicka*	0	0	0	0	0	0	0	0
Ukraina	Zamość – Dobrotwór	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310	381/310
Litwa	Elk – Alytus	0	0	488	488	488	0	0	0
Litwa	Żarnowiec-Darbenai (Harmony Link)	0	0	0	0	0	700	700	700
SUMA		9953 / 9584	9953 / 9584	10441 / 10072	11837 / 11468	12467 / 12098	12049 / 11680	12049 / 11680	12049 / 11680

*nieczynne,
przy różnych dostępnościach w okresie zimowym i letnim oznaczono: okres zimowy/okres letni

Źródło: PSE S.A., opracowanie własne ARE S.A.

Ze względu na ograniczenia w przesyłach mocy pomiędzy krajowymi systemami elektroenergetycznymi zdolności techniczne przesyłu energii elektrycznej nie zawsze są równe realnym zdolnościom handlowym. Ograniczenia te mają różnoraki charakter, począwszy od prac remontowych, po ograniczenia wprowadzane przez operatorów systemów przesyłowych w celu zapewnienia bezpieczeństwa pracy sieci.

Zgodnie z unijnym rozporządzeniem ws. wewnętrznego rynku energii elektrycznej⁸ najpóźniej do końca 2025 r. operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania minimum 70% transgranicznych zdolności przesyłowych (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej).

1.12.2. Prognozy zdolności gazowych połączeń przesyłowych

W 2015 r. maksymalna zdolność krajowego systemu przesyłowego (KSP) do odbioru gazu ziemnego wynosiła ponad 25,8 mld m³ rocznie. W 2016 r. oddano do użytku terminal regazyfikacji LNG w Świnoujściu z roczną przepustowością ok. 5 mld m³.

Jako kluczowe projekty inwestycyjne, zapewniające dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, traktowane są: budowa Baltic Pipe – przepustowość ok. 10 mld m³ rocznie w kierunku Polski oraz 3 mld m³ w kierunku Danii i Szwecji (obejmuje budowę połączenia Norwegia-Dania, Dania-Polska i rozbudowę polskiego i duńskiego systemu przesyłowego

⁸ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniająca dyrektywę 2012/27/UE

w celu podniesienia zdolności przesyłowych); rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu – zdolność regazyfikacji ok. 8,3 mld m³, budowa terminalu regazyfikacyjnego typu FSRU w rejonie Zatoki Gdańskiej, połączenie międzysystemowe ze Słowacją – przepustowość 5,7, mld m³ w kierunku Polski oraz 4,7 mld m³ w kierunku Słowacji; połączenie międzysystemowe z Litwą – 1,9 mld m³ w kierunku Polski i 2,4 mld m³ w kierunku Litwy. Ponadto, w przypadku zainteresowania rynkowego możliwa jest także realizacja połączeń międzysystemowych z Czechami i Ukrainą.

Tabela 25. Parametry transgranicznych punktów wejścia do gazowego systemu przesyłowego

połączenie	punkt graniczny	wejście / wyjście	2020	2025	2030	2035	2040
Terminal LNG	Terminal LNG	wejście	4 993,2	8 300	8 300	8 300	8 300
Niemcy	GCP WE (Lasów, Gubin)	wejście	1 594,3	1 594,3	1 594,3	1 594,3	1 594,3
Niemcy	GCP WY (Lasów Rewers, Kamminke)	wyjście	440,8	440,8	440,8	440,8	440,8
Czechy	Branice	wejście	1,4	1,4	1,4	1,4	1,4
Czechy	Cieszyn*	wejście	587,2	587,2	587,2	587,2	587,2
Ukraina	Drozdowicze	wejście	4 380,0	4 380,0	4 380,0	4 380,0	4 380,0
Ukraina	Hermanowice kier. Ukraina**	wyjście	0 ²	0 ²	0 ²	0 ²	0 ²
Białoruś	Tietierowka k/Białegostoku	wejście	236,5	236,5	236,5	236,5	236,5
Białoruś	Wysokoje k/Janowa Podlaskiego	wejście	5 475,0	5 475,0	5 475,0	5 475,0	5 475,0
Białoruś	Kondratki k/Białegostoku EUROPOL	wejście	33 741,2	33 741,2	33 741,2	33 741,2	33 741,2
Niemcy	Mallnow k/Ślubic EUROPOL	wyjście	30 602,4	30 602,4	30 602,4	30 602,4	30 602,4
Niemcy	Mallnow k/Ślubic EUROPOL rewers	wejście	6 132,0	6 132,0	6 132,0	6 132,0	6 132,0
Jamał	PWP	wejście	9 076,1	9 076,1	9 076,1	9 076,1	9 076,1
Dania	Baltic Pipe	wejście	0	10000	10000	10000	10000
Dania	Baltic Pipe	wyjście	0	3000	3000	3000	3000
Słowacja	GIPS	wejście	0	5700	5700	5700	5700
Słowacja	GIPS	wyjście	0	4700	4700	4700	4700
Litwa	GIPL	wejście	0	1900	1900	1900	1900
Litwa	GIPL	wyjście	0	2400	2400	2400	2400
FSRU	FSRU	wejście	0	4500	4500	4500	4500

* wartość obliczona przy uwzględnieniu zmienności sezonowej; ** brak zdolności ciągłych, Zdolność przerywana warunkowo ciągła: 1463–2190 mln m³/rok, wartości powyżej 1 463 mln m³/rok w zależności od uzgodnień pomiędzy GAZ-SYSTEM a Ukrtransgaz.

Źródło: opracowanie własne.

1.13. Prognozy emisji zanieczyszczeń

Prognozowane wielkości emisji uwzględniają pełną implementację w Polsce dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED)⁹ oraz innych istniejących i projektowanych przepisów dotyczących ograniczania emisji pochodzącej ze spalania paliw w instalacjach stacjonarnych i środkach transportu (m.in. dyrektywy w sprawie średnich obiektów spalania – MCP). Przyjęto również, że do 2040 r. zostanie kompleksowo rozwiązany problem emisji zanieczyszczeń z gospodarstw domowych i kotłowni lokalnych, w wyniku czego emisyjność tego sektora będzie zbliżona do emisyjności sektora energetyki zawodowej i przemysłowej.

Zintegrowane wskaźniki emisji SO₂, NO_x i pyłu PM₁₀ dla spalania poszczególnych typów paliw oszacowano m.in. na podstawie wytycznych EMEP/EEA¹⁰ oraz krajowych publikacji dotyczących indywidualnych źródeł spalania.

Uzyskane wyniki prognoz na 2030 r. w zakresie emisji SO₂ i NO_x w wyniku realizacji PEP2040 korespondują z docelowymi pułapami emisji na 2030 r., określonymi dla Polski w dyrektywie NEC¹¹. **W przypadku braku realizacji PEP2040 krajowe pułapy dla SO₂ i NO_x w 2030 r. nie będą dotrzymane.** Ich dotrzymanie będzie możliwe w późniejszym terminie niż przewiduje to dyrektywa NEC, prawdopodobnie dopiero po 2035 r. Dane dla emisji ogółem przedstawiono na rysunku na kolejnej stronie.

Tabela 26. Prognozy emisji głównych zanieczyszczeń powietrza oraz dwutlenku węgla w 2030 i 2040 r.

scenariusz	bilans emisji	2030				2040			
		SO ₂	NO _x	PM ₁₀	CO ₂	SO ₂	NO _x	PM ₁₀	CO ₂
		tys. t			mln t	tys. t			mln t
Realizacja PEP2040	ogółem	319	455	147	268	181	377	103	209
	spalanie paliw	312	394	109	246	174	316	65	187
Brak realizacji PEP2040	ogółem	471	574	197	353	345	485	155	292
	spalanie paliw	464	513	159	327	338	424	117	267

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

W zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla względem 1990 r., przeprowadzone prognozy dają wyniki przedstawione w niżej zamieszczonej tabeli. W 2040 r. realizacja PEP2040 pozwala na redukcję aż 45% emisji CO₂ w porównaniu z 1990 r. To ok. 80 mln t CO₂ mniej niż w przypadku braku realizacji PEP2040.

Tabela 27. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (bez sektora LULUCF) względem 1990 r.

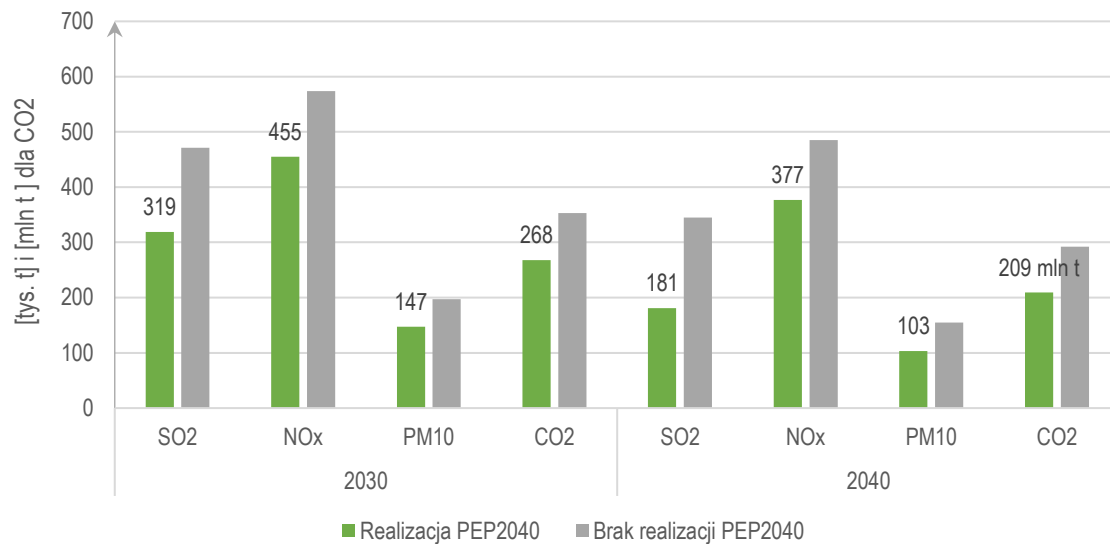
scenariusz	emisja CO ₂ z 1990 r.	emisja CO ₂ w 2030 r.		emisja CO ₂ w 2040 r.	
	[mln t]	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.	[mln t]	redukcja wzgl. 1990 r.
Realizacja PEP2040	377	268	29%	209	45%
Brak realizacji PEP2040	377	353	6,4%	292	23%

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A.

⁹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych – ang. *Industrial Emissions Directive* (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola).

¹⁰ The EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016.

¹¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2016/2284 z dnia 14 grudnia 2016 r. w sprawie redukcji krajowych emisji niektórych rodzajów zanieczyszczeń atmosferycznych, zmiany dyrektywy 2003/35/WE oraz uchylenia dyrektywy 2001/81/WE



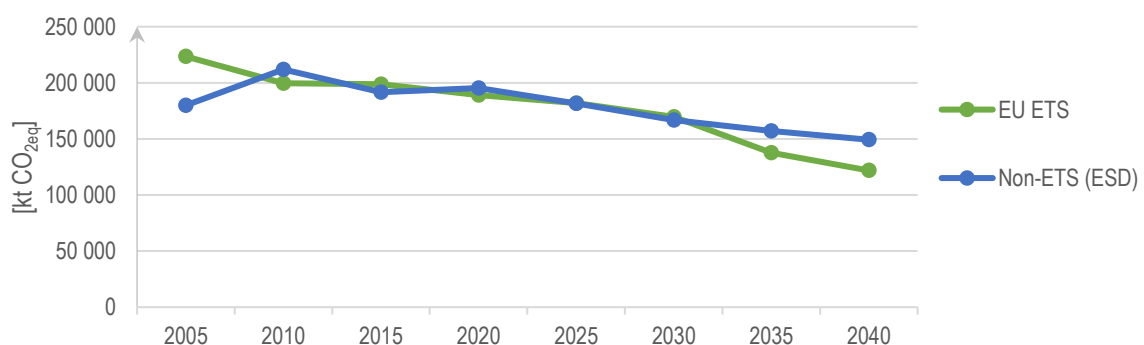
Rysunek 11. Prognozy emisji głównych zanieczyszczeń powietrza [tys. t] oraz dwutlenku węgla [mln t] w 2030 i 2040 r.

Przeanalizowano także kluczowe wskaźniki emisji w podziale na ETS i non-ETS. Tabela i wykres poniżej wskazują przewidywany systematyczny spadek emisji gazów cieplarnianych w prognozowanym okresie zarówno w zakresie ETS, jak i non-ETS. Jedynie dla non-ETS na przestrzeni lat 2015–2020 prognozowany jest wzrost wynikający z rosnącej aktywności w transporcie. W systemie ETS przewiduje się redukcję gazów cieplarnianych w latach 2005–2030 na poziomie 25%.

