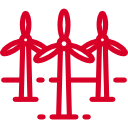
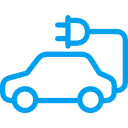
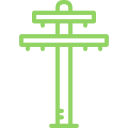
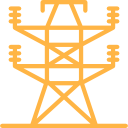
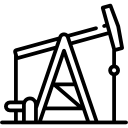
|  |
| --- |
| – Załącznik 2 –  **Wnioski z analiz prognostycznych  dla sektora paliwowo-energetycznego** |



PROJEKT

**Ministerstwo Energii**

Warszawa 2019



**Spis treści**

[Wykaz skrótów 2](#_Toc24091622)

[Wprowadzenie 3](#_Toc24091623)

[1. Założenia 4](#_Toc24091624)

[2. Prognoza cen paliw w imporcie do Unii Europejskiej 6](#_Toc24091625)

[3. Prognoza cen uprawnień do emisji CO2 w systemie EU ETS 6](#_Toc24091626)

[4. Prognoza parametrów techniczno-ekonomicznych technologii wykorzystywanych w sektorze energii 7](#_Toc24091627)

[5. Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej 8](#_Toc24091628)

[6. Prognoza krajowej produkcji energii z podziałem na rodzaj paliwa 11](#_Toc24091629)

[7. Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii 12](#_Toc24091630)

[8. Prognoza importu netto z podziałem na paliwa 13](#_Toc24091631)

[9. Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych 14](#_Toc24091632)

[10. Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła 17](#_Toc24091633)

[11. Prognozy dotyczące energii elektrycznej 18](#_Toc24091634)

[11.1. Prognoza wycofań mocy wytwórczych energii elektrycznej 18](#_Toc24091635)

[11.2. Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej 19](#_Toc24091636)

[11.3. Prognoza wytwarzania energii elektrycznej wg paliw 22](#_Toc24091637)

[11.4. Prognoza cen energii elektrycznej 24](#_Toc24091638)

[12. Prognozy zdolności połączeń przesyłowych 25](#_Toc24091639)

[12.1. Prognozy zdolności elektroenergetycznych połączeń przesyłowych 25](#_Toc24091640)

[12.2. Prognozy zdolności gazowych połączeń przesyłowych 25](#_Toc24091641)

[13. Prognozy emisji zanieczyszczeń 27](#_Toc24091642)

[14. Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii 28](#_Toc24091643)

# Wykaz skrótów

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **CHP** | – | kogeneracja, ang. *combined heat and power* |
| **DSR** | – | narzędzia zarządzania popytem, ang. *demand side response* |
| **EU ETS** | – | europejski system handlu uprawnieniami do emisji CO2, ang. *European Union Emissions Trading System* |
| **EUA** | – | uprawnienie do emisji CO2, ang. *European Union Allowance* |
| **GUS** | – | Główny Urząd Statystyczny |
| **JWCD** | – | jednostki wytwórcze centralnie dysponowane |
| **LULUCF** | – | użytkowanie gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwo, ang. *Land Use, Land-Use Change and Forestry* |
| **nJWCD** | – | jednostki wytwórcze niebędące centralnie dysponowanymi |
| **OZE** | – | odnawialne źródła energii |
| **UE** | – | Unia Europejska |

# Wprowadzenie

Niniejszy dokument stanowi załącznik nr 2 do ***Polityki energetycznej Polski do 2040 roku*** *– strategii rozwoju sektora paliwowo-energetycznego* (PEP2040). Przedstawione poniżej wyniki stanowią prognozy rozwoju sektora paliwowo-energetycznego w horyzoncie 20‑letnim i uwzględniają przesądzenia dokonane w PEP2040. Jednocześnie należy zauważyć, że przewidywanie w tak długim okresie obarczone jest dużą niepewnością.

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, a elektrownia Ostrołęka C jest ostatnią nową elektrownią węglową, poza kogeneracją i innymi technologiami o emisyjności poniżej 450 kg CO2 / MWh. 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.

