



INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

# **BIOMASA POCHODZĄCA ZE ZRÓWNOWAŻONYCH ŹRÓDEŁ** STRATEGICZNA OPCJA W WYZWANIU DEKARBONIZACJI W POLSCE

MACIEJ MIERZWIŃSKI  
EWA MAŁEK-LASKA  
KRZYSZTOF TOMASZEWSKI  
KAMIL MOSKWIK

2021

**BIOMASA POCHODZĄCA  
ZE ZRÓWNOWAŻONYCH ŹRÓDEŁ**  
STRATEGICZNA OPCJA W WYZWANIU  
DEKARBONIZACJI W POLSCE

MACIEJ MIERZWIŃSKI  
EWA MAŁEK-LASKA  
KRZYSZTOF TOMASZEWSKI  
KAMIL MOSKWIK

©Copyright by Instytut Jagielloński  
Warszawa, wrzesień 2021



**Instytut Jagielloński**  
ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115  
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl  
instytut@jagiellonski.pl

PROJEKT I PRODUKCJA:  
**PIOTR PERZYNA**



PARTNER RAPORTU



**BIOMASA POCHODZĄCA  
ZE ZRÓWNOWAŻONYCH ŹRÓDEŁ**  
STRATEGICZNA OPCJA W WYZWANIU  
DEKARBONIZACJI W POLSCE

MACIEJ MIERZWIŃSKI  
EWA MAŁEK-LASKA  
KRZYSZTOF TOMASZEWSKI  
KAMIL MOSKWIK

WARSZAWA, WRZESIEŃ 2021

 INSTYTUT  
JAGIELLOŃSKI



## Spis treści

<b>Streszczenie</b>	<b>7</b>
<b>Wyzwanie niskoemisyjności</b>	<b>11</b>
<b>Jak osiągnąć zeroemisyjność</b>	<b>13</b>
<b>Wyzwania transformacji energetycznej</b>	<b>17</b>
<b>Główne wyzwania w systemie elektroenergetycznym</b>	<b>22</b>
<b>Dekarbonizacja ciepłownictwa</b>	<b>28</b>
<b>Skala wyzwania dekarbonizacji ciepłownictwa</b>	<b>30</b>
<b>Opcje strategiczne dekarbonizacji w ciepłownictwie</b>	<b>33</b>
<b>Zrównoważone środowiskowo źródła niskoemisyjnej energii</b>	<b>38</b>
<b>Przykład zrównoważonej i społecznie odpowiedzialnej konwersji wytwarzania energii z węgla na biomasę</b>	<b>44</b>
<b>Regulacje przy wyzwaniu przyspieszającej dekarbonizacji</b>	<b>48</b>

Problematyka niniejszego raportu jest skoncentrowana na biomase pochodzącej ze zrównoważonych źródeł, która jest jasno zdefiniowana na poziomie prawodawstwa Unii Europejskiej, to znaczy, że:

- biomasa wytwarzana jest z drewna o niskiej wartości, będącego produktem ubocznym pracy tartaku lub planowego pozyskania drewna w sposób tradycyjny;
- biomasa nie jest wytwarzana z drzew, które mogłyby być wykorzystywane do produkcji wyrobów o większej trwałości;
- biomasa pochodzi z regionów, w których zasoby leśne pochłaniające CO<sub>2</sub> są stabilne lub przyrastają;
- biomasa pochodzi z obszarów, gdzie chroniona jest bioróżnorodność;
- biomasa pochodzi z lasu, który po zbiorach ponownie odradza się, a nie z obszaru, który następnie zostanie przekształcony pod rolnictwo lub zabudowę.

W ramach UE wykorzystanie biomasy zgodnie z kryteriami zrównoważonego rozwoju jest gwarantowane przez dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych. Stanowi ona, że biomasa ma pochodzić wyłącznie z obszarów, na których istnieją systemy zarządzania zapewniające legalność operacji pozyskiwania, regenerację lasu na obszarach, z których pozyskiwano biomasę, ochronę obszarów wyznaczonych do celów ochrony przyrody. Ponadto pozyskiwanie odbywa się z uwzględnieniem zachowania jakości gleby i różnorodności biologicznej w celu zminimalizowania negatywnych skutków oraz utrzymuje lub poprawia długoterminową zdolność produkcyjną lasu.

## Streszczenie

1. Polska jest krajem wykazującym trzeci najwyższy poziom emisji 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). Od kilku lat w Polsce toczy się dyskusja na temat optymalnej ścieżki dekarbonizacji. Kluczowe determinanty osiągnięcia zeroemisyjności to tempo zmian, koszty bezpośrednie, koszty społeczne i możliwość udziału polskich przedsiębiorstw w zachodzących przemianach technologicznych. W Polsce wyszczególnić należy sześć najbardziej emisyjnych sektorów i obszarów gospodarki: przemysł, transport, rolnictwo, użytkowanie budynków, ciepłownictwo i energetykę. Energetyka i ciepłownictwo stoją obecnie przed największym wyzwaniem, jakim jest redukcja emisji. Sektory te łącznie odpowiadają za około połowę emisji CO<sub>2</sub>.
2. Scenariusze osiągnięcia zeroemisyjności w tych dwóch sektorach podlegają ciągłej dyskusji i zmianom, w szczególności z powodu zmieniającego się otoczenia regulacyjnego, ekonomicznego, a także społecznego i technologicznego. Z punktu widzenia regulacji, gwałtowne przyspieszenie celów dekarbonizacji wynika ze zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej. W kwestii ekonomicznej fundamentalne są znaczące wzrosty cen uprawnień CO<sub>2</sub>. Dodatkowym czynnikiem, coraz mocniej akcentowanym, jest również rosnące poparcie społeczne dla przyspieszonego odejścia od paliw kopalnych. Zmiany technologiczne z kolei wywierają wpływ na decyzje ekonomiczne w zakresie możliwych najtańszych źródeł, które zastąpią paliwa kopalne. Należy również pamiętać o wyzwaniu stojącym przed Polską, jakim są starzejące się źródła wytwórcze energii elektrycznej i ciepła, co wymaga podjęcia pilnych decyzji. Wszystkie te argumenty sprawiają, że bardzo istotne staje się modelowanie i wdrażanie takiego miks energetycznego, który będzie odporny na przyspieszające tempo dekarbonizacji.
3. Transformacja energetyczna to konieczność, która musi jednocześnie stać się szansą na: inwestycje (tzw. koło zamachowe gospodarki), miejsca pracy, obniżenie kosztów wytwarzania, a tym samym cen, oraz redukcję emisji i poprawę stanu środowiska naturalnego. Analiza dostępnych scenariuszy odejścia od paliw kopalnych wskazuje, że miks energetyczny polskiej gospodarki będzie oparty na bardzo zróżnicowanych źródłach, głównie: fotowoltaice, lądowych i morskich farmach wiatrowych, gazie ziemnym, atomie, biomasie, wodorze. Niniejszy raport wskazuje korzyści i ryzyka transformacji energetycznej z punktu widzenia technologii, miejsc pracy, kosztów wytwarzania – w ujęciu średnio- i długoterminowym.
4. W scenariuszu Instytutu Jagiellońskiego zakładamy, że do 2050 r. Polska jest w stanie obniżyć poziom emisji gazów cieplarnianych względem 2017 r. o 95%, a do 2030 roku o 56%. Jednocześnie oznaczać to będzie spadki cen hurtowych energii elektrycznej. Nasz scenariusz przedstawia rekomendację, uwzględniając wykorzystanie zróżnicowanych źródeł energii i ciepła, w szczególności biorąc pod uwagę przyspieszenie procesów dekarbonizacji jak również możliwość elastycznego reagowania na dostępność poszczególnych źródeł (np. opóźnienia w realizacji programu atomowego, dostępność gazu ziemnego lub czas potrzebny na opracowanie konkurencyjnych rozwiązań wodorowych). Główne dwa wyzwania związane z realizacją transformacji energetycznej w Polsce to zarządzanie pracą systemu (w tym elastyczność, inercja, rozwój rynku usług systemowych, kontrola częstotliwości i napięcia, ograniczenia sieciowe i ryzyko redukcji generacji OZE) oraz pilna potrzeba dekarbonizacji ciepłownictwa, w tym wielkoskalowe elektrociepłownie i elektrownie.

5. Przygotowany przez Instytut Jagielloński model dekarbonizacji miksu energetycznego wskazuje, że realizując program budowy i uruchamiania elektrowni atomowych zgodnie z najnowszymi założeniami Polityki Energetycznej Polski, w latach trzydziestych (do 2050) powstaną moce wytwórcze do 3 GW. W związku z tym, w okresie transformacji gaz ziemny może stać się bardzo istotnym uzupełnieniem systemu energetycznego, w latach 2025-2040 będzie musiał pokryć około 20-25% zapotrzebowania na energię, aby utrzymać równowagę systemu. Przyspieszenie odejścia od węgla i konieczność wyłączeń przestarzałych aktywów wytwórczych będą wymagały posiadania dodatkowych źródeł wytwarzania energii. Co więcej, nadal nie wiadomo, jaka będzie kwalifikacja wykorzystania gazu pod względem wymogów środowiskowych i przyszłych cen emisji CO<sub>2</sub>. Wszystkie argumenty wskazują, iż dyskusja ta staje się nieunikniona. W tym kontekście niedocenianym rozwiązaniem są wielkoskalowe zmodernizowane elektrownie węglowe wykorzystujące w 100% biomasę (nawet do 6 GW mocy zainstalowanej w całym systemie).
6. Systemy energetyczne wraz ze zwiększaniem się udziału OZE mierzą się z rosnącym wyzwaniem w związku z podziałem na kategorie wytwarzania energii: (1) obciążenia podstawowego i obciążenia na żądanie (szczytowe) oraz (2) mocy zmiennej wytwarzanej przez wiatr i słońce. W polskim systemie elektroenergetycznym brak jest obecnie niskoemisyjnego źródła dla obciążenia podstawowego. Dodatkowo, plany dotyczące źródeł wskazywanych jako potencjalnie „szczytowe” oparte są głównie na gazie, co ze względu na emisyjność tego paliwa jak i charakter dostępu do niego stanowi dodatkowe ryzyko wdrożenia w przyszłym miksie energetycznym. Oczekiwana przez branżę realizacja programu atomowego budzi poważne wątpliwości z punktu widzenia terminowości i kosztów. Może to oznaczać bardzo istotną lukę podażową energii, co wpłynie jednoznacznie na bezpieczeństwo energetyczne i konkurencyjność polskiej gospodarki. Niezbędny jest scenariusz alternatywny, wskazujący zabezpieczenie do 6 GW mocy w systemie elektroenergetycznym działającym w podstawie.
7. Struktura wiekowa KSE (Krajowy System Elektroenergetyczny) wskazuje, że w najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. Spowoduje to pilne dodatkowe zapotrzebowanie na elastyczne źródło energii w obciążeniu podstawowym, w lokalizacjach istotnych dla stabilności sieci. Przeciętnie, działające w Polsce elektrownie mają już ponad 200 tys. godzin pracy, wiele z nich przepracowało ponad 300 tys. godzin. W Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin rozpoczęto już proces likwidacji bloków węglowych. W latach 30. XXI wieku planowana jest również likwidacja bloków PGE i Enei.
8. Tradycyjnie źródłem niezawodnej energii w podstawie był węgiel, gaz ziemny, energia jądrowa i wodna. Nawet jeśli istnieje potencjał na energię wodną, wdrożenie tych rozwiązań wymaga jednak wielu lat. Energia jądrowa przyciąga uwagę jako niskoemisyjne źródło wytwarzania, ale jest bardzo kosztowna, a proces budowy długotrwały. Pozostawia to w opcjach elektrownie zasilane węglem i gazem ziemnym. Pewne formy generacji na żądanie są niezbędne, aby utrzymać pełne zasilanie sieci, gdy nieciągłe źródła nie wnoszą wystarczającej mocy. Ze względu na relatywnie atrakcyjne ceny gazu ziemnego i niższą emisję dwutlenku węgla w porównaniu z emisyjnością węgla, wiele zakładów będzie konwertowanych na wysokosprawne elektrociepłownie gazowe. Przeprowadzona w raporcie analiza wskazuje, że uwzględniając najbardziej istotne kryteria, dodatkowym sposobem budowania stabilnych podstaw systemu może być konwersja elektrowni węglowych na wykorzystujące biomasę, co pozwoli na ich dalszą pracę ze stałym nominalnym obciążeniem (base-load). Co więcej, wybierając biomasę, wykorzystuje się paliwo pochodzące ze źródeł odnawialnych, co oznacza niższe emisje i koszty w ramach systemu EU-ETS. Nowoczesne elektrownie muszą posiadać dodatkowo zdolności manewrowe, to znaczy regulacji mocy zależnie od zmieniającego się obciążenia systemu elektroenergetycznego (tzw. load-following). Uwzględnienie elektrowni wykorzystujących biomasę do regulacji mocy (dobowego obciążenia – load-following oraz



szybkiej regulacji – load-frequency control) w systemie jest ciekawą opcją strategiczną dla polskiej elektroenergetyki. Przykłady z krajów europejskich wskazują na możliwość bardzo efektywnego wykorzystania tego źródła (wielkoskalowa biomasa w przekształconych elektrowniach węglowych) zarówno w podstawie, jak i w szczycie, co powoduje zmniejszenie zużycia węgla i gazu ziemnego.

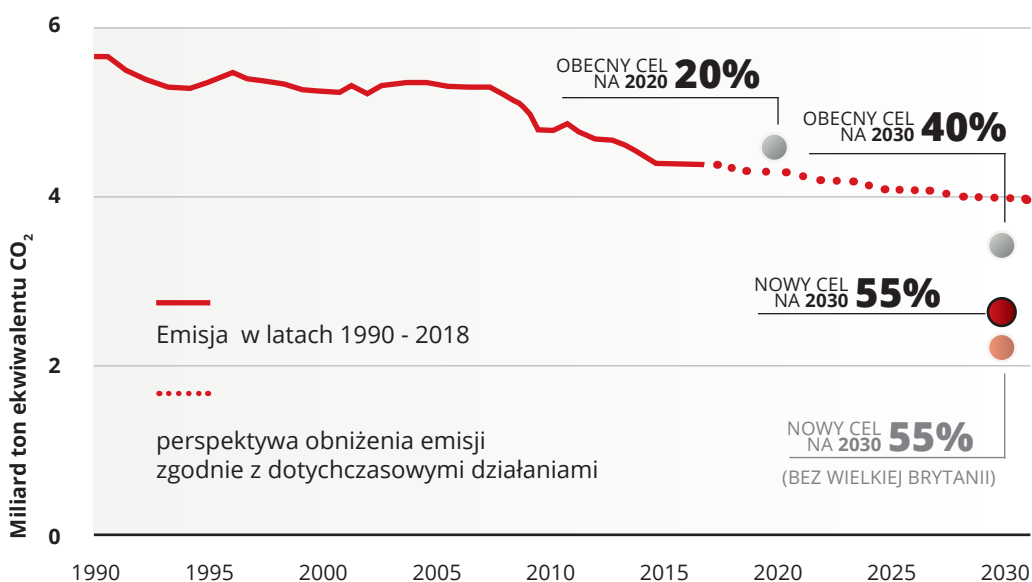
9. Polski system ciepłowniczy wymaga szybkiej transformacji. Efektywny system ciepłowniczy oznacza przejście na kogenerację (ang. combined heat and power, CHP), czyli jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej. Zarówno prawodawstwo UE, jak i polskie, wspiera kogenerację, a w konsekwencji od kilku lat obserwowany jest niewielki, ale systematyczny wzrost udziału produkowanego w ten sposób ciepła. W roku 2019 w Polsce udział ciepła z kogeneracji wynosił 65% produkcji ciepła ogółem. Proces dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa już się rozpoczął, jednak jest zbyt wolny w stosunku do wymagań unijnej polityki klimatycznej, a system wsparcia wymaga zmian pozwalających na jego pełniejsze wykorzystanie pod kątem technologii zeoremisyjnych. Co więcej, znaczna część redukcji emisji zakłada zmianę paliwa z węgla na gaz. W wielu regionach (tj. północno-wschodnim i północno-zachodnim) brakuje infrastruktury dystrybucyjnej i przesyłowej gazu, co sprawia, że jest to trudne i nierzadko nieopłacalne rozwiązanie. Rosnące ceny uprawnień do emisji pogorszyły sytuację finansową przedsiębiorstw ciepłowniczych i skierowały ich uwagę na biomasę jako odnawialne źródło alternatywne do węgla, uwalniając je od rosnących obciążeń związanych z opłatami za emisję CO<sub>2</sub>, wynikających z przepisów unijnych. W obecnej sytuacji biomasa jako OZE jest stabilnym źródłem uzupełnienia mieszanek grzewczych i może pomóc w dekarbonizacji regionów, w których nie ma infrastruktury gazowej.
10. W celu wypełnienia założeń inicjatywy Komisji Europejskiej – Nowego Zielonego Ładu, udział odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie powinien stabilnie wzrastać z roku na rok w szybszym tempie niż dotychczas. Wiele scenariuszy wskazuje na konieczność osiągnięcia do 40% udziału OZE w ciepłownictwie już w roku 2030, a obecny trend rozwoju technologii nie jest wystarczający, by zrealizować tak ambitne tempo inwestycji. Rozwój OZE w ciepłownictwie będzie się opierał na technologiach, które są znane i wykorzystywane w Europie. Działania te doprowadzą do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w ciepłownictwie nawet o 42%. Wskazuje się różne odnawialne źródła energii, które mogą zostać wykorzystane w tym procesie, m.in. fotowoltaikę, geotermię, energię wiatrową, biogaz i biomasę.
11. Proces dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa należy analizować z uwzględnieniem jego cech charakterystycznych, tj. dużego rozproszenia, jak i uwarunkowań krajowego systemu mocy, w którym przypadają dwa szczyty zużycia energii elektrycznej (letni i zimowy). Z uwagi na położenie geograficzne KSE nie może opierać się wyłącznie na słońcu i wietrze. Polskie ciepłownie w zdecydowanej większości obsługują budynki wielkogabarytowe/wielorodzinne, co wyklucza transformację opartą wyłącznie na kolektorach słonecznych, pompach ciepła na skalę przemysłową, na ciepłe odpadowe czy też energii z farm wiatrowych. Dlatego też wydaje się, że biomasa, jako źródło stabilne, może stanowić uzupełnienie mikśów ciepłowniczych, będąc skalowanym źródłem energii odnawialnej.
12. Proces dekarbonizacji ma wpływ na całą strukturę gospodarczą. W Polsce mają szansę powstać nowe branże, a co za tym idzie nowe miejsca pracy oraz nowoczesna gospodarka oparta na wiedzy. Projekty konwersji na biomasę wielkoskalową mogą spełniać obietnicę sprawiedliwej transformacji poprzez zachowanie technologii i miejsc pracy na obszarach, na których znajdują się obecne elektrownie węglowe. Wiele miejsc pracy może zostać zachowanych dzięki transformacji i późniejszemu wykorzystaniu części z istniejących elektrowni.