Tabela 28. Prognoza emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS [kt CO_{2eq}]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
Ogółem bez uwzględnienia LULUCF	403 424,4	411 668,7	390 444,6	384 247,1	363 471,0	336 252,8	295 011,5	271 109,8
EU ETS	223 440,9	199 726,9	198 696,5	188 921,1	181 772,1	169 525,1	137 797,5	121 846,5
Non-ETS (ESD)	179 983,5	211 941,8	191 748,1	195 326,1	181 698,9	166 727,7	157 214,0	149 263,3

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A., dane historyczne: KOBIZE



Rysunek 12. Prognoza emisji gazów cieplarnianych w podziale na sektory ETS i non-ETS [kt CO_{2eq}]

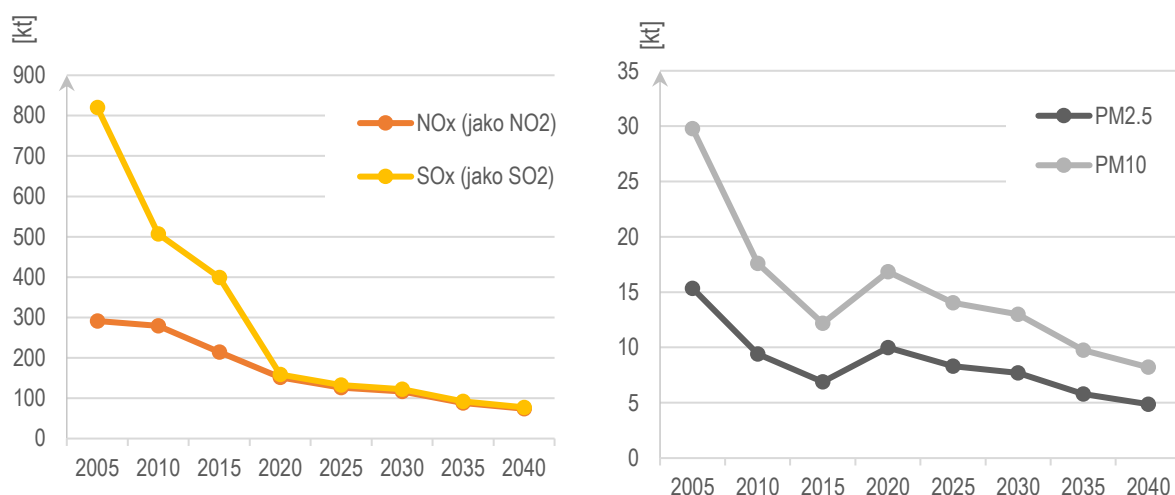
Polityka energetyczna Polski do 2040 r. jest silnie ukierunkowana na ograniczenie emisji w podsektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Działania nakierowane na ten cel skutkują zarówno znaczącymi spadkami emisyjności CO₂ tego podsektora, jak i kluczowych zanieczyszczeń. Tabele i rysunki poniżej obrazują systematyczny spadek tych wskaźników, które w okresie 2005–2040 ulegają **znaczącemu zmniejszeniu**. Wszystkie wskaźniki w 2040 r. będą niższe o 61–91% w stosunku do 2005 r., a w okresie 2020–2040 ulegną zmniejszeniu o około połowę.

Wzrost emisji pyłów w okresie 2015–2020 spowodowany jest wzrostem zapotrzebowania na energię. Jednakże zostaje to zniwelowane w kolejnych latach wycofaniami starych mocy węglowych, które zastąpione są wysokosprawnymi konwencjonalnymi jednostkami wytwórczymi na węgiel i gaz ziemny o znacznie niższej emisyjności, wzrostem wykorzystania energetyki odnawialnej, a latach 30-tych, także uruchomieniem bloków jądrowych.¹²

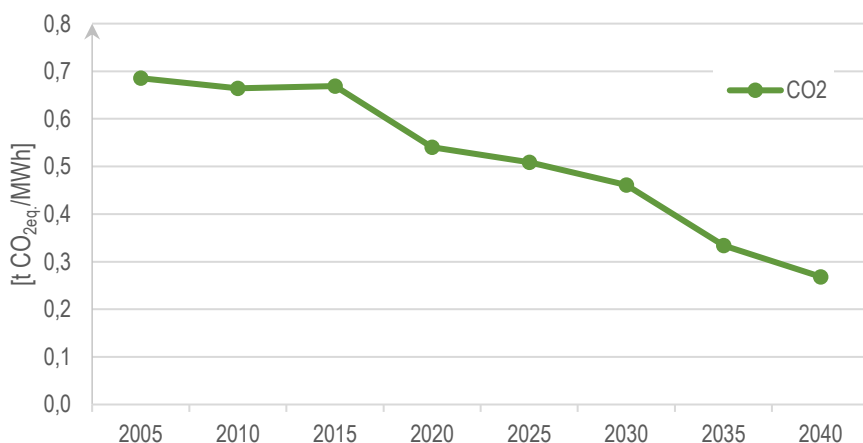
Tabela 29. Prognoza emisji zanieczyszczeń z produkcji energii elektrycznej i ciepła [kt] oraz intensywność emisji CO₂ dla produkcji energii elektrycznej i ciepła [t CO₂eq./MWh]

	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
NO _x (jako NO ₂) [kt]	291,2	278,9	214,5	151,7	126,3	116,8	87,9	73,9
SO _x (jako SO ₂) [kt]	820,2	507,0	398,7	158,7	132,2	122,2	91,9	77,4
PM _{2,5} [kt]	15,3	9,4	6,9	10,0	8,3	7,7	5,8	4,9
PM ₁₀ [kt]	29,8	17,6	12,2	16,9	14,0	13,0	9,8	8,2
CO ₂ [t CO ₂ eq./MWh]	0,685	0,664	0,669	0,541	0,509	0,461	0,334	0,268

Źródło: opracowanie własne ATMOTERM S.A., dane historyczne: KOBIZE



Rysunek 13. Prognoza emisji zanieczyszczeń z produkcji energii elektrycznej i ciepła – NO_x, SO_x oraz pyłów – PM_{2,5} i PM₁₀ [kt]



Rysunek 14. Intensywność emisji CO₂ dla produkcji energii elektrycznej i ciepła [t CO₂eq./MWh]

¹² Szerszy zakres prognoz, obejmujący całą gospodarkę znajduje się w zał. 2 (rozdział 5.1.2) do Krajowego planu na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030.

1.14. Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii

Transformacja energetyczna Polski do 2040 r. prowadząca do dywersyfikacji struktury energy mix w sposób akceptowalny społecznie, przy jednoczesnym zagwarantowaniu bezpieczeństwa energetycznego, utrzymaniu konkurencyjności gospodarki oraz ograniczeniu oddziaływania na środowisko wymagać będzie ogromnych nakładów inwestycyjnych których skala może osiągnąć w latach 2021–2040 **ok. 1 613 mld PLN**. Taka skala kosztów stanowić będzie ogromne wyzwanie dla całej gospodarki.

Ewolucja polskiego sektora energetycznego w kierunku niskoemisyjnym będzie procesem długotrwałym i bardzo kosztownym. Proces ten musi zostać rozłożony w czasie ze względu na techniczne możliwości budowy i przyłączania nowych źródeł. Ponadto musi przebiegać w taki sposób, aby możliwym było łagodzenie skutków gospodarczych i społecznych z niego wynikających. W szczególności działania nie mogą prowadzić do pogłębienia ubóstwa energetycznego, co nastąpić może w sytuacji zbyt wysokich kosztów ponoszonych za energię. Ochroną i wsparciem muszą zostać objęte także regiony, które odniosą największe straty w wyniku zmniejszania udziału węgla w wytwarzaniu energii, w ramach tzw. *sprawiedliwej transformacji*.

W tabeli poniżej przedstawiono nakłady inwestycyjne w całej gospodarce, a następnie w poszczególnych podsektorach. Pozycja „nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym” obejmuje w szczególności nakłady w sektorze elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowym, paliwowym. Sumy w tabelach ujęto w perspektywie od 2021 r., natomiast pełen zakres analizy obejmował nakłady od 2016 r.

Tabela 30. Prognozowane nakłady inwestycyjne w związane z energią w całej gospodarce w latach 2016–2040 [mln PLN'2018]

	2016–2020	2021–2025	2025–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
nakłady inwestycyjne związane z energią w gospodarce krajowej	429 436	453 301	431 948	391 402	336 272	1 612 924
nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym	242 443	204 280	207 140	238 346	217 828	867 594
nakłady inwestycyjne związane z energią w sektorach pozaenergetycznych (przemysł, gosp. domowe, usługi, transport i rolnictwo)	186 993	249 021	224 808	153 057	118 444	745 330

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Tabela poniżej przedstawia sposób w jaki kształtują się nakłady inwestycyjne w poszczególnych podsektorach paliwowo-energetycznych w latach 2016–2040.

Tabela 31. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze energetycznym – w podziale na podsektory [mln PLN'2018]

sektor	2016–2020	2021–2025	2025–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
wytwarzanie energii elektrycznej	92 272	52 932	55 298	107 972	103 457	319 659
przesył i dystrybucja energii elektrycznej	38 438	45 309	47 635	44 188	42 895	180 026
wytwarzanie ciepła systemowego	9 959	12 470	14 433	10 251	5 598	42 751
dystrybucja ciepła systemowego	5 719	6 721	5 238	4 341	3 637	19 937
gazownictwo	43 085	28 446	28 446	18 781	18 781	94 454
paliwa ciekłe	44 035	48 033	49 782	44 448	42 827	185 091
górnictwo węgla kamiennego i brunatnego	8 935	10 369	6 308	8 365	634	25 676
łącznie	242 443	204 280	207 140	238 346	217 828	867 594

Nakłady inwestycyjne na wytwarzanie energii elektrycznej obejmują modernizację i rozbudowę sektora wytwarzania energii elektrycznej (elektrownie i elektrociepłownie, magazyny energii, DSR, koszty dostosowania do IED/BREF).

Nakłady na przesył i dystrybucję energii elektrycznej obejmują środki na rozbudowę i modernizację sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, w tym wzmocnienie sieci dystrybucyjnej pod kątem rozwoju OZE, elektromobilności oraz instalacji

inteligentnych liczników w 80% gospodarstw domowych do 2028 r., z wykorzystaniem planów rozwoju sieci przesyłowych i dystrybucyjnych przedstawianych przez operatorów.

Nakłady inwestycyjne na wytwarzanie ciepła systemowego obejmują modernizację i budowę nowych ciepłowni dostarczających ciepło do sieci ciepłowniczych (bez ciepłowni przemysłowych produkujących ciepło na potrzeby zakładów macierzystych). Natomiast w pozycji dystrybucja ciepła systemowego wskazano nakłady inwestycyjne na rozwój i modernizację sieci ciepłowniczych.

Pozycja „gazownictwo” obejmuje nakłady na inwestycje w sektorze według planów spółek gazowniczych. Nakłady inwestycyjne związane w sektorze paliw ciekłych przyjęto na podstawie danych raportowanych przez działające na polskim rynku, obejmują inwestycje wskazane w PEP2040.

Pozycja „górnictwo węgla kamiennego i brunatnego” obejmuje nakłady inwestycyjne związane z realizacją *Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce* ze stycznia 2018 r. oraz *Programu dla sektora górnictwa węgla brunatnego w Polsce* z maja 2018 r. Uwzględniono koszty rekultywacji wyrobisk.