# Założenia

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.

|  |
| --- |
| Ocenia się, że przy uwzględnieniu konkurencyjności źródeł odnawianych, technicznych możliwości ich pracy w KSE, jak również wyzwań związanych z rozwojem OZE w transporcie i ciepłownictwie - możliwe jest osiągnięcie 21% udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r.  **PEP2040 wskazuje przedziałowy cel w tym zakresie tj. 21-23%\*, przy czym osiągnięcie pułapu 23% będzie możliwe w sytuacji przyznania dodatkowych środków unijnych**, **w tym na *sprawiedliwą transformację*.**  Niniejsza analiza przedstawia wizję realizacji ambitniejszego tj. 23%\* udziału OZE w 2030 r. |

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 węgli stanowią około 1,28% wszystkich zasobów węgla. Zasoby złóż zagospodarowanych stanowią obecnie 37,9% zasobów bilansowych i wynoszą 22 308 mln t. 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 nie jest brany pod uwagę w analizach import/eksport;*
* ***gaz ziemny:*** Stan wydobywalnych zasobów bilansowych gazu ziemnego na dzień 31.12.2018 r. wyniósł 142,16 mld m3. Całkowite zasoby wydobywalne zagospodarowanych złóż gazu ziemnego wyniosły w analizowanym roku 90,56 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 (przy czym ok. 0,65 mld m3 została eksportowana), 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;
* ***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 ze źródeł niekonwencjonalnych. Na rynku światowym paliwo jądrowe jest powszechnie dostępne, a ceny pozostaną na stabilnym poziomie;
* ***biomasa****,* ***biogaz rolniczy, biogaz pozostały***: przyjęto, że potencjał techniczny uwzględniający biomasę stałą leśną, z rolnictwa (uprawy energetyczne oraz odpady roślinne), 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. Potencjał wykorzystania ciepła skał głębokich oceniono w perspektywie 2030 r. na 45 PJ 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 oceniono na ok. 10 GW mocy zainstalowanej, zaś farm na morzu – ok. 4 GW do 2030 r. i 8 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 małych instalacjach „dachowych”.

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 zaprezentowano 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. Przedstawiono także projekcje nakładów inwestycyjnych w sektorze energetycznym, jakich wymaga realizacja niniejszego scenariusza.

# 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 2017[[1]](#footnote-1), 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]

# Prognoza cen uprawnień do emisji CO2 w systemie EU ETS

W celu zachowania spójności, 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 2030 r. są kierunkowo zbieżne z aktualnymi wytycznymi KE w zakresie stosowania wskaźników na potrzeby zintegrowanych planów na rzecz energii i klimatu. Pomimo znaczącego wzrostu cen uprawnień do emisji CO2 w 2018 r., KE nie wskazała zaktualizowanych tj. wyższych prognoz cen EUA do wykorzystania w ramach prac analitycznych do krajowych planów. Z powyższego względu uznano projekcje cen EUA z WEO2017 za adekwatne do potrzeb analitycznych.

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.

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

# 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 urucho-mienia** | **nakłady inwest. OVN** | **koszty** | | **sprawność netto elektr /całkowita** | **techniczny czas życia** | **wskaź. emisji CO2** |
| **stałe** | **zmienne** |
| **tys.€/MWnet** | **tys.€/MWnetto** | **€/MWhnetto** | **%** | **lata** | **kg/GJ** |
| 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 elektrycznejang. *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 Deployment, Paris, 2015

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

# Prognoza zużycia energii pierwotnej i finalnej

W tabeli oraz na rysunku poniżej zestawiono historyczne i prognozowane zużycie energii pierwotnej i finalnej 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. poprawę efektywności energetycznej o 23% 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. Prognoza 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. Prognoza 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. Prognoza zużycia energii finalnej w podziale na sektory (bez zużycia nieenergetycznego)

Istotnych informacji dostarcza także dekompozycja **zużycia energii finalnej[[2]](#footnote-2) 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, źr. 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 efektywność 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 zasypowych 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

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

# 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 KSE 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 w miastach – 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 zarówno w kotłach dedykowanych, układach hybrydowych, jak i instalacjach współspalania z węglem. W gospodarstwach domowych oraz usługach większe niż do tej pory wykorzystanie biomasy wiązać się będzie z zastępowaniem starych pieców węglowych nowoczesnymi, opalanymi pelletem.