13. W Europie można znaleźć przykłady konwersji elektrociepłowni na biomasę wielkoskalową. Aktywa te, w przeszłości oparte wyłącznie na węglu, obecnie wykorzystują głównie biomasę, co zapewnia korzyści środowiskowe oraz niezawodność i przewidywalność, które uzupełniają inne zrównoważone źródła energii. Projekty te to przykłady efektywności takiej konwersji na źródło energii, tj. biomasę wielkoskalową, charakteryzuje je stosunkowo niski CAPEX w porównaniu z innymi inwestycjami OZE, kwalifikowalność do celów OZE i brak ETS w całościowych kosztach eksploatacji elektrowni. Zamiana węgla jeden do jednego na biomasę pozwala na wykorzystanie istniejących aktywów, które w alternatywnym scenariuszu musiałyby zostać wyłączone.
14. Wiele elektrowni posiada potencjał konwersji z węgla na biomasę (pellet). Obecnie jednak projekty wykorzystujące biomasę wielkoskalową, pozyskiwaną w sposób zrównoważony i odpowiedzialny, tj. pellet, mogą być droższe niż inne alternatywne źródła energii. Z drugiej strony rentowność tych projektów jest w sposób zasadniczy uzależniona od cen emisji CO<sub>2</sub>. Mechanizmy polityki musiałyby rekompensować wytwórcom energii wyższe koszty paliwa, które jest pozyskiwane w sposób odpowiedzialny. Pellet drzewny, pozyskiwany w sposób zrównoważony, może być opcją dla polskiej transformacji energetycznej.
15. Polityka redukcji emisji dwutlenku węgla wymaga uzupełniających mechanizmów polityki rynkowej w celu poszukiwania rozwiązania optymalnego kosztu za tonę, którego uniknięto. W raporcie podkreślono niektóre polityki, które zwiększają atrakcyjność finansową odnawialnych źródeł energii – od kontraktów różnicowych po bezpośrednie finansowanie aktywów. Biorąc pod uwagę nowe niezawodne, niskoemisyjne i odpowiedzialne środowiskowo źródła odnawialne, które są niezbędne do sprawiedliwej i bezpiecznej transformacji energetycznej, można wprowadzić bezpośrednie i pośrednie środki polityczne. Takie mechanizmy mogą również wspierać zrównoważoną biomasę wielkoskalową.

## Wyzwanie niskoemisyjności

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)<sup>1</sup>, 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% w 2030 roku. Podstawowym skutkiem Europejskiego Zielonego Ładu jest m.in. wzrost celu redukcji emisji gazów cieplarnianych na rok 2030 z obecnego poziomu 40% do ok. 55% (względem roku 1990), co prezentuje rysunek. Ponadto UE zobowiązała się również do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r.

### ZAKŁADANY PRZEZ EUROPEJSKI ZIELONY ŁAD POZIOM REDUKCJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH W UE W ROKU 2030



Źródło: Bloomberg New Energy Finance, „Sector coupling in Europe: powering decarbonisation. Potential and policy implications of electrifying the economy”, luty 2020.

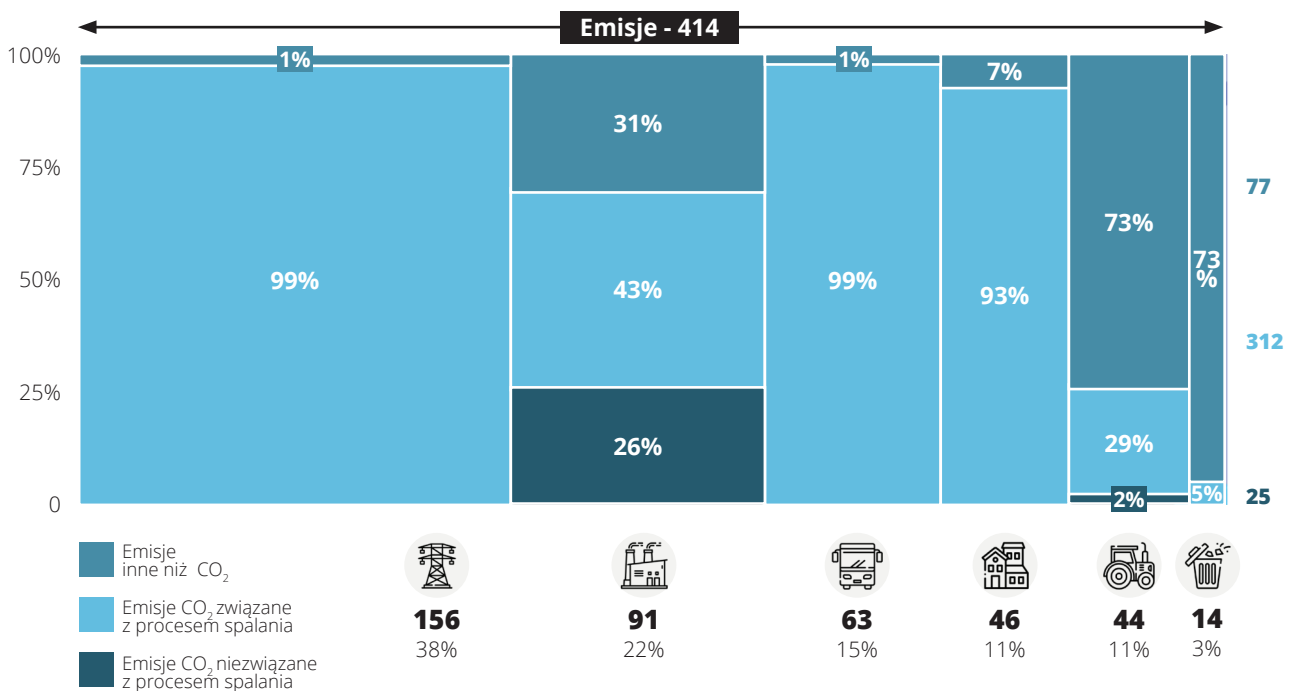
Kraje członkowskie rozpoczynają realizację nowych celów z różnego punktu wyjścia. Polska jest krajem wykazującym trzeci najwyższy poziom emisji gazów cieplarnianych wśród państw UE (w 2017 r. w Polsce wynosiła ona 380 MtCO<sub>2</sub>e, czyli przeszło 800 g CO<sub>2</sub>e na każde euro PKB)<sup>2</sup>.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

1. [https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal\\_pl](https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal_pl)

2. McKinsey and Company, Neutralna emisyjnie Polska 2050

Prezentowane scenariusze na poziomie wysokiej agregacji koncentrują się na dwóch podejściach<sup>3</sup>. Elektroenergetyka w Polsce może rozwinąć się w oparciu o model kontynuacyjny lub model innowacyjny. Model kontynuacyjny zakłada, że elektroenergetyka i ciepłownictwo pozostaną oparte na scentralizowanych źródłach wielkoskalowych, a zmianie ulegnie rodzaj wykorzystywanego paliwa – z paliw węglowych w kierunku paliw gazowych, biopaliw oraz energii jądrowej. Jest to model mocno akcentowany w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku. Przykładem modelu kontynuacyjnego dla ciepłownictwa są propozycje opisujące system ciepłowniczy oparty na modernizowanych kogeneracyjnych jednostkach, opalanych biomasą drzewną – pracujących w podstawie zapotrzebowania – włącznie z kolektorami słonecznymi oraz jednostkami węglowymi w szczycie zapotrzebowania<sup>4</sup>. **Energetyka i ciepłownictwo to pod kątem źródeł emisji największe wyzwanie.** Sektor energetyki i ciepłownictwa odpowiada za 38% (156 MtCO<sub>2</sub>e) całkowitych emisji – głównie w procesie generowania energii elektrycznej opartym na węglu kamiennym i brunatnym (ok. 82%) oraz zastosowaniu systemów kogeneracyjnych opalanych węglem<sup>5</sup>. 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<sup>6</sup> oraz pogłębienie luki względem tańszych krajów ościennych.

## EMISJE GAZÓW CIEPLARNIANYCH W POLSCE



Źródło: McKinsey and Company, Neutralna emisyjnie Polska 2050

3. Instytut Jagielloński, *Łączenie sektorów zielonej energii. Co to oznacza dla Polski? Elektryfikacja, decentralizacja, digitalizacja.*
4. McKinsey and Company, *Neutralna emisyjnie Polska 2050.*
5. Instytut Jagielloński, *Polish Energy Brief 2021.*
6. Instytut Jagielloński, *Polish Energy Brief 2021.*

Kluczowe determinanty osiągnięcia skutecznej zeroemisyjności 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: przemysłu, transportu, rolnictwa, użytkowania budynków, ciepłownictwa i energetyki.

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 zeroemisyjny. Wymaga to wypracowania odpowiedniego podejścia, uwzględniającego budowę lub przebudowę nowych źródeł wytwórczych i przesyłowych. Równoległe wymaga to wzięcia pod uwagę budowy nowych łańcuchów dostaw, przemysłu i usług, które będą dostarczały wartość dodaną w oparciu o krajowe zasoby. Uwzględnienie społecznych aspektów przemian jest fundamentalne, a transformacja dotknie najbardziej regiony uprzemysłowione. Konieczne jest również zbudowanie skutecznych, ale też elastycznych ram regulacyjnych, uwzględniających wprowadzenie niezbędnych przepisów. Zapewnienie przejrzystości zasad i długoterminowej wizji zapewni poczucie bezpieczeństwa i zwiększy akceptację dekarbonizacji wśród wszystkich interesariuszy.

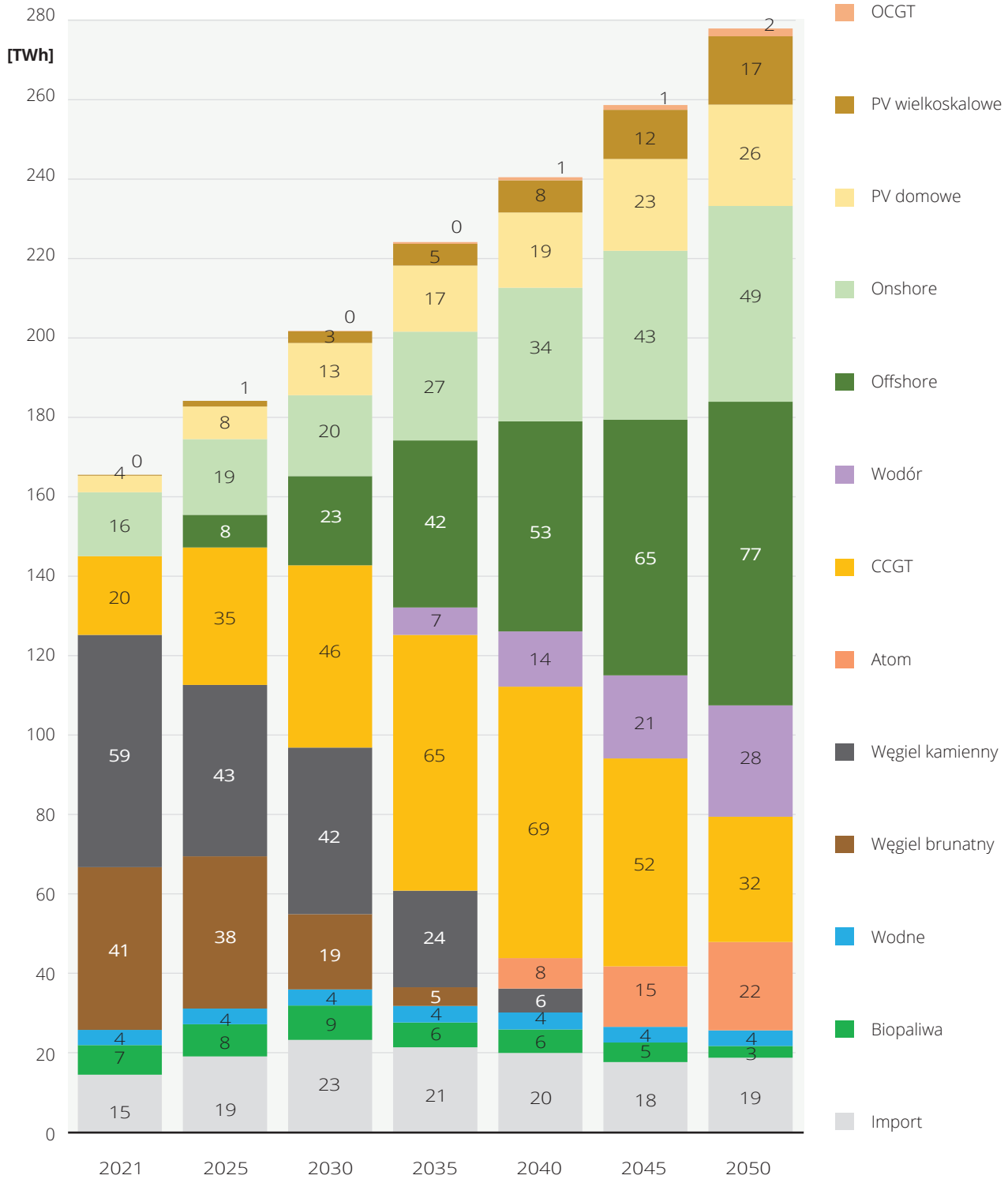
## Jak osiągnąć zeroemisyjność

Scenariusze osiągnięcia zeroemisyjności są nadal dyskutowane i podlegają zmianom, w szczególności z powodu zmieniającego się otoczenia regulacyjnego, ekonomicznego, a także społecznego i technologicznego.

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 i onshore oraz fotowoltaika (w podziale na małe instalacje dachowe oraz farmy wielkoskalowe). Pozostałymi elementami miksu wytwórczego będą źródła ciepłe nisko- i zeroemisyjne, czyli atom oraz wodór (rys. poniżej). Uzupełnieniem miksu (pozwalającym zwłaszcza na regulację częstotliwości i napięcia) 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 możliwe 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.

### MOŻLIWA STRUKTURA POKRYCIA ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ [TWh] W POLSCE



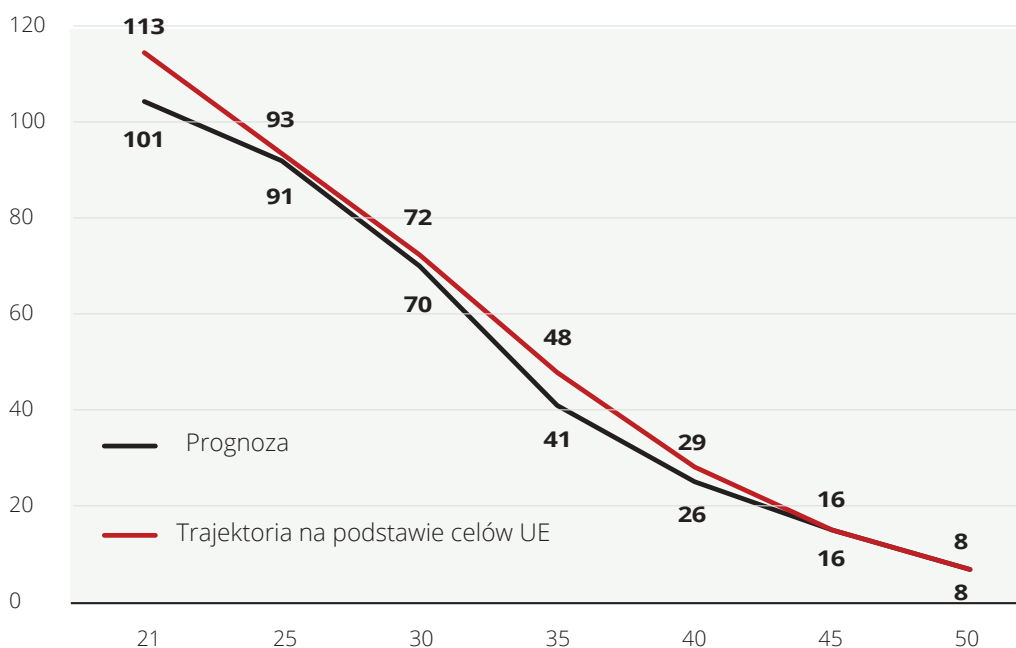
Źródło: modelowanie i analiza IJ



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 Polsce wypełnić unijny cel na poziomie 55% na ten rok. Do roku 2050 potencjalna redukcja emisji CO<sub>2</sub> to 95%.

Z punktu widzenia regulacji gwałtowne przyspieszenie celów dekarbonizacji wynika ze zmian w polityce energetycznej Unii Europejskiej. W kwestii ekonomicznej fundamentalne znaczenie mają znaczące wzrosty cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Dodatkowym czynnikiem, coraz mocniej akcentowanym, jest również rosnące poparcie społeczne dla przyspieszonego odejścia od paliw kopalnych. Zmiany technologiczne z kolei wywierają wpływ na decyzje ekonomiczne w zakresie możliwych najtańszych źródeł, które zastąpią paliwa kopalne. A dodatkowo, co jest specyficzne dla Polski, starzejące się źródła wytwórcze energii elektrycznej i ciepła wzmacniają podejmowanie pilnych decyzji. **Wszystkie te argumenty wskazują, że istotnym staje się modelowanie i wdrożenie miks energetycznego, odpornego na przyspieszające tempo dekarbonizacji.**

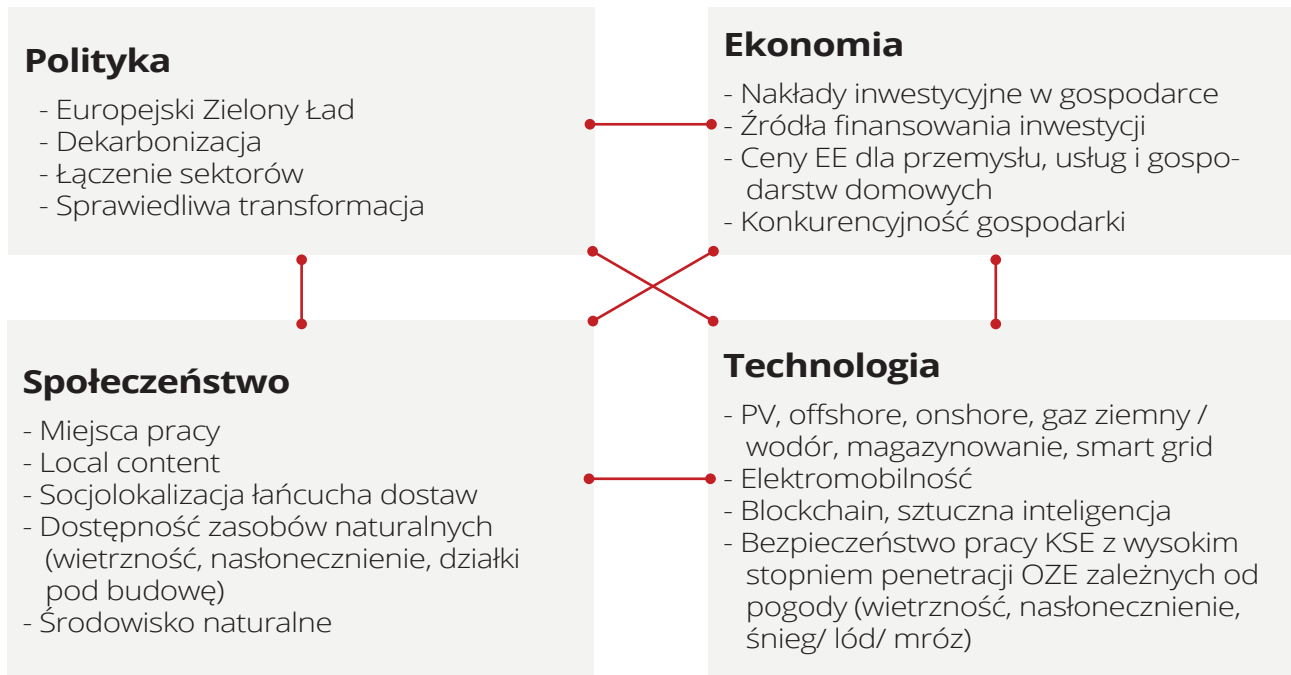
## MOŻLIWA TRAJEKTORIA EMISJI CO<sub>2</sub> [MLN MG] W POLSCE



Źródło: modelowanie i analiza IJ

Analiza Instytutu Jagiellońskiego wskazuje na kluczowe kwestie związane z transformacją. Jedną z nich jest kwestia „socjolokalizacji” inwestycji oraz łańcucha dostaw w ramach tzw. local content. Istotne jest, aby nowe miejsca pracy tworzyć w regionach, w których istnieje ryzyko wzrostu bezrobocia związanego z transformacją energetyczną.