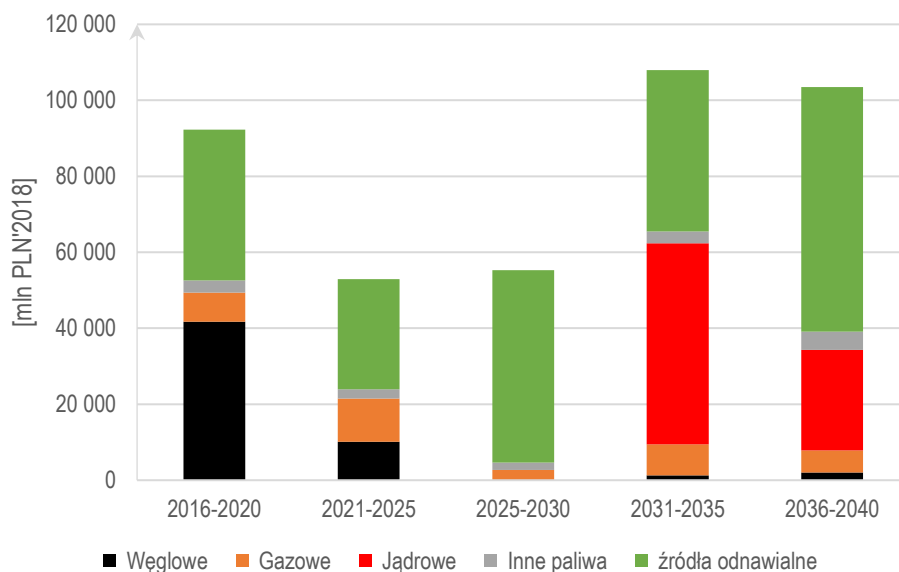
Poniżej przedstawiono szczegółowo nakłady w **sektorze elektroenergetycznym**. Większość nakładów przypada na okres 2030–2040, kiedy wycofana jest większość istniejących bloków węglowych, które zastępowane będą jednostkami jądrowymi, gazowymi oraz źródłami odnawialnymi. W tym samym okresie trzeba będzie wymienić znaczną część obecnie pracujących jednostek wytwarzających energię ze źródeł odnawialnych. Wymagane nakłady inwestycyjne na źródła odnawialne dla całego okresu 2021–2040 oszacowano na ok. 58% całkowitych nakładów inwestycyjnych w sektorze wytwórczym energii elektrycznej. Rysunek na kolejnej stronie przedstawia rozkład nakładów w sektorze wytwórczym wg paliw.

Prognozowane nakłady inwestycyjne w podsektorze przesyłu i dystrybucji są to koszty rozbudowy lub wzmocnienia sieci związane z wprowadzeniem nowej mocy do systemu (tabela poniżej). Szacowanie tej kategorii kosztów obarczone jest dużym stopniem niepewności ze względu na wiele czynników warunkujących składowe koszty – od lokalizacji źródeł, przez długość linii i moc znamionową sieci, po teren ich lokalizacji.

Tabela 32. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym w latach 2016–2040 [mln PLN'2018]

	2016–2020	2021–2025	2025–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
łącznie nakłady na moce wytwórcze	92 272	52 932	55 298	107 972	103 457	319 659
wg rodzaju						
elektrownie	67 184	36 211	41 808	97 030	87 923	262 972
elektrociepłownie	17 290	14 623	12 591	8 957	12 996	49 167
DSR/magazyny en.	112	290	900	1 984	2 538	5 712
dost. do IED/BREF	7 687	1 809	0	0	0	1 809
wg paliw						
węglowe	41 697	10 115	0	1 299	2 016	13 430
gazowe	7 729	11 354	2 672	8 146	5 870	28 042
jądrowe	0	0	0	52 904	26 452	79 355
inne	3 138	2 438	2 019	3 115	4 799	12 370
odnawialne	39 709	29 025	50 607	42 509	64 320	186 460
wodne	497	1 433	543	543	543	3 061
wiatrowe	26 978	8 328	33 762	24 887	45 331	112 308
fotowoltaiczne	9 061	9 746	7 503	12 745	12 830	42 825
biomasa	1 840	5 962	5 014	421	1 259	12 655
biogaz	1 332	3 555	3 786	3 913	4 357	15 612
łącznie nakłady na inf. sieciową	38 438	45 309	47 635	44 188	42 895	180 026
sieć przesyłowa	6 299	7 868	13 100	10 740	10 859	42 567
sieć dystrybucyjna	32 139	37 441	34 535	33 447	32 036	137 459
łącznie nakłady w elektroenergetyce	130 710	98 241	102 933	152 159	146 351	499 685

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.



Rysunek 15. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym w latach 2016–2040 [mln EUR'2016]

Następna tabela przedstawia rozkład nakładów w sektorze ciepłownictwa. Najwyższy poziom nakładów zostanie poniesiony w latach 2021–2030, co związane jest z priorytetem zwiększania wykorzystania ciepłownictwa sieciowego.

Tabela 33. Prognozowane nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie [mln PLN'2018]

	2016–2020	2021–2025	2025–2030	2031–2035	2036–2040	2021–2040
łącznie nakłady na moce wytwórcze (komercyjne, bez przemysłowych)	9 959	12 470	14 433	10 251	5 598	42 751
kotły ciepłownicze	1 322	5 668	10 619	1 089	3 315	20 691
magazyn ciepła	57	128	0	29	0	157
modernizacja źródeł	8 581	6 674	3 814	9 132	2 283	21 903
nakłady na rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych	5 719	6 721	5 238	4 341	3 637	19 937
łącznie nakłady w ciepłownictwie	15 677	19 190	19 671	14 592	9 235	62 688

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

2. Wnioski z analizy prognostycznej dla sektora elektroenergetycznego z uwzględnieniem wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ oraz kosztów środowiskowych i systemowych

Mając na uwadze zmiany otoczenia, jakie zaszły od końca 2019 r., **przeprowadzono prognozę dla sektora elektroenergetycznego, w której założono ambitniejsze cele polityki energetyczno-klimatycznej UE.** Przyjęto w nim prognozę znacznie wyższych cen uprawnień do emisji CO₂ autorstwa Krajowego Ośrodka Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE), co wpłynęło bezpośrednio na zmniejszenie ekonomicznej efektywności wykorzystania majątku wytwórczego źródeł opartych o paliwa kopalne. Prognoza odnosi się wyłącznie do sektora elektroenergetycznego i jest spójna z prognozami przedstawionymi w wariancie strategicznym w *Programie polskiej energetyki jądrowej*, przyjętym przez Radę Ministrów w dn. 2 października 2020 r.

Ponadto, przedstawiona w dokumencie prognoza jest wynikiem modelu analitycznego (metodyka kosztu całkowitego), który minimalizuje całkowity koszt generowany przez system elektroenergetyczny, również z uwzględnieniem odpowiednio alokowanych kosztów zewnętrznych, tj. kosztów środowiskowych, odzwierciedlających negatywny wpływ systemu energetycznego na środowisko, oraz kosztów systemowych generowanych w szczególności przez niestabilne odnawialne źródła energii. Włączenie tych kosztów do modelu analitycznego pozwoliło na wyznaczenie miksu energetycznego, który nie tylko uwzględni bardzo ambitne cele polityki klimatycznej przyjęte na poziomie UE, ale również pozwala na efektywne wykorzystanie majątku wytwórczego, jednocześnie zapewniając poziom odpowiedniej rezerwy w systemie. Wyniki przedstawione w poniższym załączniku można interpretować jako przybliżenie optymalnego pod kątem ekonomiczno-społecznego miksu energetycznego, do którego wdrożenia w warunkach rynkowych potrzebne są dodatkowe regulacje alokujące koszty zewnętrzne do źródeł generujących te koszty.

2.1. Główne założenia

a. Ścieżki cen uprawnień do emisji CO₂

Rosnące ambicje klimatyczne wspólnoty coraz mocniej przyczyniają się do wzrostu cen uprawnień do emisji w systemie EU ETS, istotnie pogarszając kondycję finansową polskiego sektora elektroenergetycznego. Zgodnie z estymacjami KOBIZE¹³, podniesienie celu redukcyjnego UE w skrajnym przypadku może spowodować nawet trzykrotny wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ w 2030 r. w porównaniu do cen z roku 2020. Dodatkowy scenariusz prognostyczny przedstawiony w niniejszym załączniku PEP2040 wskazuje zakładane kierunki rozwoju sektora elektroenergetycznego przy założeniu celu redukcyjnego 50% GHG.

Tabela 34. Ścieżki cenowe uprawnień do emisji CO₂ [EUR2018/tCO₂]

	2020	2025	2030	2035	2040
Ścieżka cenowa wykorzystana do opracowania KPEiK	17	21	30	35	40
Ścieżka cenowa przy celu redukcji 50% GHG w 2030 r.	25	35	54	60	60

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie prognoz Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych KOBIZE i założeń KPEiK

Prognozy cen uprawnień do emisji CO₂ przyjęte w niniejszym scenariuszu na poziomie 54 EUR/tCO₂ w 2030 r. są zbieżne z przedstawionymi przez KE projekcjami do oceny skutków 2030 *Climate Target Plan*¹⁴ uwzględniającego cel 55% redukcji emisji GHG do 2030 r. Prognozowane przez KE ceny uprawnień do emisji CO₂ wynoszą w 2030 r. w zależności od scenariusza 32-65 EUR/tCO₂.

¹³ Zmiana celów redukcyjnych oraz cen uprawnień do emisji wynikająca z komunikatu nt. Europejskiego Zielonego Ładu, Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) KOBIZE, Warszawa, marzec 2020 r.

¹⁴ SWD(2020) 176 final, 17 wrzesień 2020 r. (Table 28: Overview of key modelling results, str. 130), dostęp: https://eur-lex.europa.eu/resource.html?uri=cellar:749e04bb-f8c5-11ea-991b-01aa75ed71a1.0001.02/DOC_1&format=PDF

b. Ścieżki cen ropy naftowej, gazu ziemnego, węgla i uranu

Do obliczeń modelowych zaktualizowano ścieżki cenowe paliw kopalnych, wykorzystując prognozy Międzynarodowej Agencji Energii (MAE) – WEO 2019¹⁵, scenariusz „Stated Policies EU”. Prognozy zostały zestawione poniżej w tabeli i przedstawione na wykresie.

Tabela 35. Ścieżki cenowe paliw kopalnych [EUR2018/GJ]

	2020	2025	2030	2035	2040
Ropa naftowa	10,7	12,0	13,0	14,2	15,2
Gaz ziemny	6,2	6,4	6,4	6,7	7,1
Węgiel kamienny	2,9	2,5	2,6	2,6	2,6
Uran	0,5	0,5	0,5	0,5	0,6

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska na podstawie MAE World Energy Outlook 2019, scenariusz Stated Policies EU

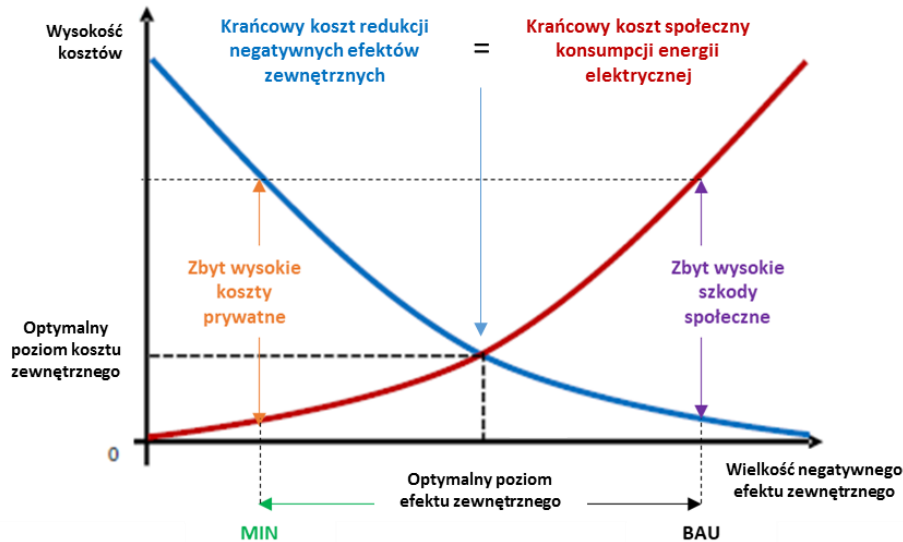
c. Metodyka „kosztu całkowitego”

Do opracowania niniejszego scenariusza wykorzystano „metodykę kosztu całkowitego” (MKC) różniącą się istotnie od inwestorskiego rachunku ekonomicznego. Nadrzędnym celem MKC jest minimalizowanie całkowitych kosztów ponoszonych przez gospodarkę i społeczeństwo z tytułu wytwarzania energii, przy uwzględnieniu pośrednich kosztów funkcjonowania sektora energetycznego, a także wymagań systemowych (technicznych) i środowiskowych. Powstające przy produkcji energii elektrycznej efekty uboczne, takie jak emisja zanieczyszczeń czy niezbilansowanie systemu, obarczają strony trzecie częścią kosztów działalności elektrowni, które nie są uwzględniane w koszcie energii na etapie podejmowania decyzji inwestycyjnej. Wspomniane efekty uboczne tworzą grupę kosztów zewnętrznych do których zaliczane są: koszty systemowe (rezerwa mocy, sieci, bilansowanie), środowiskowe (zdrowie, ekosystem) i makroekonomiczne (bezpieczeństwo, bilans import-eksport, zatrudnienie).