Tabela 7. 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.

# Prognoza zużycia krajowego brutto paliw i energii

Prognoza krajowego zużycia brutto poszczególnych paliw i energii[[3]](#footnote-3) 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 wiązał 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.
* 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, głownie jako moce regulacyjne i rezerwowe, a także w celu poprawy jakości powietrza, jako paliwo o 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 8. 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 |
| pozost. 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

# 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 niestabilnych 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, 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, mniej 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 9. 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

# Prognoza zużycia energii końcowej brutto ze źródeł odnawialnych

Zaprezentowane w niniejszym podrozdziale trajektorie krajowego i sektorowego[[4]](#footnote-4) 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 do końca 2040 r.). W obydwu systemach założono maksymalny 15-letni okres subsydiowania technologii.

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 finalnym zużyciu energii finalnej brutto w 2020 r. – 15%, w 2030 r. – 23%\*** (tj. w przypadku udzielenia dodatkowego wsparcia ze środków unijnych) **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.

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

Tabela 10. Prognoza całkowitego i sektorowego zużycia energii końcowej 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 11. 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)*** | 184,3 | 202,0 | 202,4 | 206 | 246 | 254 | 262 | 270 |
| elektrownie wodne\* | 17,5 | 146,2 | 833,0 | 2020 | 2278 | 3290 | 3940 | 4746 |
| elektrownie wiatrowe\* | 0,0 | 0,0 | 4,9 | 173 | 390 | 584 | 929 | 1274 |
| elektrownie fotowoltaiczne | 120,4 | 507,8 | 776,2 | 822 | 835 | 1001 | 984 | 887 |
| elektrownie biomasowe | 9,6 | 34,3 | 77,9 | 132 | 230 | 334 | 431 | 498 |
| elektrownie biogazowe | 0,0 | 0,0 | 0,0 | 17 | 25 | 30 | 35 | 40 |
| odnawialne odpady komunalne | 184,3 | 202,0 | 202,4 | 206 | 246 | 254 | 262 | 270 |
| **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 12. 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 13. 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** | **14488,025** | **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 elektr. 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

# Prognozy wytwarzania energii cieplnej i skojarzanego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła

Zapotrzebowanie na ciepło sieciowe będzie wzrastać, przy czym ze względu na priorytetyzację 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 14. 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 15. 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 wytworzony 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 w 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 [%]

# Prognozy dotyczące energii elektrycznej

## 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. Wg 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.

Poniższy rysunek obrazuje zdeterminowane oraz zakładane trwałe odstawienia jednostek wytwórczych w elektroenergetyce zawodowej i przemysłowej w latach 2016-2040.

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

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

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) cieplnych 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 16. Skumulowane wielkości wycofań mocy w latach 2016–2040 [MWnetto]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **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 cieplne | 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.

## Prognoza ilości mocy wytwórczych energii elektrycznej

Wyniki przeprowadzonych analiz wskazuję 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 1-1,5 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 jednostek 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 17. 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 |
| el. pompowe | 1 256 | 1 405 | 1 405 | 1 415 | 1 415 | 1 415 | 1 415 | 1 415 |
| el. wodne | 1 064 | 935 | 964 | 995 | 1 110 | 1 150 | 1 190 | 1 230 |
| 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. wiatrowe lądowe | 121 | 1 108 | 4 886 | 9 497 | 9 574 | 9 601 | 9 679 | 9 761 |
| el. wiatrowe morskie | 0 | 0 | 0 | 0 | 725 | 3 815 | 5 650 | 7 985 |
| fotowoltaika | 0 | 0 | 108 | 2 285 | 4 935 | 7 270 | 11 670 | 16 062 |
| turb.gaz./ zimna rez./ import m. | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 350 | 350 |
| DSR/magazyny energii/interkonektory | 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, budową bloków elektrowni jądrowych (3 bloków o łącznej mocy 4,5 GW) 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. Jedyną 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 stanowić 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 (66% zainstalowanej mocy OZE w 2040 r.). Udziały pozostałych źródeł w OZE-E w 2040 r. to: fotowoltaika – 14,5%, biomasa – 9,5% elektrownie wodne – 6% oraz biogaz – 3,5%.