## WYMIARY I DETERMINANTY TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ W POLSCE



Źródło: modelowanie i analiza IJ

Ponadto model dekarbonizacji powinien uwzględniać elastyczność podejścia do źródeł wytwarzania, w szczególności zarządzania stabilną pracą systemu elektroenergetycznego w obliczu wzrostu produkcji z OZE zależnych od pogody (wiatr, fotowoltaika), sprawną organizację oraz realizację działań inwestycyjnych (np. ryzyko opóźnienia i realizacji ogromnych inwestycji, np. w atom), zabezpieczenie źródeł finansowania inwestycji, taksonomię, bezpieczeństwo i dywersyfikację dostaw, zapewnienie analiz oraz wiedzy stanowiących wsparcie w procesie podejmowania decyzji, w tym dojrzałość technologii.



## Wyzwania transformacji energetycznej

**Transformacja energetyczna** to konieczność, która musi jednocześnie być szansą na: inwestycje – koło zamachowe gospodarki, nowe miejsca pracy, obniżenie kosztów wytwarzania, a tym samym cen energii elektrycznej, redukcję emisji – poprawę stanu środowiska naturalnego. Analiza dostępnych scenariuszy odejścia od paliw kopalnych wskazuje, że miks energetyczny polskiej gospodarki będzie oparty na bardzo zróżnicowanych źródłach, głównie fotowoltaice, lądowych i morskich farmach wiatrowych, gazie, atomie, biomasie, wodrze.

Skuteczna, bezpieczna i sprawiedliwa transformacja systemu energetycznego wymaga oceny korzyści i ryzyk wynikających z wyboru konkretnego źródła wytwarzania. W szczególności ważne są miejsca pracy, technologie, tempo wdrażania zmian, koszty wytwarzania – w ujęciu średnio- i długoterminowym.

### Dynamiczny wzrost energetyki wiatrowej i fotowoltaiki

Lata 2013-2016 były okresem stałego wzrostu mocy wiatrowych. Wejście w życie ustawy odległościowej istotnie zahamowało rozwój sektora. W latach 2017-2019 praktycznie zaniechano wszelkich działań związanych z rozwijaniem nowych projektów wiatrowych. Moc zainstalowana instalacji wykorzystujących energię wiatru na lądzie [GW] wynosiła 6,35 GW. W 2020 roku nastąpił wzrost o 0,43 GW. W 2021 roku rozpocznie się realizacja projektu budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku, zakładającego powstanie do 2040 roku 11 GW łącznych mocy<sup>7</sup>.

Energetyka słoneczna obejmująca mikroinstalacje (o mocy do 50 kW), małe instalacje (50-500 kW) oraz farmy (powyżej 500 kW) stanowi największy wzrost udziału OZE w polskim systemie elektroenergetycznym. Możliwe wykorzystanie w energetyce przemysłowej terenów poindustrialnych oraz o słabej jakości gruntów może stanowić kolejne bardzo istotne źródło wzrostów. Według danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych moc zainstalowana w fotowoltaice na koniec 2020 roku wyniosła 3935,74 MW, co oznacza wzrost o 2463 MW rok do roku. Instytut Energetyki Odnawialnej szacuje, że co roku w Polsce będzie powstawać od 2 do 2,5 GW nowych mocy fotowoltaicznych. Zmieni się tylko struktura rynku z typowo prosumenckiego na zrównoważony, pomiędzy elektrowniami PV a prosumentami i autoproducentami<sup>8</sup>.

7. <https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1525-aktualizacja-prognozy-rozwoju-krajowego-ryнку-fotowoltaiki-do-2025-roku>.

8. The case for Negative Emissions. A call for immediate action. Coalition for Negative Emissions, McKinsey, 2021.

## ZNORMALIZOWANY KOSZT PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ (LCOE)

Efektywnością kosztową instalacji źródeł energii jest jednostkowy koszt energii elektrycznej LCOE. Jest to suma zdyskontowanych kosztów (nakładów inwestycyjnych, związanych z nimi kosztów finansowych, jak i wszystkich wydatków operacyjnych) związanych z eksploatacją instalacji w całym okresie jej życia w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej przez nią energii elektrycznej.

Poziom LCOE to nie tylko łączne nakłady inwestycyjne i koszty operacyjne instalacji, ale też jej wydajność, efektywność i żywotność. Poziom LCOE źródeł konwencjonalnych jest również silnie związany z poziomem kosztów uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>.

LCOE nie uwzględnia kosztów związanych z bezpieczeństwem dostaw, bilansowaniem sieci, innymi korektami w zakresie przerw, kosztów rozbudowy sieci czy, w przypadku elektrociepłowni, kogeneracji. W związku z tym korzyści wynikające z niektórych źródeł energii nie pojawiają się tak silnie w tego typu analizie kosztów, jak w przypadku pełnej analizy kosztów systemu. Na większości rynków energii, po obliczeniu kosztów tych dodatkowych czynników, mogą być co najmniej tak samo opłacalne, jeśli nie bardziej, jak fotowoltaika i wiatr na lądzie (dobrym przykładem na to może być biomasa).

## Biomasa

W Polsce największe zasoby stanowi biomasa stała, w której skład wchodzi głównie drewno odpadowe z lasów, drewno poużytkowe oraz słoma. Zakup biomasy do produkcji energii elektrycznej może wspierać rolnictwo i budżet krajowy poprzez działalność Lasów Państwowych. Zgodnie z PEP 2040 energetyczne wykorzystanie biomasy – zarówno termiczne (biomasa leśna), jak i beztlenowe w biogazowniach oraz na potrzeby produkcji biopaliw – będzie ulegać zwiększeniu. W sektorze energetycznym biomasę można przetwarzać na wiele różnych nośników energii<sup>9</sup>.

Nierozpoznany jest w Polsce potencjał wykorzystania – biomasy pochodzącej z wielkoskalowej produkcji pelletu z biomasy drzewnej. Przykłady państw europejskich wskazują na istotne korzyści dla systemu energetycznego i ciepłowniczego w przypadku wykorzystania takiego źródła.

W wielu przypadkach biomasę można przekształcić w paliwa typu „drop-in”, które wymagają niewielkich zmian w istniejącej infrastrukturze i technologiach końcowego przeznaczenia - tak zwana konwersja na biomasę. Zastosowania, w których biomasa może wypierać paliwa kopalne, obejmują wytwarzanie energii elektrycznej, paliwa płynne w transporcie oraz ciepło w budynkach i procesach przemysłowych. Przewidujemy, że w przyszłości możliwe będzie wykorzystanie bioenergii z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla (BECCS) do produkcji energii, ciepła, wodoru i/lub biopaliw. Otworzy to drogę do długoterminowego składowania dwutlenku węgla, które zapewni ujemne emisje wymagane do osiągnięcia globalnych celów klimatycznych, a także zapewni ważne usługi w ramach systemu energetycznego (np. poprzez dostarczenie mocy obciążenia podstawowego lub wodoru do bilansowania)<sup>10</sup>.

## Gaz ziemny jako paliwo przejściowe

W ostatnich latach zużycie gazu ziemnego w Polsce rośnie i w 2019 r. wyniosło blisko 18,6 mld m<sup>3</sup>, przy czym krajowe wydobycie pokrywało ok. 22% zapotrzebowania. PEP 2040 wskazuje, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosnąć, szczególnie ze względu na wykorzystanie tego surowca w elektrociepłowniach i mocach zapewniających elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz z uwagi na niższą emisyjność w porównaniu do węgla kamiennego i brunatnego<sup>11</sup>.

Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego jest strategicznym celem Polski. Budowa Baltic Pipe (przepustowość 10 mld m<sup>3</sup> rocznie), rozbudowywany terminal LNG w Świnoujściu do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 8,3 mld m<sup>3</sup> rocznie do 2023 r. oraz planowana budowa terminala pływającego FSRU w Zatoce Gdańskiej to sposoby zapewnienia zdywersyfikowanych źródeł tego paliwa.

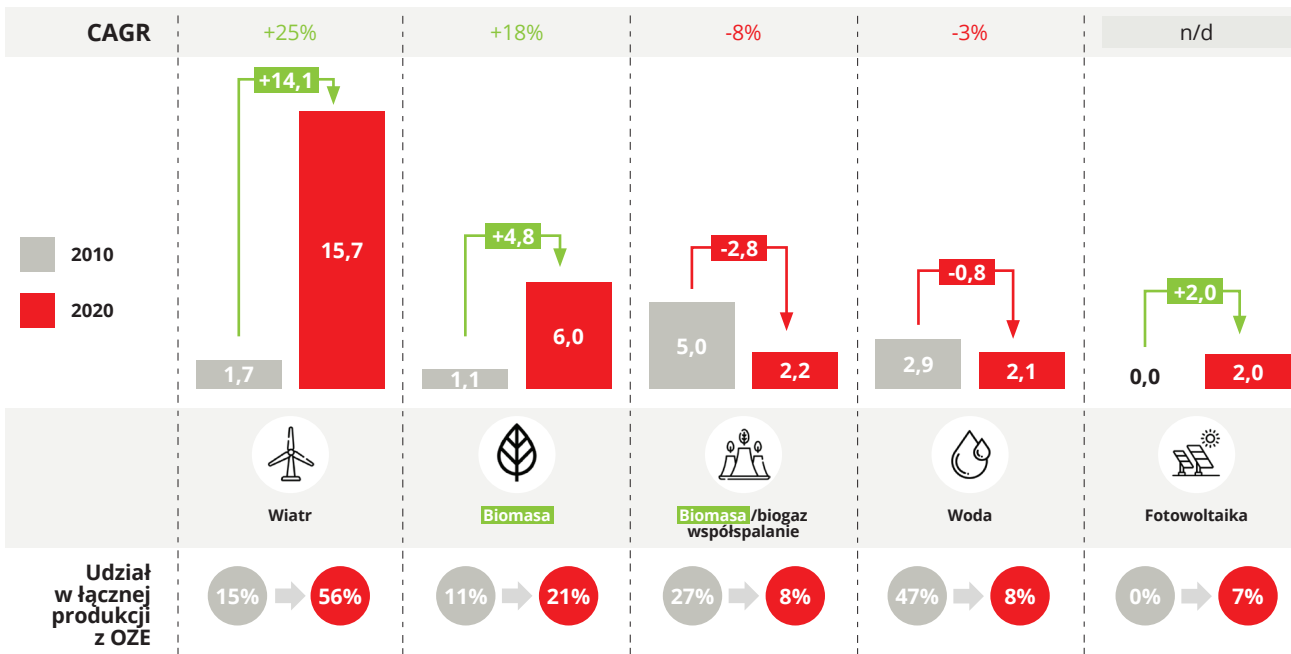
Jednak, według analiz, nawet taka zdolność importu nie jest wystarczająca dla spełnienia potrzeb ciepłownictwa indywidualnego i systemowego.

9. Instytut Jagielloński, Polish Brief 2021, Christian Schnell, *Polityka Energetyczna Państwa 2040: realistyczna perspektywa rozwoju sektora?*

10. Bank PEKAO 2021, *U progu zielonej rewolucji. Perspektywy sektora OZE w Polsce na tle trendów globalnych i regionalnych*;

11. Instytut Jagielloński 2020, *Łączenie sektorów zielonej energii. Co to oznacza dla Polski? Elektryfikacja, decentralizacja, digitalizacja*;

**PRODUKCJA ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z OZE W POLSCE - WG GŁÓWNYCH ŹRÓDEŁ, 2020 VS. 2010**



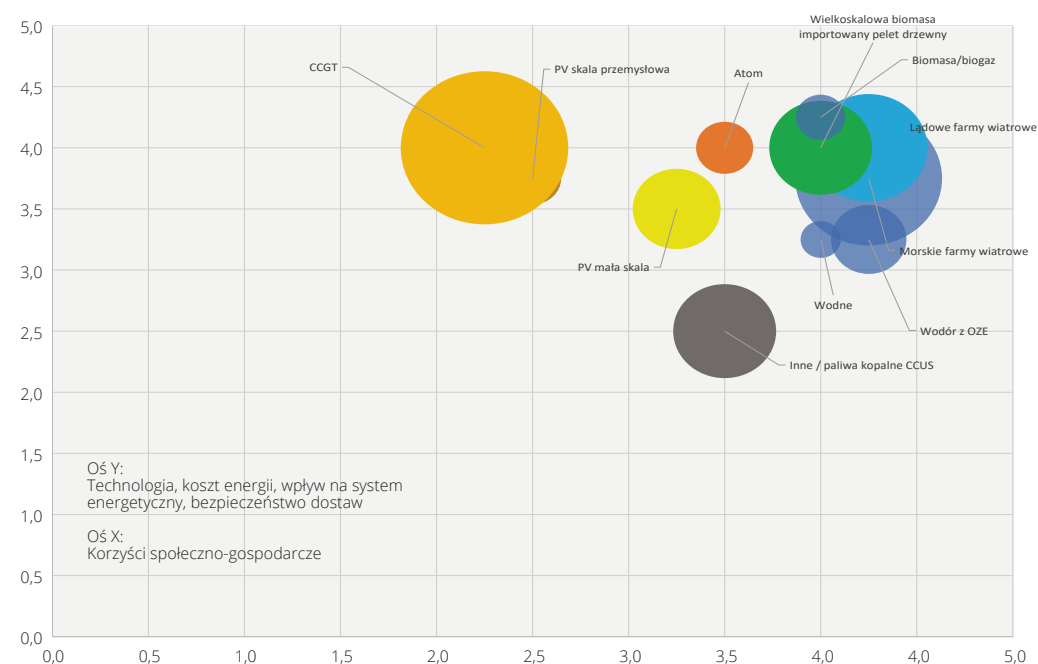
Źródło: Agencja Rynku Energii, Analizy Pekao

**Energetyka jądrowa**

Zgodnie z programem polskiej energetyki jądrowej PPEJ, w 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy (generacji III i III+) o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę sześciu bloków do 2043 r., przy czym ich całkowita moc wynosi 6-9 GW. Nadal brak jest modelu finansowania tej inwestycji (zgodnie z zasadami pomocy publicznej UE) oraz wiarygodnego harmonogramu. Zdaniem analityków stanowi to ryzyko realizacji scenariuszy miks energetycznego. Opracowanie wariantu alternatywnego dla utrzymania tak wysokiego poziomu mocy w podstawie systemu elektroenergetycznego wydaje się być pilną koniecznością.

Analiza determinantów transformacji energetycznej w Polsce wskazuje na istotną rolę dywersyfikacji i elastyczności źródeł wytwarzania. Bezpieczeństwo pracy KSE z wysokim stopniem penetracji OZE zależnych od pogody, a także kwestie społeczne (zachowanie miejsc pracy na terenach z obecną generacją energii elektrycznej i ciepła), jak również tempo transformacji to czynniki, które stają się niezwykle pilne. **Przeprowadzona przez nas analiza wskazuje, że obok morskiej energetyki wiatrowej istotnym nowym źródłem energii i ciepła mogłaby być biomasa, oparta np. na wielkoskalowych dostawach biomasy leśnej produkowanej w sposób zrównoważony.**

## OPCJE STRATEGICZNE DLA DEKARBONIZACJI W POLSCE



Źródło: analiza własna Instytutu Jagiellońskiego

Zawarte w naszej analizie przyszłe źródła dekarbonizacji systemu energetycznego i ciepłowniczego pokazują determinanty ujęte w dwóch wymiarach: zapewnienia bezpiecznego i elastycznego źródła energii oraz korzyści gospodarczych i społecznych. W ramach zapewnienia kryterium bezpiecznego i elastycznego źródła uwzględnić należy: bezpieczeństwo pracy systemu, odporność na zagrożenia w dostawach źródła. W ramach korzyści gospodarczych i społecznych należy ująć: miejsca pracy, odporność na koszty systemu ETS, korzyści środowiskowe, rozwój technologiczny oraz koszt źródła.

Główne dwa wyzwania związane z realizacją transformacji energetycznej w Polsce to zarządzanie pracą systemu (w tym elastyczność, inercja, rozwój rynku usług systemowych, kontrola częstotliwości i napięcia, ograniczenia sieciowe i ryzyko redukcji generacji OZE) oraz pilna potrzeba dekarbonizacji ciepłownictwa.

## Główne wyzwania w systemie elektroenergetycznym

System elektroenergetyczny stoi w obliczu dwóch kluczowych wyzwań, pierwsze to potrzeba dysponowania mocą na żądanie oraz drugie to rosnąca presja zastąpienia znacznych ilości węgla niskoemisyjnymi źródłami z miksu energetycznego. Moc na żądanie jest istotna ze względu na wzrost udziału źródeł pogodowo zależnych i w konsekwencji ich wpływ na stabilność pracy systemu.

W scenariuszu Instytutu Jagiellońskiego zakładamy, że do 2050 r. Polska jest w stanie obniżyć poziom emisji gazów cieplarnianych względem 2017 r. o 95%, a do 2030 roku o 56%. Jednocześnie będzie to oznaczać spadki cen hurtowych energii elektrycznej. Nasz scenariusz przedstawia rekomendację uwzględniania zróżnicowanych źródeł energii i ciepła, w szczególności zakładając przyspieszenie procesów dekarbonizacji, jak również możliwość elastycznego reagowania na dostępność poszczególnych źródeł (np. opóźnienia w realizacji programu atomowego lub dostępność gazu ziemnego).

Zarządzanie stabilną pracą systemu elektroenergetycznego w obliczu wzrostu produkcji energii z OZE zależnych od pogody (wiatr, fotowoltaika) staje się jednym z najbardziej pilnych wyzwań polskiego procesu dekarbonizacji. Głównymi aspektami z tym związanymi jest zjawisko „duck curve”, zapewnienie elastyczności systemu, tj. kontrola częstotliwości (w tym inercja) i napięcia (w tym tzw. system strength), możliwość odbudowy systemu czy zarządzanie ograniczeniami sieciowymi (w celu minimalizacji ryzyka redukcji wolumenu wytwarzania z OZE z uwagi na lokalne limity obciążalności termicznej przewodów).

Intensywny rozwój energetyki odnawialnej wymaga rozwiązań gwarantujących zbilansowanie systemu elektroenergetycznego. Wytwarzanie energii w energetyce wiatrowej oraz w farmach fotowoltaicznych charakteryzuje się dużą zmiennością. Oznacza to, że w systemach elektroenergetycznych dochodzi do okresów nadmiaru lub niedoboru energii elektrycznej. Minimalizacja ryzyk z tym związanych to na przykład rynek mocy, usług DSR oraz pomocy międzyoperatorskiej.

Mechanizm rynku mocy zobowiązuje uczestniczące w nim jednostki do zachowania gotowości wytwarzania na wypadek występujących okresowo niedoborów podaży energii, spowodowanych niższą aktywnością instalacji OZE.

