

ENERGETYCZNE JUTRO WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO

Transformacja systemów
energetycznych i nowa rola regionu
w kształtowaniu bezpieczeństwa
energetycznego i rozwoju
ekonomicznego kraju

Interreg
Europe



Co-funded by
the European Union

HYPERION



URZĄD MARSZAŁKOWSKI
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



O CZYM JEST TA PREZENTACJA?

- Prezentacja przedstawia konsekwencje zachodzących zmian na lokalnym rynku energii – w szerszym kontekście, tj. w rejonie basenu Morza Bałtyckiego oraz w węższym, tj. w odniesieniu do Polski i województwa pomorskiego. Zmiany, o których mowa, wynikają bezpośrednio z unijnych regulacji, których celem jest nie tylko ograniczenie emisji gazów cieplarnianych, ale także zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego całej Europy.
- Wzrost kosztów produkcji energii elektrycznej w oparciu o paliwa kopalne skutkuje pojawianiem się istotnych dysproporcji w cenie energii elektrycznej pomiędzy Polską a innymi krajami, jak np. krajami bałtyckimi i Finlandią. Tania energia elektryczna to korzyści dla przemysłu i odbiorców indywidualnych, a także możliwości produkcji relatywnie tanich nośników energii, jak wodór odnawialny oraz paliw alternatywnych bazujących na wodorze, tj. e-metanolu, e-amoniaku, syntetycznych paliw lotniczych SAF.
- Unia Europejska wspiera rozwój interkonektorów energetycznych oraz infrastruktury przesyłowej wodoru. Połączenia energetyczne z krajami bałtyckimi oraz inicjatywy takie jak Nordic-Baltic Hydrogen Corridor umożliwią wyprowadzenie nadwyżek taniej energii elektrycznej – bezpośrednio lub pod postacią wodoru. W basenie Morza Bałtyckiego obserwujemy także znaczące inwestycje ukierunkowane na przetworzenie odnawialnego wodoru do paliw alternatywnych. Jako kraj i region, mamy możliwości zarówno aktywnej współpracy z krajami basenu Morza Bałtyckiego oferując magazynowanie wodoru w kawernach solnych, jaki możemy rozwijać własne, innowacyjne systemy energetyczne.
- Województwo pomorskie jest obecnie importerskim netto energii elektrycznej. Jednak lokalne bilanse energii w Polsce ulegną w nieodległej przyszłości głębokiej transformacji. W perspektywie 2030 roku planowane jest oddanie do użytku 5,9 GW mocy w morskich farmach wiatrowych. Równolegle obserwujemy dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych oraz rozwijany jest projekt elektrowni jądrowej w Choczewie. Spodziewana realizacja inwestycji sprawi, że lokalny bilans energii ulegnie odwróceniu – zaczną przeważać eksporty energii.
- Przyjęcie znaczącej ilości energii ze źródeł odnawialnych jest kluczowe z punktu widzenia możliwości kształtowania atrakcyjnej ceny energii elektrycznej oraz umożliwienia rozwoju gospodarki opartej na zielonej energii i wodorze. Zmiana paradygmatów wymaga nowoczesnego spojrzenia na rolę dotychczasowych uczestników rynków energii. Systemy ciepłownicze, realizując procesy dekarbonizacyjne stają się producentem oraz konsumentem energii elektrycznej – mogą więc odgrywać znaczącą rolę w bilansowaniu systemu energetycznego. Rośnie rola klastrów i spółdzielni energetycznych. Operatorzy systemów energetycznych mogą korzystać z nowych możliwości rynkowych i informatycznych.
- Dostępność zielonej energii jest możliwa przy skutecznym zarządzaniu przepływami. Pokonanie barier będzie oznaczać wzrost atrakcyjności regionu dla gałęzi przemysłu realizujących procesy dekarbonizacyjne. Województwo pomorskie, jako nowy ośrodek wytwórczy energii elektrycznej, może stać się obszarem rozwoju przemysłu i usług bazujących na zielonej energii.
- Projekty z obszaru gospodarki wodorowej wpisują się w **Inteligentne Specjalizacje Pomorza – Zielona energia** – Technologie efektywne, stanowiące jeden z priorytetowych kierunków rozwoju w obszarze badawczo-rozwojowym i innowacyjności.



KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE RYNKI ENERGII W EUROPIE

KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE ROZWÓJ SEKTORÓW GOSPODARKI

- Unijny cel neutralności klimatycznej w perspektywie 2050 roku to nie tylko ograniczenie emisji CO₂, ale także większa niezależność Europy od paliw importowanych.

„Fit for 55” & REPower EU

TRANSPORT

- Zakaz sprzedaży samochodów spalinowych od 2035 roku
- Rozwój infrastruktury ładowania / tankowania H₂
- Nowe normy emisji CO₂ dla transportu ciężkiego (-45% do 2030 roku)
- Ograniczenie emisji w transporcie morskim (-6% do 2030 roku)
- 6% paliw SAF w transporcie lotniczym w 2030 roku



Rosnące znaczenie elektrycznych samochodów osobowych i dostawczych. Infrastruktura ładowania pojazdów.



Wodór jako paliwo dla pojazdów ciężarowych i użyteczności publicznej.



Nowe paliwa (e-metanol, e-amoniak – bazujące na wodorze) w transporcie morskim.



Paliwa syntetyczne (bazujące na wodorze) jako nowe paliwo w transporcie lotniczym.

ENERGETYKA

- Wzrost znaczenia paliw odnawialnych - co najmniej 42,5% w 2030 roku



Systematyczny wzrost udziału źródeł odnawialnych w systemie energetycznym. Wzrost znaczenia magazynów energii.

Biometan jako znaczący komponent struktury paliw w systemie gazowym



Energetyka jądrowa jako element budowy niezależności energetycznej, bazującej na technologiach zeroemisyjnych

CIEPŁOWNICTWO

- Dekarbonizacja i wzrost udziału źródeł odnawialnych (2,2% rocznie)
- Nowe kryteria Efektywnych Energetycznie Systemów Ciepłowniczych



Kogeneracja jako narzędzie pomostowe w procesie odchodzenia od węgla. Produkcja energii elektrycznej.

Elektryfikacja ciepłownictwa. Zasilane energią elektryczną pompy ciepła. Piece elektrodowe. Fotowoltaika i magazyny energii.



PRZEMYSŁ

- Redukcja emisji gazów cieplarnianych, w tym CO₂ o 62% do 2030 roku – ETS przemysłowe
- Minimum 42% H₂ w przemyśle (nawozy)
- Wzrost efektywności energetycznej.

KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE ROZWÓJ SEKTORÓW GOSPODARKI

ENERGETYKA

- **Fit for 55**
 - Nowe cele w dyrektywie o energii odnawialnej (RED III)
 - Zmiany w dyrektywie o efektywności energetycznej (EED)
 - Reforma systemu handlu uprawnieniami do emisji ETS
 - i inne odnoszące się m.in. do transportu (omówione szerzej w dalszej części)
- **W Dyrektywie RED III został wyznaczony cel wzrostu udziału paliw odnawialnych w zużyciu energii końcowej - co najmniej 42,5% w 2030 roku**
- **REPowerEU**
 - Większa dywersyfikacja źródeł energii
 - Przyspieszenie rozwoju OZE – uproszczenie procedur.
 - Promocja rozwoju rynku biometanu.
 - Rozwój infrastruktury transgranicznej i sieci energetycznych.
 - Korytarze LNG. Transport i magazynowanie gazu i wodoru.

Pakiet Fit for 55 przynosi ważną reformę systemu handlu uprawnieniami do emisji, która obejmie także transport morski, drogowy oraz mieszkalnictwo. System ETS2 według pierwotnych założeń miał wejść w życie w 2027 roku. Jednak znaczące dyskusje wokół tej reformy spowodują prawdopodobnie odsunięcie wdrożenia jej w czasie.

Kryzys geopolityczny i energetyczny wywołany konfliktem zbrojnym pomiędzy Rosją i Ukrainą wywołał znaczący wzrost cen nośników energii w 2022 roku. Wyraźne uzależnienie europejskich gospodarek od dostaw paliw kopalnych z Rosji wymusił na UE wdrożenie nowych instrumentów, ukierunkowanych na zwiększenie dywersyfikacji źródeł energii. Pakiet REPowerEU był odpowiedzią na potrzebę budowania niezależności energetycznej Europy. Jego istotą było dążenie do dalszego ograniczania nośników energii, dywersyfikacja kierunków importu surowców energetycznych oraz intensyfikacja inwestycji w lokalne źródła energii.

Inicjatywy pakietu REPowerEU są finansowane z Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności, a na szczeblu krajowym przez Krajowe Plany Odbudowy (KPO).



tradingeconomics.com

KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE ROZWÓJ SEKTORÓW GOSPODARKI

TRANSPORT

- **Fit for 55**
 - Rozporządzenie AFIR:
 - Rozwój infrastruktury do ładowania samochodów elektrycznych oraz do tankowania wodoru.
 - Redukcja emisji CO₂ przez nowe samochody (o 100% od 2035 roku).
 - REFueIEU Aviation
 - Ograniczenie emisji w ruchu lotniczym
 - FuelEU Maritime
 - Ograniczenie emisji w transporcie morskim – redukcja emisji gazów cieplarnianych nawet o 80% do 2050 roku.
 - Cold Ironing dla statków pasażerskich i kontenerowców od 2030 roku.
 - System ETS2 dla transportu drogowego

Regulacje związane z sektorem transportu mają postać rozporządzeń, a zatem nie wymagają implementacji na poziomie krajowym – wraz z przyjęciem na szczeblu UE, stają się obowiązującym prawem w całej Unii Europejskiej.

Kluczowym z perspektywy dekarbonizacji sektora transportu jest Rozporządzenie AFIR, zmieniające dotychczasowe Rozporządzenie AFID. Rozporządzenie określa wymóg redukcji emisji CO₂ przez nowe samochody osobowe na poziomie 55% w latach 2030-2034 (50% dla vanów) oraz redukcji o 100% od 2035 roku.

W praktyce wymóg ten oznacza obowiązek rejestracji wyłącznie samochodów zeroemisyjnych (lub zasilanych paliwami zeroemisyjnymi) od 2035 roku. Rozporządzenie AFIR określa też wymagania minimalne dla infrastruktury ładowania samochodów elektrycznych oraz tankowania wodoru.

Rozporządzenie FuelEU Maritime obowiązuje już od 1 stycznia 2025 roku. Główny wymóg wynikający z rozporządzenia dotyczy ograniczenia emisji o 80% w perspektywie 2050 roku, przy czym pierwsze ograniczenia obowiązują już od 1 stycznia 2025 roku. Rozporządzenie określa też wymagania w zakresie stosowania Cold Ironing (zasilania energią elektryczną z lądu) dla statków pasażerskich i kontenerowców od 2030 roku).

REFueIEU Aviation zakłada stopniowy wzrost wykorzystania zrównoważonych paliw lotniczych w lotnictwie już od 2025 roku. Zgodnie z regulacją, minimalny udział SAF w paliwach ma wynieść 2% od 1 stycznia 2025 roku, 6% od 2030 roku, a w perspektywie 2050 roku ma wynieść aż 70%. Równolegle, minimalny udział syntetycznych paliw lotniczych (bazujących na wodorze) określono na poziomie 1,2% od 2030 roku oraz minimum 35% od roku 2050.

Dodatkowo, system ETS2 (na wzór klasycznego ETS) ma objąć sektor budownictwa mieszkaniowego oraz transportu drogowego. ETS2 miał pierwotnie zostać wdrożony od 1 lipca 2027 roku (sprzedaż uprawnień na aukcjach i obowiązek rozliczania emisji). Jednak obecnie spodziewane jest odłożenie wdrożenia w czasie.

KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE ROZWÓJ SEKTORÓW GOSPODARKI

CIEPŁOWNICTWO

- **Cele wynikające z polityki klimatycznej:**
 - Wzrost wykorzystania OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie – cel do osiągnięcia w 2030 r. to 35,4% udziału OZE w finalnym zużyciu energii w ciepłownictwie i chłodnictwie (KPEiK),
 - budowa zeroemisyjnych budynków począwszy od 2030 r. (budynki użyteczności publicznej od 2028 r.),
 - obowiązkowa fotowoltaika na nowych budynkach od 2028 r.,
 - zakaz sprzedaży kotłów na gaz dla nowych budynków od 2030 r.,
 - wyeliminowanie jakichkolwiek źródeł ciepła zasilanych paliwami kopalnymi dla domów – do 2040 r.,
 - eliminacja kogeneracji węglowej, zakazu wzrostu udziału węgla.
- **Dyrektywa o efektywności energetycznej (EED):**
 - do 31 grudnia 2027 roku – **co najmniej 50% ciepła z kombinacji OZE, ciepła odpadowego i wytwarzanego w kogeneracji** lub co najmniej 75% w kogeneracji lub co najmniej 50% OZE lub co najmniej 50% ciepła odpadowego.
 - od 1 stycznia 2028 roku – **co najmniej 50% ciepła z kombinacji OZE, ciepła odpadowego i wytwarzanego w wysokosprawnej kogeneracji przy co najmniej 5% udziale OZE** lub odpowiednio 50% OZE lub 50% ciepło odpadowe lub 80% wysokosprawnej kogeneracji
 - od 1 stycznia 2040 roku – **co najmniej 95% ciepła z kombinacji OZE, ciepła odpadowego i wytwarzanego w wysokosprawnej kogeneracji przy co najmniej 35% udziale OZE** lub odpowiednio 75% OZE lub 75% ciepło odpadowe
 - od 1 stycznia 2050 roku – **wyłącznie energia odnawialna lub ciepło odpadowe**