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

## 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 (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 importowe-eksportowe jest zerowe. Polska nie odpowiada za dostępność energii z innych państwa, dlatego nie może opierać bezpieczeństwa dostaw energii do krajowych odbiorców na potencjalnym imporcie. Podkreślenia wymaga, to że mowa o saldzie, co oznacza, że nie wyklucza się importu do krajowego systemu elektroenergetycznego.

Tabela 18. 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 |
| z wody przepompowanej | 1,6 | 0,6 | 0,6 | 0,6 | 0,8 | 0,9 | 1,2 | 1,5 |
| energia wodna | 2,2 | 2,9 | 1,8 | 2,4 | 2,9 | 3,0 | 3,0 | 3,1 |
| 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 wiatru | 0,1 | 1,7 | 10,9 | 23,5 | 26,5 | 38,3 | 45,8 | 55,2 |
| energia słoneczna | 0,0 | 0,0 | 0,1 | 2,0 | 4,5 | 6,8 | 10,8 | 14,8 |
| 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 wielkopiecowym

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

\*\*\* nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

\*\*\* nieorganiczne odpady przemysłowe i komunalne

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

\* łącznie z gazem koksowniczym i wielkopiecowym

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

## 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 przedsięwzięć 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. Podatek VAT dla odbiorców przemysłowych jest refundowany przez Skarb Państwa.

Tabela 19. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na sektor [EUR'2016/kWh]

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2005** | **2010** | **2015** | **2020** | **2025** | **2030** | **2035** | **2040** |
| gospodarstwa domowe | 0,114 | 0,145 | 0,150 | 0,159 | 0,186 | 0,188 | 0,192 | 0,192 |
| usługi | b.d. | b.d. | 0,135 | 0,140 | 0,167 | 0,170 | 0,173 | 0,173 |
| przemysł | 0,066 | 0,100 | 0,082 | 0,110 | 0,123 | 0,124 | 0,127 | 0,123 |

Źródło: Opracowanie własne ARE S.A.

Rysunek 10. Prognoza cen energii elektrycznej z podziałem na odbiorców [EUR'2016/kWh]

# Prognozy zdolności połączeń przesyłowych

## 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 20. Prognoza transgranicznej przepustowość 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** | Mikułowa-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 – Leměšany | 2078 | 2078 | 2078 | 2078 | 2078 | 2078 | 2078 | 2078 |
| **Szwecja** | Słupsk – Stärno | 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** | Ełk – Alytus | 0 | 0 | 488 | 488 | 488 | 0 | 0 | 0 |
| **Litwa** | Żarnowiec-Darbenai | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 700 | 700 | 0 |
| **SUMA** | | **9953 / 9584** | **9953 / 9584** | **10441 / 10072** | **11837 / 11468** | **12467  / 12098** | **12049 / 11680** | **12049 / 11680** | **11349  / 10980** |

\*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 przesyle 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.

## 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 bezpieczeństwo energetyczne kraju poprzez dywersyfikację źródeł i kierunków dostaw gazu ziemnego, traktowane są elementy tzw. Bramy Północnej i połączenie międzysystemowe ze wschodnimi i południowymi sąsiadami. Kluczowe w tym zakresie 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 w celu podniesienia zdolności przesyłowych); rozbudowa terminala LNG – zdolność regazyfikacji ok. 7,5 mld m3, połączenie międzysystemowe z Ukrainą (połączy terminal w Świnoujściu z Europą Środkową i Wschodnią) – przepustowość 5‑7 mld m3 w kierunku Polski i 5-8 mld m3 w kierunku Ukrainy. Ponadto przyjmuje się, że połączenie międzysystemowe ze Słowacją – będzie mieć 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; połączenie międzysystemowe z Czechami – 6,5 mld m3 w kierunku Polski i 5 mld m3 w kierunku Czech.