Polski rynek elektroenergetyczny jest silnie uzależniony od paliw kopalnych, blisko 60% istniejących i planowanych instalacji – uczestników tego rynku stanowią relatywnie duże bloki węglowe. Dalsze 16% jednostek wytwórczych biorących udział w rynku mocy to z kolei bloki gazowe<sup>12</sup>.

Elastyczność w systemach elektroenergetycznych jest kluczowym czynnikiem umożliwiającym ich integrację, z przeważającym udziałem zmiennej energetyki odnawialnej, co jest podstawą systemu elektroenergetycznego przyszłości. Systemy elektroenergetyczne muszą osiągnąć maksymalną elastyczność w oparciu o bieżące i innowacyjne rozwiązania w zakresie technologii wspomagających, nowych modeli biznesowych,

12. Bank Pekao 2021, *U progu zielonej rewolucji Perspektywy sektora OZE w Polsce na tle trendów globalnych i regionalnych*;

struktury rynku i systemów operacyjnych. Zarówno długoterminowe, jak i krótkoterminowe magazynowanie energii jest ważne dla zwiększenia elastyczności systemu. Jednak największą elastyczność można osiągnąć za pomocą innych środków, w tym poprzez rozbudowę sieci oraz elastyczność po stronie popytu (ang. demand-side management)<sup>13</sup>.

Miniona dekada pokazała jednoznacznie, że konkurencja pomiędzy energetyką odnawialną i konwencjonalną nie tylko przyspieszyła, ale przede wszystkim – została rozstrzygnięta na korzyść tej pierwszej. Dane za lata 2018-2019 wskazują, iż koszty działalności elektrowni i elektrociepłowni konwencjonalnych znajdują się pod silną presją. W okresie tym jednostkowe koszty wytwarzania energii wzrosły łącznie o ponad 40%. Rosną przy tym zarówno jednostkowe koszty stałe, jak i zmienne. Koszty emisji CO<sub>2</sub> nie są jedynym wyzwaniem działalności tradycyjnych instalacji wytwórczych. Suma czynników sprawia, iż stają się one coraz mniej atrakcyjnym źródłem wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Atrakcyjność odnawialnych źródeł energii wzmacniają malejące wymagania inwestycyjne instalacji energetyki odnawialnej przy ograniczonej presji ze strony kosztów stałych oraz marginalnym znaczeniu kosztów zmiennych<sup>14</sup>.

Finansowanie działalności to obecnie rosnące wyzwanie dla największych koncernów energetycznych, jak wskazano w obszernym analitycznym raporcie Banku Pekao SA. Możliwy scenariusz biznesowy na najbliższą dekadę to coraz większa presja na marżę z działalności elektrowni konwencjonalnych oraz rosnąca dochodowość instalacji energetyki odnawialnej. Procesy te leżą u podstaw gruntownej reorientacji strategii wszystkich czołowych producentów energii elektrycznej w Polsce i należy się spodziewać, że będą ulegały wzmocnieniu i przyspieszeniu. Wobec decyzji biznesowych największych interesariuszy rynku, znaczenie energetyki odnawialnej będzie rosło. W sposób naturalny, w związku z zaawansowaniem technologicznym i coraz niższym LCOE, wiatr i słońce będą zwiększać swój udział w bilansie mocy. Jednak w takich okolicznościach na znaczeniu zyskiwać będą instalacje umożliwiające reagowanie na zmieniające się zapotrzebowanie, takie jak np. bloki gazowe lub bloki na biomasę, i w inny sposób energetyka jądrowa. Jednakże źródła te muszą być niskoemisyjne.

Przygotowany przez Instytut Jagielloński model dekarbonizacji miksu energetycznego wskazuje, że realizując program budowy i uruchamiania elektrowni atomowych zgodnie z najnowszymi założeniami Polityki Energetycznej Polski, w latach trzydziestych (do 2050) powstaną moce wytwórcze do 3 GW. Wobec tego bardzo istotnym uzupełnieniem w okresie transformacji może być gaz ziemny – w latach 2025-2040 będzie musiało pokryć do 20-25% zapotrzebowania na energię, utrzymując równowagę systemu. **Przyspieszenie odejścia od węgla lub konieczność tego odejścia z punktu widzenia przestarzałych aktywów będzie wiązała się z wyborem realnego rozwiązania alternatywnego dla gazu, a takim może być wielkoskalowa biomasa (nawet do 6 GW mocy zainstalowanej).**

Systemy energetyczne wraz ze zwiększaniem się udziału OZE mierzą się z rosnącym wyzwaniem w związku z podziałem na kategorie 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

13. Instytut Jagielloński 2020, *Łączenie sektorów zielonej energii. Co to oznacza dla Polski? Elektryfikacja, decentralizacja, digitalizacja*;

14. Bank Pekao 2021, *U progu zielonej rewolucji. Perspektywy sektora OZE w Polsce na tle trendów globalnych i regionalnych*;

i źródła przerywane wymagają doładowania, aby utrzymać sieć zasilania 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.

Obecne scenariusze dekarbonizacji wskazują, iż potencjalnie „szczytowe” źródła energii oparte są głównie na gazie. Jednak ze względu na emisyjność tego paliwa, jak i charakter dostaw, scenariusze te mają duże ryzyko wdrożenia.

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 od zewnętrznych operatorów. 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 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 drożących cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>), **rozsądne będzie rozważenie alternatywnych technologii, które mogłyby bezpiecznie i szybko zastąpić węgiel w miksie energetycznym.**

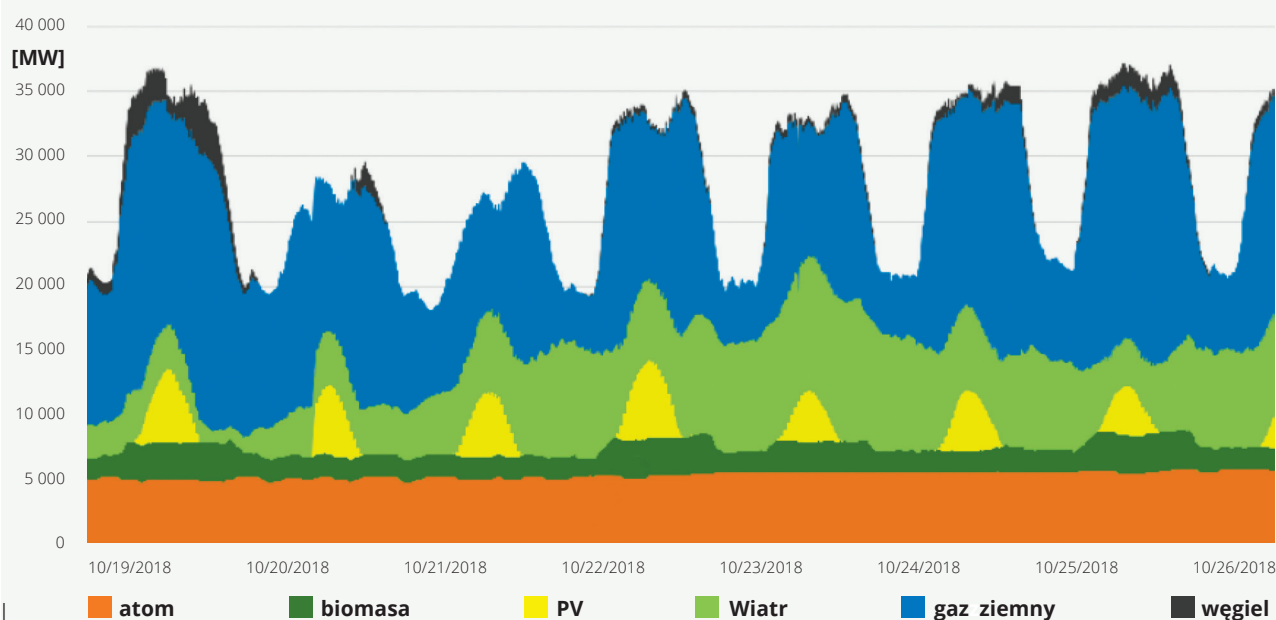
Wskazując prawdopodobny miks energetyczny, jesteśmy świadomi konieczności podjęcia dyskusji na temat rozwiązań alternatywnych wobec budowy elektrowni atomowej. Może nim być np. oparcie miksu energetycznego na gazie oraz źródłach zielonej energii z bezpiecznym, sprawdzonym źródłem zasilanego paliwa, w optymalnym ujęciu – na bazie infrastruktury już wybudowanej. Gaz ziemny, będąc przejściowym źródłem energii umożliwiającym płynne przeprowadzenie transformacji energetycznej ku nisko-, a nawet zeroemisyjnej gospodarce, może być uzupełniony na przykład poprzez przekształcenie wielkoskalowych elektrowni węglowych w bloki wykorzystujące wielkoskalową biomasę ze zrównoważonych źródeł, tak jak zostało to wprowadzone w innych państwach europejskich (patrz przykład Wielkiej Brytanii i Danii wskazany w niniejszym raporcie). Biomasa – może pełnić podobną rolę jak importowany gaz ziemny, przy czym zapewni większą redukcję kosztów EU-ETS (do zera), a ponadto jest dodatkowym źródłem paliwa zwiększającym bezpieczeństwo energetyczne kraju. Pozwoliłoby to wypełnić część trudnego równania – zmniejszenia emisyjności energetyki przy niższym koszcie finansowym budowy elektrowni oraz mniejszym nakładzie organizacyjnym.



## PELLET DRZEWNY JAKO PRZYKŁAD GENERACJI W PODSTAWIE SYSTEMU

Obecnie większość energii wytwarzanej z pelletu w Wielkiej Brytanii pochodzi z Drax Power. Moc elektrowni Drax, wcześniej węglowej jednostki wytwarzania skonwertowanej na wykorzystanie pelletu drzewnego, to 645 MW. Cztery z sześciu jednostek są w pełni przystosowane do spalania pelletu drzewnego. 396-megawatowa elektrownia Lynemouth również została przekształcona z węgla na pellet. Na poniższym wykresie można zaobserwować bilansowanie mocy w Wielkiej Brytanii, w sytuacjach gdy w tygodniu wiatr (jasnozielony) nie wiał, a w nocy nie ma energii ze słońca (żółty). Elektrownia spalająca biomasę jest wykorzystywana w okresach większego zapotrzebowania jako elastyczne źródło energii. Co więcej, wytwarzanie energii z pelletu drzewnego zafunkcjonowało jako przejmujące część obciążenia szczytowego, które zmniejsza zapotrzebowanie na węgiel i gaz ziemny.

## MIKS ENERGETYCZNY WIELKA BRYTANIA W OKRESIE 19-26 PAŹDZIERNIKA 2018



Źródło: Analiza FutureMetrics, dane z Gridatch Wielka Brytania

Opłacalnym ekonomicznie sposobem wykorzystania elektrowni opartych na biomasie jest praca ze stałym nominalnym obciążeniem (base-load). Nowoczesne elektrownie muszą posiadać zdolności manewrowe, to znaczy regulację mocy zależnie od zmieniającego się obciążenia systemu elektroenergetycznego (tzw. load-following). Wykorzystanie elektrowni stosujących biomasę do regulacji mocy (dobowego obciążenia – load-following, ale również szybkiej regulacji – load-frequency control) w systemie jest ciekawą opcją strategiczną dla polskiej elektroenergetyki.

**Brak wdrożenia rozwiązania polegającego na zastąpieniu w miksie energetycznym dużego źródła energii – węgla – może oznaczać bardzo istotny wpływ na niepewność energetyczną i spadek konkurencyjności polskiej gospodarki. Niezbędny jest scenariusz alternatywny, sięgający w podstawie nawet do 6 GW mocy systemu elektroenergetycznego.**

Dodatkowym czynnikiem zwiększającym ryzyko związane z dostępem do stabilnego źródła wytwarzania jest struktura wiekowa KSE, która sprawia, że w najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. **Spowoduje to dodatkowe pilne zapotrzebowanie na źródło energii w obciążeniu podstawowym. Należy znaleźć rozwiązania, które zmniejszają to ryzyko przy najniższych nakładach kapitałowych i kosztach społecznych.**

## PALĄCY PROBLEM WYŁĄCZEŃ MOCY WĘGLOWYCH

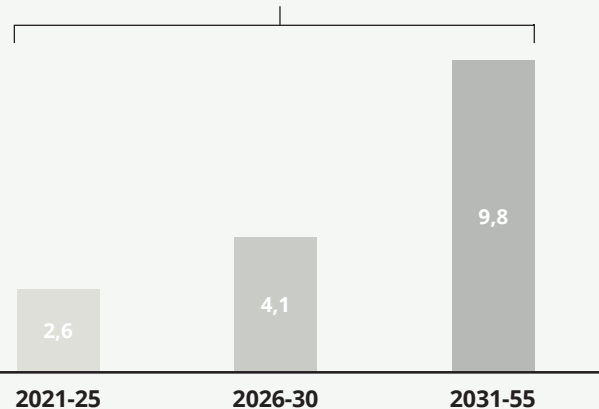
Struktura wiekowa bloków węglowych sprawia, że w najbliższych latach wycofane zostaną z eksploatacji najstarsze bloki energetyczne. Infrastruktura energetyczna w Polsce się starzeje – około dwóch trzecich mocy elektrowni węglowych w kraju ma więcej niż 30 lat. Biorąc pod uwagę przewidywany cykl życia liczący maksymalnie 60 lat, do 2050 roku konieczna będzie ich wymiana<sup>15</sup>. Według scenariusza skumulowanych wycofań istniejących jednostek wytwórczych, który zakłada także wycofania ze względu na planowane wdrożenie rozwiązań wprowadzających nowe standardy emisyjne, do 2035 roku konieczne będzie wyłączenie ponad 17 GW źródeł wytwórczych.

## PLANOWANE WYŁĄCZENIA KONWENCJONALNYCH BLOKÓW ENERGETYCZNYCH



Trzeba mieć na względzie planowane wycofania najbardziej wysłużonych instalacji. Łączny wolumen ich mocy ma wynieść do 2035 roku (przybliżony termin uruchomienia pierwszych bloków jądrowych) **niemal 17 GW**.

16,5 GW



Źródło: Bank Pekao 2021, U progu zielonej rewolucji Perspektywy sektora OZE w Polsce na tle trendów globalnych i regionalnych

Ponadto system charakteryzuje się ciągłym przyrostem zapotrzebowania na moc i energię elektryczną, a dodatkowo obserwowany jest trend większego wzrostu zapotrzebowania na moc w okresie letnim niż dla okresu zimowego. Zapotrzebowanie na moc i energię w najbliższych latach może spowodować, że system energetyczny napotka dodatkowe problemy w jego zbilansowaniu.

15. McKinsey and Company, Neutralna emisja w Polsce 2050.

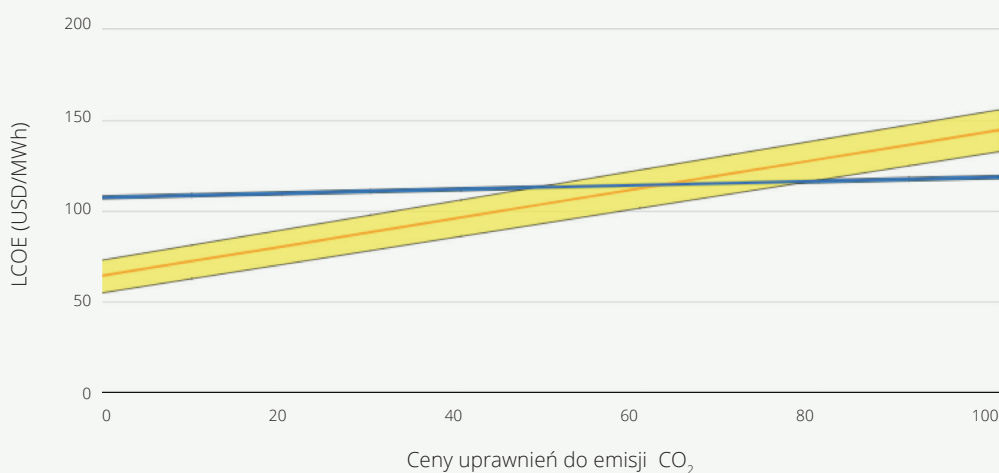


Możliwe warianty dostępu do niskoemisyjnych źródeł energii mogących zastąpić wycofywane wyeksploatowane instalacje, tak aby mogły pracować w podstawie systemu elektroenergetycznego, to przede wszystkim elektrownia atomowa i wielkoskalowa biomasa. Biomasa ma wyraźną przewagę we wspieraniu w realizacji polskich celów OZE, będąc elastyczniejszym źródłem energii, posiadającym znormalizowany koszt energii, który jest bardziej efektywny w obu trybach pracy - w podstawie, jak i w szczycie.

## DECYZJA INWESTYCYJNA - WĘGIEL CZY BIOMASA

Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego, która ma skupić aktywa związane z wytwarzaniem energii z węgla, nie będzie prowadziła nowych inwestycji, ograniczy się do niezbędnych modernizacji istniejących bloków. Produkcja energii z węgla będzie pod rosnącą presją cen emisji CO<sub>2</sub>. Przy cenach około 70 EUR/tonę CO<sub>2</sub> działania zmierzające do konwersji bloków węglowych na źródła biomasowe mogą uzyskać uzasadnienie rynkowe, choć z punktu widzenia inwestorów pewne przyszłe zabezpieczenia cenowe będą nadal potrzebne do zabezpieczenia inwestycji.

### LCOE DLA WĘGLA Z I BEZ CCUS DLA RÓŻNYCH CEN UPRAWNIENÍ DO EMISJI CO<sub>2</sub>



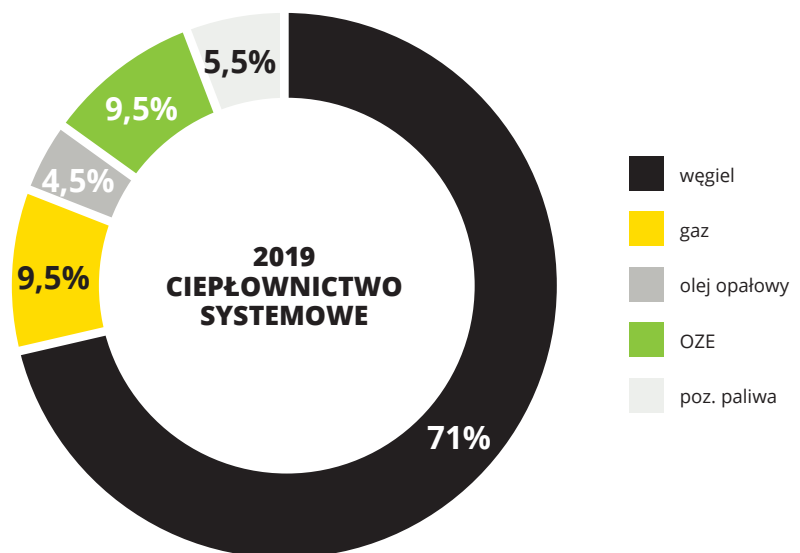
Źródło: Międzynarodowa Agencja Energetyczna (IEA)

## Dekarbonizacja ciepłownictwa

Proces dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa już się rozpoczął, jednak jest zbyt wolny w stosunku do wymagań unijnej polityki klimatycznej. W celu osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. konieczne jest zaplanowanie działań transformujących systemy niskoemisyjne na zeroemisyjne oraz szczegółowa analiza dostępnych rozwiązań. Polski rynek ciepła jest mozaiką lokalnych monopolii. Wynika to z właściwości fizycznej ciepła, którego transport na duże odległości jest nieefektywny. Zgodnie z corocznie wydawanym przez Urząd Regulacji Energetyki dokumentem pn. *Energetyka ciepła w liczbach*, na ostatni dzień roku 2019 w Polsce funkcjonowało 396 koncesjonowanych przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się dostawą ciepła. Potencjałem tych przedsiębiorstw była moc zainstalowana 53.561 MW w źródłach wytwórczych tych przedsiębiorstw oraz sieci dystrybucyjne o długość 21.701 km. Stawia to Polskę na drugim miejscu po Niemczech wśród krajów, które mają największy rynek ciepła systemowego w Europie.