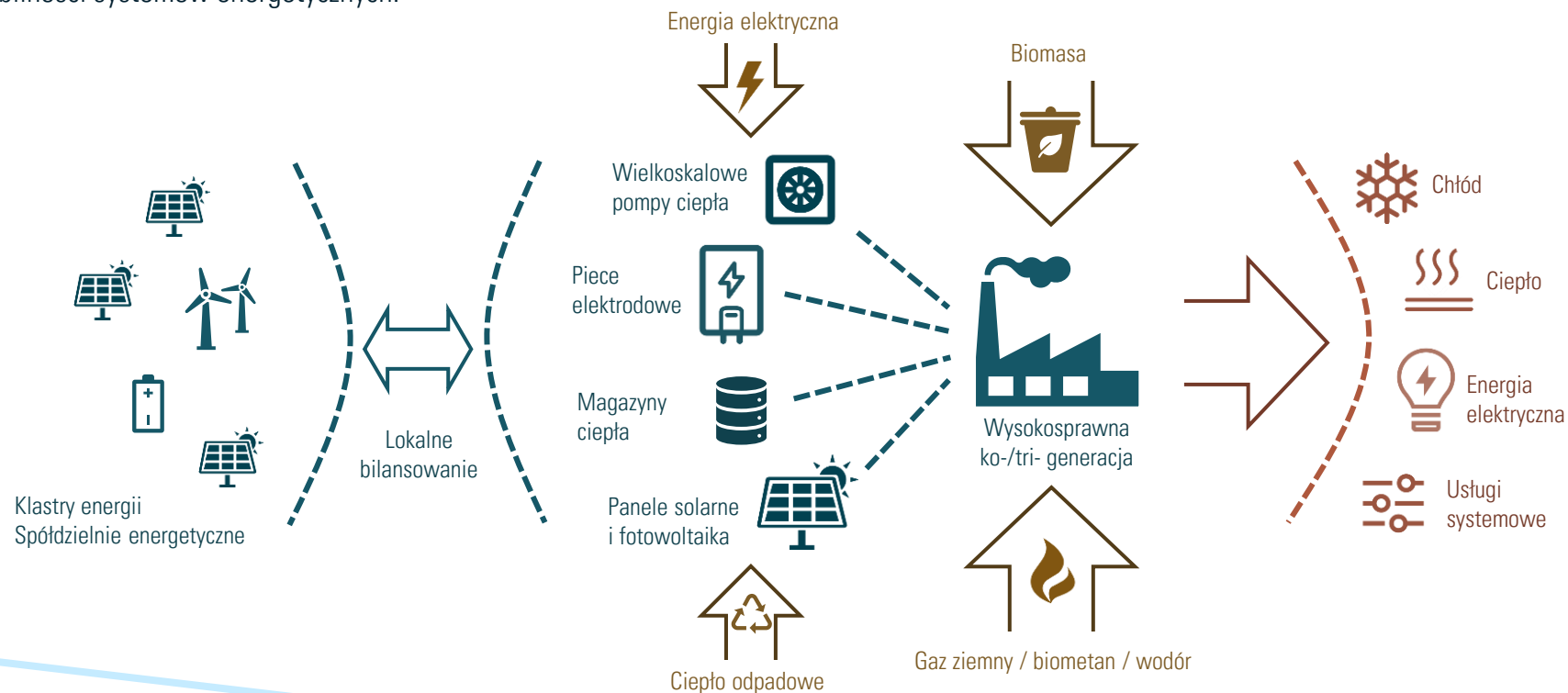
Nowe wymagania w odniesieniu do sektora ciepłowniczego, który dotychczas opierał się głównie na dużych, scentralizowanych jednostkach wytwórczych zasilanych węglem kamiennym, oznaczają znaczącą rewolucję. Na znaczeniu wyraźnie zyskują jednostki kogeneracyjne zasilane gazem ziemnym, które w przyszłości mogą wykorzystywać także biometan, a nawet wodór. Uzupełnieniem miksu wytwórczego są zróżnicowane jednostki wytwórcze: odnawialne, jak pompy ciepła, panele solarne, a także pozwalające na zwiększenie elastyczności systemu, jak piece elektrodowe oraz magazyny ciepła – dobowe i sezonowe.

Spółki ciepłownicze zmuszone są do poszukiwania niekonwencjonalnych rozwiązań oraz podejmowania inicjatyw z partnerami zewnętrznymi. Pożądanymi źródłami ciepła są wielkoskalowe pompy ciepła bazujące na zrzutach oczyszczalni ścieków oraz na ciepłe rzek. Ważnym źródłem ciepła staje się ciepło odpadowe z procesów przemysłowych oraz z kogeneracyjnych jednostek ITPOK.

Zróżnicowany miks wytwórczy wymaga systemowego zarządzania i modelowania pracy poszczególnych jednostek. Ciepłownie stają się istotnym graczem na rynku energii elektrycznej, jako konsument, ale i dostawca.

KLUCZOWE REGULACJE KSZTAŁTUJĄCE ROZWÓJ SEKTORÓW GOSPODARKI

- Nowe wymagania względem systemów ciepłowniczych sprawiają, że ulegają one transformacji w kierunku zdywersyfikowanych, złożonych systemów energetycznych.
- Nowe systemy ciepłownicze będą dysponować kilkoma rozproszonymi źródłami energii, takimi jak pompy ciepła, piece elektrodowe, OZE współpracujące z jednostkami kogeneracyjnymi lub trigeneracyjnymi. W ofercie spółek ciepłowniczych pojawi się energia elektryczna, co sprawi, że staną się ważnym i pożądanym podmiotem w kontekście budowania stabilności systemów energetycznych.
- Spółki ciepłownicze samodzielnie lub w wyniku współpracy z lokalnymi wytwórcami energii (pod postacią klastra energii lub spółdzielni energetycznej) będą mogły uzyskiwać dodatkowe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej a regulując pracę urządzeń wytwórczych będą mogły aktywnie uczestniczyć w bilansowaniu systemu elektroenergetycznego.





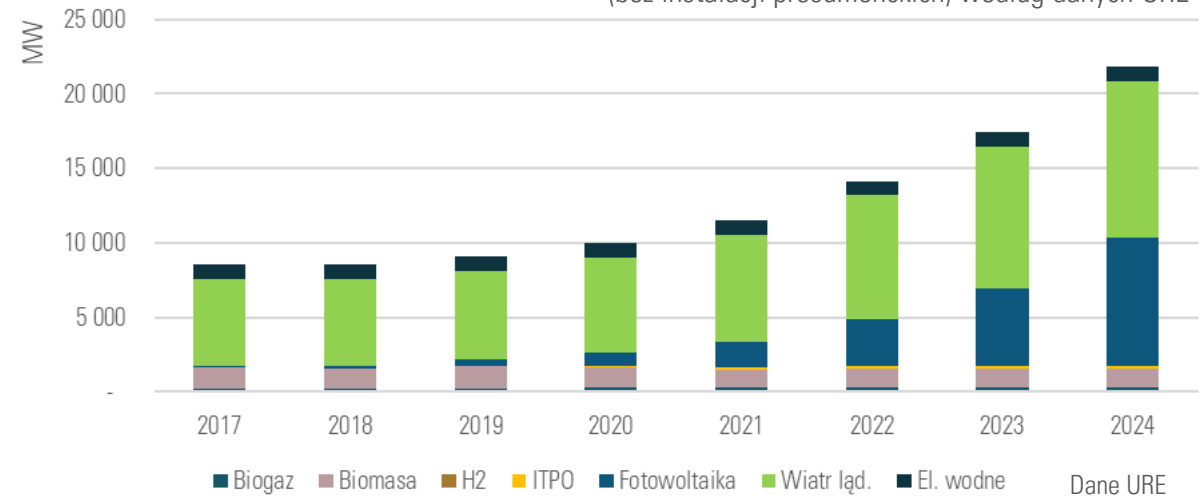
SYTUACJA POLSKIEGO SYSTEMU ENERGETYCZNEGO NA TLE REGIONU BASENU MORZA BAŁTYCKIEGO

SYTUACJA POLSKIEGO SEKTORA ENERGETYCZNEGO

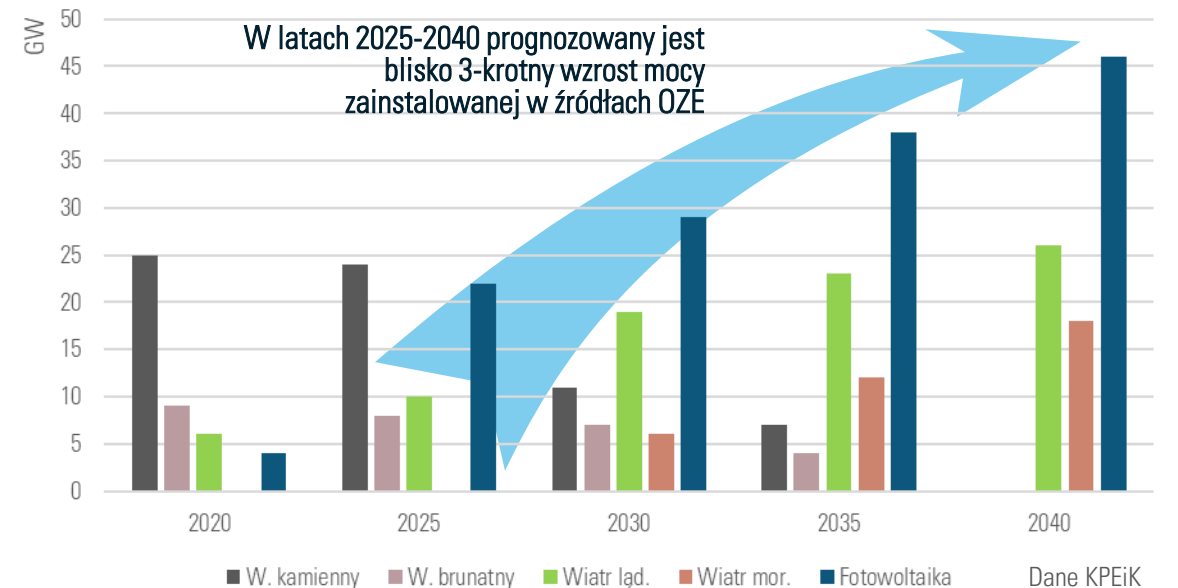
Polityka klimatyczna znajduje odzwierciedlenie w strukturze systemów energetycznych poszczególnych krajów członkowskich. Polski system elektroenergetyczny, wraz z oddaniem do eksploatacji pierwszych farm wiatrowych na morzu wchodzi w kluczową fazę transformacji.

- Obserwowany wzrost mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych jest głównie zasługą wzrostu mocy zainstalowanej w instalacjach fotowoltaicznych. Roczna dynamika wzrostu mocy w tego typu instalacjach wynosiła średnio 90% w latach 2018-2024. W tym samym czasie, wzrost mocy w lądowych farmach wiatrowych wynosił zaledwie 10% rocznie.
- Scenariusz Aktywnej Transformacji przedstawionej w projekcie Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu zakładał zniesienie barier legislacyjnych w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej. Intensyfikacja inwestycji w tym obszarze miałyby doprowadzić do podwojenia mocy już w roku 2030. Na chwilę obecną, taki scenariusz wydaje się jednak mało prawdopodobny i głównym motorem rozwoju źródeł odnawialnych w Polsce nadal pozostaną instalacje fotowoltaiczne. Znacząco do wzrostu mocy zainstalowanej w OZE przyczynią się morskie farmy wiatrowe, z których pierwsza ma zostać oddana do eksploatacji już w 2026 roku.
- Harmonogram realizacji morskich farm wiatrowych (Faza I)
 - **2026: 1,2 GW** w BalticPower – Grupa Orlen
 - **2027: 1,44 GW** w Bałtyk II i Bałtyk III – Equinor i Polenergia
 - **2030: 2,5 GW** w Baltica 2 i Baltica 3 – PGE i Orsted.
- Do roku 2040 w morskich farmach wiatrowych ma być zainstalowanych 18 GW.

Zmiana w strukturze mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych (bez instalacji prosumenckich) według danych URE



Prognoza miks energetyczny na podstawie projektu Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (lipiec 2024)

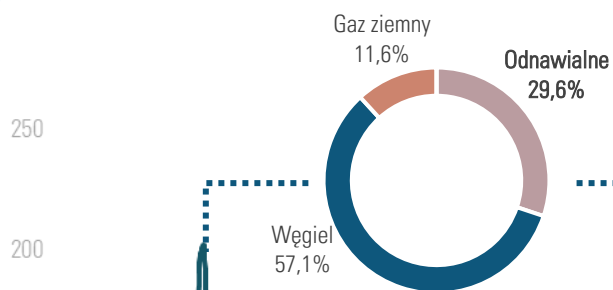


POLSKA I FINLANDIA NA DWÓCH BIEGUNACH ENERGETYCZNEJ TRANSFORMACJI

- Średnia cena energii elektrycznej (spot) w okresie styczeń – czerwiec 2025 roku to **101 Euro/MWh**. Jedne z wyższych cen energii elektrycznej w Europie
- W miksie wytwórczym (2024) dominują paliwa kopalne



- Średnia cena energii elektrycznej (spot) w okresie styczeń – czerwiec 2025 roku to **39 Euro/MWh**. Jedne z niższych cen energii elektrycznej w Europie
- W miksie wytwórczym (2024) dominują źródła odnawialne oraz energia jądrowa

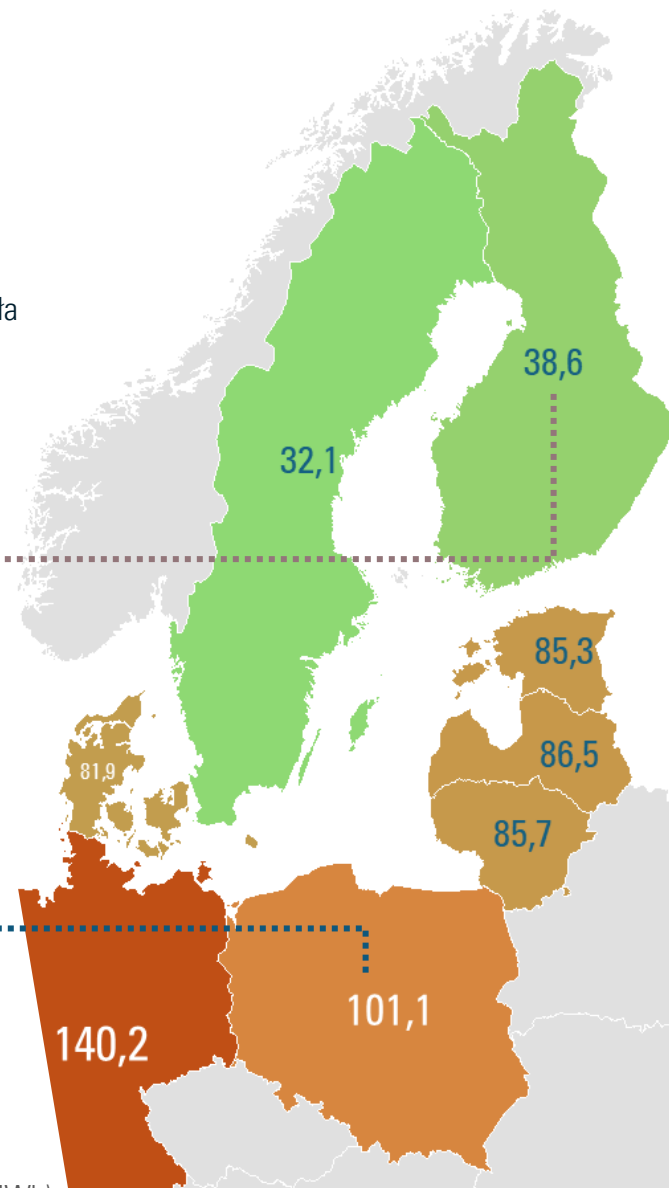
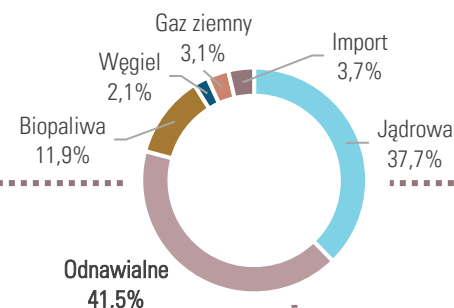


