

# Polska energetyka. Jak przetrwać burzę?

Partner raportu:



**Zmierzamy do ściany w polskiej energetyce. Zagrożenia się materializują - jedno po drugim. Mamy spiętrzenie niekorzystnych wydarzeń, jak między innymi kwestia Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej i Turowa, trudności z decyzją środowiskową na duńskim odcinku Baltic Pipe czy też gazociągu Nord Stream II, który pewnie będzie niebawem dokończony. Problemy naszej energetyki będą narastać, dodatkowo dynamika zmian regulacyjnych w sektorze energetycznym w Unii Europejskiej także przyspiesza. Niestety my jesteśmy w kiepskim położeniu, bowiem mamy sektor wytwarzania o wysokiej emisyjności, bazujący w znacznej mierze na węglu. Nerwowa atmosfera będzie w energetyce narastać.**

**Czas na zmiany właśnie nadszedł – utrzymywanie status quo doprowadzi nas na energetyczny margines Europy. Po wielu zaniedbaniach i niepowodzeniach, kolejnej szansy nie dostaniemy.**

---

Niniejszy dokument stanowi podsumowanie rozważań dotyczących najważniejszych wyzwań dla polskiego systemu energetycznego. W szczególności celem dokumentu jest określenie ram jej funkcjonowania, sytuacji bieżącej, a także diagnozy wyzwań oraz rekomendacji.

Dokument składa się z następujących sekcji:

1. Istota i cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej – synteza.
  2. Pozycja polskiej energetyki w Unii Europejskiej i w obliczu unijnej polityki energetyczno-klimatycznej.
  3. Wpływ obecnej sytuacji w elektroenergetyce na gospodarkę.
  4. Opis najistotniejszych czekających nas zmian w polskiej energetyce.
  5. Kluczowe wyzwania i rekomendacje.
- 

## **Istota i cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej – synteza**

Przez wiele dekad, elektroenergetyka i ciepłownictwo tak w Polsce, jak i w krajach Unii Europejskiej (UE) oraz na świecie oparte były przede wszystkim o spalanie paliw. Na przestrzeni ostatnich 15-20 lat – z powodów po części środowiskowych oraz po części politycznych – większość państw UE oraz część państw na świecie zdecydowała się na zmianę sposobu wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Odchodzenie od wykorzystania paliw kopalnych (przede wszystkim węgiel kamienny i brunatny, paliwa ropopochodne, gaz ziemny) ma na celu redukcję emisji zanieczyszczeń do powietrza powstających w wyniku spalania i tym samym poprawę (ratunek!) stanu środowiska naturalnego Ziemi dla przyszłych pokoleń. Istotnym elementem w tym zakresie – w przypadku Polski – jest rozwój ciepłownictwa oraz eliminacja zjawiska smogu.

---

Motywowana powyższymi względami transformacja energetyczna jest najbardziej zaawansowana w przypadku Unii Europejskiej. Wspólnota od wielu lat konsekwentnie realizuje politykę energetyczno-klimatyczną, której podstawowe – lecz nie jedyne – cele to:

- Głęboko zakrojona dekarbonizacja.
- Sukcesywny wzrost udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła.

Podstawowym narzędziem realizacji polityki energetyczno-klimatycznej UE jest konieczność ponoszenia opłaty za emisję CO<sub>2</sub> do atmosfery przez emitentów tego gazu. O ile w latach 2012-2017 cena uprawnień do emisji 1 tony CO<sub>2</sub> (tzw. EUA) nie przekraczała 10 euro, o tyle w wyniku zaostrzenia polityki UE, od połowy roku 2018 wysokość tej opłaty zaczęła gwałtownie rosnąć.

Wzrost kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do ponad 80 euro za tonę w 2021 roku (średnia ważona cena EU ETS w 2021 roku na polskich aukcjach wyniosła 53,15 EUR/t), a w perspektywie 2030 roku szacowany nawet do 100 euro za tonę, bezpośrednio wpływa na koszt energii elektrycznej, która jest absolutnie kluczowa dla konkurencyjności przemysłu.

Wzrost cen CO<sub>2</sub> ma na celu niejako „naturalną selekcję”, czyli doprowadzenie do eliminacji najbardziej emisyjnych źródeł wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. W praktyce oznacza to eliminację wytwarzania opartego o węgiel brunatny i kamienny oraz w długiej perspektywie – docelowo nawet gaz ziemny.

Krok drugi polityki energetyczno-klimatycznej UE to nowe generacje źródeł OZE, o większej sprawności energetycznej i niższych całkowitych kosztach jednostkowych, połączone z magazynowaniem energii, co ma zapewnić stabilność systemu elektroenergetycznego. To także wytwarzanie ciepła/chłodu oraz „elektryfikacja transportu” (czyli elektromobilność, a w tym wodoro-mobilność). W uproszczeniu, efektem ma być całkowita eliminacja wytwarzania węglowego (i niemal całkowita – gazowego) do roku 2050.

Unijna polityka związana z walką na rzecz ochrony klimatu jest sukcesywnie rozwijana, w szczególności po okresie spowolnienia prac w 2020 roku wobec walki z pandemią.

W grudniu 2020 r. Unia Europejska zobowiązała się, m.in. w ramach Porozumienia Paryskiego, do osiągnięcia celów obejmujących redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r. (w porównaniu do 1990 r.). Przygotowania do ustalenia nowych celów polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. trwały od ponad roku, a rozpoczęły się od przedstawienia przez Komisję Europejską (KE), w grudniu 2019 r., nowej strategii gospodarczej, tzw. Europejskiego Zielonego Ładu. Europejski Zielony Ład zawiera polityki ściśle klimatyczne, ale także m.in. efektywność energetyczną, gospodarkę w obiegu zamkniętym, rolnictwo, czy transport. Komisja przedstawiła również projekt rozporządzenia w sprawie pierwszego Europejskiego prawa klimatycznego (ang. EU Climate Law). Najważniejszym elementem prac nad wdrażaniem Europejskiego Zielonego Ładu i przyjęciem wyższych celów redukcyjnych do 2030 r. był przedstawiony we wrześniu 2020 r.



Source: own study of CAKE/KOBIZE  
Źródło: opracowanie własne CAKE/KOBIZE

POLISH BRIEF

INSTITUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL

Rysunek 1 Zakres tematyczny otoczenia polityki klimatyczno-energetycznej UE do 2030 roku

Po przeanalizowaniu działań wymaganych we wszystkich sektorach, m.in. w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej i wykorzystania energii odnawialnej, Komisja do czerwca 2021 zobowiązała się do zaprezentowania projektu aktów prawnych. Pakiet ten - określany - „Fit for 55% package” dotyczy celów w zakresie OZE, efektywności energetycznej, EU ETS jak i tych poza ETS. Jedne z najważniejszych działań w zakresie polityki klimatycznej planowanych w ramach tego pakietu to:

- rewizja systemu europejskiego handlu emisjami (EU ETS), w tym planowany przegląd funkcjonującego w ramach EU ETS mechanizmu rezerwy stabilności rynkowej (z ang. MSR - Market Stability Reserve) i rozporządzenia o wspólnym wysiłku redukcyjnym (z ang. ESR - Effort Sharing Regulation),
- rewizja rozporządzenia ws. użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (z ang. LULUCF - Land Use, Land-Use Change and Forestry Regulation),

- c. wprowadzenie mechanizmu granicznego (z ang. CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism);
- d. nowelizacja dyrektyw w zakresie efektywności energetycznej i OZE.

Nowe regulacje UE będą miały wpływ na kształtowanie się ceny uprawnień do emisji. W chwili obecnej wielkość emisji zaliczanych do non-ETS jest w Polsce podobna do wielkości emisji w EU ETS, natomiast w całej Unii Europejskiej udział emisji non-ETS stanowi ok. 55% wielkości emisji całkowitej. Podwyższenie celu redukcyjnego UE do -55% w 2030 r. przełoży się na różne rozłożenie wysiłku redukcyjnego w EU ETS i non-ETS.