Tabela 21. Parametry transgranicznych punktów wejścia do gazowego systemu przesyłowego

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **połą-czenie** | punkt graniczny | **2015** | | **2020** | | **2025** | | **2030** | | **2035** | | **2040** | |
| zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] | zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] | zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] | zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | Zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] | Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | Zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] | Zdolność przesyłowa roczna bez korekty temp. [mln m3 w 0ºC] | Zdolność przesyłowa roczna po korekcie temp. [mln m3 w 15ºC] |
| **Terminal LNG** | Świnoujście (zdolność regazyfikacji) | 5000 | 5274 | 5000 | 5274 | 7500 | 7911 | 7500 | 7911 | 7500 | 7911 | 7500 | 7911 |
| **Niemcy** | Lasów | 1577 | 1663 | 1577 | 1663 | 1577 | 1663 | 1577 | 1663 | 1577 | 1663 | 1577 | 1663 |
| **Niemcy** | Gubin | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 | 18 |
| **Niemcy** | Brieskow-Finkenheerd / Słubice EWE | 228 | 240 | 228 | 240 | 228 | 240 | 228 | 240 | 228 | 240 | 228 | 240 |
| **Czechy** | Branice | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| **Czechy** | Cieszyn | 911 | 961 | 911 | 961 | 911 | 961 | 911 | 961 | 911 | 961 | 911 | 961 |
| **Ukraina** | Drozdowicze / Hermanowice | 5694 | 6006 | 5694 | 6006 | 5694 | 6006 | 5694 | 6006 | 5694 | 6006 | 5694 | 6006 |
| **Białoruś** | Tietierowka k/Białegostoku | 237 | 249 | 237 | 249 | 237 | 249 | 237 | 249 | 237 | 249 | 237 | 249 |
| **Białoruś** | Wysokoje k/Janowa Podlaskiego | 5475 | 5775 | 5475 | 5775 | 5475 | 5775 | 5475 | 5775 | 5475 | 5775 | 5475 | 5775 |
| **Białoruś** | Włocławek\* | 8760 | 9240 | 8760 | 9240 | 8760 | 9240 | 8760 | 9240 | 8760 | 9240 | 8760 | 9240 |
| **Białoruś** | Lwówek\* | 2365 | 2495 | 2365 | 2495 | 2365 | 2495 | 2365 | 2495 | 2365 | 2495 | 2365 | 2495 |
| **Białoruś** | Kondratki k/Białegostoku EUROPOL | 33744 | 35594 | 33744 | 35594 | 33744 | 35594 | 33744 | 35594 | 33744 | 35594 | 33744 | 35594 |
| **Niemcy** | Kamminke k/Świnoujścia | 131 | 139 | 131 | 139 | 131 | 139 | 131 | 139 | 131 | 139 | 131 | 139 |
| **Ukraina** | Hermanowice / Drozdowicze | 2190 | 2310 | 2190 | 2310 | 2190 | 2310 | 2190 | 2310 | 2190 | 2310 | 2190 | 2310 |
| **Niemcy** | Mallnow k/Słubic EUROPOL | 30660 | 32342 | 30660 | 32342 | 30660 | 32342 | 30660 | 32342 | 30660 | 32342 | 30660 | 32342 |
| **Niemcy** | Mallnow k/Słubic EUROPOL rewers | 6090 | 6424 | 6090 | 6424 | 6090 | 6424 | 6090 | 6424 | 6090 | 6424 | 6090 | 6424 |
| **Dania** | Baltic Pipe | 0 | 0 | 0 | 0 | 10000 | 10549 | 10000 | 10549 | 10000 | 10549 | 10000 | 10549 |

\*punkt poboru do krajowego systemu przesyłowego z gazociagu Jamalskiego

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

# Prognozy emisji zanieczyszczeń

Prognozowane wielkości emisji uwzględniają pełną implementację w Polsce dyrektywy o emisjach przemysłowych (IED)[[5]](#footnote-5) oraz innych istniejących i projektowanych przepisów dotyczących ograniczania emisji pochodzącej za 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, NOx i pyłu PM10 dla spalania poszczególnych typów paliw – oszacowano m.in. na podstawie wytycznych EMEP/EEA[[6]](#footnote-6) oraz krajowych publikacji dotyczących indywidualnych źródeł spalania.