„Metodyka kosztu całkowitego” przypisuje koszty zewnętrzne bezpośrednio do ich źródła, dążąc do sprawiedliwego rozdziału kosztu między inwestorów, odbiorców końcowych i pozostałych uczestników rynku energii. Miks energetyczny, zoptymalizowany pod kątem kosztu całkowitego, pozwala na efektywne wykorzystanie dostępnych zasobów, co przekłada się na poprawę konkurencyjności cenowej polskich przedsiębiorstw na rynku międzynarodowym i rodzimym oraz pozwala na zmniejszenie ceny energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Wykorzystywany powszechnie rachunek inwestorski ukierunkowany jest z kolei na maksymalizację indywidualnych zysków inwestora. W takim modelu koszty zewnętrzne wytwarzania energii nie są uwzględniane jako koszt inwestora i są przenoszone na pozostałych uczestników rynku oraz odbiorców końcowych. Prowadzi to do powstania miksu energetycznego, który może być nieoptymalny pod względem kosztowym dla społeczeństwa.

Rolą państwa jest opracowanie strategii godzącej zarówno interes odbiorców końcowych, jak i interes inwestorów sektora energetycznego. Ze względu na niekompletne odwzorowanie kosztów w obecnie funkcjonującym rynku energii, potrzebne są działania regulacyjne umożliwiające racjonalne ograniczenie kosztów zewnętrznych. Administracja rządowa ma na celu kreowanie optymalnych mechanizmów rynkowych, które umożliwią inwestorom zrealizowanie inwestycji założonych w strategii oraz otrzymanie uzasadnionego zwrotu z zainwestowanego kapitału, z jednoczesnym poszanowaniem wpływu na środowisko i pozostałych uczestników rynku (aspekty systemowe). Końcowym efektem zastosowania MCK jest uzyskanie minimalnej ceny energii, przy której odbiorca końcowy kupując energię elektryczną spłaca nakłady inwestycyjne oraz koszty operacyjne sektora energetycznego, bez konieczności ponoszenia nieuzasadnionych technicznie i ekonomicznie kosztów zewnętrznych. Rysunek poniżej przedstawia mechanikę MCK.

¹⁵ World Energy Outlook 2019 (WEO 2019), Międzynarodowa Agencja Energii, 2019.



Rysunek 16. Mechanika optymalizacji kosztów zewnętrznych w „metodyce kosztu całkowitego” – rysunek poglądowy; MIN – minimalne technicznie możliwe ograniczenie efektu zewnętrznego, BAU – Business as Usual, projektowanie systemu bez uwzględnienia kosztów zewnętrznych

d. Koszty systemowe

System elektroenergetyczny funkcjonuje jak system naczyń połączonych, w którym wytwarzanie, przesył, dystrybucja i wykorzystanie energii elektrycznej są od siebie współzależne. Czynniki szczególnie istotnymi, determinującymi sposób zarządzania systemem, są parametry pracy dostępnej i przyszłej bazy wytwórczej. Zróżnicowanie technologii w zakresie elastyczności pracy, stabilności i przewidywalności generacji, średniego wykorzystania mocy, awaryjności czy możliwości doboru dogodnej lokalizacji ma bezpośredni wpływ na koszt funkcjonowania systemu jako całości. Im większe jest odchylenie właściwości źródła wytwórczego od parametrów pozwalających na bezpieczne funkcjonowanie systemu, tym wyższe koszty generowane są w pozostałych jego elementach.

Najniższe koszty systemowe generują źródła dysponowalne (ang. *dispatchable*), charakteryzujące się możliwością produkcji energii na żądanie zgodnie z profilem zapotrzebowania odbiorców, wysokim współczynnikiem wykorzystania mocy w ciągu roku oraz możliwością budowy w dogodnych węzłach sieciowych, blisko centrów zapotrzebowania na energię.

Koszty utrzymania systemu znacząco rosną w przypadku źródeł niesterowalnych, takich jak technologie wiatrowe i słoneczne. Nieprzewidywalność pracy i brak pewności dostaw, ograniczenia lokalizacyjne spowodowane warunkami wietrznymi i słonecznymi, praca asynchroniczna zmniejszająca inercję dostępną w systemie oraz niska koncentracja mocy są czynnikami utrudniającymi bezpieczne i efektywne ekonomicznie zarządzanie systemem.

Skutkuje to powstawaniem istotnych kosztów systemowych pomijanych przez inwestorów przy ocenie ekonomicznej źródeł niesterowalnych. Koszty te obejmują:

- koszty utrzymania rezerwy oraz zmiany profilu obciążenia systemu (koszt profilowy),
- koszty rozwoju infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej,
- koszty bilansowania i elastyczności systemu.

Największym składnikiem kosztowym są koszty profilowe związane z trwałą zmianą efektywności wykorzystania majątku wytwórczego. Przyrost mocy niesterowalnych, mających pierwszeństwo dostępu do sieci, ogranicza ilość dostępnych godzin pracy technologiom dysponowalnym, odpowiedzialnym za bezpieczną pracę systemu. Systematyczne skracanie czasu pracy utrudnia uzyskanie zwrotu z inwestycji w źródła dysponowalne, zwiększając niepewność co do możliwości pełnej amortyzacji majątku. Przekłada się to na rosnące niebezpieczeństwo powstania kosztów osieroconych w sektorze, będących skutkiem przedwczesnego zamykania istniejących jednostek wytwórczych. Rosnąca niepewność inwestycyjna, skorelowana ze wzrostem udziału niesterowalnych OZE w produkcji energii elektrycznej, prowadzi do systematycznego wzrostu średnioważonego kosztu kapitału (WACC, ang. *weighted average cost of capital*) nowych, dysponowalnych elektrowni systemowych. Prowadzi to do odkładania lub niepodejmowania decyzji inwestycyjnych dotyczących przyszłych sterowalnych

źródeł wytwarzania. Finalnie zwiększony poziom ryzyka, przekładający się na wzrost kosztów finansowania elektrowni dysponowalnych, niezbędnych do zabezpieczenia niestabilnej generacji OZE, zwiększa całkowity koszt produkcji energii z systemu elektroenergetycznego. W Metodocy kosztu całkowitego, ze względu na niezmiennosć WACC poszczególnych technologii w całym okresie prognozy, koszty profilowe waloryzujące zmianę efektywności wykorzystania majątku zostały w całości przypisane do niesterowalnych OZE, będących źródłem zaburzenia opłacalności pozostałych uczestników systemu. Koszty te zostały uwzględnione w modelowaniu w sposób dynamiczny – rosną wraz ze wzrostem penetracji poszczególnych źródeł niesterowalnych w produkcji energii elektrycznej. Optymalizator buduje niestabilne źródła OZE uwzględniając spadek kosztów technologii i wzrost kosztów systemowych, wyznaczając optymalną ilość tych źródeł poprzez minimalizację całkowitych kosztów rozwoju systemu elektroenergetycznego

e. Koszty środowiskowe

Racjonalne ograniczanie negatywnego wpływu sektora energii na środowisko oraz zdrowie obywateli wymaga identyfikacji, wyceny, a następnie uwzględnienia wszystkich kosztów środowiskowych przy optymalizacji krajowej strategii energetycznej. Identyfikacja negatywnych efektów środowiskowych, skojarzonych z produkcją energii elektrycznej, została przeprowadzona w pełnym cyklu produkcyjnym uwzględniając wydobycie surowców energetycznych, transport, konwersję i finalne wykorzystanie energii. Wykorzystane w analizie badania¹⁶ pozwoliły na przybliżoną ocenę ekonomiczną wpływu sektora elektroenergetycznego na ludzkie zdrowie, ekosystem oraz wielkość upraw rolniczych.

Modelowa analiza rozpoczyna się od określenia wielkości emisji toksycznych substancji, takich jak pyły zawieszone (PM2.5, PM10), tlenki siarki (SO_x), tlenki azotu (NO_x) czy metale ciężkie, oraz energii emitowanej w formie szkodliwego hałasu, ciepła lub promieniowania. Za pośrednictwem modeli matematycznych określany jest promień rozproszenia szkodliwych czynników wokół elektrowni oraz natężenie negatywnych efektów środowiskowych w badanym obszarze. Na podstawie funkcji określających wpływ koncentracji poszczególnych efektów na jakość powietrza, wody pitnej, gleby oraz upraw rolniczych wyznaczany jest wzrost prawdopodobieństwa występowania chorób oraz degradacji okolicznych ekosystemów. Otrzymane współczynniki pozwalają na przeprowadzenie jednostkowej wyceny wpływu emisji na zdrowie oraz środowisko. Obliczone w ten sposób wskaźniki kosztowe wykorzystywane są jako składowe kryterium optymalizacji ekonomicznej sektora.

¹⁶ NEEDS (2004-2008) – New Energy Externalities Developments for Sustainability <http://www.needs-project.org/>; European Commission (1990-2005), External Costs of Energy – <http://www.externe.info>

2.2. Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną i moc maksymalną netto

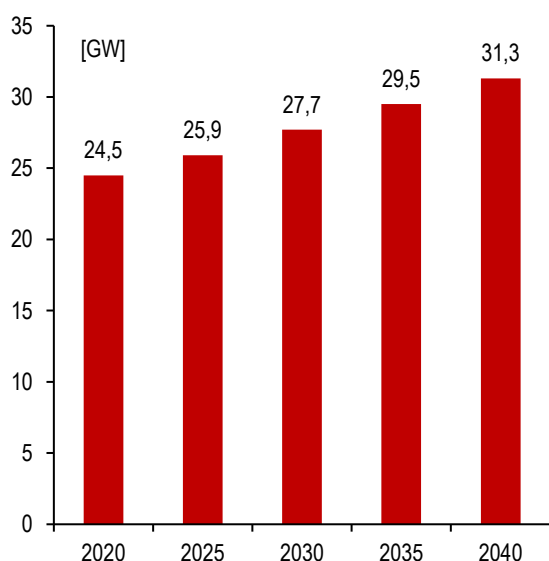
Prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną i na moc maksymalną netto, które zostało wykorzystane w scenariuszu jest zbieżne z prognozą zawartą w opracowanym przez Operatora Systemu Przesyłowego i zatwierdzonym przez Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki 28 maja 2020 r. *Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030*. Prognoza została wykonana w oparciu o oszacowanie zużycia energii finalnej w Polsce w perspektywie długoterminowej. W ramach analizy uwzględniono szereg makroczynn timerów wpływających na strukturę zużycia energii w sektorze gospodarstw domowych, transportu, przemysłu i usług, zmiany zachodzące w obszarze efektywności energetycznej, prognozy wzrostu Produktu Krajowego Brutto w poszczególnych sektorach, zmiany technologiczne i konsumenckie oraz zmiany wynikające z regulacji unijnych w zakresie osiągnięcia przez Polskę wymaganego celu OZE w końcowym zużyciu energii brutto. Wzięto pod uwagę zmiany strukturalne, tj. przede wszystkim rozwój rynku pojazdów elektrycznych oraz pomp ciepła.

Oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną netto wyniesie ponad 181 TWh w 2030 r. i ponad 204 TWh w 2040 r. Popyt na moc maksymalną wyniesie prawie 28 GW w 2030 r. i ponad 31 GW w 2040 r. Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną netto w latach 2020–2040 wynosi 27,7%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 27,8%.

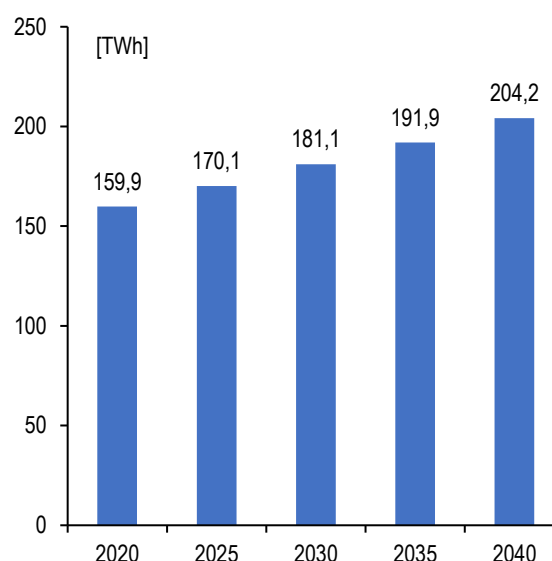
Tabela 36. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną netto i na moc netto w szczycie rocznym [GW]

	2020	2025	2030	2035	2040
zapotrzebowanie na energię elektryczną netto [TWh]	159,9	170,1	181,1	191,9	204,2
zapotrzebowanie na moc netto w szczycie rocznym [GW]	24,5	25,9	27,7	29,5	31,3

Źródło: Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021–2030, PSE S.A



Rysunek 17. Prognoza zapotrzebowania moc szczytową netto



Rysunek 18. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną

2.3. Prognozowana struktura mocy zainstalowanej netto

Wyniki modelu optymalizacyjnego wskazują, że moc osiągalna netto źródeł wytwarzania wzrosła do ok. 56,6 GW w 2030 r. i do 60 GW w 2040 r., co oznacza wzrost mocy osiągalnej netto o 38% w stosunku do bieżącego stanu.