Dla zmian w planowanych w obszarze non-ETS, w tym kwestii ewentualnego rozszerzenia EU ETS o sektory dotychczas będące w non-ETS (transport i budownictwo) strategicznym pytaniem jest, czy odpowiedzialność za osiągnięcie redukcji emisji w tych obszarach pozostanie w gestii państw członkowskich, czy też wraz z przeniesieniem do EU ETS zostanie przeniesiona na podmioty prywatne (więcej informacji w dokumencie „Polityka energetyczna Polski w świetle unijnego pakietu „Fit for 55%” w magazynie Polish Energy Brief).

---

## **Pozycja polskiej energetyki w Unii Europejskiej i w obliczu unijnej polityki energetyczno-klimatycznej**

Pozycja negocjacyjna Polski w polityce klimatycznej UE jest bardzo słaba. Wynika to z połączenia kilku czynników wpływających na kształt polskiej elektroenergetyki:

- uwarunkowań historycznych,
- uwarunkowań paliwowych,
- uwarunkowań politycznych,
- uwarunkowań strategicznych.

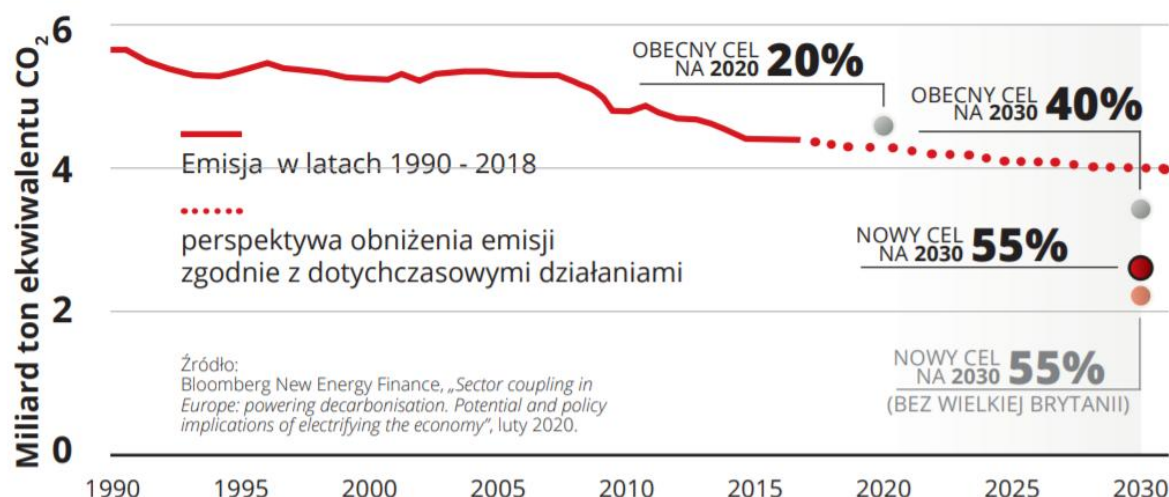
Pomimo faktu, iż podstawowe kierunki polityki UE są znane i realizowane od ponad dekady, polski system elektroenergetyczny nadal w ok. 70% oparty jest na węglu kamiennym i brunatnym (polskie ciepłownictwo w ponad 80%). Udział energetyki odnawialnej w produkcji energii elektrycznej to ok. 17%. Ilości te są absolutnie niewystarczające do spełnienia celów unijnych w horyzoncie roku 2030 lub następnych dekadach.

Ponadto, struktura wiekowa bloków węglowych sprawia, że w najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. Infrastruktura energetyczna w Polsce się starzeje – około dwóch trzecich mocy elektrowni węglowych w kraju ma więcej niż 30 lat. Biorąc pod uwagę przewidywany cykl życia liczący maksymalnie 60 lat, do 2050 roku konieczna będzie ich wymiana. Według

scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych, który zakłada także wycofania ze względu na planowane wdrożenie konkluzji wprowadzających nowe standardy emisyjne, do 2035 roku konieczne będzie wyłączenie ponad 17 GW źródeł wytwórczych.

Kryzys wywołany pandemią koronawirusa zmienił otaczającą nas rzeczywistość. Jednocześnie otworzył nowe możliwości przed gospodarką Polski, w tym również dla sektora energetycznego. Mimo, że rynek światowy doświadcza turbulencji, to jednak kierunek polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej pozostaje wciąż ten sam. Decydenci i biznes z dnia na dzień nie zrezygnują z zielonego trendu, ponieważ transformacja energetyczna może stanowić nowy impuls, który będzie źródłem przyszłego wzrostu gospodarczego i przewagi konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw. Zielone inwestycje mogą rozwinąć potencjał polskiego sektora badań i rozwoju. Jest to ogromna szansa dla innowacyjnych technologii magazynowania energii, ale również na zbudowanie własnego łańcucha dostaw. W przyszłości technologie z Polski mogą wspomóc wysiłki podejmowane na rzecz transformacji gospodarczej, ale również umożliwić wzmacnianie pozycji rodzimych przedsiębiorstw na rynkach międzynarodowych. Energetyka odnawialna to także inwestycje w tańszą energię, ale również w niezależność energetyczną i budowanie bezpieczeństwa energetycznego poprzez źródła rozproszone. Będą one ważnym elementem transformacji energetyki w Polsce i pozwolą na realizację zobowiązań wynikających z unijnej polityki klimatycznej.

Polityka energetyczno-klimatyczna Unii Europejskiej (UE) zmierza do stworzenia warunków, które umożliwią rozwój ogólnogospodarczy i społeczny krajów z uwzględnieniem poprawy stanu środowiska naturalnego, przy racjonalnym wykorzystaniu zasobów. W grudniu 2019 r. Unia Europejska przyjęła przełomowy dokument - Europejski Zielony Ład (ang. European Green Deal ) mający na celu przyspieszenie tempa transformacji Wspólnoty m.in. w kierunku gospodarki zeroemisyjnej, rozwijającej się bez wykorzystania paliw kopalnych. Rada Europejska przyjęła w grudniu 2020 roku nowy cel redukcji emisji CO<sub>2</sub> z 40 do 55 procent w 2030 roku. Podstawowym skutkiem Europejskiego Zielonego Ładu jest m.in. wzrost celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z obecnego poziomu 40 proc. do ok. 55 proc. (względem roku 1990).



Rysunek 2 Zakładany przez Europejski Zielony Ład poziom redukcji gazów cieplarnianych w UE w roku 2030

Kraje członkowskie rozpoczynają realizację nowych celów z różnego punktu wyjścia. Polska jest krajem emitującym trzeci najwyższy poziom gazów cieplarnianych wśród państw UE (w 2017 r. w Polsce wynosiła 380 MtCO<sub>2</sub>e, czyli przeszło 800 g CO<sub>2</sub>e na każde euro PKB, co jest trzecim najwyższym wynikiem wśród państw UE). Od kilku lat toczy się w Polsce dyskusja na temat optymalnej ścieżki dekarbonizacji. Polska jest jednym z największych emitentów CO<sub>2</sub> w Europie, opiera różne gałęzie gospodarki o przemysł węglowy, silnie odczuwa wpływ procesów dekarbonizacji systemów ze względu na ich wpływ na rynek i zewnętrzne, tj. rosnące ceny ETS, presję korporacyjną i społeczną.

Kluczowe determinanty osiągnięcia skutecznej zero emisyjności to jej tempo, koszty bezpośrednie, koszty społeczne, możliwość udziału polskich przedsiębiorstw w zachodzących przemianach technologicznych. Emisje w Polsce pochodzą z sześciu sektorów i obszarów gospodarki: przemyśle, transporcie, rolnictwie, użytkowaniu budynków, ciepłownictwie i energetyce.

Transformacja energetyczna, nowe regulacje związane z Europejskim Zielonym Ładem stanowią ogromne wyzwanie dla Polski. Będzie to projekt wpływający na wszystkie dziedziny życia. Działania związane z dekarbonizacją wymagają ogromnych nakładów finansowych, aby przebudować sektor energetyczny ze scentralizowanego, wysokoemisyjnego, na bardziej rozproszony, nisko i zero emisyjny. Wymaga to wypracowania odpowiedniego podejścia uwzględniającego budowę lub przebudowę nowych źródeł wytwórczych i przesyłowych. Równolegle wymaga to wzięcia pod uwagę budowę nowych łańcuchów dostaw, przemysłu, usług, które będą dostarczały wartości dodanej w oparciu o krajowe zasoby. Uwzględnienie społecznych aspektów przemian jest fundamentalne, transformacja dotknie bardziej regiony uprzemysłowione. Konieczne jest również zbudowanie skutecznych, ale też elastycznych ram regulacyjnych uwzględniających wprowadzenie niezbędnych przepisów. Zapewnienie przejrzystości zasad, długoterminowej wizji zapewni poczucie bezpieczeństwa i zwiększy akceptację

dekarbonizacji wśród wszystkich interesariuszy.