Uzyskane wyniki prognoz na 2030 r. w zakresie emisji SO2 i NOx w wyniku realizacji PEP2040 korespondują z docelowymi pułapami emisji na 2030 r., określonymi dla Polski w dyrektywie NEC[[7]](#footnote-7). **W przypadku braku realizacji PEP2040 krajowe pułapy dla SO2 i NOx 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 22. Prognozy emisji głównych zanieczyszczeń powietrza oraz dwutlenku węgla w 2030 i 2040 r.

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **scenariusz** | **bilans emisji** | **2030** | | | | **2040** | | | |
| **SO2** | **NOx** | **PM10** | **CO2** | **SO2** | **NOx** | **PM10** | **CO2** |
| ***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 23. Prognozowane redukcje emisji dwutlenku węgla (z uwzględnieniem sektora LULUCF) względem 1990 r.

| scenariusz | emisja CO2 z 1990 r. | emisja CO2 w 2030 r. | | emisja CO2 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.

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

# Prognoza nakładów inwestycji związanych ze zmianami w sektorze energii

W tabeli poniżej przestawiono nakłady inwestycyjne w sektorze wytwórczym. Obejmują modernizacje jednostek wytwórczych wymagane przez dyrektywę IED zawarte w konkluzjach BAT z 17 sierpnia 2017 r. oraz nakłady na odtworzenie wycofywanych i budowę nowych jednostek wytwórczych (dla pokrycia wzrostu zapotrzebowania).

Tabela 24. Prognozowane nakłady inwestycyjne w związane z energią w całej gospodarce w latach 2016-2040 [mln EUR’2016]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2016-2020** | **2021-2025** | **2025-2030** | **2031-2035** | **2036-2040** | **2016-2040** |
| **nakłady inwestycyjne związane z energią w gospodarce krajowej** | **94 973** | **100 251** | **95 528** | **86 561** | **74 369** | **451 682** |
| nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym | **53 618** | **45 178** | **45 810** | **52 712** | **48 174** | **245 492** |
| nakłady inwestycyjne związane z energią w sektorach pozaenergetycznych (przemysł, gosp. domowe, usługi, transport i rolnictwo) | **41 355** | **55 073** | **49 718** | **33 850** | **26 195** | **206 190** |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Pozycja „nakłady inwestycyjne w całym sektorze paliwowo-energetycznym” obejmuje w szczególności nakłady w sektorze elektroenergetycznym, ciepłowniczym, gazowym, paliwowym. Nakłady w sektorze gazowym obejmują plany inwestycyjne Gaz-System S.A. oraz PSG sp z o.o. – w całym okresie przyjęto 30,4 mld EUR.

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 2016-2040 oszacowano na ok. 55% 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 nowych mocy do systemu (tabela poniżej). Szacowanie tej kategorii kosztów obarczone jest dużym stopniem niepewności ze względu na wiele czynników warunkujących składowe kosztów – od lokalizacji źródeł, przez długość linii i moc znamionową sieci, po teren ich lokalizacji.