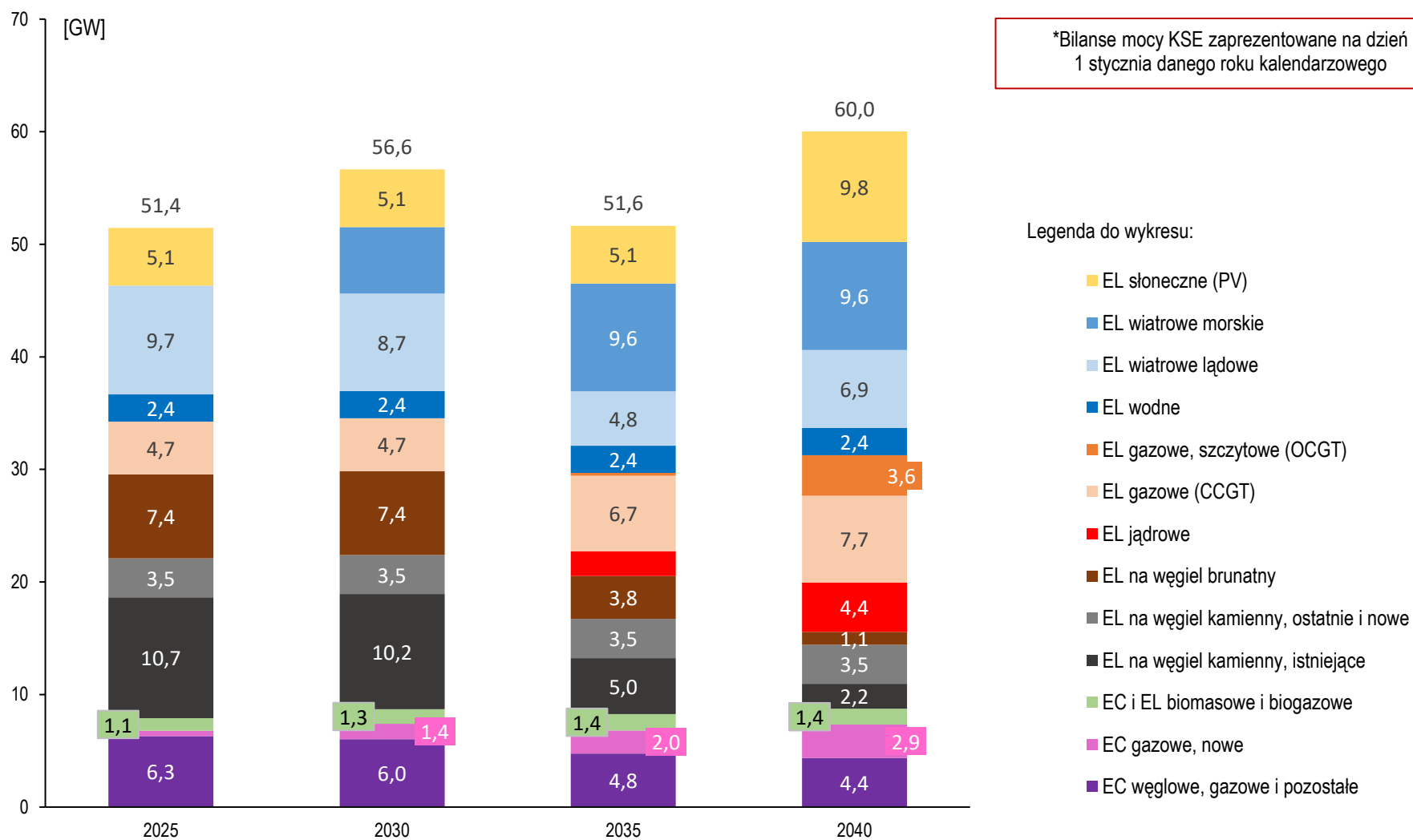
Udział źródeł odnawialnych w bilansie mocy urosł z ok. 25% w 2020 r. do ok. 39% w 2030 r. i do około 48% w 2040 r., co wynika z przyrostu mocy fotowoltaicznych oraz mocy wiatrowych. Moc zainstalowana w elektrowniach wiatrowych morskich wyniosła około 5,9 GW w 2030 r. oraz docelowo 9,6 GW w 2040 r. Łączna moc w elektrowniach słonecznych (ang. *photovoltaics* – PV) wyniosła ok. 5,1 GW w 2030 r. oraz około 10 GW w 2040. Większy rozwój mocy w PV jest ograniczany ze względu na wysoki koszt systemowy generowany przez tę technologię. Udział mocy gazowych, które ze względu na dużą elastyczność pracy ma istotne znaczenie dla bilansowania systemu elektroenergetycznego, urosł z aktualnego stanu ok. 5% do ok. 11% w 2030 r. oraz 24% w 2040 r., przy czym część z zainstalowanych mocy gazowych w 2040 r. stanowią elektrownie gazowe szczytowe (ang. *open cycle gas turbine* – OCGT). W strukturze mocy wytwórczych pomiędzy 2030 a 2035 r. pojawia się pierwszy blok jądrowy o mocy 1,1 GW, a następnie w 2-letnich odstępach – do 4,4 GW w 2040 r. W wydłużonej perspektywie modelu do 2045 r. pojawia się łącznie 6 bloków jądrowych o łącznej mocy 6,6 GW.

Z przyczyn technicznych i ekonomicznych prognoza zakłada duże zmniejszenie mocy zainstalowanej w źródłach węglowych. Ich udział w systemie elektroenergetycznym zmniejszył się z poziomu aktualnego poziomu ok. 52% do poziomu ok. 37% w 2030 r., oraz ok. 11% w 2040 r. Harmonogram wycofywań elektrowni systemowych opartych o paliwa węglowe, wynika z technicznego wyeksploatowania istniejących jednostek oraz kończącego się technicznego czasu życia. Nowe jednostki węglowe nie powstają ze względu na brak ekonomicznego uzasadnienia, spowodowanego wysokimi cenami uprawnień do emisji CO₂ oraz zaimplementowanymi w modelu kosztami środowiskowymi.

Tabela 37. Prognoza struktura mocy zainstalowanej netto wg technologii do 2040 r. [MW]

	2025	2030	2035	2040
ec. węglowe	4 094	3 913	3 095	2 842
ec. gazowe	2 205	2 107	1 667	1 530
ec. gazowe, nowe	480	1 374	2 048	2 943
ec. i el. biomasowe i biogazowe	1 115	1 302	1 442	1 423
el. na węgiel kamienny, istniejące	10 730	10 222	4 986	2 208
el. na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	3 480	3 480	3 480	3 480
el. na węgiel brunatny	7 448	7 448	3 812	1 126
el. jądrowe	0	0	2 200	4 400
el. gazowe (CCGT)	4 701	4 701	6 701	7 701
el. gazowe, szczytowe (OCGT)	0	0	250	3 600
el. wodne	2 419	2 419	2 419	2 419
el. wiatrowe lądowe (on-shore)	9 661	8 663	4 827	6 939
el. wiatrowe morskie (off-shore)	0	5 900	9 590	9 590
el. słoneczne (PV)	5 114	5 114	5 114	9 814
razem	51 446	56 642	51 630	60 014

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A



Rysunek 19. Prognozowana struktura mocy zainstalowanej KSE na lata 2021–2040

2.4. Prognoza struktury produkcji energii elektrycznej netto

W modelu optymalizacyjnym przyjęto, że saldo importowo-eksportowe jest zerowe, ze względu na konieczność zapewnienia samowystarczalności generacji krajowej w przypadku braku dostępności importu energii z zagranicy. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państw, dlatego analizy nie mogą opierać bezpieczeństwa dostaw energii na potencjalnym imporcie. W związku z tym produkcja energii elektrycznej netto odpowiada zapotrzebowaniu i rośnie z aktualnego popytu ok. 160 TWh do poziomu 181,1 TWh w 2030 r. i do poziomu 204,2 TWh w 2040 r.

Największy wzrost w wolumenie produkowanej energii elektrycznej netto wystąpił w przypadku OZE, które w 2040 r. produkują prawie cztery razy więcej energii elektrycznej niż aktualnie. Udział elektrowni wiatrowych w produkcji energii elektrycznej netto wyniósł około 26% w 2030 r. (w tym 13% off-shore) i 30% w r. 2040 (19% off-shore). Elektrownie słoneczne produkują 2,5% energii elektrycznej w roku 2030 oraz 5% w 2040 r.

Podobny do OZE wzrost można zaobserwować dla źródeł gazowych, które ze względu na swoją charakterystykę techniczną pełnią kluczową funkcję bilansowania systemu elektroenergetycznego. Bieżącego udziału poniżej 10% w produkcji energii elektrycznej elektrowni gazowych obserwowany jest wzrost do poziomu 24% w roku 2030 oraz prawie 30% w 2040 r.

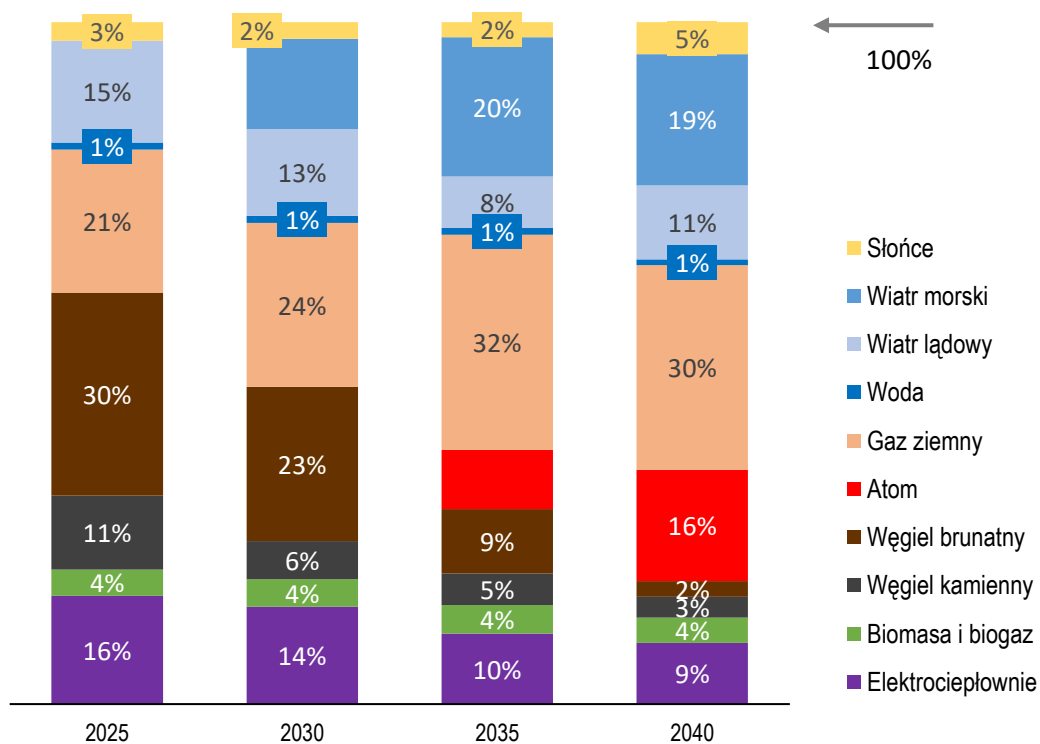
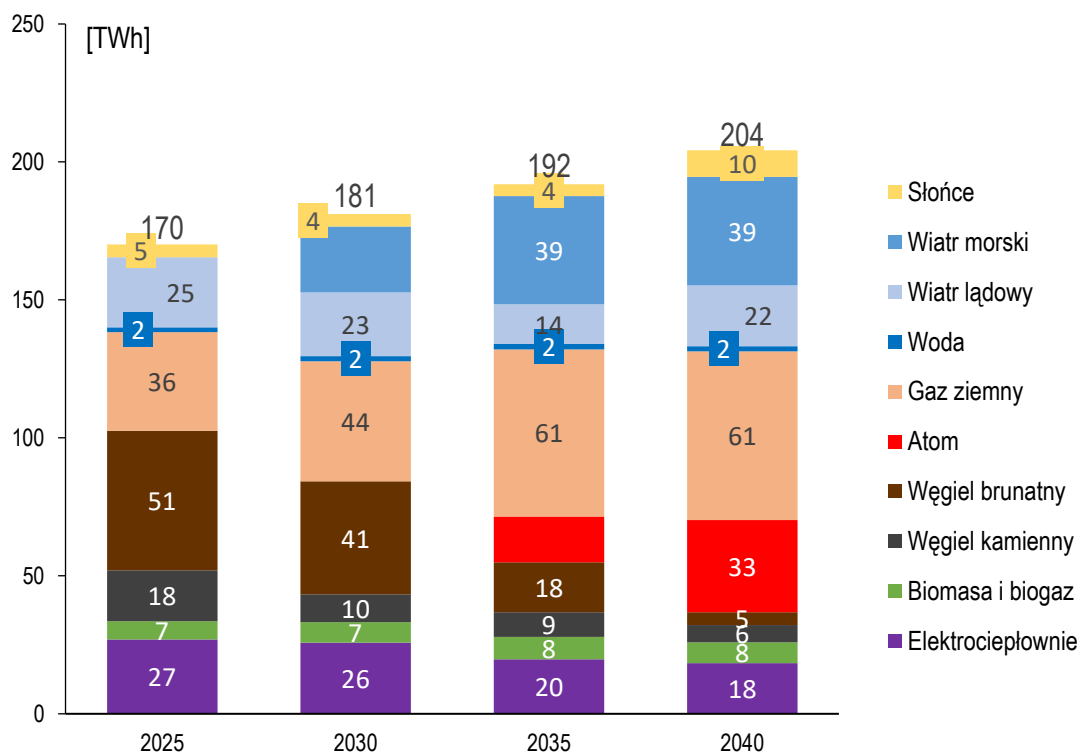
Ważny udział w produkcji energii elektrycznej stanowi energetyka jądrowa, która od lat 2030–2035 pozwoli zastąpić wycofywane moce węglowe pracujące w podstawie systemu elektroenergetycznego. Wyniki modelu wykazały, że elektrownie atomowe produkują około 9% energii elektrycznej w 2035 r. oraz około 16% w 2040 r. Ważną kwestią jest fakt, że energetyka jądrowa generuje bardzo niski koszt środowiskowy, a także systemowy, co czyni ją bardzo atrakcyjną technologią dla optymalnego pod kątem kosztu społecznego miks energetyczny.