Oba sektory – elektroenergetykę i ciepłownictwo – cechuje opóźnienie oraz niski stopień przygotowania do spełnienia wyzwań unijnych w przyszłości. Wynika to z wieloletnich zaniechań, których **głównym powodem jest brak spójnej wizji polskiej energetyki oraz brak wynikających z tej wizji systematycznych i celowych działań**. Jako kluczowe braki w zakresie polityki energetycznej Polski wskazać należy głównie:

- brak realnej możliwości wykorzystania paliw innych niż węglowe – utrzymująca się przez wiele lat zależność Polski od Rosji w zakresie gazu ziemnego w zasadniczy sposób opóźniła rozwój elektrowni i elektrociepłowni gazowych, cechujących się znacznie niższą emisyjnością dwutlenku węgla i innych szkodliwych substancji. Rozbudowa terminala LNG w Świnoujściu, mająca na celu dywersyfikację cenowo-ilościową dostaw gazu do Polski (i tym samym zmniejszenie zależności od Rosji) doszła do skutku o około dekadę za późno.
- brak reformy górnictwa, które przez wiele lat pozostawało sektorem nierentownym, mało efektywnym i niedoinwestowanym, daleko poza czołówką krajów „górnictwych” (np. Australia, USA, Chiny); w efekcie, rodzimy węgiel stał się mniej konkurencyjny (droższy) niż import tego surowca z zagranicy (głównie z Rosji), co jest swoistym smutnym paradoksem polskiej energetyki. Polska od dawna nie jest liczącym się graczem na rynku węgla na świecie, a co więcej – znaczenie górnictwa w krajowej gospodarce (udział w PKB) jest niewielkie.
- brak przewidywalności i stabilności warunków umożliwiających realizację inwestycji w nowe moce (czy to węglowe, czy to gazowe, czy też odnawialne – głównie wiatrowe i fotowoltaiczne).
- niejasność kompetencyjna - nie wiadomo do końca, kto jest odpowiedzialny za energetykę. Ministerstwo Aktywów Państwowych sprawuje nadzór właścicielski nad spółkami Skarbu Państwa, z kolei resort klimatu i środowiska zajmuje się regulacjami i koncesjami. Dodatkowo funkcjonuje pełnomocnik rządu do spraw strategicznej infrastruktury energetycznej.
- Brak świadomości, że nikt w Unii nie będzie już czekał na Polskę. Od 10 lat nasi przedstawiciele opowiadają o pomysłach, które nie mają szans na powodzenie, a proces zmian legislacyjnych w UE postępuje.
- Brak ustabilizowanej aktualnej polityki energetycznej państwa, która powinna:
  - Dokonać szczegółowej diagnozy położenia Polski w obliczu uwarunkowań unijnych
  - Wskazać kierunki zmian i działań zmierzających do przeobrażenia polskiej energetyki w odpowiedzi na unijne wyzwania

**Polityka energetyczna Polski powinna być stworzona w oparciu o wieloaspektową analitykę ilościowo-jakościową** i nie być efektem dążeń/rozgrywek politycznych, lecz efektem współpracy i popartych analityką decyzji na rzecz realizacji wysokiego celu.



- Brak aktualnej polityki ekologicznej państwa – jak wyżej, element ten powinien być wsadem do polityki energetycznej,
- Brak Polityki Surowcowej Państwa – jak wyżej, element ten powinien być wsadem do polityki energetycznej
- Brak zintegrowanego planu na rzecz energii i klimatu – element ten powinien być pochodną i uzupełnieniem polityki energetycznej.
- Wykorzystywanie spółek energetycznych do rozwiązywania problemów społecznych, co bezpośrednio obciąża je i wszystkich Polaków.
- Brak kompetencji i znajomości sektora wśród kierownictwa najwyższego szczebla w wielu państwowych spółkach energetycznych.
- Brak wystarczająco silnych i profesjonalnych organizacji lobbingowych w Brukseli.

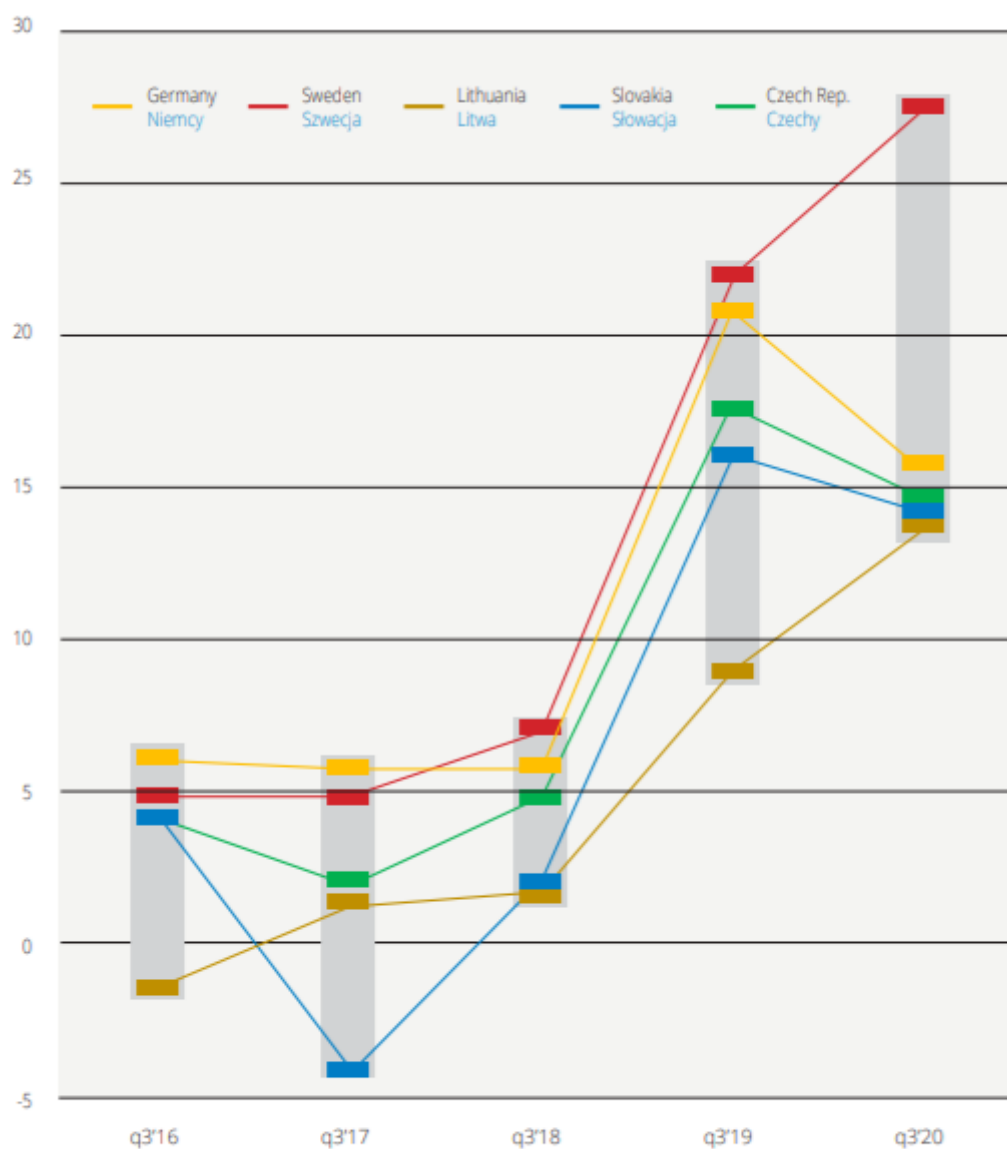
---

## Wpływ obecnej sytuacji w elektroenergetyce na gospodarkę

**Problemy elektroenergetyki oraz ciepłownictwa w Polsce nie są możliwe do rozwiązania jedną dobrą decyzją.** W energetyce krótki okres decyzyjny to 10-15 lat, średni ponad 20 lat, nie wspominając o dłuższych horyzontach. Oznacza to, że każda istotna decyzja wybiega ponad kadencję polityka.