250
200
150
100
50
0

140,2
101,1

Ceny w spocie za energię elektryczną (Eur/MWh). Średnia ruchoma z okresu styczeń – czerwiec 2025

Źródło: NTSOE

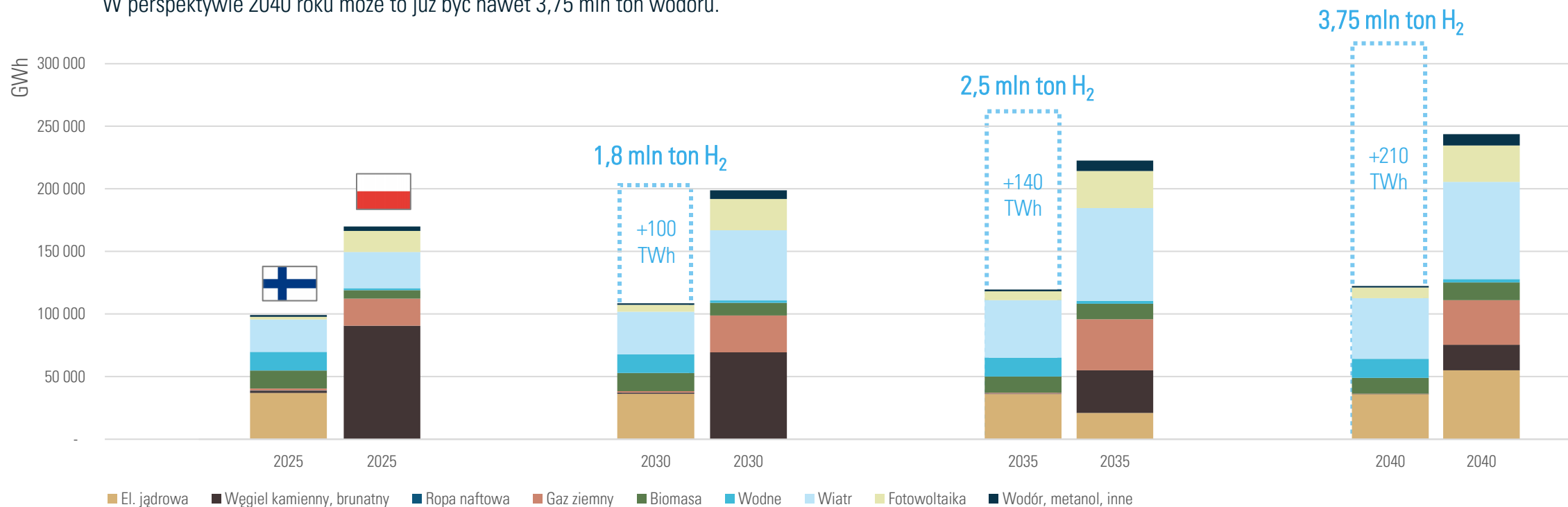


Średnia cena energii elektrycznej (Eur/MWh) z okresu styczeń – czerwiec 2025

POLSKA I FINLANDIA NA DWÓCH BIEGUNACH ENERGETYCZNEJ TRANSFORMACJI

- Możliwości produkcji energii elektrycznej w projektowanych instalacjach farm wiatrowych offshore i onshore Finlandii znacząco przekraczają krajowe zapotrzebowanie.
- Fiński KPEiK (NCEP) zakłada, że w perspektywie 2030 roku na potrzeby generacji energii elektrycznej będzie zainstalowanych ok. 10 GW farm wiatrowych, a w perspektywie 2040 roku – 14 GW, co stanowi zaledwie 13% mocy zainicjowanych projektów wiatrowych. Zakładając, że w perspektywie 2035 roku powstanie ok. 50% z tych projektów, to wygenerowana w ten sposób nadwyżka energii w wolumenie około 140 GWh rocznie może pozwolić na wyprodukowanie 2,5 mln ton wodoru.

W perspektywie 2040 roku może to już być nawet 3,75 mln ton wodoru.



Roczna produkcja energii elektrycznej według źródeł w Finlandii i Polsce w GWh.

Linia przerywaną zaznaczono potencjalną produkcję z farm wiatrowych w Finlandii, w wyniku wdrożenia zainicjowanych projektów, która będzie stanowiła nadwyżkę ponad krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Źródło: NCEP Finlandii oraz NCEP Polski

INWESTYCJE W ŹRÓDŁA ODNAWIALNE JAKO METODA ZABEZPIECZENIA NISKICH CEN ENERGII ELEKTRYCZNEJ

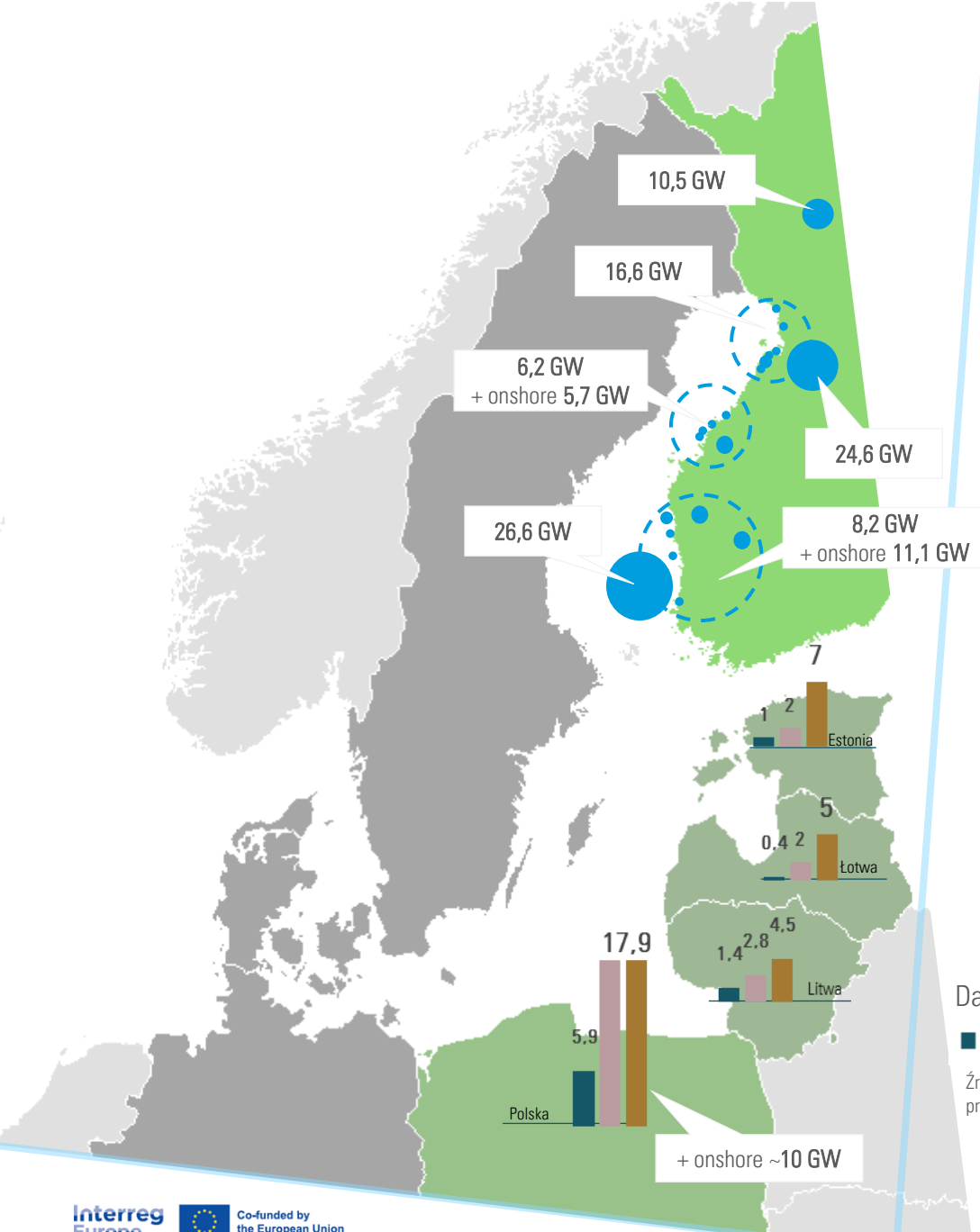
Mimo zrównoważonego mixu energetycznego, Finlandia stawia na dalszy rozwój źródeł odnawialnych.

- Projekty wiatrowe offshore o łącznej mocy 57,6 GW
- Projekty wiatrowe onshore o łącznej mocy 51,9 GW

Równolegle, w Polsce możliwe jest wdrożenie w obecnych regulacjach prawnych około 10 GW farm wiatrowych onshore oraz planuje się realizację farm wiatrowych offshore o mocy 5,9 GW w I fazie oraz kolejne 12 GW w fazie II.

Należy zauważyć, że dalsza intensyfikacja inwestycji w źródła odnawialne w krajach bałtyckich, w tym w szczególności w Finlandii, spowoduje pogłębienie różnic w cenie za energię elektryczną pomiędzy tym regionem a Polską.

Niskie, a niekiedy ujemne, ceny energii elektrycznej umożliwią tanią produkcję wodoru oraz paliw alternatywnych bazujących na wodorze: e-metanolu, e-amoniaku, paliw lotniczych SAF. Już dzisiaj, fiński projekt produkcji wodoru był w stanie wygrać aukcję European Hydrogen Bank, w której przedmiotem dotacji jest luka pomiędzy kosztem produkcji, a ceną rynkową wodoru. Oznacza to, że w Finlandii możliwe jest uzyskanie kosztu produkcji wodoru porównywalnego z Portugalią, czy Hiszpanią (lokalizacja innych projektów finansowanych przez European Hydrogen Bank).



Dane w GW

■ 2030 ■ 2040 ■ 2050

Źródło: Non-binding agreement on goals for offshore renewable generation in 2050 with intermediate steps in 2040 and 2030 for priority offshore grid corridor (...) 18 grudnia 2024.

Projekty wiatrowe onshore i offshore w Finlandii według stanu na styczeń 2025

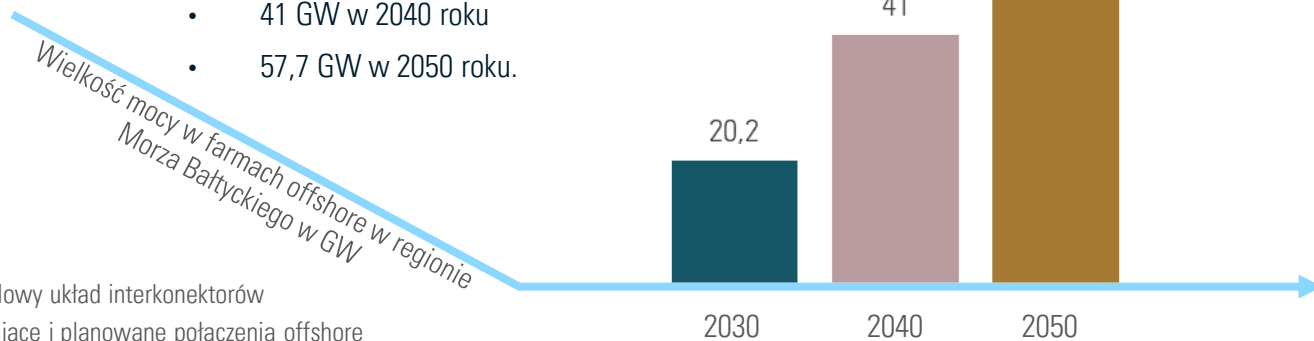
Projekty wiatrowe offshore planowane w krajach bałtyckich i w Polsce

Źródło: Renewables Finland; BEMIP offshore

28.08.2025 13

BASEN MORZA BAŁTYCKIEGO TO KRAJOBRAZ GŁĘBOKIEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

- W basenie Morza Bałtyckiego następuje silna integracja systemów elektroenergetycznych. W ramach prac operatorów sieciowych BEMIP – Baltic Energy Market Interconnection Plan nastąpiła m.in. integracja energetyczna krajów bałtyckich oraz pozostałych krajów UE. Efekt: w lutym 2025 roku nastąpiło odłączenie krajów bałtyckich od systemu energetycznego Rosji i Białorusi
- BEMIP obejmuje także współpracę na rzecz rozwoju projektów offshore w regionie. **W grudniu 2024 roku** przedstawiono niewiążące cele w odniesieniu do offshore (cały region Morza Bałtyckiego):
 - 20,2 GW w 2030 roku
 - 41 GW w 2040 roku
 - 57,7 GW w 2050 roku.