Wysokie ceny uprawnień do emisji CO₂ oraz koszt środowiskowy powoduje, że w latach 2020–2040 nastąpił wyraźny spadek w ilości energii elektrycznej produkowanej przez źródła węglowe. Z bieżących ok. 90 TWh elektrownie węglowe wyprodukują jedynie 11 TWh w roku 2040. Podane ilości energii elektrycznej produkowanej z węgla nie uwzględniają produkcji energii z elektrociepłowni węglowych. Wielkość ta jest uwzględniona w agregacie odpowiadającym za elektrociepłownię, uwzględniającym również elektrociepłownię gazowe.

Tabela 38. Prognoza produkcji energii elektrycznej netto [TWh]

	2025	2030	2035	2040
biomasa i biogaz	6,6	7,4	8,0	7,5
węgiel kamienny	35,9	26,9	21,8	18,2
węgiel brunatny	50,6	41,0	18,1	4,6
energia jądrowa	0,0	0,0	16,7	33,4
gaz ziemny	45,1	52,6	67,5	67,6
energia wodna	1,8	1,8	1,9	1,8
energia wiatrowa, lądowa	25,4	23,1	14,5	22,1
energia wiatrowa, morska	0,0	24,0	39,2	39,4
energia słoneczna	4,6	4,4	4,3	9,6
razem	170,1	181,1	191,9	204,2

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A

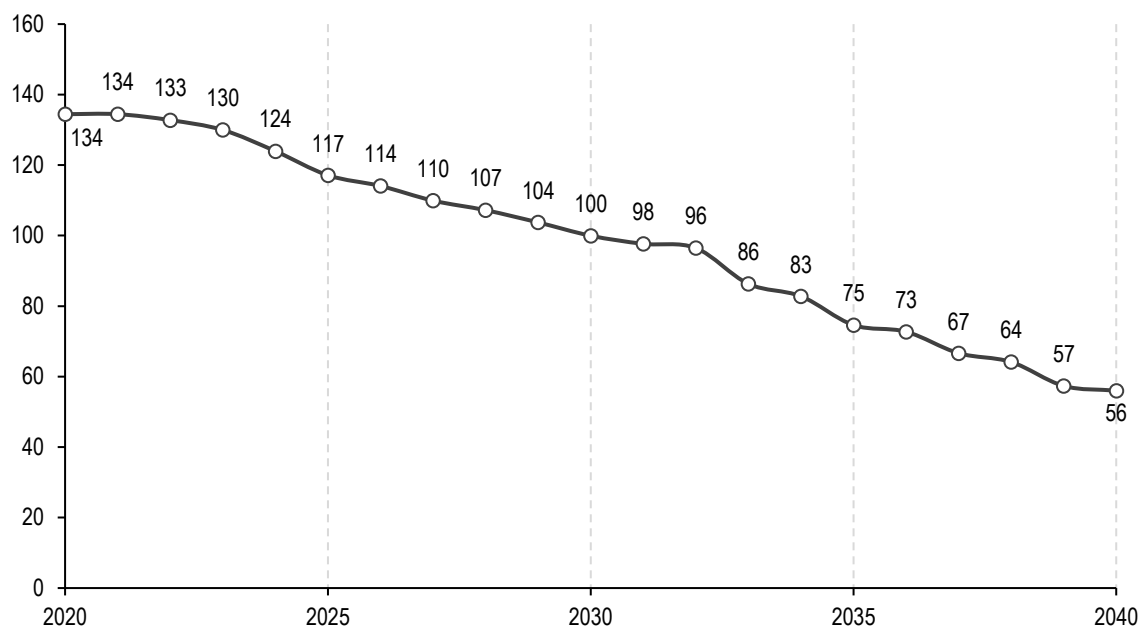


Rysunek 21. Udział źródeł w strukturze wytwarzania energii elektrycznej [%]

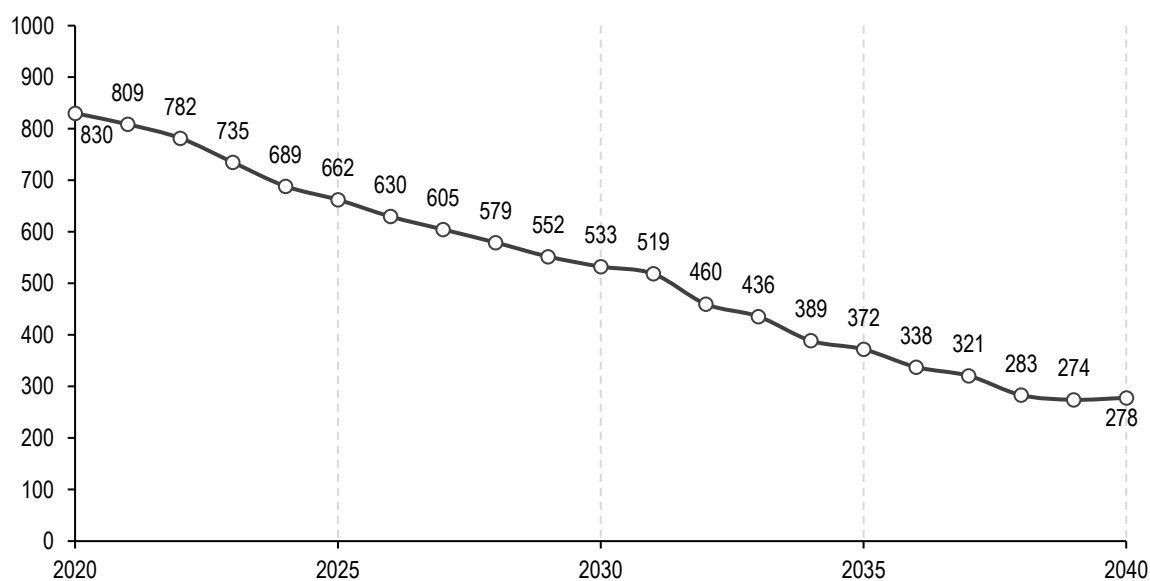
2.5. Prognoza jednostkowej emisji netto w sektorze elektrowni i elektrociepłowni

Wytwarzanie energii elektrycznej zgodnie z przedstawionymi wyżej wynikami modelu skutkuje istotnym obniżeniem uśrednionego poziomu emisji, na co wpływ mają odstawienia bloków opalanych węglem brunatnym i kamiennym oraz uruchomienia bloków jądrowych i gazowo-parowych oraz inwestycje w OZE. Prognozowana sumaryczna wielkość emisji spada o 34 mln t CO₂ (o 25% do 2030 r., oraz 78 mln t CO₂ (o 58%) do 2040 r.

Bardzo ważnym czynnikiem, który powoduje głęboką redukcję emisji CO₂ w sektorze energetycznym jest wdrożenie energetyki jądrowej. Średni wskaźnik emisyjności CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach spada z poziomu 830 kgCO₂/MWh do poziomu 533 kgCO₂/MWh w 2030 r. (o 35,8%) oraz do poziomu 278 kgCO₂/MWh w 2040 r. (o 66,5%).



Rysunek 22. Sumaryczna roczna wielkość emisji CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach [mln tCO₂]

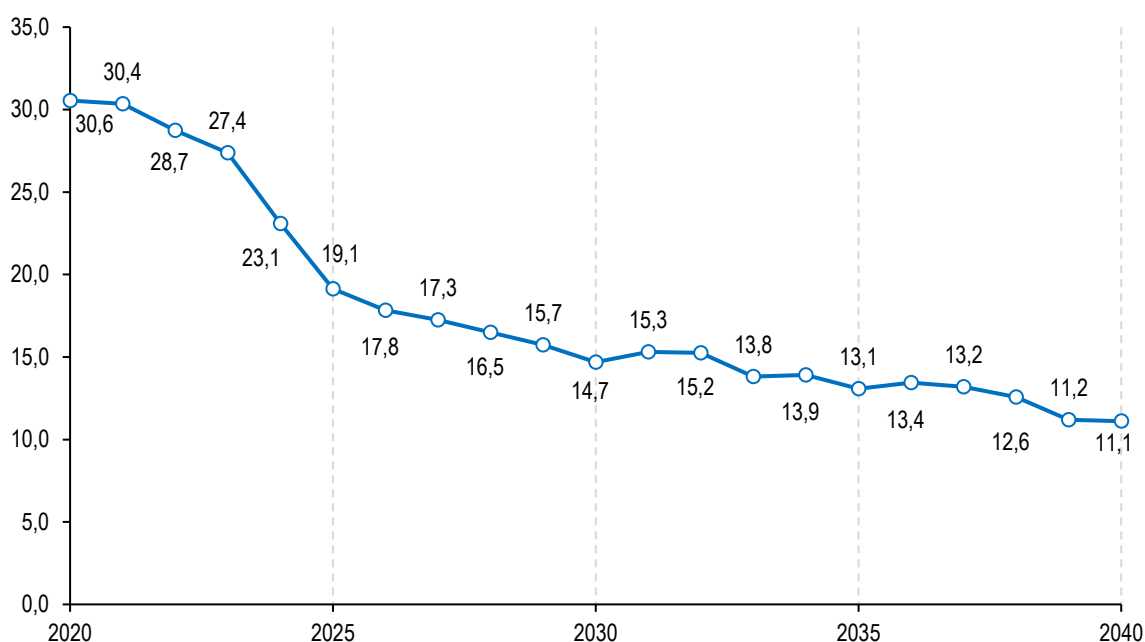


Rysunek 23. Średni wskaźnik emisyjności CO₂ w elektrowniach i elektrociepłowniach [kgCO₂/MWh]

2.6. Prognoza zużycia węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach

Przy ocenie wyników modelu pod kątem zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego oraz planu wykorzystania krajowych zasobów kluczowe jest dokonanie analizy zapotrzebowania przez energetykę zawodową na węgiel kamienny.