Modelowanie i analiza IJ wskazuje, że udział OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej ma szansę wzrosnąć z obecnych 14-15% do około 40% w roku 2030 oraz około 68% w roku 2050, z czego dominującymi źródłami będzie energetyka wiatrowa offshore, onshore oraz fotowoltaika (w podziale na małe instalacje dachowe oraz farmy wielkoskalowe). Pozostałymi elementami miksu wytwórczego będą źródła ciepłne nisko- i zeroemisyjne, czyli gaz ziemny, atom oraz wodór. Uzupełnieniem miksu (pozwalającym zwłaszcza na regulację częstotliwości i napięcia) będą mogą być magazyny baterijne, których moc w 2050 roku ma szansę wynieść około 7 GW.

Istnieją jednak pewne znaki zapytania dotyczące potencjalnych nowych źródeł. W dalszej części omawiamy potencjalne przeszkody w spełnieniu wymaganego miksu elektroenergetycznego w zakresie przyspieszonej dekarbonizacji. Scenariusz przyspieszony może wymagać pilnej rewizji założeń udziału w miksie energetycznym CCGT i energetyki jądrowej.



Source: I analysis based on European Commission data  
 Źródło: analiza I w oparciu o dane Komisji Europejskiej

POLISH BRIEF

INSTITUT JAGIELLOŃSKI

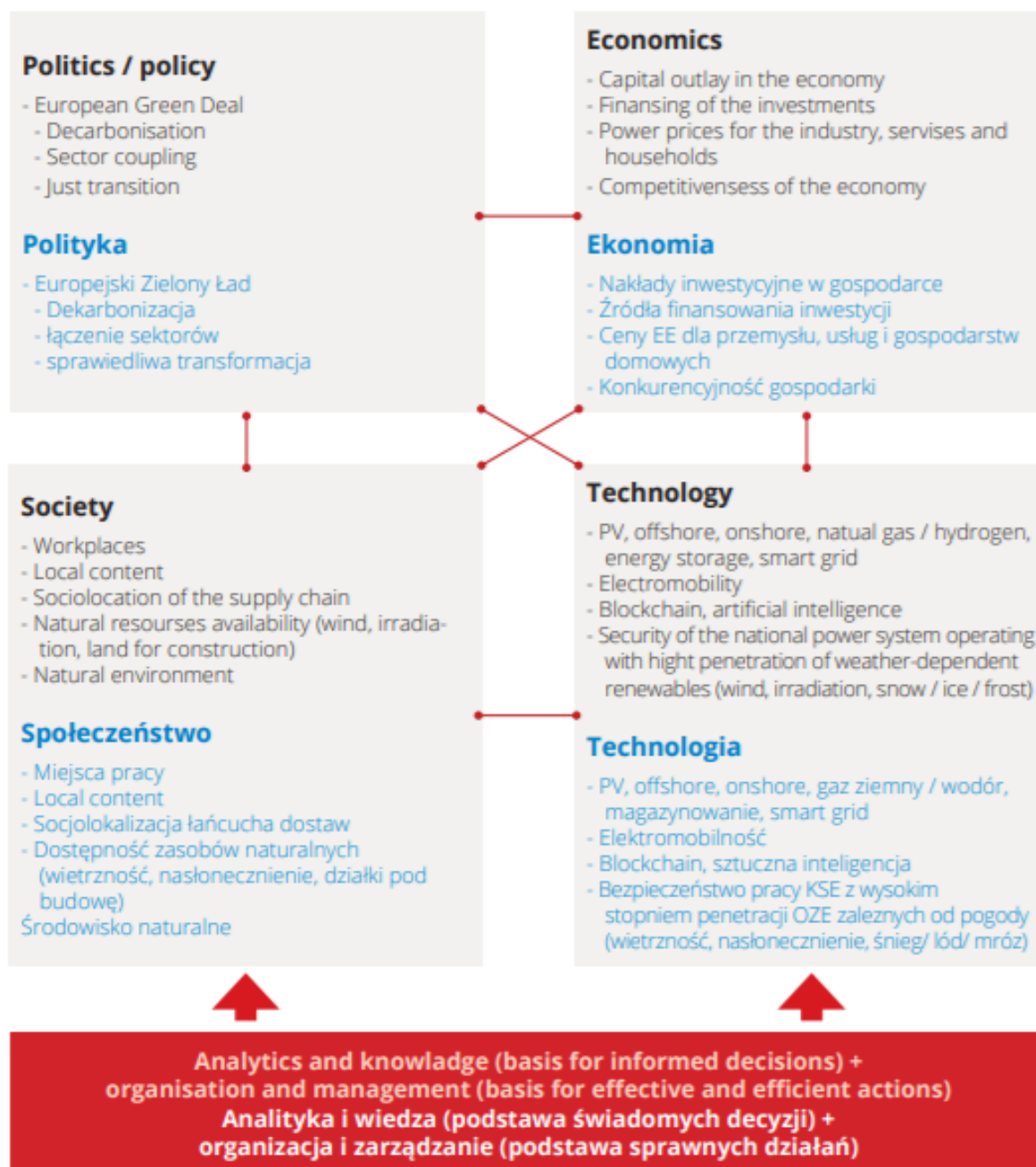
NOWEMEDIA24.PL

Rysunek 3 Różnice w poziomach cen hurtowych energii elektrycznej (EUR/MWh): Polska a kraje ościenne

Struktura wytwarzania energii elektrycznej (około 74% z paliw węglowych) oraz galopujące ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> od kilku lat przekładają się na silne wzrosty hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce oraz pogłębienie luki względem tańszych krajów ościennych.

Warto wspomnieć, że oprócz wysokiego udziału węgla w miksie wytwórczym oraz wysokich cen CO<sub>2</sub> na poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej wpływa też wiek (a tym samym sprawność) infrastruktury wytwórczej. W przypadku Polski 67%

turbozespołów ma więcej niż 30 lat, a sprawność większości bloków nie przekracza 38-40%. Łącząc powyższe kropki nie sposób nie zauważyć, że krajowa gospodarka staje w obliczu strukturalnej presji na wzrost kosztów funkcjonowania oraz pogorszenia konkurencyjności na arenie międzynarodowej, wobec czego transformacja energetyczna w Polsce wydaje się być nieunikniona i potrzebna. Przy tej okazji można postawić szereg pytań związanych z przyszłością polskiego miksu energetycznego, z których kluczowe to jak zaprojektować i sfinansować transformację energetyczną (aby m.in. uniknąć sytuacji Niemiec, gdzie spadające ceny hurtowe energii elektrycznej szły w parze z rosnącymi cenami dla odbiorców końcowych) jakie inne wyzwania stoją przed Polską?



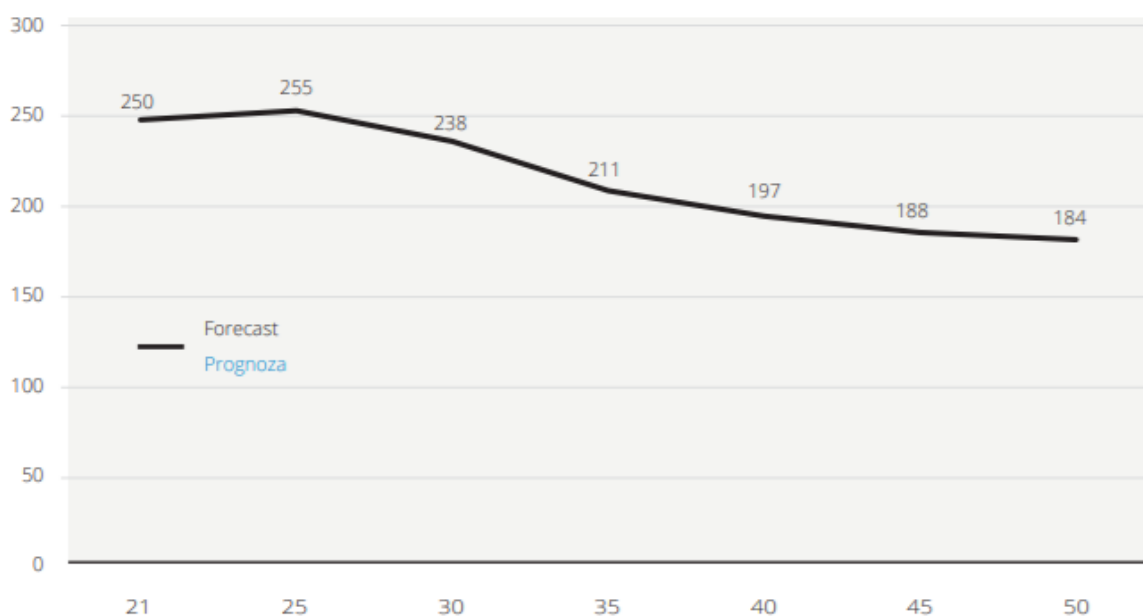
Source: IJ analysis  
 Źródło: modelowanie i analiza IJ