- Docelowy układ interkonektorów
- Istniejące i planowane połączenia offshore
- Nowe, zidentyfikowane korytarze

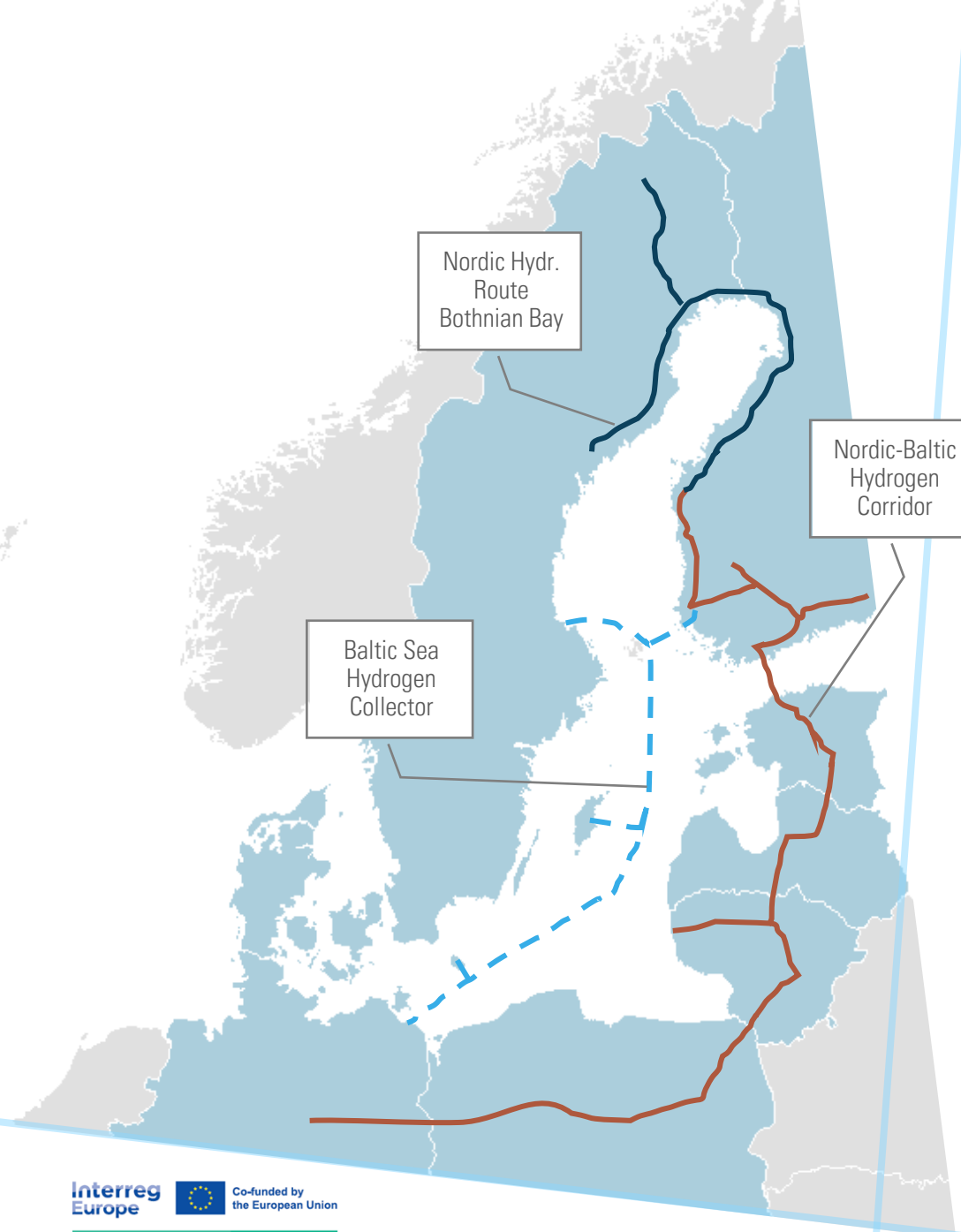
Opracowano na podstawie TEN-E Offshore Priority Corridor: BEMIP Offshore Grids, ENTSOE, 2024

Źródło: Non-binding agreement on goals for offshore renewable generation in 2050 with intermediate steps in 2040 and 2030 for priority offshore grid corridor (...) 18 grudnia 2024.

Uwaga: nie obejmują zidentyfikowanych projektów offshore dla Finlandii o mocy 57,6 GW

- Istniejące i projektowane połączenia umożliwiają przepływ międzynarodowy energii elektrycznej. Jednak w dalszym ciągu istnieje potrzeba stworzenia możliwości magazynowania nadwyżek energii i skutecznego reagowania w sytuacjach potencjalnych niedoborów.

BASEN MORZA BAŁTYCKIEGO TO KRAJOBRAZ GŁĘBOKIEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ



- Projektowana infrastruktura przesyłu wodoru ma na celu zagospodarowanie nadwyżek energii ze źródeł odnawialnych oraz transfer w postaci wodoru do krajów o wysokim zapotrzebowaniu – głównie Niemcy. **Nordic-Baltic Hydrogen Corridor** – na etapie studium wykonalności w poszczególnych krajach. Korytarz wodorowy stanowi element projektowanej sieci przesyłowej wodoru, tj. **European Hydrogen Backbone**.
- Zrealizowane wstępne studium wykonalności zidentyfikowało w regionie **potencjał produkcji wodoru na poziomie 27,1 mln ton wodoru rocznie** (głównie z produkcji bazującej na zintegrowanych źródłach wiatrowych i fotowoltaicznych). Zakładana **przepustowość projektowanego gazociągu ma wynieść 2,7 mln ton, czyli 10% rocznego potencjału produkcyjnego**.
- **Nordic Hydrogen Route**
 - Ma powstać do 2050 roku. 1 000 km nowych gazociągów wodorowych obsłuży 65 TWh zidentyfikowanego zapotrzebowania na wodór w regionie Zatoki Botnickiej.
 - Szacowany koszt transportu gazociągiem wynosi 0,1-0,2 Eur/kg
- **Baltic Sea Hydrogen Collector**
 - Badanie możliwości budowy morskiego rurociągu ukierunkowanego na przesył wodoru produkowanego w regionie Finlandii. Projekt uwzględnia potencjalne połączenia z wyspami energetycznymi w regionie: Gotlandia, Bornholm.

BASEN MORZA BAŁTYCKIEGO TO KRAJOBRAZ GŁĘBOKIEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

- **Baltic Sea Hydrogen Collector**
Publiczno-prywatna inicjatywa podjęta przez konsorcjum firm:
 - CIP – duński fundusz inwestujący w projekty energetyki odnawialnej
 - Nordion Energi – operator systemu przesyłowego gazu ziemnego w Szwecji
 - Gasgrid Finland – operator systemu przesyłowego gazu ziemnego w Finlandii

Jeden z publicznie prezentowanych wariantów przebiegu gazociągu obejmuje potencjalne połączenie z Polską.



Źródło: Baltic Sea Hydrogen Collector

BASEN MORZA BAŁTYCKIEGO TO KRAJOBRAZ GŁĘBOKIEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

- **Nordic-Baltic Hydrogen Corridor** znajduje się w fazie realizacji studiów wykonalności na poziomie poszczególnych krajów zaangażowanych w rozwój projektu.
- Mając na uwadze spodziewany rozwój rynku wodoru w woj. pomorskim, a także potencjalny rozwój systemu magazynowania w kavernach solnych w Kosakowie zasadne wydaje się doprowadzenie do integracji tych obszarów z projektowanym systemem przesyłowym wodoru:
 - bezpośrednio, poprzez wytyczenie przebiegu trasy gazociągu z uwzględnieniem kluczowych zasobów woj. pomorskiego
- lub
- pośrednio, poprzez realizację gazociągu integrującego lokalny rynek wodoru z gazociągiem przesyłowym Nordic-Baltic Hydrogen Corridor.

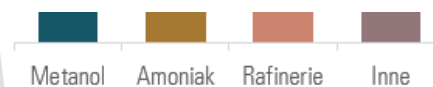


BASEN MORZA BAŁTYCKIEGO TO KRAJOBRAZ GŁĘBOKIEJ TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

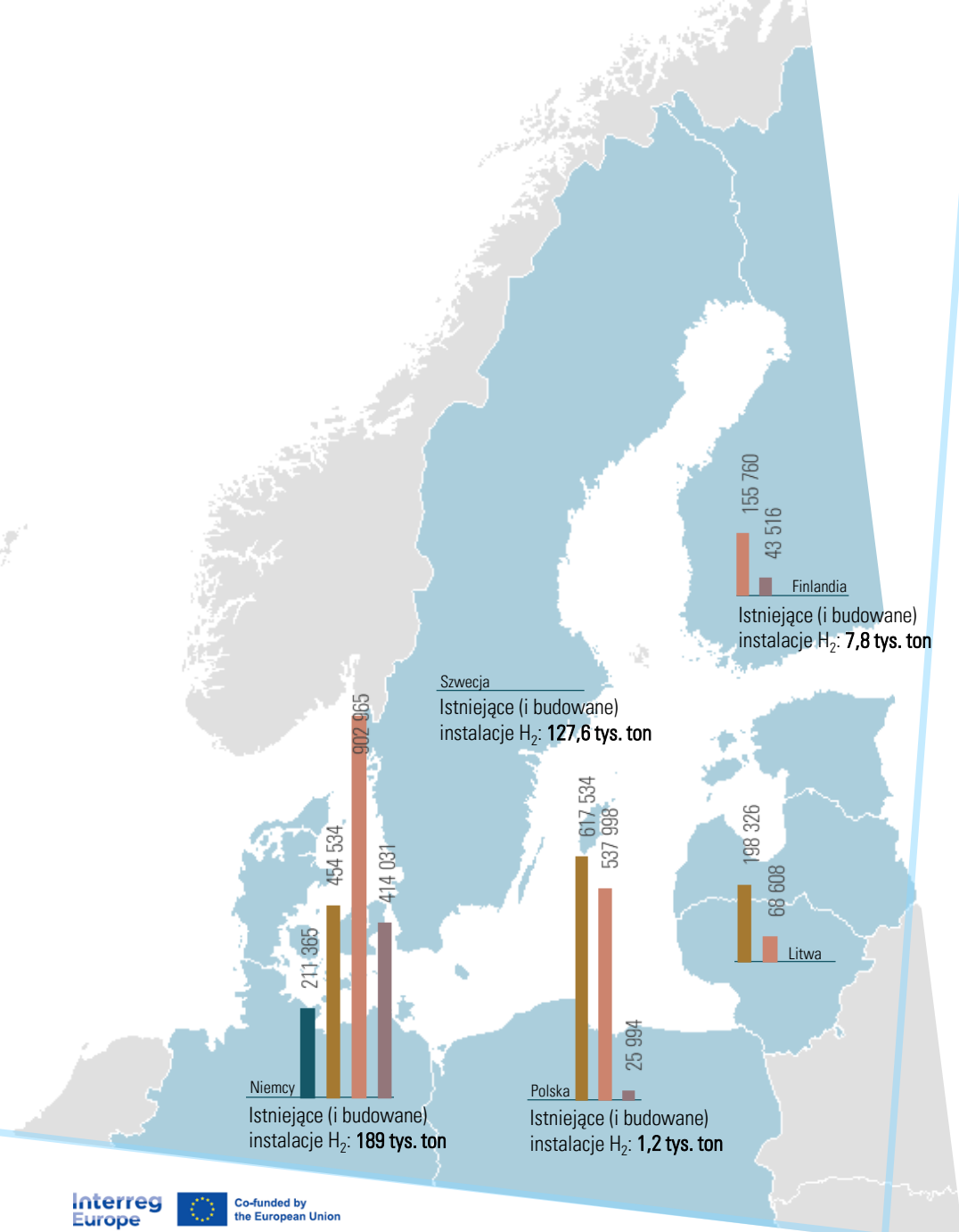
- Wysoka produkcja wodoru ze źródeł odnawialnych, przy relatywnie niewielkiej konsumpcji energii elektrycznej, spowoduje **występowanie znaczących nadwyżek energii**. Kraje bałtyckie uzyskały częściową elastyczność systemu w wyniku integracji systemów energetycznych z krajami UE, a **potencjalne nadwyżki energii elektrycznej będą wykorzystywane do produkcji wodoru i jego pochodnych (e-metanolu, e-amoniaku)**. Kraje bałtyckie i Finlandia mogą w kolejnych latach stać się **eksporterem taniej energii** – w postaci energii elektrycznej oraz przetworzonej do postaci wodoru i jego pochodnych.
- Poziom realizacji projektów związanych z wykorzystaniem zielonego wodoru jest w Europie Zachodniej zdecydowanie wyższy niż w Polsce i krajach bałtyckich oraz Finlandii. Wysoki poziom produkcji i konsumpcji zielonego wodoru w Szwecji jest związany z budową **pierwszej zeroemisyjnej huty stali w Boden**. Także w Niemczech wódór ma być wykorzystywany w przemyśle stalowym (Salzgitter), ale także związany jest z zagospodarowaniem energii elektrycznej z morskich farm wiatrowych (Emden). Inne projekty w Niemczech związane są głównie z przemysłem rafineryjnym.
- W Polsce, skala istniejących i realizowanych (w budowie) projektów jest niewielka. European Hydrogen Observatory identyfikuje w zasadzie 2 projekty, tj. instalację produkcji wodoru w ZE PAK (Konin) oraz instalację w Promet-Plast w Gaju Oławskim. Należy jednak zaznaczyć, że w Polsce **w kolejnych latach będą uruchamiane projekty produkcji wodoru na dużą skalę**. Grupa ORLEN, w ramach programu „Hydrogen Eagle” ma

uzyskać poziom produkcji 130 tys. ton odnawialnego wodoru rocznie. Inwestycje wodorowe Grupy ORLEN uzyskały wsparcie z KPO w kwocie 1,7 mld zł. Wcześniej, projekty Orleń otrzymały dofinansowanie bezzwrotne w ramach unijnego instrumentu „Łącząc Europę” oraz w ramach środków dystrybuowanych przez NFOŚiGW.

Moce wytwórcze produkcji wodoru ze względu na przeznaczenie w tonach/rok (2023 rok)



Źródło: European Hydrogen Observatory



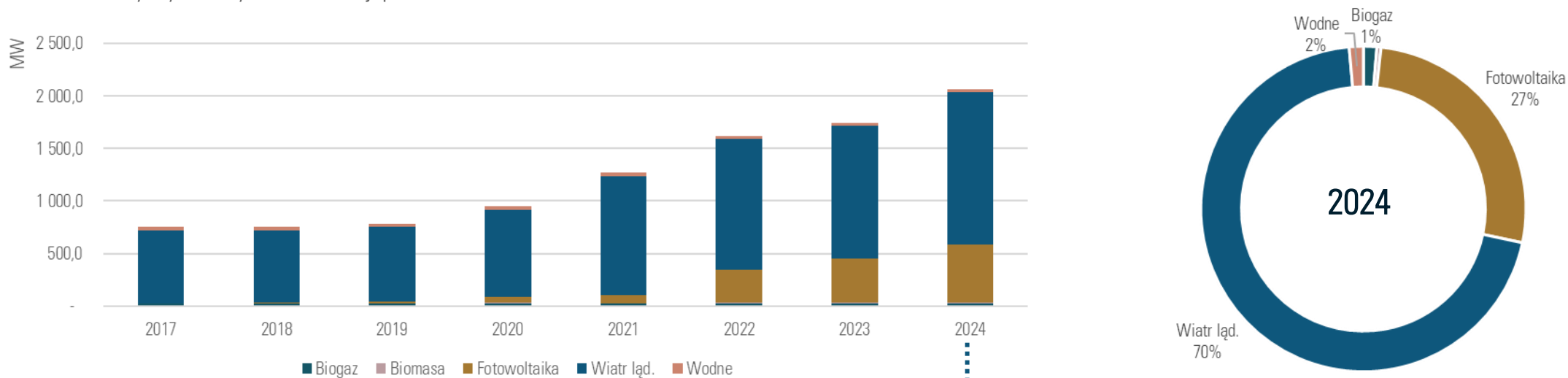
BILANS ENERGII WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO



ISTNIEJĄCE JEDNOSTKI WYTWÓRCZE OZE WOJ. POMORSKIEGO

- Wielkość mocy zainstalowanej w źródłach odnawialnych na Pomorzu odpowiadała w 2024 roku za około 10% ogółu mocy zainstalowanej w kraju. Na koniec 2024 roku zainstalowanych było w woj. pomorskim 2 062 MW mocy w źródłach odnawialnych (nie obejmuje mikroinstalacji prosumenckich i instalacji współspalania).
- W strukturze źródeł wytwórczych dominują lądowe elektrownie wiatrowe, które odpowiadają za 70% mocy zainstalowanej w regionie. Wielkość mocy zainstalowanej w tym źródle rośnie w tempie około 10% rocznie.
- Wysoką dynamiką wzrostu charakteryzują się źródła fotowoltaiczne. Łączna moc w tych źródłach kształtuje się na poziomie 550 MW, co stanowi 27% mocy zainstalowanych w źródłach odnawialnych na Pomorzu. Roczna dynamika wzrostu dużych instalacji fotowoltaicznych wynosi 30%. Należy zaznaczyć, że jest to znacznie mniejsza dynamika wzrostu niż dla ogółu kraju, gdzie dynamika wzrostu mocy w tych instalacjach wynosiła 70-90% w zależności od roku. Wynika to głównie z rosnących trudności wynikających z możliwości przyłączenia nowych instalacji do sieci elektroenergetycznych.