W Polsce do sieci ciepłowniczej jest przyłączonych ponad 40% spośród 13,5 mln gospodarstw domowych. Jednak ciepło systemowe dostarcza tylko 1/4 ciepła zużywanego w kraju. Polska produkcja ciepła jest najbardziej w Europie uzależniona od węgla. Ciepłownie systemowe spalają co roku ok. 14,5 mln ton węgla<sup>16</sup>, co oznacza że 71% ciepła wytwarzanego w ciepłowniach systemowych pochodzi z tego surowca.<sup>17</sup> Produkcja ciepła w ciepłowniach jest znacznie bardziej efektywna i przyjazna środowisku, z uwagi na konieczność spełniania przez nie standardów środowiskowych. Ponadto sieci ciepłownicze wciąż się rozwijają i co roku dołączani są nowi klienci.

### STRUKTURA ZUŻYCIA PALIW W CIEPŁOWNICTWIE SYSTEMOWYM



Źródło: URE, *Energetyka ciepła w liczbach - 2019*, Warszawa wrzesień 2020

16. Same ciepłownie i elektrociepłownie zużywają rocznie 8,5 mln ton węgla kamiennego.

17. Polityka Insight *Ciepło do zmiany*, październik 2020;



W roku 2019 raport URE wskazał, iż 9,5% energii w ciepłownictwie systemowym pochodziło z odnawialnych źródeł energii, z czego zdecydowana większość z biomasy stanowiącej 9,23% udziału. Należy podkreślić, że udział poszczególnych paliw w wytwarzaniu ciepła jest również dosyć zróżnicowany pod względem terytorialnym.

Analizując możliwość wykorzystania gazu w ciepłownictwie, należy wziąć pod uwagę ograniczenia terytorialne regionu północno-wschodniego i północno-zachodniego, wynikające z charakterystyki krajowej infrastruktury dystrybucyjnej, przesyłowej i magazynowej. Sprawia to, że na obecnym etapie rozwoju infrastruktury przesyłowej w pewnych regionach wykorzystanie gazu ziemnego w ciepłownictwie nie jest możliwe. Niezależnie od dostawy paliw gazowych do odbiorców są uwarunkowane nie tylko rozwojem infrastruktury sieciowej, ale również odpowiednim poziomem pojemności magazynowych. Zarówno w projekcie Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku, jak i *Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030* uwzględniono potrzebę rozbudowy pojemności magazynowych z obecnych 34,2 TWh do 43,8 TWh w perspektywie do 2030 roku.

Stosowanie węgla w ciepłownictwie nie ma perspektyw. Jeśli chcemy poprawić jakość powietrza i ograniczyć emisję CO<sub>2</sub>, zmiana struktury zużycia paliw jest nieunikniona zarówno w gospodarstwach domowych, jak i w dużych systemach ciepłowniczych. Zarówno malejące krajowe zasoby węgla, rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub>, jak i stopień zużycia urządzeń grzewczych w ciepłownictwie systemowym to główne powody wprowadzanych zmian.

## ZUŻYCIE PALIW DO PRODUKCJI CIEPŁA W 2019 R.

WYSZCZEGÓLNIENIE	ZUŻYCIE PALIW DO PRODUKCJI CIEPŁA			
	OGÓŁEM [GJ]	W KOGENERACJI [GJ]	OGÓŁEM [%]	W KOGENERACJI [%]
węgiel kamienny	297 907 726,1	209 950 387,9	69,88	65,20
węgiel brunatny	4 768 622,1	4 182 071,3	1,12	1,30
olej opałowy lekki	1 009 195,6	711 048,7	0,24	0,22
olej opałowy ciężki	18 540 759,0	18 531 843,1	4,35	5,76
gaz ziemny wysokometanowy	32 151 990,2	23 672 279,7	7,54	7,35
gaz ziemny zaazotowany	8 215 813,5	7 744 118,5	1,93	2,40
<b>biomasa</b>	<b>39 365 914,6</b>	<b>35 177 312,2</b>	<b>9,23</b>	<b>10,92</b>
biogaz	150 469,5	121 029,7	0,04	0,04
inne odnawialne źródła energii	838 423,7	107 227,2	0,20	0,03
odpady komunalne stałe	7 353 552,8	7 341 640,0	1,73	2,28
odpady przemysłowe nieodnawialne	1 011 148,1	876 996,4	0,24	0,27
pozostałe paliwa	14 971 465,3	13 595 425,9	3,51	4,22

Źródło: URE, *Energetyka Ciepła w liczbach - 2019*, Warszawa wrzesień 2020

Polski system ciepłowniczy wymaga szybkiej transformacji. Efektywny system ciepłowniczy oznacza **przejsięcie na kogenerację** (ang. combined heat and power, CHP), czyli jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej. W tradycyjnych elektrowniach ciepło jest produktem ubocznym, a w elektrociepłowniach jest wykorzystywane w celach użytkowych. Zarówno prawodawstwo UE, jak i polskie wspiera kogenerację, w konsekwencji od kilku lat obserwowany jest niewielki, ale systematyczny wzrost udziału ciepła produkowanego w kogeneracji.

W styczniu 2019 roku weszła w życie ustawa o promocji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji i wprowadziła system wsparcia dla elektrociepłowni, co przełożyło się na dane liczbowe. Udział ciepła z kogeneracji w 2019 r. wynosił 65% produkcji ciepła ogółem i wzrósł o 1,5% w stosunku do roku 2018 (63,5%).

Ostatnie analizy URE wskazują również, że elektrociepłownie są też mniej zależne od węgla i szacuje się, że o ile ciepłownictwo systemowe bazuje w swojej produkcji w 71% na tym paliwie, to w przypadku kogeneracji poziom ten wynosi 66,5%. Wyższy jest też udział OZE w produkcji (11% w stosunku do 9,5% w całym sektorze) oraz gazu (9,8% w stosunku do 9,5%)<sup>18</sup>.

Dane dotyczące kształtowania się cen ciepła za rok 2019 pokazują, iż cena za ciepło wytwarzane w kogeneracji była zdecydowanie niższa niż cena ciepła ze źródeł pozostałych – o 21,9%. Spowodowane to jest przede wszystkim bardziej efektywnym kosztowo sposobem wytwarzania ciepła (i energii elektrycznej) w kogeneracji oraz wielkością rynków, na potrzeby których wytwarzane jest ciepło w tej technologii.<sup>19</sup>

Biomasa jako źródło stabilne może stanowić uzupełnienie miksów ciepłowniczych. Rosnące ceny uprawnień do emisji pogorszyły sytuację finansową przedsiębiorstw ciepłowniczych, powodując zwrócenie się w kierunku biomasy ze źródeł zrównoważonych jako alternatywnej opcji, zmniejszającej skutki rosnących obciążeń wynikających z opłat za emisję CO<sub>2</sub>, regulowanych przepisami unijnymi. W obecnej sytuacji biomasa należąca do odnawialnych źródeł energii jest stabilnym źródłem uzupełnienia mieszanek grzewczych.

## Skala wyzwania dekarbonizacji ciepłownictwa

Polskie ciepłownictwo jest najbardziej uzależnione od węgla ze wszystkich krajów Unii Europejskiej. Polityka Insight w raporcie „Ciepło do zmiany” wskazuje, iż emisja dwutlenku węgla w ciepłownictwie systemowym spada, co jest efektem modernizacji przedsiębiorstw i poprawy ich efektywności, i od 2002 r. zmalała ona o jedną trzecią, do 37 mln ton. Obecnie aby wyprodukować jeden teradzul ciepła, polskie ciepłownie emitują 96,5 tony CO<sub>2</sub>, czyli 24,5 tony mniej niż jeszcze 18 lat temu<sup>20</sup>. To wciąż jednak dwa razy więcej niż wynosi średnia emisyjność produkcji energii w Unii, ale dystans ten udało się zmniejszyć tylko o jedną czwartą.

W celu wypełnienia założeń inicjatywy Komisji Europejskiej (Europejski Zielony Ład), udział odnawialnych źródeł energii w ciepłownictwie powinien stabilnie wzrastać z roku na rok w szybszym tempie. Wiele scenariuszy wskazuje na konieczność doprowadzenia do 40% udziału OZE w ciepłownictwie już w roku 2030, jednak obecny trend rozwoju technologii nie jest wystarczający, by zrealizować tak ambitne tempo inwestycji.

Zmniejszenie emisyjności OZE w ciepłownictwie będzie się opierało na rozwiązaniach, które są znane i wykorzystywane w Europie. Konieczna jest szeroko pojęta termomodernizacja oraz odejście od wykorzystywania węgla na cele grzewcze. Działania te doprowadzą do redukcji emisji CO<sub>2</sub> w ciepłownictwie nawet o 42%. Wskazuje się różne odnawialne źródła energii, które mogą zostać wykorzystane w tym procesie, m.in. fotowoltaikę, geotermię, energię wiatrową, biogaz i biomasę.

18. Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie*, maj 2020;

19. Ibidem.

20. <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Ceny-uprawnień-do-emisji-CO2-znow-szybuja-Bolesne-wzrosty-dla-Polakow-8100854.html>.

Z raportu Forum Energii<sup>21</sup> wynika, że osiągnięcie 40% udziału OZE w ciepłownictwie oznacza roczny przyrost mocy OZE w latach 2020-2030 na poziomie 4 GWt, a łączne nakłady inwestycyjne na nowe technologie OZE w ciepłownictwie w latach 2020-2030 powinny wynieść 81,5 mld zł.

Rozwój ciepłownictwa systemowego jest projektem strategicznym PEP 2040, który będzie realizowany przez poprawę efektywności, a przede wszystkim budowę i przekształcenie istniejących systemów w efektywne energetycznie systemy, co oznacza większe wykorzystanie niskoemisyjnych źródeł energii. Jako cel postawiono, aby w 2030 r. co najmniej 85% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych, w których moc zamówiona przekracza 5 MW, spełniało kryteria efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego.

**O efektywności dostarczania ciepła systemowego decyduje źródło oraz system jego dostarczania. Zgodnie z regulacjami unijnymi i krajowymi, system jest efektywny energetycznie, jeśli do produkcji ciepła i chłodu wykorzystuje w co najmniej:**

- 75% ciepło pochodzące z kogeneracji (CHP, ang. combined heat and power) lub
- 50% ciepło odpadowe (produkt uboczny procesów przemysłowych) lub
- 50% energię z OZE lub
- 50% wykorzystuje się połączenie energii i ciepła wskazanych powyżej<sup>22</sup>.

**Obecnie kryterium systemu efektywnego energetycznie spełnia tylko ok. 20% spośród systemów ciepłowniczych lub chłodniczych. W 2018 r. w kogeneracji wytworzono ok. 17% energii elektrycznej i ok. 63,5% ciepła systemowego<sup>23</sup>. Spośród systemów ciepłowniczych objętych koncesjonowaniem ponad 83% nie spełnia kryterium efektywnego energetycznie zgodnie z definicją zawartą w art. 7b ust 4 ustawy Prawo energetyczne<sup>24</sup>.**

Istotny wpływ na szybkość koniecznych zmian w ciepłownictwie systemowym, determinujący wybór kierunków transformacji, ma regulacja Unii Europejskiej z kwietnia 2021, zatwierdzająca projekt prawa klimatycznego, zgodnie z którą Unia powinna do 2030 r. zredukować emisję CO<sub>2</sub> o 55% netto (w stosunku do 1990 r.), choć dotychczasowy cel to tylko „co najmniej 40%”. Wprowadzony system motywujący kraje Unii do transformacji energetycznej, polegający na zakupie uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> przez ciepłownie i elektrociepłownie o mocy powyżej 20 MW (certyfikaty w ramach systemu EU ETS), staje się coraz bardziej uciążliwy i wpływa na pogarszanie się sytuacji ekonomicznej wytwórców. Tona CO<sub>2</sub> na początku 2018 r. kosztowała 5 euro, a pod koniec roku już 24 euro. Aktualna cena wynosi 62 euro za tonę (dane z 07.09.2021). Poniższy wykres CIRE pokazuje wzrost cen uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> w okresie od stycznia 2020 do sierpnia 2021.

21. Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie*, maj 2020;

22. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, *Polityka Energetyczna Polski do 2040 r.*, Warszawa 2021 r. (art. 7b ust 4 ustawy Prawo energetyczne).

23. Ibidem.

24. Raport o ciepłownictwie IGCP, „Ciepłownictwo bez środków na transformację. Głównym powodem stan prawa i praktyka regulacyjna”, Warszawa, marzec 2022 r. str.7.

## CENY UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO<sub>2</sub>



Źródło: Refinitiv

Dziesięciokrotny wzrost ceny emisji w ciągu ostatnich czterech lat to bardzo poważny problem dla polskiej gospodarki z uwagi na to, że nasz miks energetyczny bazuje głównie na węglu, którego spalaniu towarzyszy duża emisja CO<sub>2</sub>. W 2020 roku z węgla kamiennego wyprodukowaliśmy 72 TWh, kolejnym najistotniejszym źródłem był jeszcze bardziej emisyjny węgiel brunatny (38 TWh). Dodatkowo podium zamykał nieco „czystszy”, ale również wysoce emisyjny, gaz ziemny (16 TWh). W sumie te trzy źródła to ponad 3/4 naszej produkcji.<sup>25</sup>

Doprowadziło to do gwałtownego wzrostu kosztów sektora. Z danych URE wynika, że pozostałe koszty zmienne (w tej kategorii ujmujemy wydatki na CO<sub>2</sub>) wzrosły z 281 mln zł w 2017 r. do 430 mln zł rok później i aż do 767 mln zł w 2019 r., a w 2020 nastąpił dalszy wzrost. Oznacza to, że w ciągu dwóch lat pozycja ta zwiększyła się o ponad 85%. Należy zauważyć również szybki wzrost innych kosztów, tj. opłat za korzystanie ze środowiska, które w latach 2017-2019 wzrosły o 37% do 324 mln zł. Zwiększają się też wydatki na wynagrodzenia oraz koszt zakupu paliwa, szczególnie węgla kamiennego, który w latach 2017-2019 podrożał o blisko 30%.

### PILNE WYZWANIA CIEPŁOWNICTWA

Przed sektorem ciepłowniczym stoją wyzwania modernizacji systemów grzewczych. Jeżeli w ciągu najbliższych dwóch lat ciepłownie w mniejszych miastach nie zostaną zmodernizowane, grozić to będzie nie tylko znacznym podniesieniem cen ciepła dla mieszkańców, ale w konsekwencji ich zamknięciem w związku z przechodzeniem na inne źródła ciepła. Analizy Polskiego Instytutu Ekonomicznego pokazują, że przynajmniej 80% systemów ciepłowniczych należy do grupy systemów nieefektywnych.<sup>26</sup> Oznacza to konieczność pilnej modernizacji, tak aby systemy te spełniały wymogi unijne w zakresie emisji tlenków, m.in. siarki, i dwutlenku azotu<sup>27</sup>.

25. <https://www.bankier.pl/wiadomosc/Ceny-uprawnien-do-emisji-CO2-znow-szybuja-Bolesne-wzrosty-dla-Polakow-8100854.html>.

26. Polski Instytut Ekonomiczny „Czas na ciepłownictwo”, Warszawa grudzień 2019;

27. Polski Instytut Ekonomiczny „Czas na ciepłownictwo”, Warszawa grudzień 2019;



Przychody ciepłownictwa zależą od popytu na ciepło oraz jego cen, które ustala Urząd Regulacji Energetyki (URE) w taryfie, bazując na kosztach wytworzenia ciepła z poprzedniego roku kalendarzowego. Ma to ogromne znaczenie dla przedsiębiorstw ciepłowniczych, bo w razie gwałtownego wzrostu kosztów (np. wskutek rosnących cen CO<sub>2</sub>) nie mogą one szybko podnieść ceny ciepła.

## Opcje strategiczne dekarbonizacji w ciepłownictwie

Polski system ciepłowniczy stoi w obliczu pilnych wyzwań. Jeżeli chcemy dotrzymać zobowiązania wynikającego z polityki klimatycznej UE oraz oddychać dobrej jakości powietrzem, Polska musi ograniczyć emisję CO<sub>2</sub>, a paliwa kopalne muszą zostać zastąpione czystszyimi źródłami energii. W ciepłownictwie systemowym, ze względu na rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub>, stopień zużycia tradycyjnych instalacji ciepłowniczych, a także kurczącą się podaż krajowego taniego i dobrej jakości węgla, konieczne jest zaprojektowanie nowych efektywnych rozwiązań.

### DEKARBONIZACJA SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH

Pojawia się pytanie o to, jakie inne technologie ciepłownicze mogą być wykorzystywane, by przyspieszyły proces dochodzenia do neutralności klimatycznej. **Trendy pokazują, że w przyszłości będzie się wykorzystywać całą gamę źródeł energii, z mocnym naciskiem na energię odnawialną i odzyskaną z innych procesów.** W ciepłownictwie systemowym paliwa kopalne: węgiel, a następnie w przyszłości gaz zostaną zastąpione przez:

- energię elektryczną, która pozwala na korzystanie z zasobów energii odnawialnej,
- pompy ciepła,
- biomasę oraz biogaz,
- źródła geotermalne zasilające niskotemperaturowe sieci ciepłownicze,
- energię słoneczną,
- energię odpadową z procesów technicznych,
- energię z odpadów komunalnych i przemysłowych,
- zielony wodór z nadwyżek energii elektrycznej z OZE, zasilający jednostki kogeneracyjne<sup>28</sup>.

28 Polski Instytut Ekonomiczny, *Przyszły miks energetyczny Polski – determinanty, narzędzie i prognozy*, grudzień 2019;

Proces dekarbonizacji gospodarki spowoduje, że ciepłownictwo i system elektroenergetyczny będą coraz silniej ze sobą powiązane. Podsumowując, polskie ciepłownictwo ma przed sobą wyzwania, takie jak wzrost ilości ciepła wytwarzanego w technologii kogeneracji, wzrost liczby instalacji kogeneracyjnych w systemach ciepłowniczych, większe wykorzystanie OZE do produkcji ciepła, racjonalne i efektywne wykorzystanie energii z odpadów i paliw alternatywnych oraz ciepła odpadowego, a także rozwój magazynów ciepła.