Rysunek 4 Wymiary i determinanty transformacji energetycznej w Polsce

Przeprowadzenie transformacji energetycznej Polski wymagać będzie podjęcia szeregu decyzji, które powinny uwzględniać kwestie polityczne, ekonomiczne, społeczne oraz technologiczne, a także interakcje (łączenie kropek) pomiędzy tymi obszarami. Aby decyzje te były świadome należy zapewnić odpowiedni zasób wiedzy oraz analityki; aby działania związane z realizacją decyzji były sprawne, należy zapewnić odpowiednią organizację i zarządzanie (patrz schemat).

Modelowanie i analiza Instytutu Jagiellońskiego wskazuje, że udział OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej ma szansę wzrosnąć z obecnych 14-15% do około 40% w roku 2030 oraz około 68% w roku 2050, z czego dominującymi źródłami będzie energetyka wiatrowe offshore, onshore oraz fotowoltaika (w podziale na małe instalacje dachowe oraz farmy wielkoskalowe). Pozostałymi elementami mixsu wytwórczego będą źródła ciepłe nisko- i zeroemisyjne, czyli gaz ziemny, atom oraz wodór. Uzupełnieniem mixsu (pozwalającym zwłaszcza na regulację częstotliwości i napięcia) będą magazyny baterijne, których moc w 2050 roku ma szansę wynieść około 7 GW.

Otoczenie zmienia się dynamicznie. W marcu 2021 roku Parlament Europejski przyjął rezolucję w sprawie konieczności wprowadzenia mechanizmu Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM). Jak podkreślili europosłowie, nowy mechanizm powinien być częścią szerszej strategii przemysłowej UE i obejmować cały import produktów oraz towarów objętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami. Już do 2023 roku, po przeprowadzeniu oceny skutków, powinien on objąć sektor energetyczny i energochłonne sektory przemysłowe produkcji: cementu, stali, aluminium, papieru, szkła, chemikaliów, nawozów oraz rafinacji ropy naftowej. Równocześnie powinny one nadal otrzymywać bezpłatne przydziały praw do emisji CO<sub>2</sub> w ramach zreformowanego systemu EU ETS.



Source: modelling and analysis  
Źródło: modelowanie i analiza

POLISH BRIEF

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL

Rysunek 5 Możliwa ewolucja średniej ceny hurtowej energii elektrycznej (zł/MWh) w Polsce [Analiza z 2020 roku]

W ostatnich latach kluczowy dla sektora polskich przedsiębiorstw - sektor energochłonny stanął przed szeregiem wyzwań, które mają wpływ nie tylko na jego bieżącą działalność, ale przede wszystkim na funkcjonowanie w perspektywie

kolejnych lat i dekad. Jednym z kluczowych czynników dla branż wysoko emisyjnych, jest brak możliwości ubiegania się o rekompensaty z tytułu rosnących kosztów energii elektrycznej – spowodowanych przez ceny uprawnień do emisji w Europejskim Systemie Handlu Emisjami. Obecnie znacznie oddziałują one na ceny energii elektrycznej, która ze względu na duże „nawęglenie” polskiej energetyki należy do najdroższych w Unii Europejskiej.

Wzrost kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do ponad 80 euro za tonę w 2021 roku, a w perspektywie 2030 roku szacowany nawet do 100 euro za tonę, bezpośrednio wpływa na koszt energii elektrycznej, która jest absolutnie kluczowa dla konkurencyjności przemysłu. Równocześnie hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce znacząco i – z racji charakterystyki krajowego miksu energetycznego – wręcz strukturalnie odbiegają od cen w sąsiadujących państwach członkowskich Unii Europejskiej. Szczególnie w porównaniu z cenami rocznych kontraktów na zakup energii elektrycznej Niemczech, na Słowacji oraz w Czechach w latach 2017-2020, na polskim rynku znacząco odbiegają one od poziomu średnich cen energii elektrycznej u naszych bezpośrednich sąsiadów.

Porównując średnią cenę energii notowaną na Towarowej Giełdzie Energii na początku 2020 roku do średniej ceny w trakcie 2017 roku, w Polsce ceny wzrosły o ok. 46 procent, podczas gdy we wskazanych krajach sąsiadujących różnice te nie przekroczyły 35 procent. Ponadto, w 2017 roku ceny energii elektrycznej w Polsce były wyższe o 16 procent w stosunku do Niemiec i odpowiednio o 18 procent wobec Czech, a 11 procent – Słowacji. Warto w tym miejscu przytoczyć, iż tylko w ciągu ostatnich lat koszt energii elektrycznej na krajowym rynku hurtowym wzrósł o ponad 40 procent, a cena energii osiągnęła rekord, przekraczając 300 złotych/MWh.

W powiązaniu z faktem, iż jednostkowy koszt energii elektrycznej w Polsce należy obecnie do najwyższych w całej Unii Europejskiej oraz brakiem perspektyw dla przemysłu na dostęp do taniej energii, nie ma najmniejszych wątpliwości, że wpływ działań redukcyjnych na koszty produkcji będzie bardzo wysoki. Obecne ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> – przekraczające 80 euro za tonę z perspektywą wzrostu do nawet 100 euro za tonę – nie zapowiadają zmniejszenia kosztów dla przedsiębiorców, wynikających z konieczności zakupu energii elektrycznej – szczególnie w krajach, gdzie tak jak w Polsce bazę dla energetyki stanowią elektrownie węglowe.

Obecnie szereg branż energochłonnych nie może się ubiegać o rekompensaty z tytułu rosnących kosztów energii elektrycznej, spowodowanych przez ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w systemie EU ETS. Dodatkowym czynnikiem ryzyka jest wprowadzenie rynku mocy i zastosowanie tzw. opłaty mocowej. To kolejne obciążenie dla odbiorców energii, które powoduje ogromną utratę konkurencyjności. Ze względu na położenie geograficzno-gospodarcze, Polska jest bowiem narażona na import produktów o wysokim śladzie węglowym znacznie bardziej, niż inne kraje Unii Europejskiej.

Poza umieszczeniem na liście zagrożonych zjawiskiem *carbon leakage*, niezbędne jest uwzględnienie kolejnych sektorów energochłonnych także na liście branż uprawnionych do otrzymywania rekompensat za wzrost kosztów pośrednich – wynikających ze wzrostu kosztów energii elektrycznej. Formalnie do roku 2030 roku jest ona zamknięta. We wrześniu 2020 roku Komisja Europejska przyjęła bowiem

zmienione wytyczne w sprawie pomocy państwa w ramach EU ETS. Miało to stanowić zamknięcie trwającej od dłuższego czasu dyskusji, obejmującej m.in. konsultacje, w ramach której powstał obecny kształt listy branż uprawnionych do otrzymywania rekompensat za wzrost kosztów pośrednich wynikających ze wzrostu kosztów energii elektrycznej. Nie wiadomo jednak, jakie będą dalsze kroki związane z implementacją listy – tym bardziej, iż pomimo licznych apeli nie znalazły się na niej kluczowe dla gospodarki sektory, w tym cementowy. Wiemy, iż w połowie 2021 roku Komisja Europejska będzie musiała przedstawić pakiet zmian prawnych związanych z Europejskim Systemem Handlu Emisjami, co daje pole do dyskusji na ten temat oraz sygnalizowania potrzeby zmian – szczególnie na forum Parlamentu Europejskiego.