Tabela 25. Prognozowane nakłady inwestycyjne w sektorze elektroenergetycznym w latach 2016-2040 [mln EUR’2016]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2016-2020** | **2021-2025** | **2025-2030** | **2031-2035** | **2036-2040** | **2016-2040** |
| **łącznie nakłady na moce wytwórcze** | **20 407** | **11 706** | **12 229** | **23 879** | **22 880** | **91 101** |
| **wg rodzaju** |  |  |  |  |  |  |
| elektrownie | 14 858 | 8 008 | 9 246 | 21 459 | 19 445 | **73 016** |
| elektrociepłownie | 3 824 | 3 234 | 2 784 | 1 981 | 2 874 | **14 697** |
| DSR/magazyny en. | 25 | 64 | 199 | 439 | 561 | **1 288** |
| dost. do IED/BREF | 1 700 | 400 | 0 | 0 | 0 | **2 100** |
| **wg paliw** |  |  |  |  |  |  |
| węglowe | 9 222 | 2 237 | 0 | 287 | 446 | **12 192** |
| gazowe | 1 709 | 2 511 | 591 | 1 802 | 1 298 | **7 911** |
| jądrowe | 0 | 0 | 0 | 11 700 | 5 850 | **17 550** |
| inne | 694 | 539 | 446 | 689 | 1 061 | **3 430** |
| **odnawialne** | **8 782** | **6 419** | **11 192** | **9 401** | **14 225** | **50 019** |
| wodne | 110 | 317 | 120 | 120 | 120 | **787** |
| wiatrowe | 5 966 | 1 842 | 7 467 | 5 504 | 10 025 | **30 804** |
| fotowoltaiczne | 2 004 | 2 156 | 1 659 | 2 819 | 2 838 | **11 475** |
| biomasa | 407 | 1 318 | 1 109 | 93 | 278 | **3 206** |
| biogaz | 294 | 786 | 837 | 865 | 964 | **3 747** |
| **łącznie nakłady na inf. sieciową** | **8 501** | **10 020** | **10 535** | **9 772** | **9 487** | **48 315** |
| sieć przesyłowa | 1 393 | 1 740 | 2 897 | 2 375 | 2 402 | **10 807** |
| sieć dystrybucyjna | 7 108 | 8 280 | 7 638 | 7 397 | 7 085 | **37 508** |
| **łącznie nakłady w elektroenergetyce** | **28 907** | **21 727** | **22 764** | **33 651** | **32 367** | **139 416** |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

Rysunek 12. 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 26. Prognozowane nakłady inwestycyjne w ciepłownictwie [mln EUR’2016]

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  | **2016-2020** | **2021-2025** | **2025-2030** | **2031-2035** | **2036-2040** | **2016-2040** |
| **łącznie nakłady na moce wytwórcze (komercyjne, bez przemysłowych)** | **2 202** | **2 758** | **3 192** | **2 267** | **1 238** | **11 657** |
| kotły ciepłownicze | 292 | 1 254 | 2 349 | 241 | 733 | 4 868 |
| magazyn ciepła | 13 | 28 | 0 | 7 | 0 | 47 |
| modernizacja źródeł | 1 898 | 1 476 | 843 | 2 020 | 505 | 6 742 |
| **nakłady na rozbudowę i modernizację sieci ciepłowniczych** | **1265** | **1486** | **1158** | **960** | **804** | **5674** |
| **łącznie nakłady w ciepłownictwie** | **3 467** | **4 244** | **4 350** | **3 227** | **2 042** | **17 331** |

Źródło: opracowanie własne ARE S.A.

**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 **ok. 451,6 mld euro**. Taka skala kosztów stanowić będzie ogromne wyzwanie dla całej gospodarki.

Ewolucja polskiego sektora energetycznegow 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*.

1. *World Energy Outlook 2017 (WEO 2017)*, Międzynarodowa Agencja Energii, 2017. [↑](#footnote-ref-1)
2. 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. [↑](#footnote-ref-2)
3. 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. [↑](#footnote-ref-3)
4. Na zużycie energii końcowej brutto z OZE składa się zużycie w trzech sektorach: (1) elektroenergetyce; (2) ciepłownictwie i chłodnictwie; (3) transporcie. [↑](#footnote-ref-4)
5. Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. *w sprawie emisji przemysłowych* – ang. *Idustrial Emissions Directive* (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola). [↑](#footnote-ref-5)
6. *The EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2016*. [↑](#footnote-ref-6)
7. 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*  [↑](#footnote-ref-7)