## Gaz ziemny

Paliwem przejściowym energetyki może być gaz. Regulacje unijne zmierzają w kierunku całkowitej eliminacji paliw kopalnych, do których zalicza się gaz ziemny. Dotychczas w polskim miksie energetycznym gaz był paliwem marginalnym. Pełnił istotną funkcję jedynie w przemyśle, elektrociepłowniach i ciepłownictwie indywidualnym (ogrzewnictwie). Wraz z zaostrzeniem się polityki energetycznej UE (wymóg EPS 550) i rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, jednostki gazowe zyskują na opłacalności w systemie merit order.<sup>29</sup> Polski Instytut Ekonomiczny, analizując możliwe kierunki rozwoju technologicznego w najbliższych latach, wskazuje, że alternatywą dla elektryfikacji gospodarki w oparciu o źródła odnawialne będzie mieszanina gazu i wodoru. Jak pokazują niektóre badania, po odpowiednich modyfikacjach sieci gazowe są w stanie transportować mieszaninę, której nawet 20-50% może stanowić wodór.

## Wodór pochodzący ze źródeł odnawialnych

Kiedy produkcja energii słonecznej i wiatrowej przekracza zapotrzebowanie sieci energetycznej, „nadwyżka” może zostać wykorzystana do produkcji wodoru. Wodór może być magazynowany, a następnie uruchamiany, gdy energia słoneczna i wiatrowa nie są dostępne. Wodór może być wykorzystywany do napędzania specjalnych typów turbin gazowych, które mogą przekształcić go w energię elektryczną.

Koszt produkcji wodoru zasilanego energią odnawialną jest obecnie wysoki, ale przewiduje się, że w miarę upowszechnienia elektrolizerów cena będzie spadać. Przy wytwarzaniu wodoru z elektrolizy wydajność na chwilę obecną jest niewystarczająca, gdyż np. około jedna trzecia zużytej energii elektrycznej marnuje się jako ciepło. Strategicznym wyzwaniem systemowym jest poprawa wydajności, np. poprzez odzyskanie ciepła wytworzonego podczas elektrolizy. Rozwiązanie tego zagadnienia to również szansa dla branży ciepłowniczej.<sup>30</sup>

## Technologia Power to Heat – elektroogrzewnictwo

Power to Heat (P2H), tj. elektroogrzewnictwo, odnosi się do idei wykorzystania energii elektrycznej na cele ciepłownicze. Ciepłownictwo może korzystać także z możliwości wykorzystania niezbilansowanej energii elektrycznej z OZE, a w szczególności z **elektrowni wiatrowych**, których profil generacji jest zbliżony do profilu ciepłowniczego. Moce (obecnie 6 GW) najtańszych źródeł energii elektrycznej w Polsce – farm wiatrowych – w ciągu trzech lat, w wyniku aukcji na energię z OZE, wzrosną do 9 GW. Jednakże brak jest gwarancji stałości dostaw.<sup>31</sup>

29 Instytut Energetyki Odnawialnej „OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie”, Warszawa 2019 r.;

30 Instytut Energetyki Odnawialnej „OZE i magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie”, Warszawa 2019 r.;

31 Cire, Innowacyjne OZE w systemowym ciepłownictwie, Dorota Gręda, Paweł Tokarczyk, Grzegorz Wiśniewski („Energia i Recykling” - 3/2020);

## Pompy ciepła

Obecne przykłady zastosowania pomp ciepła w niektórych systemach ciepłowniczych skupiają się na lokalnym uzupełnieniu głównego strumienia lub są elementem mikrosystemów ciepłowniczych przeznaczonych dla określonej grupy odbiorców.<sup>32</sup> W przypadku pomp ciepła wytwarzane ciepło kwalifikuje się w pewnej części jako ciepło z energii odnawialnej. W tej chwili trudno jednoznacznie ocenić skalę możliwości zastosowania pomp ciepła w systemach ciepłowniczych. Wszystko zależy od lokalnych uwarunkowań danego systemu ciepłowniczego.

## Wykorzystanie ciepła odpadowego

Energia zawarta w ciepłe odpadowym stanowi jedno z największych na świecie niewykorzystanych źródeł energii. Prawie połowę ciepła wytwarzanego w przemyśle traci się i trafia ono do atmosfery, zamiast ogrzewać obiekty i hale produkcyjne. Użycie odzysku ciepła odpadowego na potrzeby lokalnego systemu ciepłowniczego jest powszechne w Skandynawii. Może ono być konkurencyjne cenowo w stosunku do ciepła produkowanego z paliw kopalnych, co potwierdzają analizy Instytutu Ekonomii Energii i Analiz Finansowych (IEEFA, 2020).<sup>33</sup>

## Energia słoneczna

Kolektory słoneczne dla ciepłownictwa systemowego to jedno z najbardziej innowacyjnych, a jednocześnie jedno z najtańszych rozwiązań. Budowane są zarówno w rozproszeniu na obiektach (lub w pobliżu) odbiorców, jak i w układach scentralizowanych (wielkowymiarowe pola kolektorów słonecznych).<sup>34</sup> Wielkowymiarowe systemy kolektorów słonecznych, zgodnie z klasyfikacją UE, mają powierzchnię od 500 do 50.000 mkw. (0,35-35 MW).<sup>35</sup> Większość polskich przedsiębiorstw ciepłowniczych posiada dobre warunki do wykorzystania znacznie większych powierzchni pod kolektory słoneczne. Należy pamiętać jednak, że energia ta w polskich warunkach klimatycznych jest efektywna w okresie letnim, więc nie jest efektywna w okresie największego zapotrzebowania, czyli w okresie zimowym.

## Geotermia

Zasoby geotermalne mogą zostać wykorzystane przez co najmniej 30 krajowych przedsiębiorstw ciepłowniczych, które są korzystnie zlokalizowane względem lokalnie dostępnych, ekonomicznych zasobów geotermalnych, i mają szansę rozważyć sięgnięcie po zasoby energii geotermalnej (także głębokiej). Mogą one stanowić stabilne, choć na razie jeszcze bardzo kosztowne uzupełnienie w systemie ciepłowniczym i uwarunkowane od położenia geograficznego, a także występowania zasobów geotermalnych.<sup>36</sup> Obecnie na terenie Polski funkcjonuje sześć ciepłowni geotermalnych.<sup>37</sup>

32. Instytut Energetyki Odnawialnej, *OZE i Magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie*, Warszawa 2019.

33. *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016–2018*; B. Kępińska, TPGGiG 2018.

34. Komunikat 03/2021 interdyscyplinarnego zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy Prezesie PAN na temat perspektyw dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

35. Cire, *Innowacyjne OZE w systemowym ciepłownictwie*, Dorota Gręda, Paweł Tokarczyk, Grzegorz Wiśniewski („Energia i Recykling” - 3/2020);

36. Instytut Energetyki Odnawialnej, *OZE i Magazyny ciepła w polskim ciepłownictwie*, Warszawa 2019.

37. *Przegląd stanu wykorzystania energii geotermalnej w Polsce w latach 2016–2018*; B. Kępińska, TPGGiG 2018.

## Biogaz

Instalacje biogazowe w systemie kogeneracji (CHP) pozwalają na skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej oraz ciepła. Cechuje je wysoka sprawność procesu wytwarzania (nawet do 90%), ponieważ przy zużyciu tej samej ilości paliwa wytwarza się jednocześnie energię elektryczną oraz ciepło. Wykorzystanie ciepła z kogeneracji na cele grzewcze jest jednak ograniczone faktem, że tylko niewielka część rozwijających się biogazowni będzie w stanie oddać swoje ciepło do zewnętrznej lub lokalnej sieci ciepłowniczej, a tym bardziej do indywidualnych mieszkań. Większość z nich znajduje się i będzie znajdować z daleka od systemów ciepłowniczych i domów mieszkalnych.<sup>38</sup>

## Biomasa

Biomasa, jako źródło „stabilne” i dodatkowo dzięki niskim kosztom konwersji, może stanowić uzupełnienie mikśów ciepłowniczych. Biomasa pozwala na elastyczność wyboru, można zdecydować, kiedy produkować energię elektryczną lub ciepło z tego źródła, podczas gdy w przypadku energii słonecznej i wiatrowej należy dodać znaczne koszty magazynowania, aby mieć możliwość zasilania systemu „na żądanie”. Oznacza to więc, że należy wziąć pod uwagę straty magazynowania i koszty kapitałowe.

W Polsce widzimy wyraźny wzrost zainteresowania biomasą w skali makro i mikro. Pellet stał się pełnoprawnym paliwem w gospodarstwach domowych. Ciepłownictwo dostrzega biomasę jako alternatywne do węgla rozwiązanie zmniejszające skutki rosnących obciążeń z opłat za emisje CO<sub>2</sub>, wynikających z regulacji UE. Do 2050 r. biomasa odegra znaczącą rolę w dochodzeniu do neutralności klimatycznej. Jak prognozuje McKinsey<sup>39</sup>, proces obniżania emisyjności sieci ciepłowniczej wymagać będzie wdrożenia rozwiązań, które wykorzystują w dwóch trzecich kogenerację z biomasy oraz odpadów. Z kolei według wyliczeń Forum Energii, aby zwiększyć udział OZE w ciepłownictwie do 40%, łączna zainstalowana moc kotłów na biomasę w ciepłownictwie systemowym powinna wzrosnąć do 2030 r. o 3,2 GW, a układów kogeneracyjnych na biomasę o 665 MW.<sup>40</sup>

PEP 2040, uznając rozwój ciepła systemowego jako projekt strategiczny, ukierunkowany na poprawę efektywności ciepłownictwa, a przede wszystkim przekształcanie istniejących systemów w efektywne systemy wykorzystujące OZE, wskazuje, że jednym z kluczowych działań będzie „zwiększanie wykorzystania OZE. W ciepłownictwie należy postawić na wykorzystanie lokalnych zasobów energii odnawialnej, tj. biomasy, biogazu czy geotermii, jak również energii słonecznej”.

Należy popatrzeć na proces dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa z uwzględnieniem jego cech charakterystycznych, tj. dużego rozproszenia, jak i na uwarunkowania krajowego systemu mocy, w którym przypadają dwa szczyty zużycia energii elektrycznej (letni i zimowy), więc nie może on opierać się wyłącznie na słońcu i wietrze. Polskie ciepłownie w zdecydowanej większości obsługują budynki wielkogabarytowe/ wielorodzinne, co wyklucza transformację opartą na kolektorach słonecznych czy też energii z farm wiatrowych. W miarę wzrostu zdolności produkcyjnej odnawialnych źródeł energii potrzebne będzie źródło pozwalające na osiągnięcie wartości szczytowych

38. Forum Energii, *Odnawialne źródła energii w ciepłownictwie*, maj 2020;

39. Polityka Insight, *Ciepło do zmiany*, październik 2020

40. Polityka Insight, *Ciepło do zmiany*, październik 2020

i zrekomensowanie braku dostępnej energii okresowej. Dlatego też wydaje się, że biomasa jako źródło „stabilne” może stanowić uzupełnienie miksów ciepłowniczych i jest jednym z odnawialnych źródeł energii, a jej dostawy są skalowalne.

Projekty konwersji elektrowni, elektrociepłowni węglowych na wykorzystujące biomasę umożliwiają dalszą opłacalną eksploatację przy istniejącej infrastrukturze dostaw, wytwarzania i sieci. W przeciwieństwie do energii wiatrowej i słonecznej, biomasa nie jest zależna od rozbudowy sieci. To sprawia, że biomasa jest realnym i atrakcyjnym uzupełnieniem zmiennych zasobów energii odnawialnej. Ponadto aktywa węglowe są bardzo istotnym źródłem zatrudnienia. Konwersja na biomasę pozwala zachować miejsca pracy zarówno w elektrowni, jak i w łańcuchu dostaw. Przykład biomasy drzewnej pokazuje, że bezpieczeństwo energetyczne i zrównoważony rozwój nie wykluczają się wzajemnie. Regiony produkujące biomasę drzewną na dużą skalę to miejsca, w których lasy są zarządzane w sposób zrównoważony, takie jak południowo-wschodnie Stany Zjednoczone, region bałtycki i Kanada. Na tych obszarach rozwinięty jest przemysł drzewny, który pozostawia po sobie materiały odpadowe i produkty uboczne nadające się do produkcji pelletu i wiórów drzewnych. Biomasa produkowana na dużą skalę w sposób zrównoważony może zapewnić bezpieczeństwo dostaw, które jest niezbędne w przypadku przetwarzania na dużą skalę, stwarzając jednocześnie wystarczająco duży popyt, aby przynosić korzyści również lokalnym producentom pelletu.

# Zrównoważone środowiskowo źródła niskoemisyjnej energii

## Niskoemisyjne źródła energii

Odnawialne źródła energii, takie jak energia wiatrowa, słoneczna, geotermalna, energia fal, prądów i pływów morskich oraz energia pozyskiwana z biomasy i biogazu, mają mniejszy wpływ na środowisko niż wykorzystywane obecnie paliwa kopalne. Rozpatrując możliwe scenariusze przemian w sektorze wytwarzania energii, należy brać pod uwagę, że:

- nie jest możliwe produkowanie energii elektrycznej bez wpływu na środowisko, szkodliwość tego wpływu należy minimalizować,
- nie ma źródeł energii, które zupełnie nie emitowałyby gazów cieplarnianych (emisja powstaje np. przy produkcji i transporcie turbin wiatrowych czy paneli fotowoltaicznych), a są jedynie niskoemisyjne, które często umownie nazywamy bezemisyjnymi, takie jak większość OZE i energetyka jądrowa,
- najskuteczniejszym sposobem ograniczania emisji jest energooszczędność,
- nie ma jednej najlepszej metody bezemisyjnej produkcji energii elektrycznej, każda z nich ma zalety i wady, a ponadto mogą i powinny się one uzupełniać tak, aby emisyjność i szkodliwość dla środowiska całego miks energetycznego były jak najmniejsze,
- transformacja sektora wytwarzania energii elektrycznej musi być przeprowadzana w taki sposób, by zachowana była stabilność dostaw energii elektrycznej zarówno pod względem jej ilości, jak i jakości,
- wiele technologii koniecznych do redukcji emisyjności jest w bardzo wstępnych fazach rozwoju, nieznany jest możliwy stopień ich implementacji na wielką skalę w krótkim czasie, w jakim musimy zredukować emisje, a niektóre rozwiązania naukowo możliwe, takie jak energetyka termojądrowa, nie odegrają żadnej roli w obecnej transformacji energetycznej ze względu na niskie zaawansowanie prac.<sup>41</sup>

Ponieważ produkcja energii elektrycznej z wiatru i słońca ma zmienny charakter, równoległe do wzrostu mocy tych źródeł niezbędne jest inwestowanie w szczytowe/bilansujące źródła energii i jej magazynowanie, a także możliwość zagospodarowania nadwyżek wyprodukowanej energii. Wśród źródeł szczytowych/bilansujących należy wymienić szczytowe elektrownie gazowe (z możliwością współspalania wodoru), magazyny energii, a także możliwość utrzymania części najnowszych elektrowni węglowych i ciepłowni oraz przebudowę części istniejących bloków węglowych na wykorzystujące biomasę jako rezerwy na wypadek długich niedoborów energii z OZE.

Oczywiście rodzi to pytanie: Czy biomasa jest dobra dla klimatu? Odpowiedź twierdząca zależy od wielu czynników. Biomasa korzystna dla klimatu charakteryzuje się następującymi cechami:

- biomasa jest wytwarzana z drewna o niskiej wartości, które jest produktem ubocznym pracy tartaku lub planowanego tradycyjnego pozyskania drewna. Produkty uboczne mogą być dostarczane bezpośrednio z lasu, jako wierzchołki, konary z trzebieży i/lub mniejsze drzewa o niskiej wartości, lub mogą być dostarczane jako pozostałości twórcze, takie jak trociny i wióry z przetwórstwa przemysłowego,

41. Komunikat 03/2021 interdyscyplinarnego zespołu doradczego do spraw kryzysu klimatycznego przy Prezisie PAN na temat perspektywy dekarbonizacji wytwarzania energii elektrycznej w Polsce.

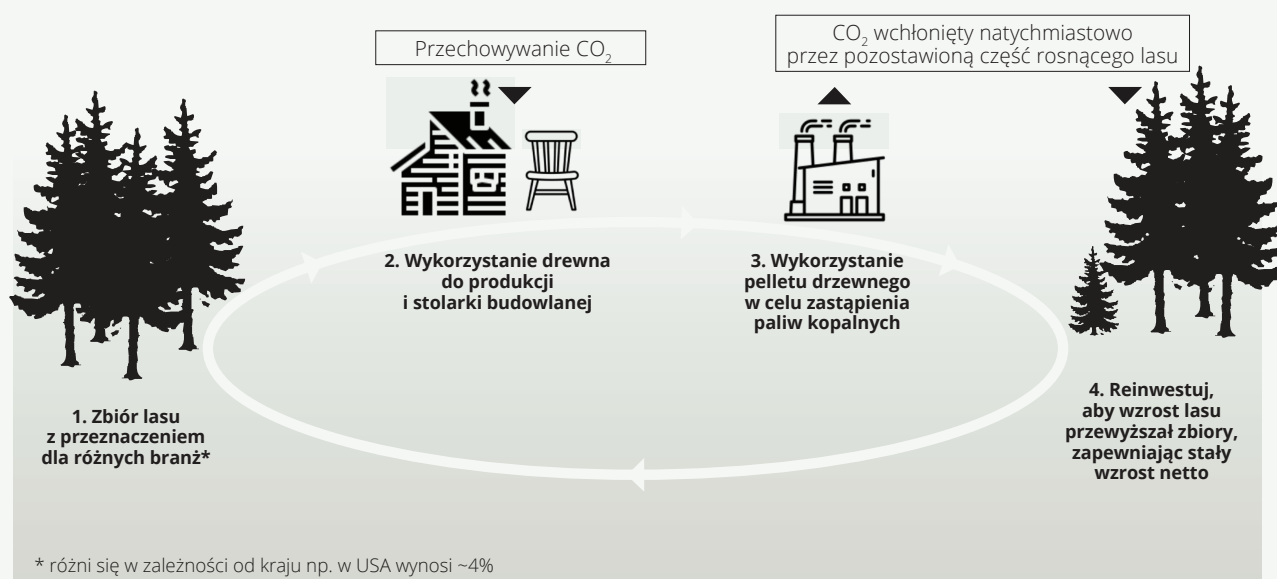
- biomasa nie jest wytwarzana z drzew, które zamiast tego można by wykorzystać do produkcji produktów o dłuższej żywotności,
- biomasa pochodzi z regionów, w których zasoby leśne pochłaniające CO<sub>2</sub> są stabilne lub przyrastają;
- biomasa pochodzi z obszarów, gdzie chroniona jest bioróżnorodność,
- biomasa pochodzi z lasu, który po zbiorach ponownie staje się lasem, a nie zostaje przekształcony pod rolnictwo lub zabudowę.

Transformacja energetyczna prowadząca do redukcji emisji gazów cieplarnianych, wykorzystująca wyłącznie biomasę pochodzącą ze zrównoważonych źródeł, przy jednoczesnej ochronie zasobów leśnych, będzie mogła być wdrożona wyłącznie w przypadku przygotowania i wprowadzenia odpowiednich polityk.

Program Zrównoważonej Biomasy (Sustainable Biomass Program – SBP) zapewnia zgodność z jednym z najwyższych standardów zrównoważonego rozwoju na świecie, w tym standardami UE, i zawiera jasne wymagania dotyczące zgodności z prawem, przestrzegania społecznej zmiany użytkowania gruntów i różnorodności biologicznej.