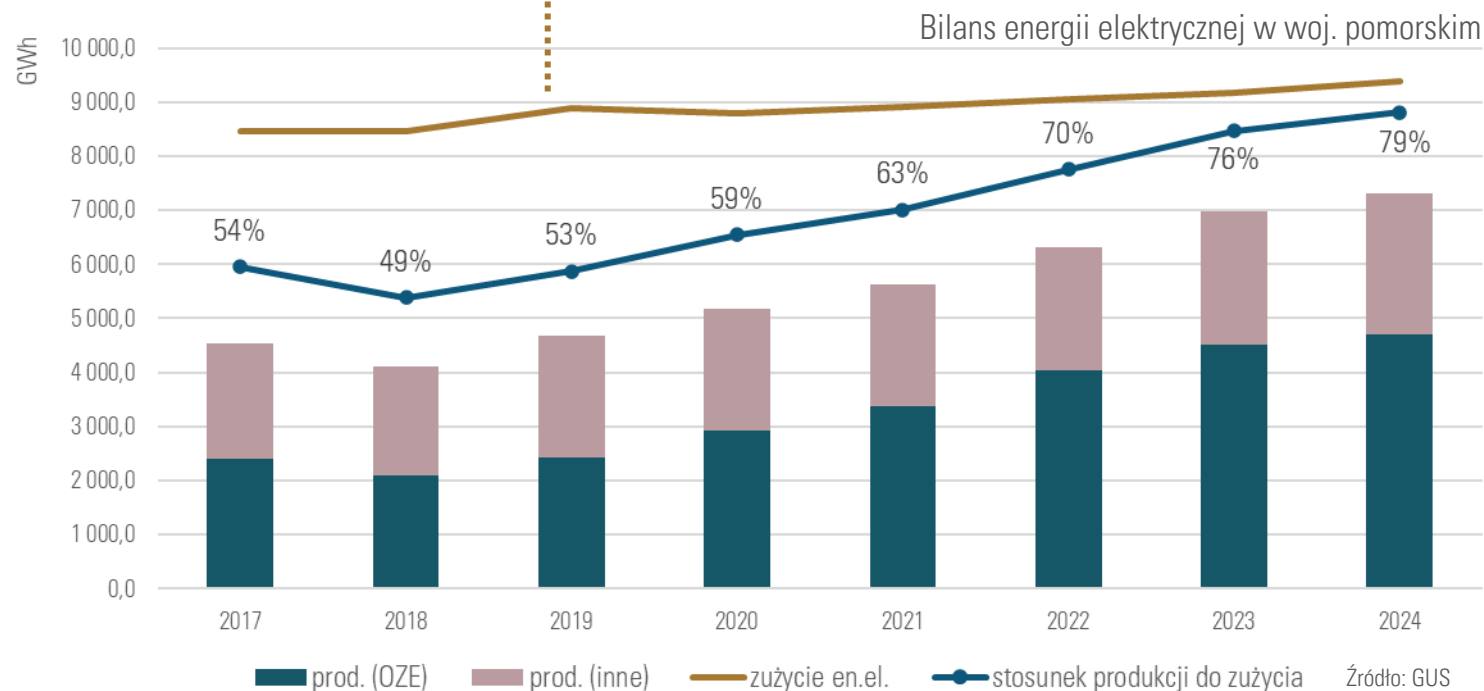
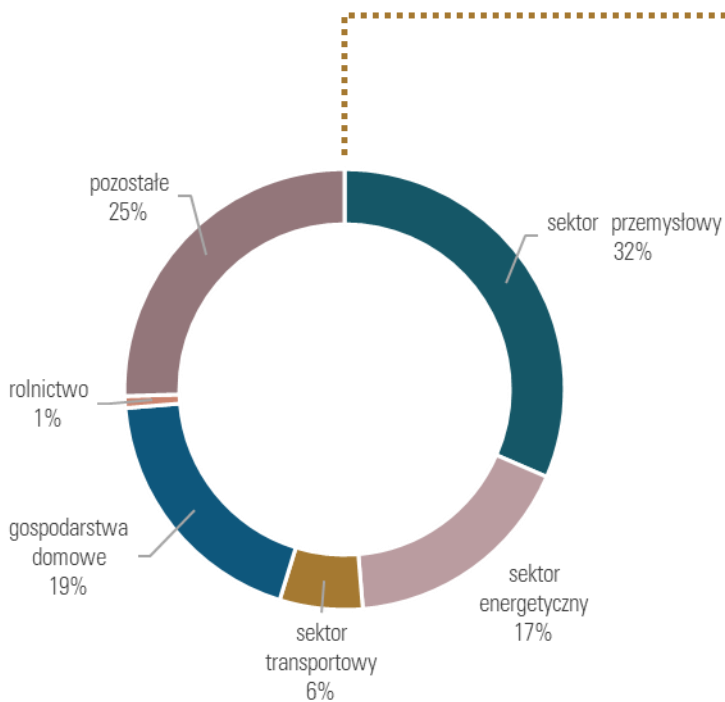
Struktura mocy wytwórczych OZE w woj. pomorskim



Źródło: GUS

PODAŻ I POPYT ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WOJ. POMORSKIM

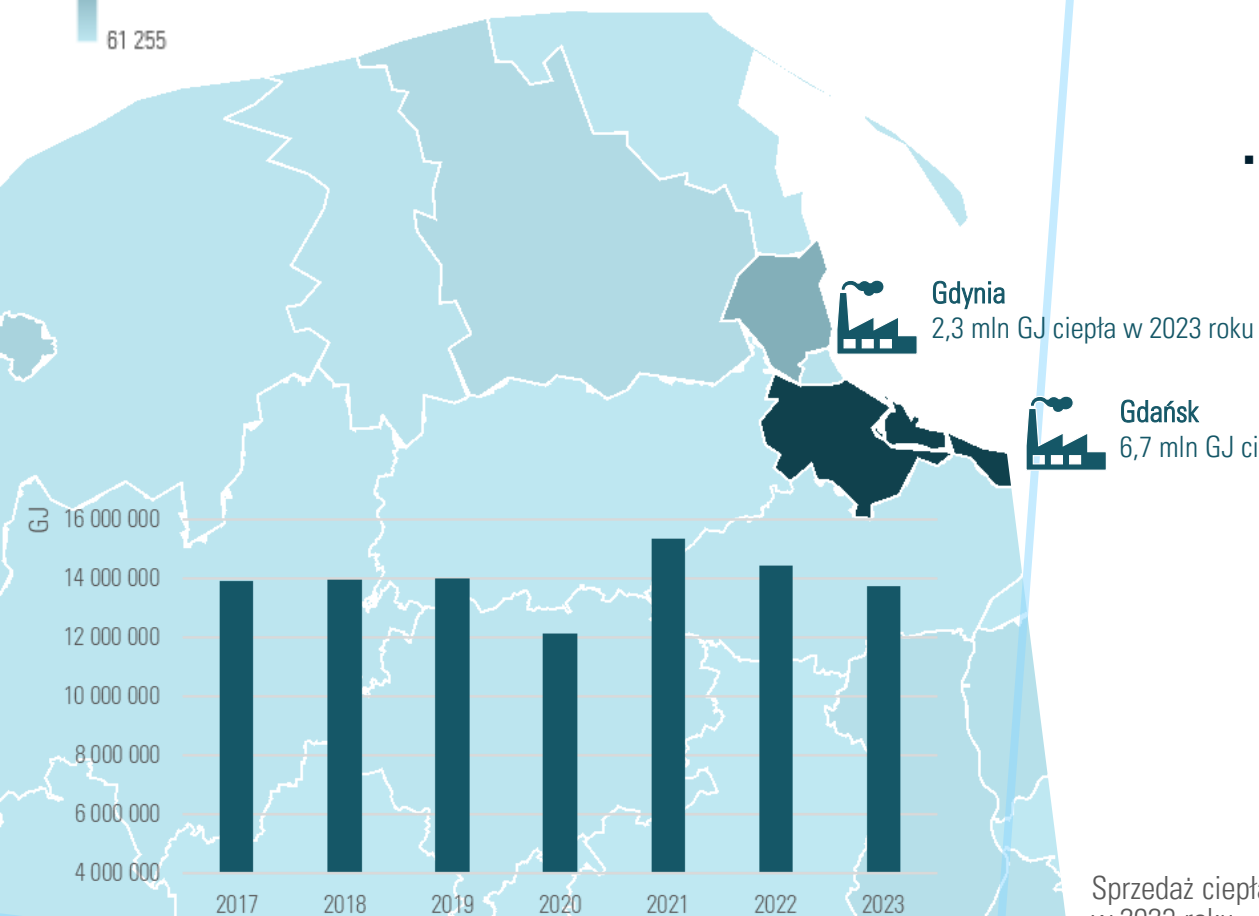
- Wielkość produkcji energii elektrycznej w woj. pomorskim, według wstępnych szacunków przekroczyła w 2024 roku poziom 7 300 GWh, z czego źródła odnawialne wygenerowały 64% (nie obejmuje instalacji prosumenckich).
- W tym samym czasie lokalne zapotrzebowanie na energię elektryczną kształtowało się na poziomie około 9 200 GWh. Oznacza to, że w 2024 roku stopień pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną lokalną produkcją kształtował się na rekordowym poziomie bliskim 80%.
- Energia elektryczna jest konsumowana głównie przez sektor przemysłowy (32%), gospodarstwa domowe (19%) oraz sektor energetyczny (17%). Jednak o ile w przypadku gospodarstw domowych zapotrzebowanie kształtuje się na mniej więcej stałym poziomie na przestrzeni ostatnich lat, a w sektorze przemysłu i pozostałych obserwujemy kilkuprocentowe spadki zapotrzebowania, to w przypadku sektora energetycznego i sektora transportowego odnotowujemy gwałtowne przyspieszenie zapotrzebowania (odpowiednio 21% oraz 30% w roku 2023 względem 2022).



CIEPŁOWNIE JAKO JEDEN Z OBSZARÓW SYSTEMATYCZNEGO WZROSTU ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

POTENCJAŁ DEKARBONIZACYJNY SEKTORA CIEPŁOWNICZEGO WOJ. POMORSKIEGO WYNOŚI CO NAJMNIEJ 2,5 TWh ROCZNIE

GJ
6701 122
61 255



Sprzedaż ciepła w woj. pomorskim w 2023 roku

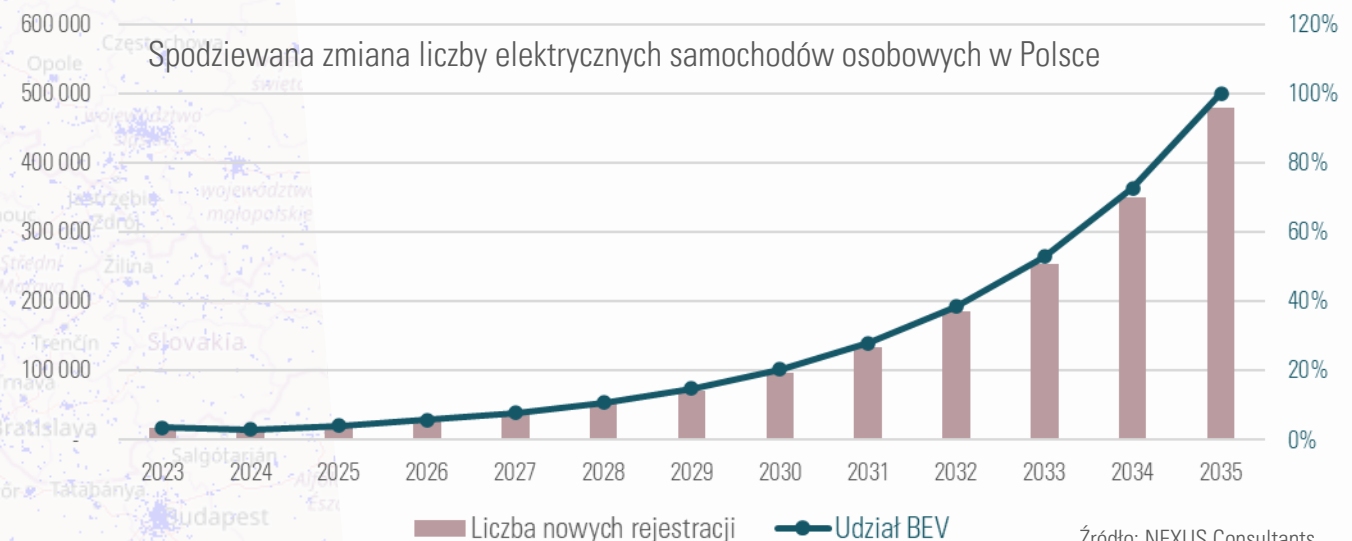
Źródło: GUS

- Ciepłownie, obok rafinerii w Gdańsku, są największym emitentem CO₂ w regionie. Spośród łącznego wolumenu 6 mln ton wyemitowanych w woj. pomorskim w 2023 roku (rejestr KOBiZE) ponad 40% należy przypisać do lokalnych źródeł ciepłowniczych (ciepłowni i elektrociepłowni). Łączna sprzedaż ciepła wynosiła w tym czasie w woj. pomorskim 14 mln GJ (dane GUS).
- Zgodnie z istniejącymi regulacjami w zakresie Efektywnych Energetycznie Systemów Ciepłowniczych, ciepłownie są zobowiązane przejść procesy dekarbonizacyjne. Bazując na ogólnych statystykach dotyczących udziału źródeł węglowych w miksie jednostek wytwórczych w ciepłowniach (65%), można wyznaczyć potencjał dekarbonizacyjny systemów ciepłowniczych na poziomie co najmniej 9 mln GJ, tj. 2,5 TWh.
 - Dążenie do realizacji celów związanych z uzyskaniem statusu Efektywnego Energetycznie Systemu Ciepłowniczego spowoduje wzrost mocy zainstalowanej w:
 - **źródłach kogeneracyjnych** – wytwarzających ciepło i energię elektryczną w skojarzeniu – jako źródło przejściowe,
 - **wielkoskalowych pompach ciepła** – źródle odnawialnym wymagającym zasilania energią elektryczną,
 - **piecach elektrodowych** – elastycznym źródle pozwalającym na reagowanie na skokowe zapotrzebowanie na ciepło oraz pozwalające zutilizować energię elektryczną produkowaną w kogeneracji,
 - **magazynach ciepła** – dobowe oraz sezonowe.