Zgodnie z wynikami modelu, który zredukował udział elektrowni węglowych w produkcji energii elektrycznej, zużycie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach spada z poziomu ponad 30 mln ton rocznie w 2020 r. do poziomu około 11 mln ton w 2040 r. Wynika to bezpośrednio z podniesionej ścieżki cenowej uprawnień do emisji CO₂, a także zaimplementowanych do modelu kosztów środowiskowych, które obniżają opłacalność wykorzystania technologii węglowych. W konsekwencji przekłada się to na znaczny spadek zapotrzebowania na węgiel energetyczny. Ze względu na znacznie niższą emisyjność, wyniki modelu optymalizacyjnego wskazały na wyższy współczynnik wykorzystania źródeł gazowych kosztem energetyki węglowej, co ma przełożenie we wzroście zapotrzebowania na to paliwo.

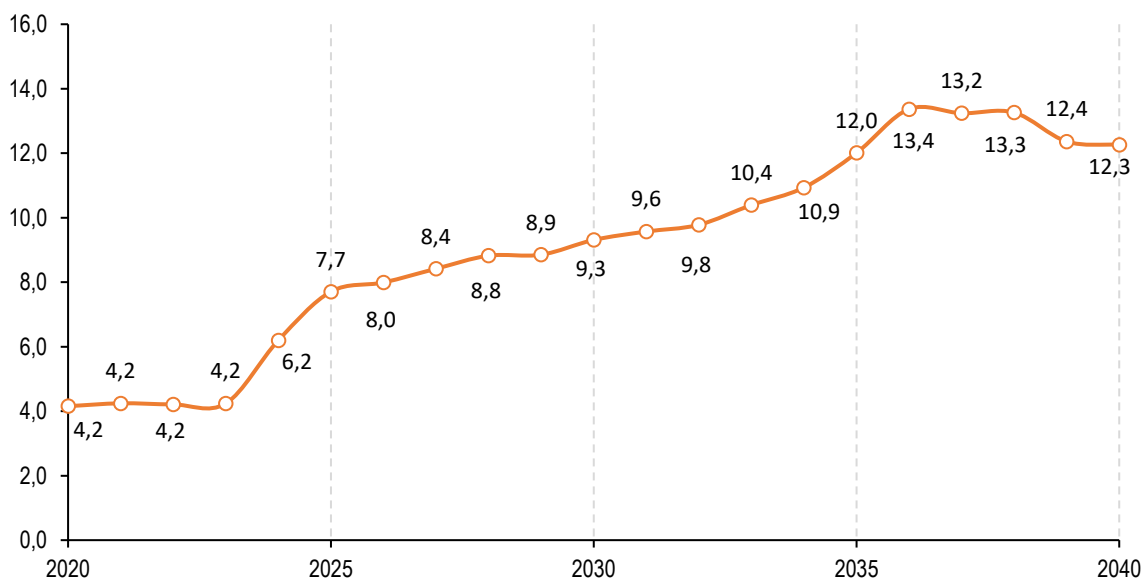


Rysunek 24. Zużycie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach [mln t]

2.7. Prognoza zużycia gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach

Znaczący wzrost udziału energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, a także wspomniany wyżej proces odstawień źródeł węglowych spowodował, że w optymalnym miksie energetycznym następuje istotny wzrost udziału energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach gazowych, co bezpośrednio przekłada się na wzrost zapotrzebowania na gaz ziemny w tym sektorze.

Zgodnie z modelem zużycie na poziomie 4,2 mld m³ gazu w elektrowniach i elektrociepłowniach w 2020 r. wzrośnie do poziomu 12,3 mld m³ gazu w roku 2040, osiągając kilka lat wcześniej szczyt zapotrzebowania na poziomie 13,4 mld m³.



Rysunek 25. Zużycie gazu ziemnego w elektrowniach i elektrociepłowniach [mld m³]

2.8. Nakłady inwestycyjne

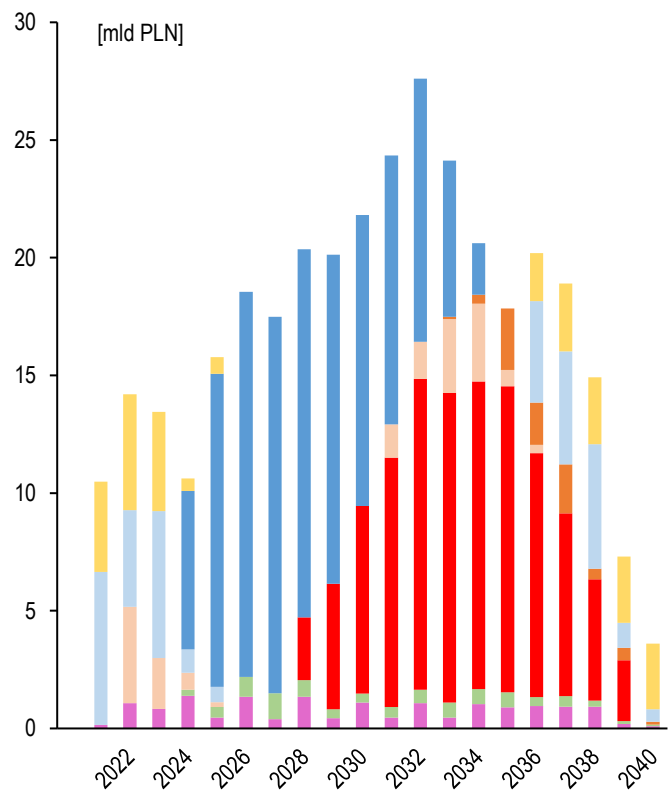
Poniższe wykresy przedstawiają konieczne do poniesienia nakłady inwestycyjne na rozbudowę Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, które pozwolą uzyskać miks energetyczny będący wynikiem modelu optymalizacyjnego. Zgodnie z wynikami modelu, najwyższe roczne nakłady inwestycyjne przypadają na okres 2026–2030 i związane są z inwestycjami w morską energetyką wiatrową. W latach 2031–2040 większość potrzebnych nakładów inwestycyjnych wymagana jest do wdrożenia energetyki jądrowej. Skumulowane nakłady inwestycyjne w latach 2021–2040 z uwzględnieniem kosztów finansowania w czasie budowy (odsetki kapitałowe uwzględnione w wartości początkowej majątku trwałego) przekraczają 340 mld PLN. Taka skala kosztów stanowi ogromne wyzwanie dla całej gospodarki i wymaga współdziałania kapitału prywatnego i publicznego.

Tabela 39. Nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych [mld PLN]

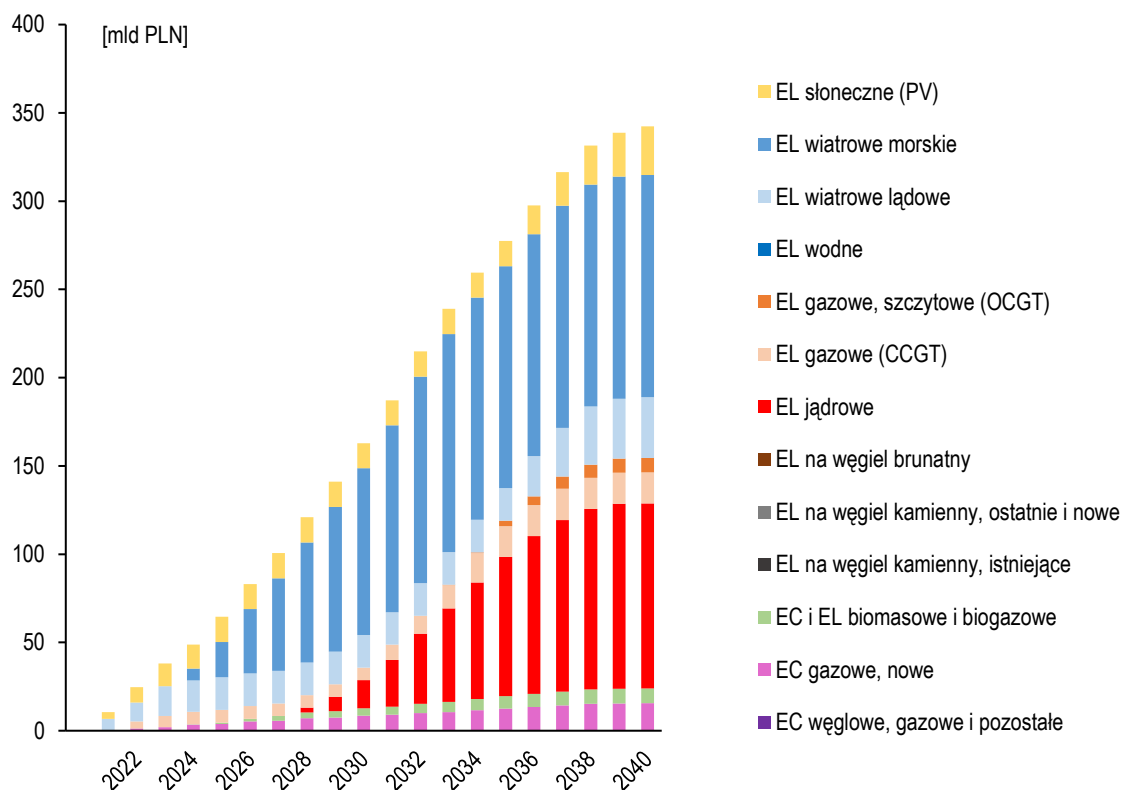
	2021–2025	2026–2030	2031–2035	2036–2040	razem
ec. węglowe, gazowe i pozostałe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
ec. gazowe, nowe	3,9	4,6	3,9	3,1	15,5
ec. i el. biomasowe i biogazowe	0,7	3,4	3,0	1,3	8,3
el. na węgiel kamienny, istniejące	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
el. na węgiel kamienny, ostatnie i nowe	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
el. na węgiel brunatny	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
el. jądrowe	0,0	16,0	63,0	25,9	104,8
el. gazowe (CCGT)	7,2	0,0	10,1	0,3	17,7
el. gazowe, szczytowe (OCGT)	0,0	0,0	3,1	5,0	8,1
el. wodne	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
el. wiatrowe lądowe	18,5	0,0	0,0	16,0	34,4
el. wiatrowe morskie	20,0	74,3	31,4	0,0	125,8
el. słoneczne (PV)	14,2	0,0	0,0	13,4	27,6
razem	64,5	98,3	114,5	64,9	342,3

el. – elektrownie, ec. – elektrociepłownie

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska, we współpracy z Biurem Obsługi Pełnomocnika Rządu do spraw Strategicznej Infrastruktury Energetycznej oraz Operatorem Systemu Przesyłowego PSE S.A.



Rysunek 26. Nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych [mld PLN], z uwzględnieniem kosztów finansowania w czasie budowy (odsetki kapitałowe uwzględnione w wartości początkowej majątku trwałego)



Rysunek 27. Skumulowane nakłady inwestycyjne na rozbudowę mocy wytwórczych, z uwzględnieniem kosztów finansowania w czasie budowy (odsetki kapitałowe uwzględnione w wartości początkowej majątku trwałego)

2.9. Wnioski z analiz

a. Odnawialne źródła energii

Dla realizacji założonego w PEP2040 celu udziału OZE w wytwarzaniu energii elektrycznej w 2030 r. następuje istotny rozwój morskich farm wiatrowych i rozwój fotowoltaiki. W dalszym okresie dynamicznie zwiększa się moc zainstalowana w technologii PV, co wynika z rosnącej opłacalności wykorzystania tej technologii. Wyniki modelu optymalizacyjnego pokazują, że do 2040 r. moc zainstalowana w PV wyniesie prawie 10 GW, podobnie jak moc zainstalowana w morskich elektrowniach wiatrowych.

W przypadku energetyki wiatrowej na lądzie w latach 2020–2025 obserwujemy stosunkowo niewielki przyrost mocy zainstalowanej. W kolejnych latach, do połowy lat 30., ze względu na wyeksploatowanie części istniejących mocy wiatrowych na lądzie i jednocześnie generowany przez tę technologię wysoki koszt systemowy, następuje stopniowe zmniejszenie wielkości mocy zainstalowanej. Po 2035 r. ponownie przyrasta wielkość nowych mocy energetyki wiatrowej na lądzie do poziomu 6,9 GW w 2040 r.

Moce pozostałych OZE (biomasa, biogaz) wzrastają w niewielkim stopniu. Moce zainstalowane w latach 2035–2040 wyniosą 1,4 GW i będą stanowić około 4% w produkcji energii elektrycznej w całym analizowanym okresie.