---

## Opis najistotniejszych czekających nas zmian w polskiej energetyce.

Struktura polskiego sektora elektroenergetycznego oraz ciepłowniczego przyczynia się i przyczyniać będzie w następnych latach do trwałego wzrostu cen energii elektrycznej i ciepłej, co wpływa bezpośrednio na konkurencyjność całej gospodarki (w tym największych Spółek Skarbu Państwa). Polska jako członek Unii Europejskiej nie ma innej drogi do zahamowania tego niekorzystnego trendu, niż zmiana sposobu wytwarzania energii, czyli aktualizację krajowego miksu energetycznego.

Należy przeprowadzić zmianę miksu w kierunku nisko i zeroemisyjnym po rozsądnych kosztach, ponieważ technologie te staniały. W celu przygotowania transformacji energetycznej w Polsce należy niezwłocznie przygotować lub zaktualizować, w oparciu o wysokiej jakości bezstronną analitykę. Działania Państwa w sektorze energetycznym powinny zostać podzielone na trzy horyzonty czasowe:

1. Doraźne działania interwencyjne osłabiające konsekwencje trwałego wzrostu cen energii zwłaszcza dla sektora komunalno-bytowego i przemysłu energochłonnego.
2. Działania średniookresowe, w następnych 6-10 latach.
3. Działania strategiczne w horyzoncie do 2050 roku.

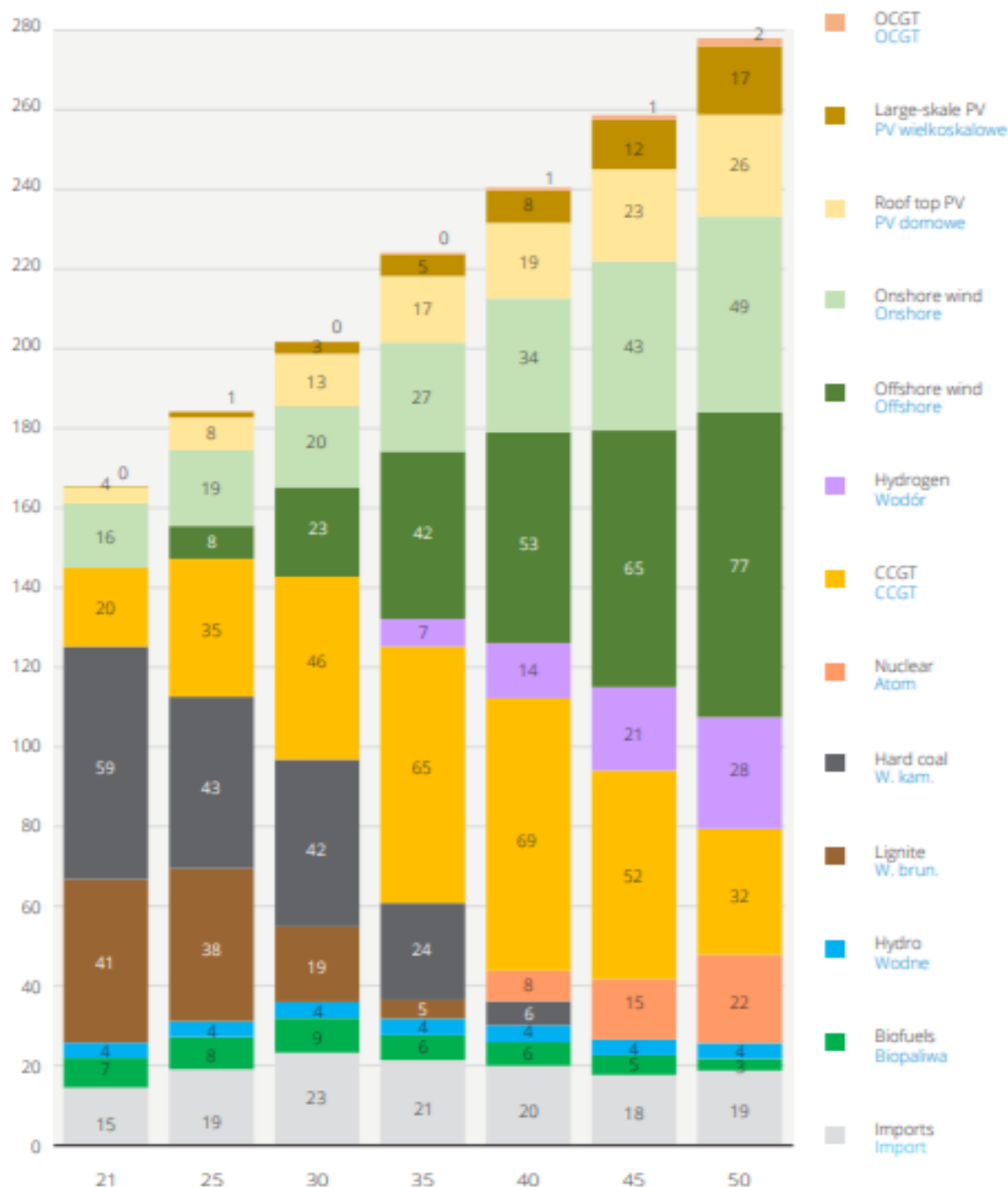
Musimy brać pod uwagę unijną perspektywę roku 2030 i 2050. Działania Rządu Rzeczypospolitej powinny koncentrować się na przeskoczeniu etapu przejściowego transformacji energetycznej. Budowanie miksu energetycznego opartego na konwencjonalnych i odnawialnych źródłach energii powinno uwzględniać możliwości bilansowania sieci i komplementarność różnych źródeł wytwórczych (a nie ich wykluczanie). Oprócz obniżania emisji, system powinien eliminować negatywne oddziaływanie konwencjonalnych mocy wytwórczych dzięki wykorzystaniu wysoko wykwalifikowanej kadry informatycznej.

Uchwałą Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. została uchwalona Polityka Energetyczna Państwa do 2040 r. (PEP 2040). Do 2030 r. polski rząd zamierza kierować środki unijne i krajowe w wysokości 260 mld zł do sektora w celu jego

transformacji do gospodarki zeroemisyjnej w 2050 r. Transformacja energetyczna będzie wymagała zaangażowania wielu podmiotów i poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych szczególnie w sektorze energetycznym, w sektorze budowlanym, w sektorze przemysłowym i w sektorze rolniczym. Skala w latach 2021–2040 może sięgnąć ok. 1 600 mld PLN. Inwestycje w samych sektorach paliwowo-energetycznych angażować będą środki finansowe w kwocie ok. 867-890 mld PLN. Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej sięgają będą ok. 320-342 mld PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na moce bezemisyjne tj. OZE i energetykę jądrową. Sama realizacja PPEJ pochłonie powyżej 200 mld PLN.

PEP 2040 przewiduje osiągnięcie co najmniej 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. tzn. w elektroenergetyce – co najmniej 32% netto, w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1 pkt proc. r/r., w transporcie – 14%, w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych. Wydaje się że prognozy są mocno niedoszacowana. Zgodnie z PEP 2040 w 2030 r. moc zainstalowana fotowoltaiki może wynieść ok. 5–7 GW łącznie w mikroinstalacjach i w dużych instalacjach, ale już obecnie moc przekroczy 4 GW i z powyżej wymienionych powodów będzie rosła w tempie kilka GW rocznie. Do 2030 r. wielu renomowanych think tank'ów przewiduje że generacja energii elektrycznej z OZE może wynieść ok. 50% krajowego zapotrzebowania.





Source: I modelling and analysis  
 Źródło: I modelowanie i analiza I

POLISH BRIEF

INSTITUT JAGIELLOŃSKI

NOWEMEDIA24.PL

Rysunek 6 Możliwa struktura pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną (TWh) w Polsce

Przebudowa mixu wytwórczego energii elektrycznej w Polsce może w horyzoncie 2050 roku przełożyć się na około 616 tys. nowych miejsc pracy. Z uwagi na wzrost udziału źródeł nisko- i zeroemisyjnych, transformacja energetyczna w długim horyzoncie przyczyni się do obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej (które obecnie powodowane są przede wszystkim wysokimi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>).