JAK ELEKTROMOBILNOŚĆ WPŁYNIE NA POPYT NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ?

- Polska jest jednym z krajów w Europie, w którym infrastruktura do ładowania pojazdów elektrycznych jest relatywnie najmniej rozwinięta. Polska zamyka także statystyki udziału elektrycznych samochodów w liczbie samochodów ogółem (0,18% w 2024 roku).
- Biorąc pod uwagę, że w perspektywie 2035 roku wszystkie nowo rejestrowane samochody będą zeroemisyjne, do 2030 roku powinniśmy osiągnąć poziom około 400 000 samochodów elektrycznych na polskich drogach, a w perspektywie 2035 roku – blisko 2 mln. Należy zauważyć, że już w 2024 roku w Niemczech zarejestrowanych było ponad 2 mln pojazdów elektrycznych, a we Francji 1,2 mln.
- 2 mln pojazdów przełoży się na zapotrzebowanie na energię elektryczną rzędu 7 TWh, co przekładając na liczbę pojazdów zarejestrowanych w woj. pomorskim oznacza popyt roczny rzędu ok. 400 GWh.

Spodziewana zmiana liczby elektrycznych samochodów osobowych w Polsce

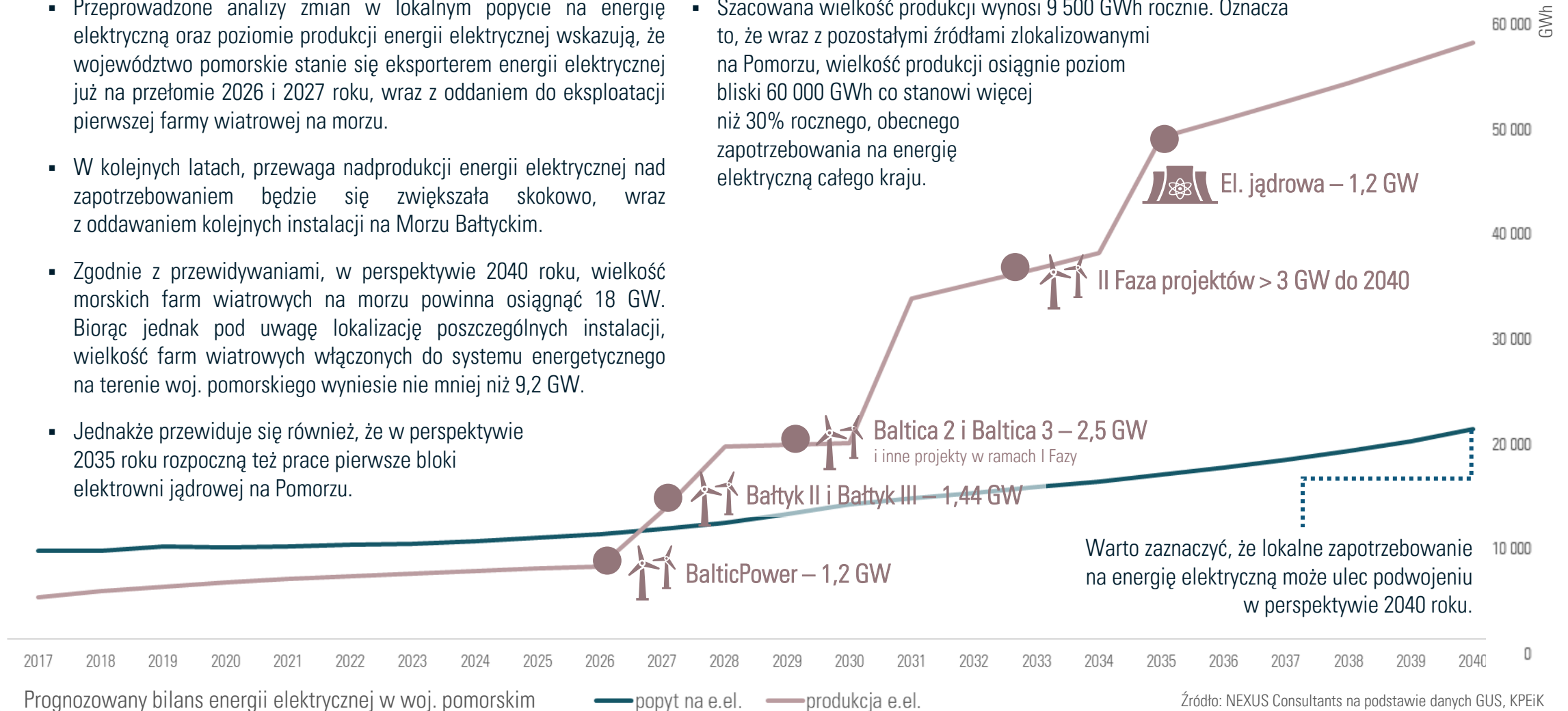


Źródło: NEXUS Consultants

PROGNOZA PRODUKCJI I ZAPOTRZEBOWANIA NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ

- Przeprowadzone analizy zmian w lokalnym popycie na energię elektryczną oraz poziomie produkcji energii elektrycznej wskazują, że województwo pomorskie stanie się eksporterem energii elektrycznej już na przełomie 2026 i 2027 roku, wraz z oddaniem do eksploatacji pierwszej farmy wiatrowej na morzu.
- W kolejnych latach, przewaga nadprodukcji energii elektrycznej nad zapotrzebowaniem będzie się zwiększała skokowo, wraz z oddawaniem kolejnych instalacji na Morzu Bałtyckim.
- Zgodnie z przewidywaniami, w perspektywie 2040 roku, wielkość morskich farm wiatrowych na morzu powinna osiągnąć 18 GW. Biorąc jednak pod uwagę lokalizację poszczególnych instalacji, wielkość farm wiatrowych włączonych do systemu energetycznego na terenie woj. pomorskiego wyniesie nie mniej niż 9,2 GW.
- Jednakże przewiduje się również, że w perspektywie 2035 roku rozpoczną też prace pierwsze bloki elektrowni jądrowej na Pomorzu.

- Szacowana wielkość produkcji wynosi 9 500 GWh rocznie. Oznacza to, że wraz z pozostałymi źródłami zlokalizowanymi na Pomorzu, wielkość produkcji osiągnie poziom bliski 60 000 GWh co stanowi więcej niż 30% rocznego, obecnego zapotrzebowania na energię elektryczną całego kraju.



Źródło: NEXUS Consultants na podstawie danych GUS, KPEiK



SYSTEMY ENERGETYCZNE JUTRA

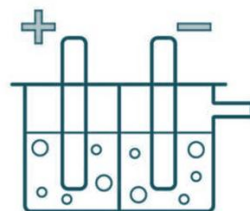
PIERWIASTKI JUTRA

Odnawialny i niskoemisyjny wodór

Pozyskiwany w procesie elektrolizy z energii elektrycznej produkowanej w odnawialnych źródła energii.
Pozyskiwany w procesach termicznego rozpadu odpadów.

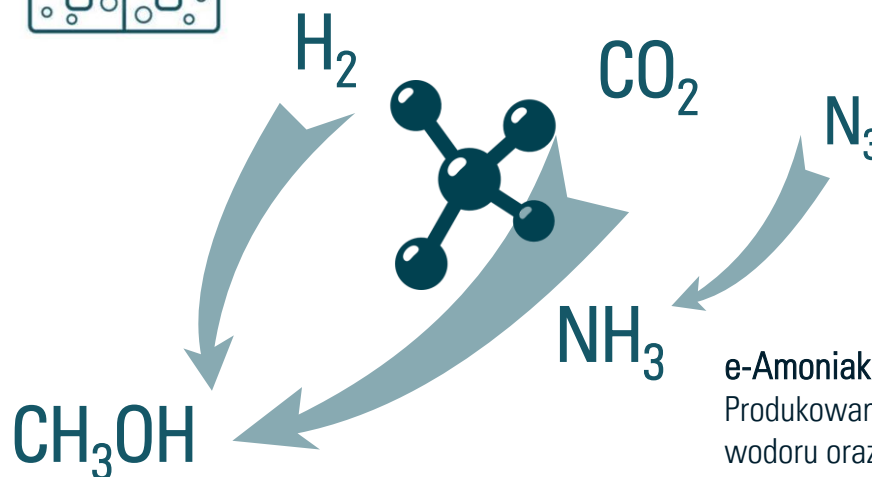
Zastosowanie:

- produkcja energii elektrycznej w ogniwach paliwowych
- paliwo w transporcie samochodowym
- komponent paliw syntetycznych



Biogeniczny dwutlenek węgla

Wychwytywany z procesu spalania biomasy pozyskiwanej w sposób zrównoważony.
Pozyskiwany głównie z elektrowni i ciepłowni posiadających źródła biomasowe w miksie jednostek wytwórczych.



e-Metanol

Produkowany w wyniku syntezy odnawialnego wodoru oraz biogenicznego dwutlenku węgla.
Można z powrotem przekształcić do wodoru.

Zastosowanie:

- paliwo w transporcie morskim
- energetyka
- przemysł chemiczny

e-Amoniak

Produkowany w wyniku syntezy odnawialnego wodoru oraz azotu atmosferycznego.
Można z powrotem przekształcić do wodoru.

Zastosowanie:

- produkcja nawozów
- paliwo w transporcie morskim
- energetyka
- przemysł chemiczny

PIERWIASTKI JUTRA

- Systemy energetyczne jutra będą silnie rozproszone, będą wykorzystywały zróżnicowane nośniki energii i paliwa, których wspólnym mianownikiem będzie energia elektryczna pozyskiwana ze źródeł odnawialnych oraz wodor, będący głównym komponentem paliw alternatywnych i paliw syntetycznych.
- Każdy z elementów nowego systemu energetycznego ma specyficzne wymagania w zakresie transportu i magazynowania. Rozwój infrastruktury energetycznej musi być rozpatrywany w sposób kompleksowy, umożliwiając wykorzystanie efektów synergii.



TRANSPORT

- gazociągi przesyłowe – najbardziej opłacalne przy dużych przepływach
- transport drogowy w formie sprężonej lub ciekłej (-253°C)

MAGAZYNOWANIE

- kawerny solne – wielkoskalowe magazynowanie
- zbiorniki ciśnieniowe
- w formie gazowej, ciekłej lub po związaniu do cząstek, które łatwiej magazynować (e-amoniak, związki organiczne)



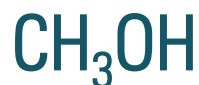
- transportowany w formie gazowej lub ciekłej (-56.6°C) – transport drogowy, kolejowy i morski
- gazociągami – także w formie nadkrytycznej (stan powyżej 31.1°C i 73.8 bara)

- wyczerpane złoża gazu
- akwifery solankowe – warstwy porowatych skał wypełnione słoną wodą
- mineralizacja



- Dobrze rozpoznane metody transportu drogowego, kolejowego, morskiego




- zbiorniki pod niewielkim ciśnieniem, w temperaturze pokojowej
- w postaci ciekłej w zbiornikach kriogenicznych



- Dobrze rozpoznane metody transportu drogowego, kolejowego, morskiego

- stalowe zbiorniki naziemne lub podziemne

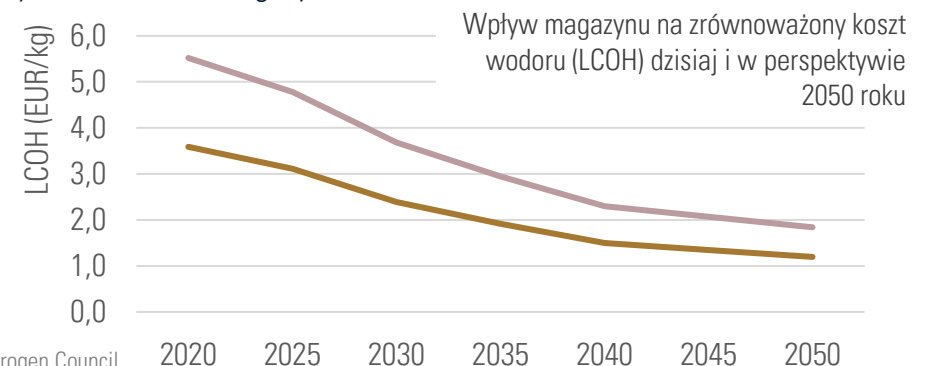
ZNACZENIE WODORU I POCHODNYCH DLA SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH I TRANSPORTOWYCH

		H ₂	NH ₃	CH ₃ OH
 <p>ENERGETYKA</p>	<ul style="list-style-type: none"> Stabilizacja systemów energetycznych poprzez zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej z niestabilnych źródeł OZE do produkcji wodoru. Magazynowanie wodoru kawernach solnych, Wykorzystanie wodoru w przemyśle, produkcja pochodnych. Możliwości generacji energii elektrycznej w ogniwach paliwowych lub turbinach zasilanych wodorem (lub metanolem, lub amoniakiem) do produkcji energii elektrycznej. Wykorzystanie elektrolizerów (sterowanie obciążeniem) do stabilizacji systemów elektroenergetycznych. Zwiększenie możliwości przyłączania nowych źródeł poprzez integrację z instalacjami OZE, np. w ramach Cable Pooling. 	<p>✓</p> <p>✓</p> <p>✓</p> <p>✓</p>	<p></p> <p>✓</p> <p></p> <p></p>	<p></p> <p>✓</p> <p></p> <p></p>
 <p>TRANSPORT</p>	<ul style="list-style-type: none"> Wykorzystanie wodoru jako bezemisyjne paliwo w środkach komunikacji miejskiej. Potencjalne wykorzystanie w lokomotywach – w alternatywie do elektryfikacji linii kolejowych. Pochodne wodoru (e-metanol, e-amoniak) jako perspektywiczne i wymagane regulacjami paliwa niskoemisyjne w transporcie morskim. Paliwa syntetyczne (na bazie wodoru) jako wymagane regulacjami paliwa w transporcie lotniczym. 	<p>✓</p> <p></p> <p>✓</p>	<p></p> <p>✓</p> <p></p>	<p></p> <p>✓</p> <p></p>
 <p>CIEPŁOWNICTWO</p>	<ul style="list-style-type: none"> Magazynowanie sezonowe nadwyżek energii (z kogeneracji, źródeł OZE) w wodorze lub pochodnych w celu konwersji na ciepło w miesiącach zwiększonego zapotrzebowania. Wykorzystanie domieszki wodoru lub pochodnych jako paliwo w systemach ciepłowniczych. 	<p>✓</p> <p>✓</p>	<p>✓</p> <p>✓</p>	<p>✓</p> <p>✓</p>



KAWERNY SOLNE JAKO UNIKALNY KOMPONENT GOSPODARKI OPARTEJ NA WODORZE

- Struktury umożliwiające magazynowanie wodoru w kawernach solnych rozciągają się od centralnej Polski, wraz z atrakcyjnymi złożami w rejonie Kosakowa, przez północne Niemcy i Holandię. Struktury tego typu nie występują w krajach bałtyckich, Finlandii, czy w krajach skandynawskich. Województwo pomorskie dysponuje zatem potencjalnie bardzo atrakcyjnym zasobem, mogącym realnie wpłynąć na bezpieczeństwo energetyczne całego regionu basenu Morza Bałtyckiego.
- Kawerny solne magazynujące wodór mogą być także ważnym ogniwem lokalnego systemu energetycznego, w którym już dzisiaj rozwijane są projekty związane z produkcją wodoru, jego wykorzystania jako paliwa oraz w procesach dekarbonizacji infrastruktury portowej, a także produkcji paliw alternatywnych – e-metanolu.
- Produkcja wodoru bazuje na niestabilnych źródłach odnawialnych. Zastosowanie magazynu wodoru (np. w kawernach solnych) pozwala na zapewnienie ciągłości dostaw, a także na optymalizację całego systemu – analizy wskazują, zrównoważony koszt wodoru (LCOH) może być nawet 35% niższy przy zastosowaniu magazynów.