Prezentowane wartości mocy zainstalowanej w źródłach słonecznych (fotowoltaika) oraz lądowych farmach wiatrowych na przestrzeni lat 2025–2035 są wypadkową decyzji strategicznych w zakresie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych oraz minimalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Wcześniejszy rozwój morskich farm wiatrowych, zapewniony poprzez ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, skutkuje znaczącym wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł niesterowalnych na przestrzeni lat 2025–2035. Ze względu na potrzebę zapewnienia bilansu mocy oraz produkcji energii w KSE, a także minimalizacji całkowitych kosztów transformacji, obok źródeł niesterowalnych rozwijane są źródła dysponowalne zabezpieczające pracę systemu. Dodatkowe zwiększanie produkcji niestabilnej energii w latach 2025–2035, w którym następuje kumulacja odstawień starych, nieefektywnych ekonomicznie źródeł węglowych, zwiększało by jednocześnie potrzeby inwestycyjne w źródła dysponowalne, potrzebne do zachowania niezbędnej rezerwy mocy. Minimalizując koszt całkowitej transformacji energetycznej, model unika kumulacji nakładów inwestycyjnych i decyduje w pierwszej kolejności o odbudowie zasobów mocy dysponowalnych, w wyniku czego widać zastój w rozwoju fotowoltaiki oraz lądowych farm wiatrowych. Większy rozwój tych technologii w omawianym okresie jest możliwy jednakże, biorąc prognozowaną sytuację bilansową w KSE, będzie skutkował wzrostem kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii.

b. Gaz ziemny

Z uwagi na warunki ekonomiczno-techniczne gaz ziemny będzie wykorzystywany w kogeneracji oraz elektrowniach gazowych, jako moce rezerwowe, regulacyjne i szczytowe. Moc zainstalowana w jednostkach wykorzystujących gaz ziemny sięga ponad 11 GW w 2040 r. Zapotrzebowanie na gaz ziemny w energetyce rośnie z poziomu 4,2 mld m³ w 2020 r. do maksymalnego poziomu 13,4 mld m³ w 2036 r., a następnie w niewielkim stopniu spada. Techniczne zdolności importowe po 2023 r. pozwalają będą na pokrycie takiego zapotrzebowania z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego (bez dostaw z kierunku wschodniego).

c. Energetyka jądrowa

Energetyka jądrowa, nie tylko ze względu na zeroemisyjność, ale także z powodu niskiego poziomu kosztu środowiskowego i systemowego, jest bardzo pożądanym elementem miksu energetycznego. Technologia ta nie tylko pozwoli na osiągnięcie głębokiej dekarbonizacji systemu elektroenergetycznego w stopniu wymaganym przez UE, ale także pozwoli na minimalizację kosztu społecznego funkcjonowania KSE. Zgodnie z wynikami modelu, pierwszy blok jądrowy o mocy 1,1 GW zostanie ukończony w latach 2030–2035, a następne budowane będą co kolejne 2 lata, zgodnie z możliwościami technicznymi KSE.

d. Węgiel kamienny

Scenariusz wysokich cen CO₂ oraz zaimplementowane koszty środowiskowe powodują, że moc zainstalowana w elektrowniach opalanych węglem kamiennym ulega w latach 2020–2040 szybkiej redukcji. W 2040 r. w systemie pozostanie jedynie 2,2 GW mocy z istniejących dzisiaj 11,5 GW w węglu kamiennym oraz 3,5 GW budowanych lub wybudowanych w ostatnich latach jednostek. Ze względu na wysokie koszty eksploatacji jednostki te będą miały charakter rezerwowy, co przekłada się na jedynie 3% udział tej technologii w produkcji energii elektrycznej w 2040 r.

W związku z powyższym wykorzystanie węgla kamiennego w elektrowniach i elektrociepłowniach spadnie do poziomu 11,2 mln ton rocznie w 2040 r. (z ponad 30 mln ton rocznie w 2020 r.).

e. Węgiel brunatny

Harmonogram wycofań jednostek opalanych węglem brunatnym oraz brak opłacalności inwestowania w nowe moce wytwórcze powoduje, że po 2030 r. następuje dynamiczny proces zmniejszania mocy zainstalowanej w tej technologii w KSE, co jednocześnie przekłada się na znaczący spadek produkcji energii elektrycznej ze źródeł opartych o ten surowiec. W 2040 r. w systemie pozostanie jedynie 1,1 GW jednostek wytwórczych opalanych węglem brunatnym, co przełoży się na 2% udział w produkcji energii elektrycznej.

2.10. Konkluzje – potwierdzenie celów szczegółowych PEP2040

Zaprezentowane wyniki prognozy z modelu optymalizacyjnego, który zakłada znacznie wyższe ceny uprawnień do emisji CO₂ niż w scenariuszu przedstawionym w rozdziale 1, a także uwzględnia udział kosztów środowiskowych oraz systemowych, potwierdzają właściwe określenie celów szczegółowych w PEP2040, czyli:

- optymalne wykorzystanie własnych zasobów energetycznych,
- rozbudowa infrastruktury wytwórczej i sieciowej energii elektrycznej,
- dywersyfikacja źródeł i dostawców gazu ziemnego oraz rozbudowa infrastruktury sieciowej,
- wdrożenie energetyki jądrowej,
- rozwój odnawialnych źródeł energii (w tym morskich elektrowni wiatrowych),
- rozwój ciepłownictwa i kogeneracji,
- poprawa efektywności energetycznej

Ich realizacja pozwoli nie tylko na znaczne zredukowanie emisyjności KSE, ale także prowadzi do osiągnięcia optymalnego pod względem kosztu społecznego miks energetyczny z zachowaniem podstawowej roli państwa, jaką jest zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego.

2.11. Rozszerzone założenia techniczno-ekonomiczne

Niniejszy rozdział stanowi uzupełnienie rozdziału 2.1 i wskazuje szczegółowe dane dotyczące założeń techniczno-ekonomicznych przyjętych do modelu. Wszystkie wskaźniki ekonomiczne wykorzystane w analizie zostały przyjęte na podstawie ścieżek prognostycznych określanych jako realistyczne lub średnie. Przyjęcie wartości średnich uznano za założenie najbardziej racjonalne oraz obarczone najmniejszym ryzykiem przeszacowania lub niedoszacowania kosztów technologii.

Tabela 40. Jednostkowe nakłady inwestycyjne, kontraktowe – Overnight Cost (OVN) [mln PLN/GW netto]

	2020	2025	2030	2035	2040
energetyka jądrowa – PWR GEN III+	22 346	21 657	21 147	20 576	19 996
morskie farmy wiatrowe (MFW)	15 010	13 396	11 953	10 692	9 590
lądowe farmy wiatrowe (LEW)	6 462	5 880	5 298	5 032	4 761
fotowoltaika (PV)	3 903	3 518	3 129	2 956	2 782
biomasa	13 802	13 733	13 502	13 233	12 957
gaz ziemny – OCGT	2 326	2 203	2 148	2 108	2 078
gaz ziemny – CCGT	3 266	3 133	3 069	3 017	2 975
gaz ziemny – CCGT + CCS	8 002	7 478	7 155	6 894	6 669
węgiel kamienny – ASC PC	7 363	7 363	7 363	7 363	7 363
węgiel kamienny – ASC PC + CCS	20 684	20 113	19 708	19 247	18 776
węgiel kamienny – IGCC	14 536	13 816	13 434	13 125	12 863

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy Biurem Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie prognoz National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19¹⁷, International Energy Agency (IEA) – WEO'19¹⁸ oraz Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) – PRSP'20¹⁹

¹⁷ 2019 Annual Technology Baseline, NREL (2019), Mid Scenarios.

¹⁸ World Energy Outlook 2019, IEA 2019, EU Stated Policies scenarios

¹⁹ Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2021-2030 – dokument główny, Analiza wystarczalności generacji dla lat 2020-2030, PSE 2020.

Tabela 41. Jednostkowe koszty stałe O&M (FOM) [mln PLN/GW netto]

	2020	2025	2030	2035	2040
energetyka jądrowa – PWR GEN III+	371	371	371	371	371
morskie farmy wiatrowe (MFW)	405	344	292	247	210
lądowe farmy wiatrowe (LEW)	156	150	143	138	133
fotowoltaika (PV)	47	42	38	35	33
biomasa	411	411	411	411	411
gaz ziemny – OCGT	45	45	45	45	45
gaz ziemny – CCGT	39	39	39	39	39
gaz ziemny – CCGT + CCS	124	124	124	124	124
węgiel kamienny – ASC PC	121	121	121	121	121
węgiel kamienny – ASC PC + CCS	295	295	295	295	295
węgiel kamienny – IGCC	199	199	199	199	199

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z Biurem Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie prognoz National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19

Tabela 42. Jednostkowe koszty zmienne O&M (VOM) [PLN/MWh]

	2020	2025	2030	2035	2040
energetyka jądrowa – PWR GEN III+	26	26	26	26	26
morskie farmy wiatrowe (MFW)	0	0	0	0	0
lądowe farmy wiatrowe (LEW)	0	0	0	0	0
fotowoltaika (PV)	0	0	0	0	0
biomasa	20	20	20	20	20
gaz ziemny – OCGT	26	26	26	26	26
gaz ziemny – CCGT	10	10	10	10	10
gaz ziemny – CCGT + CCS	26	26	26	26	26
węgiel kamienny – ASC PC	18	18	18	18	18
węgiel kamienny – ASC PC + CCS	37	37	37	37	37
węgiel kamienny – IGCC	29	29	29	29	29

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z Biurem Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie prognoz National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19; VOM elektrowni jądrowych zawiera opłatę na poczet funduszu likwidacyjnego zgodnie z rozporządzeniem RM z dnia 10 października 2012 r.²⁰

	2020	2025	2030	2035	2040
morskie farmy wiatrowe (MFW)	44,5%	45,7%	46,9%	48,2%	49,5%
lądowe farmy wiatrowe (LEW)	35,4%	36,2%	36,9%	37,6%	38,4%
fotowoltaika (PV)	10,6%	11,5%	12,4%	13,2%	14,1%

Tabela 43. Średnioroczny współczynnik wykorzystania mocy (CF) [%]

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z Biurem Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie wyników scenariusza strategicznego optymalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym wykonanej przy współpracy z PSE S.A.

²⁰ Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 10 października 2012 r. w sprawie wysokości wpłaty na pokrycie kosztów końcowego postępowania z wypalonym paliwem jądrowym i odpadami promieniotwórczymi oraz na pokrycie kosztów likwidacji elektrowni jądrowej dokonywanej przez jednostkę organizacyjną, która otrzymała zezwolenie na eksploatację elektrowni jądrowej

Tabela 44. Średnioroczna sprawność wytwarzania energii elektrycznej [%]

	2020	2025	2030	2035	2040
energetyka jądrowa – PWR GEN III+	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%	32,6%
morskie farmy wiatrowe (MFW)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
lądowe farmy wiatrowe (LEW)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
fotowoltaika (PV)	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
biomasa	25,3%	25,3%	25,3%	25,3%	25,3%
gaz ziemny – OCGT	35,4%	36,6%	37,9%	37,6%	37,6%
gaz ziemny – CCGT	51,2%	51,8%	52,4%	52,3%	52,3%
gaz ziemny – CCGT + CCS	45,4%	45,5%	45,6%	45,5%	45,5%
węgiel kamienny – ASC PC	38,8%	39,0%	39,1%	39,0%	39,0%
węgiel kamienny – ASC PC + CCS	30,9%	33,9%	37,7%	36,9%	36,9%
węgiel kamienny – IGCC	40,7%	43,4%	46,5%	45,8%	45,8%

Źródło: Ministerstwo Klimatu i Środowiska we współpracy z Biurem Pełnomocnika Rządu ds. Strategicznej Infrastruktury Energetycznej na podstawie prognoz National Renewable Energy Laboratory (NREL) – ATB'19 oraz danych zagregowanych Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE)

Wykaz skrótów

CHP	– kogeneracja, ang. <i>combined heat and power</i>
DSR	– narzędzia zarządzania popytem, ang. <i>demand side response</i>
EU ETS	– europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Emissions Trading System</i>
EUA	– uprawnienie do emisji CO ₂ , ang. <i>European Union Allowance</i>
GHG	– gazy cieplarniane, ang. <i>greenhouse gases</i>
GUS	– Główny Urząd Statystyczny
JWCD	– jednostki wytwórcze centralnie dysponowane
KE	– Komisja Europejska
KOBiZE	– Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami
KPEiK	– <i>Krajowy plan na rzecz energii i klimatu na lata 2021–2030</i>
KSE	– krajowy system elektroenergetyczny
LULUCF	– użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo, ang. <i>Land Use, Land-Use Change and Forestry</i>
MAE	– Międzynarodowa Agencja Energii
MCK	– metodyka kosztu całkowitego
nJWCD	– jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi
OZE	– odnawialne źródła energii
UE	– Unia Europejska
WACC	– średnioważony koszt kapitału, ang. <i>weighted average cost of capital</i>