Spodziewanym efektem ekonomicznym może być spadek średniej ceny hurtowej energii elektrycznej o 5 % w roku 2030 oraz o 26% w roku 2050 względem obecnych

poziomów, co pozytywnie przełoży się na konkurencyjność krajowej gospodarki. W zakresie efektów środowiskowych, analiza IJ wskazuje na potencjał redukcji emisji CO<sub>2</sub> o 56% w roku 2030 (względem poziomów z 2005 roku), co pozwoli wypełnić unijny cel na poziomie 55% na ten rok. W horyzoncie roku 2050, potencjalna redukcja emisji CO<sub>2</sub> to 95%.

Jednakże, systemy energetyczne wraz ze zwiększaniem się udziału OZE jako źródła, mierzą się z rosnącym wyzwaniem kategorii wytwarzania energii: (1) obciążenia podstawowego i obciążenia na żądanie (szczytowe) oraz (2) mocy zmiennej wytwarzanej przez wiatr i słońce. Generowanie szczytowe jest używane, gdy obciążenie podstawowe i źródła przerywane wymagają doładowania, aby utrzymać sieć zasilaną ze względu na niską lub zerową moc wyjściową wiatru i słońca lub z powodu bardzo dużego zapotrzebowania. W polskim systemie elektroenergetycznym brak jest obecnie niskoemisyjnego źródła dla obciążenia podstawowego.

Obecnie scenariusze dekarbonizacji wskazujące, iż jako potencjalnie "szczytowe" źródła energii oparte są głównie na gazie. Jednakże względu na emisyjność tego paliwa, jak i charakter dostaw, scenariusze te mają spore ryzyko wdrożenia. Przyspieszenie odchodzenia od węgla lub konieczność odejścia od węgla z punktu widzenia przestarzałych aktywów, wymagać będzie realnej alternatywy dla gazu. Oczekiwana przez branżę realizacja programu atomowego budzi poważne wątpliwości z punktu widzenia terminowości i kosztów.

Rozpoczęcie programu atomowego budzi pewne wątpliwości wśród szerokiej rzeszy analityków. Proces zastąpienia w miksie energetycznym dużego źródła energii, jakim jest węgiel energią jądrową jest znaczącym wyzwaniem finansowym i organizacyjnym. Opóźnienie programu atomowego może oznaczać konieczność znacznego, niekontrolowanego i nieprzygotowanego zakupu energii z zewnętrznych systemów. Nieterminowe wybudowanie i oddanie do użytku elektrowni jądrowej, podczas gdy ostatnie kopalnie i elektrownie węgla będą zamykane, jest bardzo prawdopodobne, mając na uwadze opóźnienia związane z powstawaniem nowych elektrowni jądrowych we na przykład we Francji. W związku z wieloma ryzykami, a także z prawdopodobnym znacznym przyspieszeniem transformacji energetycznej (wobec zmniejszającej się ekonomiki produkcji energii z węgla, głównie z powodu drożejących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), rozsądne będzie rozważenie alternatywnych technologii, które mogłyby zastąpić węgiel w miksie energetycznym. Bardzo istotne jest magazynowanie energii.

Wskazując na dzień dzisiejszy prawdopodobny miks energetyczny jesteśmy świadomi konieczności podjęcia dyskusji na temat alternatywy do budowy elektrowni atomowej. Alternatywa taka może być w postaci oparcia miks energetycznego na gazie oraz źródła zielonej energii z bezpiecznym, sprawdzonym źródłem zasilanego paliwa. Gaz będąc przejściowym źródłem energii umożliwiającym płynne przeprowadzenie transformacji energetycznej ku nisko, a nawet zeroemisyjnej gospodarce, może być uzupełniony przez inne źródła.

## Finansowanie dekarbonizacji

Konferencja Klimatyczna w Paryżu w 2015 roku zdecydowanie postawiła w centrum debaty na temat degradacji środowiska sektor finansów. W ślad za trendem niskoemisyjności, m.in. przywódcy G20 wyrazili zamiar finansowania niskoemisyjnej infrastruktury i innych rozwiązań klimatycznych poprzez intensyfikację tak zwanych zielonych inicjatyw finansowych.

Środki dostępne w ramach działań dekarbonizacji stają się coraz bardziej istotnym elementem systemu finansowego. Przykładowo, inwestorzy przekazali 54 miliardy dolarów na fundusze obligacji specjalizujące się w kwestiach środowiskowych, społecznych i rządowych w ciągu pierwszych pięciu miesięcy 2021 r. (Financial Times). Aktywa zarządzane w ramach tych produktów wzrosły o 14 procent do 374 miliardów dolarów między styczniem a majem, podczas gdy w ciągu trzech lat wzrosły prawie trzykrotnie. W samym tylko 2020 r. aktywa wzrosły o 66 procent, w porównaniu z 12-procentowym wzrostem aktywów w całym spektrum funduszy o stałym dochodzie.

Chociaż kalkulacje światowych potrzeb dotyczących finansowania dekarbonizacji różnią się, G20 szacuje, że w ciągu najbliższych 15 lat potrzebne będą globalne inwestycje **w wysokości 90 bilionów dolarów**, aby osiągnąć globalne cele zrównoważonego rozwoju i klimatu. Według Międzynarodowej Agencji Energetycznej do 2035 r. w samym sektorze energetycznym potrzebne są skumulowane **inwestycje w wysokości 53 bilionów dolarów** (KPMG). W Polsce szacuje się, że transformacja energetyczna pochłonie 1,5 – 2,0 biliony złotych do 2040 roku. Powoduje to pilną potrzebę zwiększenia zdolności systemu finansowego do mobilizowania kapitału prywatnego na rzecz ekologicznych i zrównoważonych inwestycji. To z kolei wymaga opracowania nowych narzędzi finansowania w celu dopasowania potencjalnych inwestorów do wymogów zielonego finansowania oraz pomocy w mobilizacji kapitału w wymaganej skali. Przez ostatnie lata rynek finansowy starał się wypracować szereg nowych instrumentów, z których kluczowymi stają się: zielone obligacje, fundusze **Zielone obligacje** (ekologiczne obligacje stały się preferowanym wehikułem inwestycyjnym do finansowania projektów przynoszących korzyści dla środowiska – z tego rodzaju finansowania skorzystały w szczególności niskoemisyjny transport, czysta energia i energooszczędne budynki), **fundusze Niskoemisyjne** (zielone fundusze kapitałowe) będące ustrukturyzowanym narzędziem inwestycyjnym, skupiają się na inwestycjach w oparciu o zobowiązanie do ekologicznej strategii inwestycyjnej (struktura umożliwia różnym inwestorom łączenie swojego kapitału z wykwalifikowanymi menedżerami inwestycyjnymi w celu realizacji uzgodnionej strategii inwestycyjnej), **zielona sekurytyzacja**, **zielony leasing/kredyty** (dzierżawa zielonych nieruchomości, leasing ekologicznych samochodów, efektywności energetycznej, zielone kredyty hipoteczne). Wdrażane rozwiązania obejmują również **partnerstwa publiczno-prywatne** (wykorzystywane do wspierania projektów infrastrukturalnych), ubezpieczenie klimatyczne.

Kluczowe rekomendacje dla działań sektora finansowego obejmują raportowanie, zarządzanie ryzykiem oraz wsparcie w informowaniu stron inwestujących.

**Raportowanie:** poprawa ilości, jakości i porównywalność ujawnień związanych z klimatem. Rynki wymagają informacji do działania skutecznie – jedynie to, co zmierzmy może być dobrze zarządzane. Inwestorzy muszą zrozumieć, w jaki sposób ekstremalne zdarzenia pogodowe (tj. zagrożenia fizyczne) oraz przejście do zeroemisyjności wpływają na modele biznesowe, a co za tym idzie – ma wpływ finansowy. Wymaga poprawy ilościowej, jakościowej i porównywalności ujawnienia.