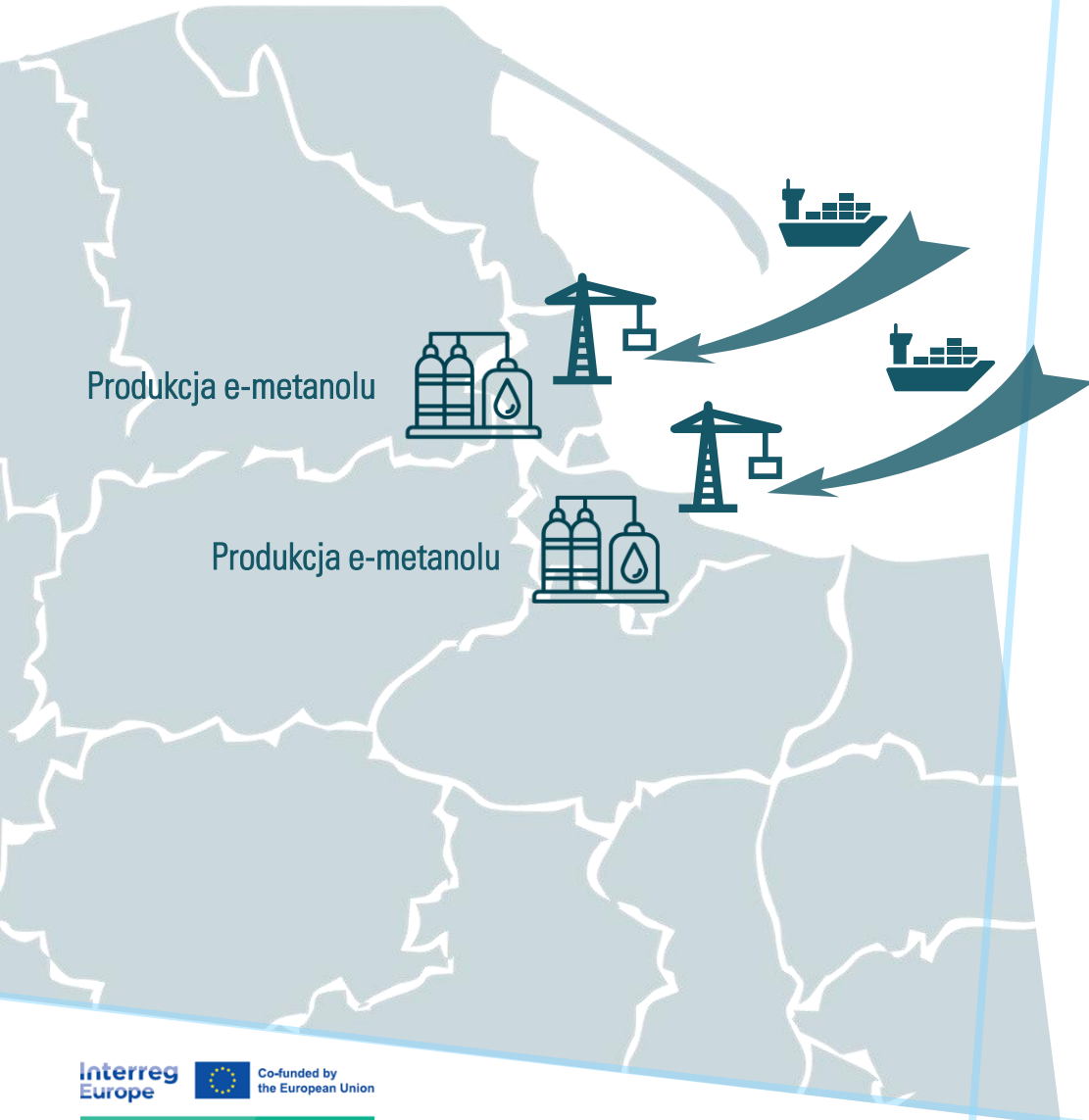


Na podstawie: Hydrogen Council oraz „The hydrogen storage challenge: Does storage method and size affect the cost and operational flexibility of hydrogen supply chains?” - ScienceDirect

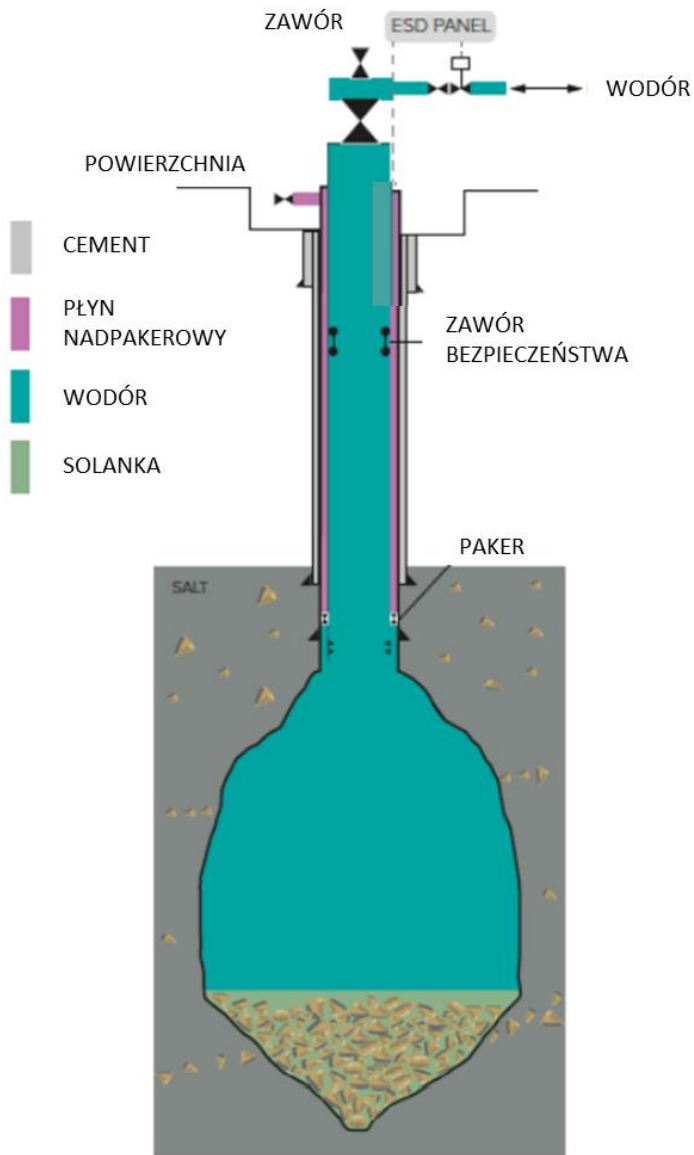
— bez magazynu — z magazynem

Wodór pozyskiwany infrastrukturą przesyłową z krajów bałtyckich i Finlandii

E-METANOL I E-AMONIAK PALIWA PRZYSZŁOŚCI BAZUJĄCE NA WODORZE



- Potrzeba dekarbonizacji transportu morskiego wynika bezpośrednio z inicjatywy FuelEU Maritime, rozporządzenia AFIR oraz innych aktów prawnych. Rozporządzenie (obowiązujące) nakłada na statki o $\geq 5\,000$ GT limity średniej intensywności emisji gazów cieplarnianych. Obowiązują cele ograniczeń na poziomie -2% w 2025 roku i rosną do poziomu -80% w roku 2050.
- Z kolei rozporządzenie AFIR zobowiązuje państwa do wdrożenia infrastruktury paliw alternatywnych w portach.
- E-metanol oraz e-amoniak to niskoemisyjne paliwa bazujące na wodorze, których zastosowanie w transporcie morskim jest bardzo perspektywiczne – nie wymaga znaczących modyfikacji jednostek napędowych.
- Zarówno e-metanol, jak i e-amoniak to dobrze znane substancje, których transport oraz magazynowanie nie wymaga skomplikowanej infrastruktury. E-metanol transportowany i magazynowany jest w temperaturze otoczenia przy lekkim nadciśnieniu. E-amoniak często przechowywany w formie ciekłej, w zbiornikach kriogenicznych w temp. ok. -33°C .
- Porty w województwie pomorskim mogą stać się hubami przeładunkowymi paliw alternatywnych, umożliwiając magazynowanie oraz bunkrowanie e-metanolu oraz e-amoniaku.
- Dostępność zielonego wodoru oraz biogenicznego CO_2 (ze spalania zrównoważonej biomasy) pozwala na lokowanie zakładów produkcji e-metanolu. Biorąc pod uwagę główny kierunek zagospodarowania, tj. bunkrowanie w transporcie morskim, zakłady produkujące e-metanol powinny być zlokalizowane w pobliżu lub na terenie porów morskich.



Źródło: „State of knowledge on the storage of hydrogen in salt caverns”, Ineris. 2022.

KAWERNY SOLNE JAKO UNIKALNY KOMPONENT GOSPODARKI OPARTEJ NA WODORZE

- Magazynowanie gazów w kawernach solnych jest dobrze rozpoznaną technologią. Magazynowanie wodoru nie różni się znacząco od magazynowania w kawernach solnych gazu ziemnego. Gas Storage Poland sp. z o.o. jest operatorem działających kawern solnych w lokalizacji Kosakowo o pojemności 293 mln m³ gazu ziemnego.
- Szacowana, jednostkowa pojemność kawerny solnej na potrzeby magazynowania wodoru w lokalizacji Kosakowo wynosi 2 000 ton, przy czym w tej lokalizacji istnieje potencjał do realizacji nawet 40 tego typu obiektów.

Dlaczego magazynowanie wodoru jest ważne?

- Magazynowanie wodoru pozwala na stabilizację strumienia odnawialnego wodoru, produkowanego przy użyciu odnawialnych, niestabilnych źródeł energii w elektrolizerach – co jest niezwykle istotne w przypadku zastosowań przemysłowych wodoru.
- Biorąc pod uwagę ciągły charakter zapotrzebowania na zielony wodór w systemach produkcyjnych, **zapotrzebowanie na usługę magazynowania wynosi od 10% rocznego zapotrzebowania** (jeśli wodór jest produkowany przy użyciu zbilansowanego mixu OZE) **do 25% rocznego zapotrzebowania** (jeśli wodór jest produkowany przy użyciu wyłącznie farm fotowoltaicznych).
- Magazynowanie w kawernach solnych pozwala na wykorzystanie wodoru do celów stabilizacji systemu elektroenergetycznego (zagospodarowanie nadwyżek energii elektrycznej poprzez elektrolizę do postaci wodoru oraz produkcja energii elektrycznej z wodoru w sytuacji zwiększonego zapotrzebowania na energię – w ogniwach paliwowych lub turbinach zasilanych wodorem) – **funkcja elektrowni szczytowo-pompowej**.



Farmy wiatrowe na morzu

- Baltic Power
- Baltica 1
- Baltica 3

Potencjalna produkcja wodoru na morzu



Kawerny solne Kosakowo

Magazynowanie sezonowe wodoru
Usługi systemowe
Stabilizacja wykorzystania wodoru
w systemach produkcyjnych



Dostawa i wykorzystanie
wodoru do zasilania
infrastruktury portowej



Dostawa i wykorzystanie
wodoru do zasilania pojazdów
(autobusów)



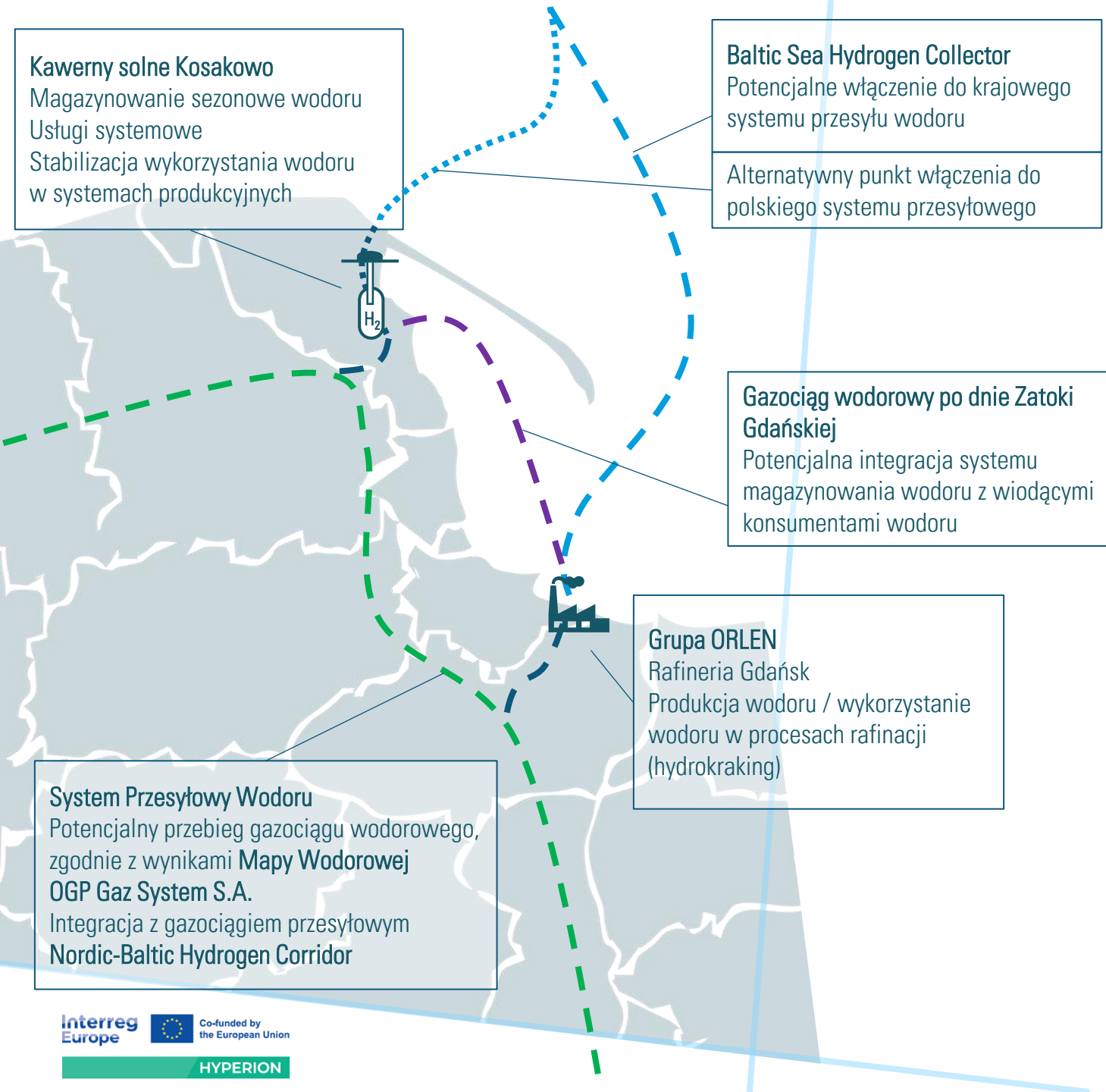
Grupa ORLEN
Rafineria Gdańsk
Produkcja wodoru