## ZRÓWNOWAŻONA WIELKOSKALOWA BIOMASA DRZEWNA

Produkcja przemysłowego drewna okrągłego z lasów (kategoria obejmująca kłody tartaczne, kłody fornirowe i papierówki) to branża globalna. Tarcica jest jednym z kluczowych produktów wytwarzanych z przemysłowego drewna okrągłego. Obejmuje belki i deski, i jest kluczowym materiałem konstrukcyjnym używanym na całym świecie. Światowa produkcja tarcicy rośnie, aby zaspokoić zwiększające się zapotrzebowanie branży.



\* różni się w zależności od kraju np. w USA wynosi ~4%

Pellet drzewny używany do produkcji energii elektrycznej z biomasy powstają z drzew o niskiej jakości i odpadów powstających podczas tradycyjnego pozyskiwania drewna, wyłącznie z zarządzanych lasów przeznaczonych do ciągłej regeneracji. Drewno używane na pellet drzewny to produkty niskiej jakości, pochodzące z tradycyjnych zbiorów drewna z lasów roboczych, które obejmują niskogatunkową papierówkę, konary i pozostałości zarówno sosny, jak i gatunki drzew liściastych. W systemie zarządzanym w sposób zrównoważony węgiel uwalniany jako CO<sub>2</sub> podczas spalania biopaliwa jest stale zrównoważony przez pochłanianie CO<sub>2</sub> ze wzrostu lasów i dlatego jest ono uważane za „neutralne pod względem emisji dwutlenku węgla”. Inne źródła emisji CO<sub>2</sub> to olej napędowy i energia elektryczna wykorzystywana do zbioru, przetwarzania i transportu.

## **Biomasa pochodząca ze źródeł zrównoważonych w Unii Europejskiej**

W grudniu 2018 r. weszła w życie dyrektywa w sprawie odnawialnych źródeł energii (RED II) przyjęta przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej. Zapewnia większą przejrzystość co do ambicji UE na lata 2020-2030 w zakresie promowania wykorzystania odnawialnych źródeł energii, ustanawia minimalny wymóg zużycia energii końcowej w sektorze transportu i zapewnia zrównoważony rozwój bioenergii poprzez uwzględnienie wszystkich jej zastosowań. Wymagania dotyczące ograniczenia emisji gazów cieplarnianych zostały rozszerzone o biomasę stałą i gazową. Zaktualizowano również kryteria dotyczące biomasy rolnej i leśnej. Dodatkowo, zapisy RED II pozwalają na rozszerzenie wymogów zrównoważonego rozwoju dla biopaliw i bioenergii z surowców leśnych.

Po pełnym ich wdrożeniu, przepisy RED II zagwarantują, że cała biomasa drzewna używana w UE spełnia wysokie i ujednolicone normy zrównoważonego rozwoju. Przepisy te zagwarantują pochodzenie z legalnych zbiorów, ochronę wrażliwych środowiskowo obszarów, stabilność zasobów CO<sub>2</sub> w lasach w całym regionie pozyskiwania. Zagwarantują również, że pozyskiwanie biomasy odbywać się będzie z poszanowaniem różnorodności biologicznej i jakości gleby.

Chociaż Dyrektywa RED II została przyjęta dopiero w grudniu 2018 r., kraje importujące biomasę stałą, takie jak Holandia, Wielka Brytania, Belgia i Dania, wdrożyły już obowiązkowe kryteria zrównoważonego rozwoju dla biomasy stałej do produkcji ciepła i energii elektrycznej na poziomie krajowym. Na przykład w Danii umowa branżowa pomiędzy krajowymi stowarzyszeniami - energetycznym, ciepłownictwa i ministerstwem odpowiedzialnym za klimat zapewnia, że biomasa leśna wykorzystywana w duńskich elektrociepłowniach pochodzi ze źródeł zrównoważonych. Aby zapewnić, że duńskie przedsiębiorstwo Ørsted spełnia wymogi porozumienia branżowego (duńskiego) i konsekwentnie wykorzystuje zrównoważoną biomasę, oprócz oddzielnego kodeksu postępowania firma wdrożyła sześć wymogów zrównoważonego rozwoju zawartych w porozumieniu branżowym.



Warto zwrócić uwagę na postrzeganie biomasy drzewnej i wykorzystania jej w procesach produkcji ciepła i/lub energii. Powszechnie wiadomo, że wszelkie pozyskiwanie biomasy – czy to na potrzeby bioenergii, materiałów budowlanych, papieru, czy do innych celów – powinno odbywać się w granicach zrównoważonego wpływu na środowisko. Wiąże się to z zasadami zarządzania i zbioru, które zapewniają ochronę przed nadmiernym pozyskiwaniem i utrzymaniem równowagi ekologicznej, a także wartości kulturowych i rekreacyjnych.<sup>42</sup> Stosowanie rygorystycznych kryteriów zrównoważonego rozwoju, zawartych w RED II, gwarantuje, że biomasa wykorzystywana w UE pochodzi wyłącznie z lasów zarządzanych w sposób zrównoważony. W celu wykazania zgodności z takimi przepisami i zapewnienia gwarancji zrównoważonego pozyskiwania, powszechną praktyką producentów biomasy jest stosowanie uznanych na całym świecie systemów certyfikacji. Za złote standardy branżowe powszechnie uważa się Program Zrównoważonej Biomasy (SBP), który w 2020 r. certyfikował 14,95 mln ton biomasy na całym świecie<sup>43</sup>.

SBP zapewnia zgodność z jednymi z najwyższych standardów regulacyjnych na świecie, w tym w Wielkiej Brytanii i UE, i zawiera jasne wymagania dotyczące legalności, różnorodności biologicznej, odrastania lasów, utrzymania gleby i ochrony obszarów ochrony przyrody. W wielu przypadkach normy, które należy spełnić, aby uzyskać certyfikację SBP, wykraczają poza te określone w przepisach. SBP cieszy się uznaniem regulatorów na różnych rynkach, w tym w Wielkiej Brytanii, Danii i Holandii.

Ponadto zarządzanie biomasą może być modelowym przykładem **gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ)**, gdzie podstawową zasadą jest tworzenie zamkniętej pętli procesów, w której powstające odpady traktowane są jako surowce w kolejnych etapach produkcyjnych. Podejście takie prowadzi do minimalizacji zużycia surowców oraz powstawania odpadów i w konsekwencji ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko wytwarzanych produktów<sup>44</sup>.

Patrząc na cały cykl życia biomasy drzewnej, energia elektryczna wytwarzana z pelletu drzewnego emituje znacznie mniej gazów cieplarnianych na kilowatogodzinę niż energia elektryczna pochodząca z węgla (redukcja o 87%) i gazu ziemnego (redukcja o 71%). Analiza wykazała, że intensywność emisji gazów cieplarnianych w przypadku wytwarzania elektryczności z pelletu drzewnego była nieco wyższa niż wartości dla technologii wiatrowych i słonecznych. W oparciu o oszacowane i zgłoszone wartości, zastąpienie 1:1 energii elektrycznej pochodzącej z węgla pelletem drzewnym przyniosłoby 87% redukcję emisji gazów cieplarnianych, 92% redukcję przy użyciu energii słonecznej i 97% redukcję przy użyciu turbiny wiatrowej.<sup>45</sup>

42. <https://www.ieabioenergy.com/blog/publications/campaigns-questioning-the-use-of-woody-biomass-for-energy-are-missing-key-facts/>

43. [https://sbp-cert.org/wp-content/uploads/2021/03/SBP\\_AnnualReview\\_2020\\_FINAL.pdf](https://sbp-cert.org/wp-content/uploads/2021/03/SBP_AnnualReview_2020_FINAL.pdf)

44. Pellet drzewny w Polsce, Magazynbiomasa.pl, Maj 2021.

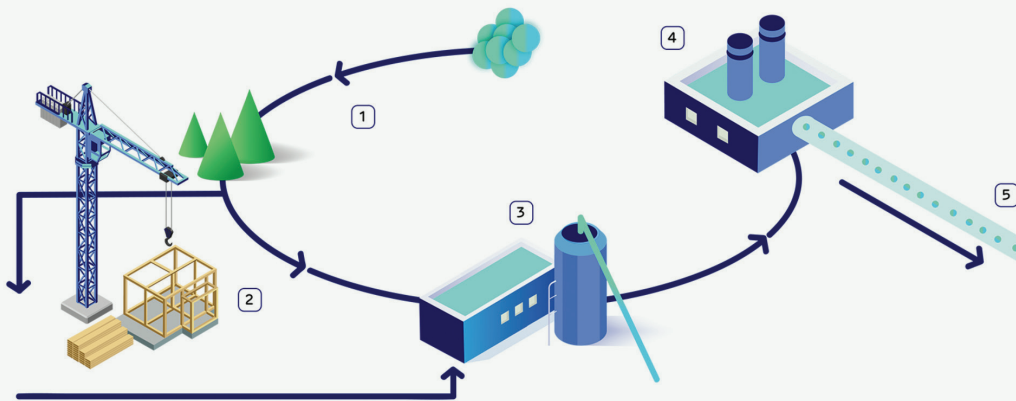
45. Measuring the Environmental Impact of Wood Pellet Electricity: A Case Study of Enviva, lipiec 2020.

## PRZYSZŁOŚĆ BIOENERGII

Pojawiające się koncepcje bioenergii i składowania CO<sub>2</sub> (BECCS lub Bio-CCS) proponują jako wytwarzanie energii ujemnej pod względem emisji CO<sub>2</sub> (tj. usuwania dwutlenku węgla z atmosfery za pomocą technologii konwersji biomasy i składowania pod ziemią).

Podczas gdy obecnie odrastanie lasów kompensuje emisje biomasy w punkcie spalania, podczas wychwytywania i przechowywania lub wykorzystywania tych emisji, odrastanie lasów pochłania dodatkowo CO<sub>2</sub> z atmosfery – tworząc emisje ujemne. BECCS to jedna z najbardziej skalowalnych i obiecujących technologii generujących ujemne emisje, która jest już rozwijana przez elektrownię Drax w Wielkiej Brytanii i Vattenfall w Szwecji.

## JAK BECCS USUWA CO<sub>2</sub> Z ATMOSFERY



1. Lasy zarządzane w sposób zrównoważony pochłaniają CO<sub>2</sub> z atmosfery, w okresie wzrostu
2. Drewno wykorzystane w przemyśle, takim jak budownictwo
3. Drewno odpadowe i pozostałości z tartaków, lasów są przetwarzane na pellet z biomasy
4. Biomasa służy do generowania elektryczności neutralnej pod względem emisji CO<sub>2</sub>
5. Wytworzony CO<sub>2</sub> jest wychwytywany, transportowany i trwale magazynowany - tym samym usuwany z cyklu

Źródło: <https://www.drax.com/about-us/our-projects/bioenergy-carbon-capture-use-and-storage-beccs/>

Drzewo, rosnąc, pochłania CO<sub>2</sub> z atmosfery, z ziemi wodę i sole mineralne oraz energię ze słońca. Następnie wykorzystywane jest w procesach produkcyjnych, np. mebli czy domów. Odpady, których nie można wykorzystać do tych zastosowań końcowych, w procesie recyklingu zamieniane są na pellet drzewny – odnawialne źródło energii. Jego wykorzystanie do wytwarzania podstawowej/szczytowej energii użytkowej do ogrzewania pomieszczeń wiąże się ze znacząco niższą emisją NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> i minimalną, jeżeli chodzi o cząstki PM, a pomijalną w przypadku CO<sub>2</sub> (OZE)<sup>46</sup>. Powstający popiół służy jako nawóz zawierający sole mineralne.

46. Pellet drzewny w Polsce, Magazynbiomasa.pl, Maj 2021.

## Miejsca pracy

Większość bloków na węgiel została wybudowana w latach 1965-1985 i znacząca ich część przekroczyła projektowy czas pracy, zatem niezależnie od wymagań ochrony klimatu zbliża się konieczność ich wyłączenia i zastępowania nowymi jednostkami wytwórczymi. Przewiduje się, że po roku 2040 zostanie w ruchu tylko kilka nowoczesnych i najmniej emisyjnych jednostek węglowych oddanych do użytkowania w ostatnich kilku latach.

Przeprowadzenie transformacji energetycznej Polski wymagać będzie podjęcia szeregu decyzji, które powinny uwzględniać kwestie polityczne, ekonomiczne, społeczne oraz technologiczne. Powyższe decyzje niosą ze sobą ryzyka, ale również szanse. Widzimy następujące ryzyka dla regionów, związane z zamknięciem elektrowni, tj. wzrost bezrobocia, zubożenie regionów, obniżenie przychodów jednostek samorządu terytorialnego, konieczność przebranżowienia poddostawców, przekwalifikowania pracowników, a także w niektórych przypadkach wzrost ubóstwa energetycznego.

### **NOWA ENERGIA, NOWE MIEJSCA PRACY, NIŻSZE CENY**

Według analizy Instytutu Jagiellońskiego, inwestycje związane z przebudową polskiego mixu wytwórczego energii elektrycznej mogą przełożyć się na ok. 616 tys. nowych miejsc pracy do 2050 roku. Dodatkowym efektem ekonomicznym może być spadek średniej ceny hurtowej energii elektrycznej, co pozytywnie przełoży się na konkurencyjność gospodarki. Eksperti IJ szacują, że transformacja energetyczna w długim horyzoncie przyczyni się do obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej, czego efektem będzie spadek średnich cen hurtowych o 5% w roku 2030 oraz o 26% w roku 2050 (względem obecnych poziomów)<sup>47</sup>.

Transformacja energetyczna to szansa na:

- inwestycje, które stanowią koło zamachowe gospodarki,
- nowe miejsca pracy,
- obniżenie kosztów wytwarzania, a tym samym cen energii,
- redukcję emisji – poprawę stanu środowiska naturalnego, a co za tym idzie życia społeczności.

<sup>47</sup> Instytut Jagielloński, *Transformacja energetyczna Polski w kontekście ekonomiczno-społecznym. Odbudowa i konkurencyjność gospodarki*, Warszawa, kwiecień 2021 r.

Proces dekarbonizacji ma wpływ na całą strukturę gospodarczą, w Polsce mają szansę powstać nowe branże, a co za tym idzie nowe miejsca pracy oraz nowoczesna gospodarka oparta na wiedzy. Nastąpi dyslokacja jednostek wytwórczych, zmieni się struktura rozwoju regionalnego. Przykładem wsparcia transformacji energetycznej są stosowane mechanizmy local content dla morskiej energetyki wiatrowej. Projekty konwersji biomasy na dużą skalę mogą spełniać obietnicę sprawiedliwej transformacji poprzez utrzymanie funkcjonujących technologii i miejsc pracy na obszarach, na których znajdują się obecne elektrownie węglowe. Wiele miejsc pracy można uratować dzięki transformacji i późniejszemu wykorzystaniu części z istniejących elektrowni. Ponadto może doprowadzić to do wzrostu działalności gospodarczej na obszarach wiejskich, ponieważ konwersja na biomasę wielkoskalową może wzbudzić inwestycje w krajowy przemysł produkcji pelletu.

## **Przykład zrównoważonej i społecznie odpowiedzialnej konwersji wytwarzania energii z węgla na biomasę**

Grupa Drax (jedna z największych firm energetycznych w Wielkiej Brytanii) w ostatnich latach przekształciła i zmodernizowała połowę elektrowni w North Yorkshire poprzez zmianę źródła energii z węgla na skompresowany pellet drzewny. W ten sposób grupa ograniczyła emisje CO<sub>2</sub> na poziomie ponad 80% (w porównaniu z węglem) i stała się największym w Wielkiej Brytanii podmiotem wykorzystującym źródło energii odnawialnej.

Wydatki kapitałowe Grupy Drax poniesione na przekształcenie trzech z sześciu jednostek energetycznych na spalanie pelletu drzewnego wyniosły 365 milionów GBP, przez okres sześciu lat. Prace obejmowały modyfikację jednostek, także budowę najnowocześniejszych obiektów do odbioru i magazynowania pelletu drzewnego oraz wdrażanie nowej aparatury kontrolno-zabezpieczającej. Wpływ ekonomiczny Grupy Drax wzrasta do ponad 1,2 miliarda GBP, jeżeli weźmie się pod uwagę działania w ramach łańcucha dostaw i wynagrodzenia pracowników (i pracowników dostawcy) oraz wydatki w szeroko rozumianej gospodarce konsumenckiej. Kiedy uwzględni się efekty mnożnikowe, szacuje się, że Grupa Drax wsparła około 14 000 miejsc pracy w całej Wielkiej Brytanii.

Konwersja elektrowni Drax jest ciekawym przykładem z punktu widzenia ochrony środowiska i strategii. W rezultacie aktywa węglowe są obecnie napędzane głównie przez biomasę, zapewniając obiektywne korzyści dla środowiska i niezawodność oraz przewidywalność, która uzupełnia inne odnawialne źródła energii. Ten zasób ma ważną wartość strategiczną dla krajowego systemu energetycznego, który znajduje się w długoterminowym procesie dekarbonizacji.

Projekt jest przykładem ogólnej efektywności takiej konwersji na biomasę na dużą skalę:

- relatywnie niskie nakłady inwestycyjne w porównaniu do innych inwestycji OZE,
- cele kwalifikowalności OZE,
- brak obciążenia kosztami ETS w kosztach eksploatacji elektrowni,
- zamiana węgla jeden do jednego,
- wykorzystanie aktywów, które w alternatywnych scenariuszach musiałyby zostać wyłączone.

### **Modernizacja elektrowni Avedøre, Ørsted Dania<sup>48</sup>**

Ørsted produkuje energię elektryczną i ciepło (CHP) ze zrównoważonej biomasy w ośmiu elektrociepłowniach w Danii, dostarczając czystą i niezawodną energię. Przebudowa bloku numer 1 elektrowni Avedøre, finansowana przez Ørsted i elektrociepłownię VEKS, została rozpoczęta w kwietniu 2015 r. i zakończona w grudniu 2016 r. Aby zachować elastyczność paliwową, zakład nadal może spalać węgiel, ale jego podstawowym paliwem jest pellet drzewny. Modernizacja obejmowała przebudowę istniejącego systemu przenośników taśmowych, podczas gdy istniejące magazyny i dźwigi mogły zostać ponownie wykorzystane. Silosy czterodniowe zostały zmodyfikowane w silosy na węgiel/pellety drzewne z systemem krzyżowego podawania (tj. 2 z węglem i 2 z pelletami drzewnymi). Każdy silos może zasilać dwa młyny pelletem drzewnym lub węglem. Kotły zostały również doposażone w celu przystosowania do spalania pelletu. Istniejące młyny węglowe dostosowano do pelletu, zmodyfikowano palniki i zainstalowano chłodnice powietrza pierwotnego.

Blok numer 1 elektrowni Avedøre przetwarza około 350 000 ton biomasy rocznie. Wykorzystując nadmiar ciepła z produkcji energii do sieci ciepłowniczej, blok ten osiąga sprawność konwersji energii do 91%. Do 2023 roku jednostka nie będzie już wykorzystywać węgla, ponieważ Ørsted podjął strategiczną decyzję o całkowitym wycofaniu węgla.