**Zarządzanie ryzykiem:** zapewnienie, że sektor finansowy może mierzyć i zarządzać ryzykiem finansowym związanym z klimatem. Zmiany klimatyczne powodują ryzyka zarówno fizyczne, jak i ryzyka transformacyjne dla gospodarek i przedsiębiorstw. Zagrożenia fizyczne wynikają ze zwiększonej częstotliwości zmian i surowość wpływu klimatu na działalność gospodarczą. Ryzyka transformacyjne wynikają ze zmian w polityce klimatycznej, zmianach technologicznych, zmianach w nastrojach rynkowych. Zmiany w polityce klimatycznej, nowe technologie, zmiany preferencji konsumentów i pracowników oraz rosnące ryzyko fizyczne będzie powodować wymuszenie ponownych ocen wartości praktycznie każdego aktywa finansowego.

**Najlepsze praktyki:** wsparcie inwestorów w identyfikacji możliwości w przejściu na inwestycje o prawdziwym potencjale „net zero”. Sektor finansowy ma możliwość wypracowania najlepszych praktyk dla inwestorów i pożyczkodawców, w szczególności poprzez identyfikację czy firmy posiadają mierzalne cele „zero netto” obejmujące zakresy emisji 1, 2 i 3, wraz z krótkimi i średnioterminowymi kamieniami milowymi do monitorowania postępu, egzekwowanie zaawansowania planu i jego zarządzanie (czy zarząd ma skuteczny nadzór i jak powiązany jest wynagrodzenie kadry kierowniczej), jak firma wspiera rozwój polityki klimatycznej.

W oparciu o praktyki międzynarodowe, dla polskich uwarunkowań dekarbonizacji i finansowania, należy rozważyć:

1. Odejście od finansowania nowych inwestycji węgla brunatnego i kamiennego. Należy jednak przygotować plan finansowania działań neutralizujących negatywne skutki społecznych.
2. Ukierunkowanie inwestycji finansowych na docelową fazę transformacji energetycznej z uniknięciem kosztów rozwoju technologii.
3. Aktywne wsparcie finansowania krajowego łańcucha dostaw.
4. Podejmowanie wspólnych projektów finansowania dużych przedsięwzięć energetycznych jednoznacznie zmierzających do zeroemisyjności.
5. Uczestnictwo polskiego sektora finansowego w przygotowaniu propozycji nowego mechanizmu finansowania energetyki opartego o warunki rynkowe z uwzględnieniem wyzwań społecznych.
6. Stworzenie instrumentów finansowych promujących elektromobilność (również opartą również na technologiach wodorowych i wykorzystanie ogniw paliwowych jako magazynów energii).

7. Stworzenie programów wsparcia wymiany źródeł wytwórczych powinny być działania zmierzające do zwiększenia efektywności energetycznej (m.in. termomodernizacja budynków).
8. Włączenie sektora finansowego do konsultacji stworzenia planu operacjonalizacji/wykonania polityki energetycznej i środowiskowej z analizą barier administracyjnych i środowiskowych oraz z wydzieleniem źródeł „przyszłościowych” oraz specustaw dla inwestycji energetycznych i infrastrukturalnych.
9. Stworzenie krajowego systemu identyfikacji inwestycji finansowych z uwzględnieniem czynnika sprawiedliwej transformacji – mierników i wskazania najlepszych praktyk.

## Kluczowe wyzwania i rekomendacje

1. Węgiel brunatny i kamienny. Jeszcze do lat 30-tych będzie on ważnym elementem polskiej energetyki. Ponieważ jest spalany na miejscu, to wraz z wyczerpaniem się złóż. elektrownie opalane nim będą wyłączane. Energia wytwarzana podczas spalania węgla brunatnego jest bardziej emisyjna (CO<sub>2</sub> powyżej 1,000 kg/MWh), niż z węgla kamiennego (750-850), więc ceny emisji CO<sub>2</sub> będą mocno obniżać rentowność tych mocy. Należy przygotować plan obejmujący działania neutralizujące negatywne skutki społeczne wyczerpania się węgla brunatnego oraz wyłączania elektrowni w takich miejscowościach jak Turów czy Bełchatów. W kontekście węgla kamiennego, Budowa kolejnych źródeł na to paliwo powoduje konieczność importu z zagranicy. W połączeniu z przewidywanymi wzrostami cen CO<sub>2</sub>, dalsze inwestycje w bloki węglowe (brunatne czy kamienne) nie mają sensu.
2. Celem polityki energetycznej powinno być przeskoczenie do docelowej fazy transformacji energetycznej. Należy wykorzystać fakt, że inne kraje poniosły duże koszty związane z rozwojem technologii, których my już ponosić nie musimy (dotyczy głównie OZE).
3. Badania naukowe powinny koncentrować się nad technologiami magazynowania energii elektrycznej oraz nieemisyjnej produkcji ciepła/chłodu.
4. W okresie przejściowym konieczne wydaje się otwarcie wszystkich połączeń transgranicznych na import energii, aby krótkoterminowo wpłynąć na obniżenie ceny w Polsce (optymalizacja wykorzystania połączeń transgranicznych ze Szwecją i z Litwą) i ograniczyć negatywny wpływ na konkurencyjność polskiej gospodarki. Do rozważenia jest rozbudowa połączeń na południe. Nowe połączenia można rozwijać z Danią, Szwecją i Litwą.
5. Modelowanie miksu energetycznego Polski musi być wykonane w sposób zintegrowany z modelowaniem wpływu na sieć oraz możliwości rozwoju źródeł w zależności od możliwości rozwoju sieci.
6. Wydaje się konieczne wybudowanie drugiego gazoportu. Planowane połączenie Baltic Pipe oraz Terminal w Świnoujściu nie wypełnią całego zapotrzebowania krajowego. Mógłby to być gazoport pływający, którego czas instalacji jest krótszy niż 1 rok. Na początku lat 20' byłby to także backup, gdyby projekt Baltic Pipe

został opóźniony. Należy spodziewać się zwiększonego zapotrzebowania na gaz ziemny, co jest także związane z potrzebami ciepłownictwa.

7. Należy przygotować propozycję nowego mechanizmu finansowania energetyki przez polski sektor finansowy.
8. Należy stopniowo ograniczać węglowodory w transporcie, promując elektromobilność opartą również na technologiach wodorowych i wykorzystanie ogniw paliwowych jako magazynów energii.
9. Uzupelnieniem wymiany źródeł wytwórczych powinny być działania zmierzające do zwiększenia efektywności energetycznej (m.in. termomodernizacja budynków).
10. Konieczne jest szybkie opracowanie planu operacjonalizacji/wykonania polityki energetycznej i środowiskowej z analizą barier administracyjnych i środowiskowych oraz z wydzieleniem źródeł „przyszłościowych” oraz wygaszanych.
11. Dla inwestycji energetycznych i infrastrukturalnych powinny zostać przygotowane spec ustawy, które wspomogą realizację inwestycji i ograniczą ryzyka inwestycyjne w kryzysowym okresie.
12. Gospodarka obiegu zamkniętego. Działania w ramach GOZ powinny w pełni synergiczne z sektorem energetycznym, szczególnie w kwestii odzysku energetycznego z odpadów. Zlikwidowanie powinny zostać bariery pomiędzy sektorem odpadowymi energetycznym. Odpady powinno się traktować jako zasoby.
13. Powinna zostać przygotowana gruntowna restrukturyzacja SSP sektora energetycznego. Zawyżone koszty wynikają m. in. z: (1) przerostów zatrudnienia, niskiej wydajności i nieodpowiednich kwalifikacji, (2) utrzymywania zbędnych lub zwielokrotnionych jednostek organizacyjnych, (3) niewłaściwej polityki zakupowej, (4) patologii – np. w dostawach paliw, gospodarce złomem, zagospodarowaniu ubocznych produktów spalania węgla, utrzymaniu sieci lub po prostu zwykłych kradzieży, (5) niewłaściwej komunikacji wewnętrznej i polityki dialogu społecznego, (6) tendencji do obrony „stanu posiadania” przez różne grupy interesów. Często mają charakter lokalny lub branżowy, ale czasem są wręcz właścicielami polityki lokalnej.
14. Konieczne są systemowe rozwiązania wdrażania polityk publicznych na poziomie centralnym i regionalnym zmierzających do wsparcia tzw. local content w łańcuchach dostaw energetyki odnawialnej. Potrzebne jest wypracowanie takiej strategii, żeby polski przemysł mógł się rozwijać i żebyśmy też mogli zarabiać na transformacji energetycznej.