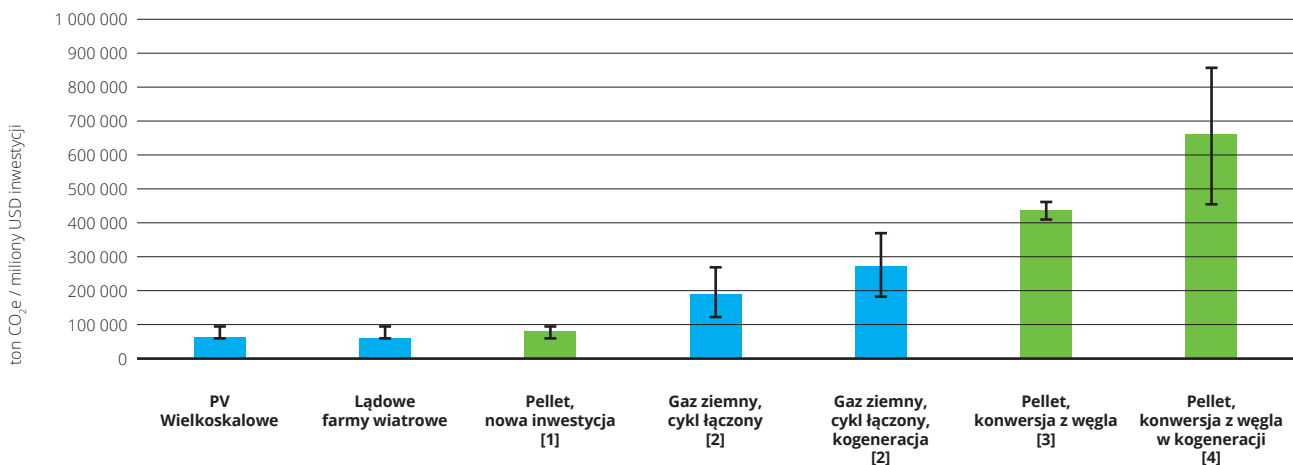
- Zdolność produkcyjna energii elektrycznej: 258 [MW]
- Zdolność produkcyjna ciepła: 370 [MW]
- Paliwo główne: pellet
- Nakłady inwestycyjne: ok. 100 milionów euro.

48 Measuring the Environmental Impact of Wood Pellet Electricity: A Case Study of Enviva, lipiec 2020

## Koszty konwersji technologii z węgla na wielkoskalową biomasę i wysokość unikniętych emisji CO<sub>2</sub><sup>49</sup>

Elektrownie węglowe mogą zostać przekształcone tak, aby wykorzystywały pellet drzewny przy znacznie niższych kosztach kapitałowych niż jest to wymagane do budowy nowej infrastruktury wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych. Ten niższy koszt przebudowy przestarzałej infrastruktury, w połączeniu z wyższą roczną zdolnością wytwórczą, skutkuje bardzo wysoką stopą zwrotu z inwestycji w dekarbonizację (CROI). CROI szacuje oszczędności emisji dwutlenku węgla na milion USD zainwestowanych w technologię. Jak pokazano poniżej, elektrownia węglowa, która została przekonwertowana na pellet drzewny, ma wyjątkowo wysoki zwrot z inwestycji, gdy resztkowe ciepło ze spalania może dodatkowo być wykorzystywane jako część zintegrowanego systemu kogeneracji (CHP). Każdy milion USD zainwestowany w konwersję technologii węglowych powoduje 658 000 ton unikniętych CO<sub>2</sub>e z energii węglowej i ciepła z gazu ziemnego, jeśli uwzględnia się wykorzystanie kogeneracji. Szacuje się, że inwestycja w nowy, małoskalowy obiekt wykorzystujący biomasę bez kogeneracji, mimo że jest droższa, pozwoli zaoszczędzić 80 800 ton CO<sub>2</sub>e na milion zainwestowanych USD w porównaniu z energią wiatrową i słoneczną, ze względu na wysoką roczną produkcję energii elektrycznej z pelletu drzewnego. Elektrownie wykorzystujące gaz ziemny uzyskują korzystne wyniki w mierze CROI ze względu na niski koszt kapitału. Co jednak ważne, gaz ziemny nie jest w stanie osiągnąć głębokich redukcji emisji. Ograniczenie całkowitego udziału gazu ziemnego w miksie wytwórczym pozwoli na osiągnięcie poziomu emisji stabilizującego klimat.

### ZWROT INWESTYCJI W REDUKCJĘ EMISJI CO<sub>2</sub>



[1] Nowe elektrownie wykorzystujące do produkcji energii wyłącznie pellet drzewny o początkowych nakładach 2 717 \$/kW

[2] Należy zwrócić uwagę na ograniczenia wykorzystania gazu ziemnego dla celu osiągnięcia wysokiego stopnia dekarbonizacji

[3] Konwersja istniejących elektrowni węglowych na wykorzystujące pellet drzewny o początkowym nakładach 270\$/kW

[4] Konwersja istniejących elektrociepłowni węglowych na wykorzystujące pellet drzewny o początkowych nakładach 270\$/kW

Źródło: Boundless, Wpływ na inwestowanie

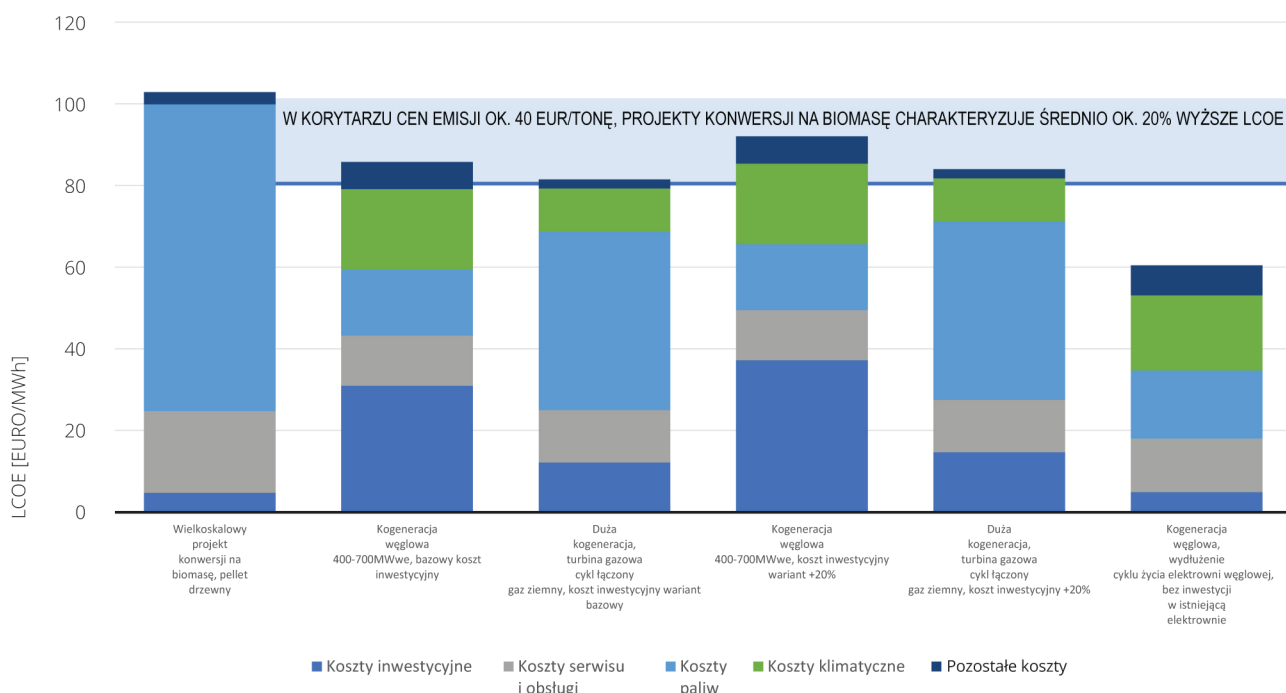
## KONIECZNOŚĆ SYSTEMU WSPARCIA

Analiza LCOE różnych projektów wytwarzania energii z biomasy wskazuje, że w zależności od potrzebnych nakładów inwestycyjnych LCOE może mieścić się w przedziale 100-150 USD/MWh. Projekty konwersji są najbardziej wydajne, przynosząc LCOE na poziomie około 100 USD/MWh, przy czym surowce stanowią najistotniejszą część kosztów.

Zrównoważony środowiskowo projekt konwersji wymaga, aby pellet drzewny był pozyskiwany z niezawodnego źródła na dużą skalę. W porównaniu do elektrowni węglowych na całym świecie, projekty konwersji na biomasę (przy koszcie ETS na poziomie 35-40 EUR/tonę) mają LCOE o ok. 20% wyższe.

Należy zauważyć, że wraz ze wzrostem cen EU-ETS, tak jak w 2021 r., biomasę ze źródeł zrównoważonych staje się coraz bardziej przystępna cenowo i konkurencyjna kosztowo w porównaniu z węglem, ponieważ wykorzystywanie biomasy nie wiąże się z dodatkowymi kosztami generowanymi przez opłaty za emisję CO<sub>2</sub>.

## GLOBALNE BENCHMARKI DLA LCOE NA TLE KOSZTU PROJEKTÓW KONWERSJI NA BIOMASĘ ZE ŹRÓDEŁ ZRÓWNOWAŻONYCH



Źródło: Globalne benchmarki dla LCOE, analiza własna na podstawie źródła: IEA, EIA

## Regulacje przy wyzwaniu przyspieszającej dekarbonizacji

Jednym z kluczowych czynników decydujących o tempie dekarbonizacji elektroenergetyki jest otoczenie regulacyjne i instytucjonalne.

Polski system energetyczny, aby móc realizować założenia klimatyczne, potrzebuje dwóch obligatoryjnych elementów: stabilności prawa i gwarancji wsparcia. W przypadku gdy wykorzystywanie OZE, w tym spalanie biomasy, będzie nieopłacalne, to firmy będą spalać paliwa kopalne. Mechanizmy wsparcia systemowego są nadal niezbędne do zapewnienia rozwoju technologii, które na przestrzeni lat stają się coraz bardziej konkurencyjne. Inną formą wsparcia jest **umożliwienie dostępu do dotacji, pożyczek niskooprocentowanych i innych korzystnych instrumentów finansowych** przeznaczanych na inwestycje przez przedsiębiorstwa sektora energetyki konwencjonalnej, które pozwolą na przekształcenie majątku i wykorzystanie potencjału ludzkiego oraz wykonanie dokumentacji projektowej i aplikacyjnej, analiz, edukację, szkolenia, badania i pomoc psychologiczną. Dodatkowo należy wprowadzić **uproszczenie i usprawnienie procedur administracyjnych, ułatwienia w tworzeniu partnerstw publiczno-prywatnych** oraz spółek celowych dla sprawniejszej realizacji inwestycji związanych z OZE.

Bezpośrednie wsparcie inwestycyjne jest ogólnie niewystarczające z ekonomicznego punktu widzenia. Chociaż presja na rynku CO<sub>2</sub> rośnie, odnawialne źródła energii nadal wymagają subsydiowania w różnych formach. Rozwiązania w zakresie finansowania operacyjnego, takie jak: systemy kwotowe, taryfy gwarantowane, systemy premiowe i aukcyjne, prawa pierwszeństwa w dostępie do sieci, są powszechnie stosowane.

W czasie silnego przyspieszenia dekarbonizacji mogą być potrzebne nowe rozwiązania. Systemy wsparcia oparte na całkowitych korzyściach społecznych z dekarbonizacji mogą zmniejszyć negatywny wpływ transformacji energetycznej. Modernizacja aktywów węglowych w kierunku źródeł odnawialnych poprzez zachęty wspierające koszty operacyjne mogą być rozwiązaniem problemu obecnych elektrowni konwencjonalnych. Wzrost strategicznych rezerw nośników energii opartych na źródłach zdekarbonizowanych (jak na przykład biomasa) mogą być dodatkowym czynnikiem motywującym do poszukiwania nowych form wsparcia.

Niniejszy raport wskazuje, że istnieje pilna potrzeba dysponowania odnawialnym źródłem energii w podstawie, które w krótkim horyzoncie czasowym wesprze dwa największe wyzwania polskiej transformacji energetycznej – stabilność systemu elektroenergetycznego i dekarbonizację. Wielkoskalowa biomasa oparta na pelletach drzewnych – rozwiązanie stosowane w różnych regionach świata - jest realną opcją alternatywną dla węgla i gazu w systemie energetycznym. Jednocześnie niezbędny jest przejrzysty zrównoważony rozwój w łańcuchu dostaw biomasy drzewnej, który musi być wbudowany w każdy system wsparcia dla projektów wykorzystujących pellet drzewny.

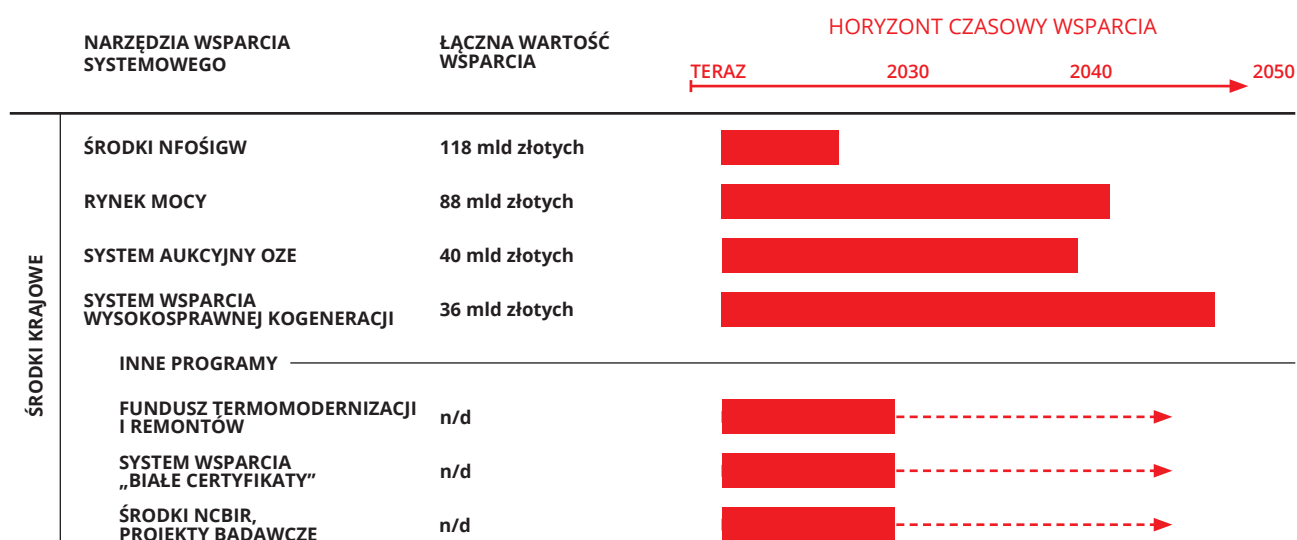


Istnieje kilka możliwych rozwiązań finansowania konwersji elektrowni węglowych – ale jasne jest, że potrzebne jest wsparcie operacyjne, jak miało to miejsce w innych krajach europejskich (np. Wielka Brytania, Norwegia). Ceny w ramach EU-ETS znacznie wzrosły w 2021 r., dzięki czemu zrównoważona biomasa jest jeszcze bardziej konkurencyjna pod względem kosztów w porównaniu z węglem. Wraz z dalszym wzrostem cen biomasa stanie się jeszcze bardziej przystępna cenowo i konkurencyjna. Jednak nadal będzie konieczne, aby rząd zapewnił jakąś formę gwarancji, która da inwestorom pewność, że inwestycja w przebudowę będzie opłacalna. Zrównoważone wykorzystanie biomasy ma kluczowe znaczenie, a rządy, wyprzedzając wyzwania związane z dekarbonizacją, muszą zmierzyć się z koniecznością systemu wsparcia, który umożliwiłby taką konwersję. Istnieje kilka możliwych rozwiązań.

Po pierwsze, systemy aukcji energii odnawialnej mogą wprowadzić osobny koszyk dla projektów biomasy na dużą skalę, które wyraźnie wspierają kwestie elastyczności obciążenia w podstawie i zapotrzebowania szczytowego. Jak wskazano w niniejszym raporcie, rozwiązanie tej kwestii ma ogromne znaczenie dla polskiego systemu energetycznego. Ocena problemu, który może rozwiązać takie źródło, jak biomasa wielkoskalowa, jest obiektywna, a system wsparcia – uzasadniony. Taki koszyk został uwzględniony w poprzednich aukcjach i może zostać wykorzystany ponownie.

Po drugie, ustawa z dnia 14 grudnia 2018 r. o promocji energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji wprowadziła mechanizm wsparcia dla energii elektrycznej wytwarzanej w ten sposób, może być uzupełniony o współczynnik zmniejszenia emisji wynikający ze zrównoważonych surowców. Rozważyć należy stworzenie nowych mechanizmów wsparcia dla większych elektrociepłowni, które widzą szansę w konwersji z węgla na wielkoskalową biomasę ze źródeł zrównoważonych.

Po trzecie, szukając nowych programów, ucząc się na najlepszych przykładach w zakresie polityki odnawialnej, administracja mogłaby zaoferować inwestorom, w zakresie technologii i praktyk przyjaznych dla klimatu, długoterminowe kontrakty różnicowe na emisje (CCfD) dla poszczególnych projektów w celu redukcji emisji, uwzględniając ceny uprawnień do emisji UE. Kontrakty te działają na tej samej zasadzie co kontrakt różnicowy, ale zamiast wykorzystywać jako bazę cenę energii, korzystają z poziomu EU-ETS.



Źródło: Bank PEKAO 2021, U progu zielonej rewolucji. Perspektywy sektora OZE w Polsce na tle trendów globalnych i regionalnych

Inwestorzy wybierający rozwiązania korzystne dla klimatu mogą uzyskać korzyści związane z emisjami dwutlenku węgla po stałej cenie. Administracja równocześnie jest chroniona przed podwyżkami cen, ponieważ zakład zwróci dotację, jeśli ceny EU-ETS wzrosną powyżej uzgodnionego poziomu. To innowacyjne rozwiązanie, które jest obecnie rozważane w Unii Europejskiej, może przynieść Polsce możliwość realizacji nowych projektów dekarbonizacyjnych.

Wszystkie te narzędzia powinny prowadzić do wypracowania krajowej metodologii doboru działań w zakresie transformacji energetycznej, która maksymalizuje efekt ekonomiczny i środowiskowy podejmowanych działań. Polska ma wypracowane bazowe instrumenty i źródła finansowania takich przedsięwzięć, a dodatkowe nowe europejskie fundusze (Plan Odbudowy, InvestEU) mogłyby stanowić tego uzupełnienie.

Proces dekarbonizacji polskiego systemu elektroenergetycznego i ciepłowniczego będzie odbywać się w ścisłym powiązaniu z gospodarowaniem istniejącymi aktywami energetyki konwencjonalnej. Olbrzymie znaczenie tych jednostek w obecnym bilansie mocy, gwarantowaniu niezawodności systemu, kwestie społeczne i całokształt kosztów systemu powodują, że będą one nadal odgrywać kluczową rolę w dostawie i bilansowaniu systemu. W związku z tym istotne będzie zapewnienie efektywnego funkcjonowania restrukturyzowanych typów elektrowni konwencjonalnych przy jednoczesnym rozwoju alternatywnych technologii gwarantujących większą elastyczność pracy krajowego systemu elektroenergetycznego.

Wyzwania klimatyczne wymagają holistycznego, spójnego i zintegrowanego podejścia ze strony państw, aby zjednoczyć wszystkie zainteresowane strony i zapewnić bezpieczeństwo dostaw energii przy zachowaniu norm emisji i ochrony środowiska naturalnego.





**INSTYTUT  
JAGIELLOŃSKI**

**Instytut Jagielloński**  
ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115  
00-514 Warszawa

jagiellonski.pl  
instytut@jagiellonski.pl