HUB Bystra
Instalacja produkcji wodoru

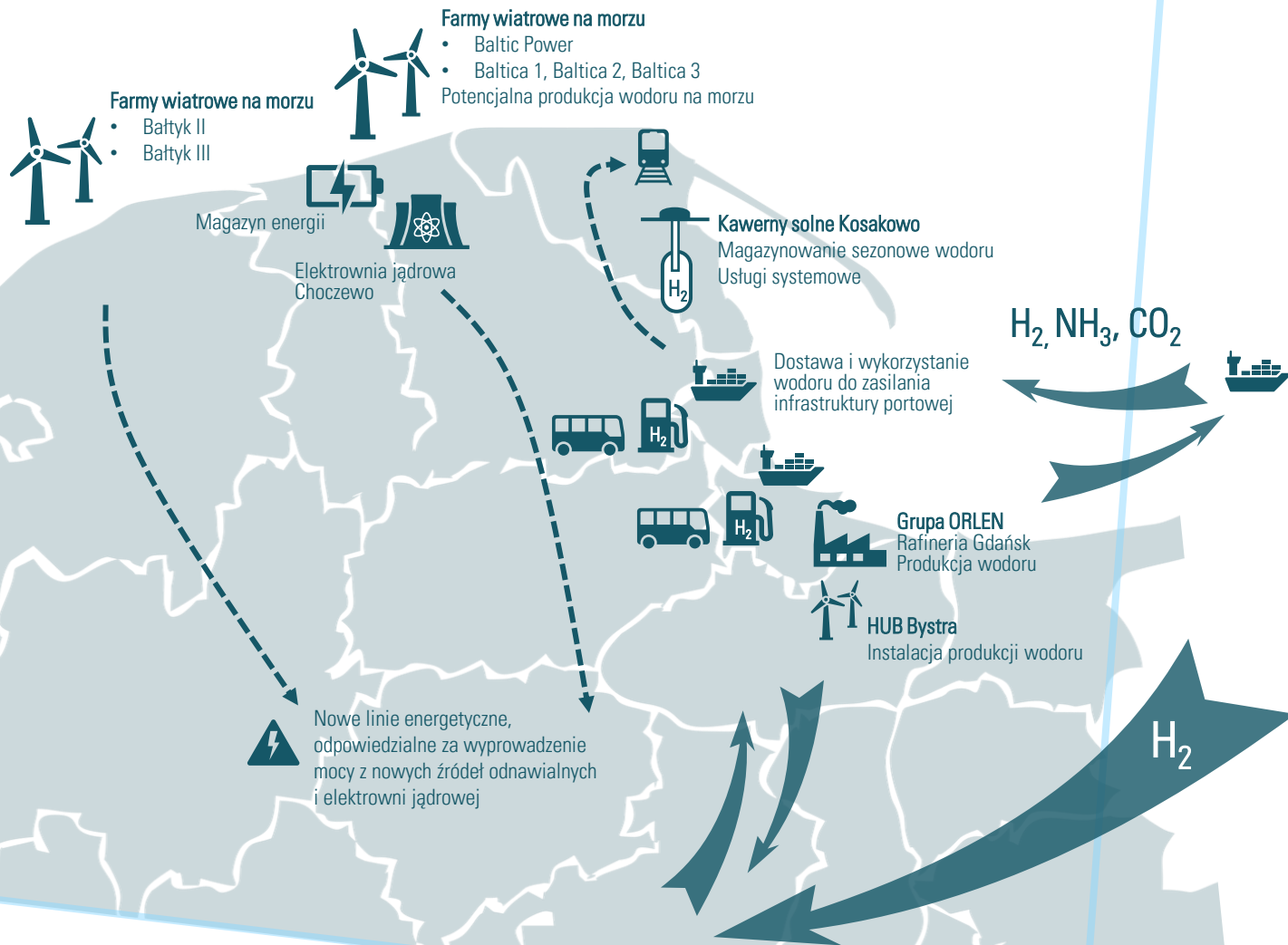
KLUCZOWE INWESTYCJE WODOROWE WOJ. POMORSKIEGO

- Kluczowe inicjatywy wodorowe Grupy ORLEN obejmują:
 - Produkcję wodoru w procesie elektrolizy z energii offshore (100 MW)
 - Produkcję wodoru w procesach przetwarzania odpadów komunalnych (15 tys. ton rocznie)
 - Produkcję wodoru w procesie elektrolizy z OZE w lokalnych hubach (10 MW)
 - Produkcję wodoru w istniejących instalacjach: Włocławek, Trzebinia, Płock
- Wodór ma być wykorzystywany w:
 - Transporcie – dystrybucja poprzez sieć 54 stacji tankowania wodoru (HRS)
 - Przemśle (procesy dekarbonizacji)
- W rejonie woj. pomorskiego, inwestycje Grupy ORLEN obejmują:
 - **Projekt Pure H2** – rafineria w Gdańsku / HUB Pure H2
Produkcja, dystrybucja i sprzedaż wodoru wysokiej czystości, w celu zasilania pojazdów. Obejmują budowę jednostki oczyszczania wodoru oraz dwóch publicznych stacji tankowania wodoru.
 - **HUB Bystra** - Instalacja do produkcji zielonego wodoru o mocy 5-10 MW zasilana instalacją OZE (farma wiatrowa Bystra oraz PV, współpracujące z instalacją akumulatorów).
 - Instalacje produkcji zielonego wodoru w ramach projektu **Green H2 – elektrolizery o mocy 100 MW** mają dostarczyć zielony wodór dla systemu produkcji paliw w rafinerii w Gdańsku
 - Bursztynowa Dolina Wodorowa – integrująca produkcję i rynki wykorzystania wodoru. Obejmuje rafinerię w Gdańsku, **magazyny wodoru w kawernach solnych w Kosakowie**, a także potencjalne aplikacje w porcie morskim w Gdyni oraz budowę publicznych stacji ładowania wodoru (HRS).



INTEGRACJA SYSTEMÓW PRZESYŁU WODORU

- Województwo pomorskie może być ważnym hubem integrującym różne systemy przesyłowe wodoru z systemem wielkoskalowego magazynowania wodoru w kawernach solnych oraz znaczącymi konsumentami / producentami wodoru w Polsce.
- W projekcie Baltic Sea Hydrogen Collector rozważane jest potencjalne połączenie z polskim systemem przesyłu wodoru i/lub odbiorcami wodoru w województwie pomorskim. Na rysunku zaznaczono hipotetyczny punkt włączenia do polskiego systemu. Możliwe jest także włączenie do systemu na wysokości Rozewia, w celu bezpośredniej integracji z magazynami w kawernach solnych.
- Projekt Mapy Wodorowej zrealizowany przez OGP Gaz-System S.A. identyfikuje znaczące ośrodki konsumpcji i produkcji wodoru na północy kraju oraz wskazuje na potrzebę budowy gazociągów integrujących przesył wodoru w tym regionie z Polską Centralną oraz z gazociągiem przesyłowym Nordic-Baltic Hydrogen Corridor.
- Projekty rozwojowe w Rafinerii Gdańsk identyfikowały możliwość połączenia z magazynami wodoru w postaci kawern solnych w Kosakowie. Zgodnie z wcześniejszymi założeniami, gazociąg miał być poprowadzony po dnie Zatoki Gdańskiej.
- Każdy z tych przedsięwzięć było analizowane niejako odrębnie i nie uwzględniało potencjalnych efektów skali wynikających ze wzajemnej integracji tych systemów.



W SZERSZYM KONTEKŚCIE

- Lokalizacja woj. pomorskiego u wybrzeży Morza Bałtyckiego daje unikalne możliwości zdyskontowania korzyści wynikających z lokalizacji morskich farm wiatrowych, a także wynikających z istniejącej infrastruktury logistycznej – portów morskich, które mogą być lokalnymi HUB-ami magazynowania i handlu wodorem oraz jego pochodnymi.
- Nie należy zapominać o potrzebach dekarbonizacyjnych samych portów morskich – dotychczas większość operacji portowych wykonywanych jest przy użyciu maszyn zasilanych silnikiem diesla. Dodatkowo, wdrażane regulacje odnoszące się do transportu morskiego wymuszają stosowanie przez armatorów niskoemisyjnych paliw, jak np. e-metanol.
- Wodór oraz jego pochodne będą wykorzystywane także do dekarbonizacji transportu lotniczego, w którym już od 1 stycznia 2025 roku stosowane są zrównoważone paliwa lotnicze SAF.
- Dostępność taniej i zielonej energii stwarza nowe możliwości rozwoju lokalnego przemysłu. Wymagania związane z efektywnością energetyczną i raportowaniem śladu węglowego sprawiają, że zyskują na atrakcyjności tereny zapewniające dostęp do energii odnawialnej, wodoru i jego pochodnych. Przykładem są chociażby centra przetwarzania danych, które prawnie są zobowiązane do efektywnego wykorzystania powstającego w nich ciepła odpadowego.
- Województwo pomorskie może stać się regionem, w którym funkcjonują wszystkie elementy nowoczesnego systemu energetycznego – obejmującego nie tylko źródła odnawialnej energii elektrycznej, ale także energię jądrową, zeroemisyjny wodór oraz paliwa alternatywne bazujące na wodrze.

WYZWANIA I MOŻLIWOŚCI SYSTEMÓW ENERGETYCZNYCH

- Przytoczony wcześniej spadek intensyfikacji realizacji inwestycji w nowe źródła odnawialnej energii elektrycznej spowodowany jest przede wszystkim ograniczonymi możliwościami przyłączenia nowych źródeł wytwórczych w sposób gwarantujący stabilność systemu elektroenergetycznego.
- Istnieją natomiast rozwiązania techniczne, które zwiększają elastyczność systemu:
 - Wykorzystanie potencjału rynków lokalnych i wdrożenie usług elastyczności
 - Na lokalnych rynkach energii pojawiają się nowi konsumenci i producenci energii elektrycznej. Systemy ciepłownicze inwestują w jednostki kogeneracyjne, które mogą w sposób elastyczny reagować na bieżącą sytuację w systemie elektroenergetycznym. Także systemy produkcji wodoru w elektrolizerach, poprzez odpowiednie sterowanie produkcją mogą uczestniczyć w bilansowaniu.
 - Kluczowe, dla włączenia nowych podmiotów do budowania stabilności systemu jest stworzenie nowych, elastycznych ofert taryfowych oraz usług elastyczności. Dynamiczne bilansowanie energii może się odbywać w relacji do konkretnego uczestnika rynku lub grupy podmiotów na poziomie klastra, czy spółdzielni energetycznej.
 - Cyfrowe odwzorowanie sieci – Digital Twin – analityka w czasie rzeczywistym oraz trafniejsze prognozowanie zmian na sieci. Możliwości prowadzenia symulacji usprawnia proces planowania inwestycji zwiększających bezpieczeństwo sieci.
 - Wdrażanie sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego do optymalizacji pracy sieci w czasie rzeczywistym, identyfikacji anomalii i lepszej predykcji zdarzeń, podejmowania decyzji bilansujących na poziomie systemu energetycznego i mikro sieci.

REKOMENDACJE I POTENCJALNE KOLEJNE KROKI

- **Promocja „Pomorskich Hubów Paliw Alternatywnych” w portach Gdańsk i Gdynia**
 - Miejscowe plany/MPZP dla stref bunkrowania i magazynowania e-metanolu i e-amoniaku.
 - Program „first-mover” dla operatorów bunkrujących (zniżki portowe, priorytet do nabrzeży z OPS, ulgi opłat manewrowych dla jednostek na e-metanol/e-amoniak).
- **Skatalizować lokalną produkcję H₂ i e-paliw**
 - Wskazać tereny pod „zielone strefy przemysłowe” przy rafinerii w Gdańsku i węzłach sieciowych (przyłącza, woda procesowa, CO₂ biogeniczny), pod instalacje: elektrolizery, synteza e-metanolu, magazyny e-metanolu/e-amoniaku.
 - Rozwój lokalnego rynku wodoru: koordynacja mocy OZE (w tym cable-pooling), pracy elektrolizerów i odbioru w porcie/ciepłownictwie; lokalne rynki elastyczności dla H₂ (DSR, profile pracy elektrolizerów).
- **Program „CO₂ dla e-metanolu”**
 - Mapowanie i rezerwacja strumieni biogenicznego CO₂ (ITPOK, ciepłownie na biomasę, przemysł); wsparcie CAPEX na wychwyty, uzdatnianie i rurociągi CO₂ do stref produkcji e-metanolu.
- **Kawerny solne Kosakowo jako magazyn sezonowy H₂**
 - Przygotować regionalny „Masterplan Kawernowy”: kolokacja rurociągów H₂/CO₂, punkty wejścia z portów i z elektrolizerów, możliwość bilansowania systemu (rola „wodorowej elektrowni szczytowo-pompowej”). Wskazany potencjał do wielu kawern i istotnej skali redukcji LCOH przy magazynowaniu.
- **Ciepłownictwo jako kotwica popytu i źródło elastyczności**
 - Program „Power-to-Heat Pomorze”: wielkoskalowe pompy ciepła (woda/ścieki), piece elektrodowe i magazyny ciepła; usługi elastyczności z OSD/OSP oraz operatorami H₂ (zużycie nadwyżek z OZE, odciążanie sieci).
- **Transport i odbiorcy końcowi**
 - Zamówienia publiczne „zero-/niskoemisyjne”: autobusy i maszyny portowe na H₂/e-metanol, kolej wodorowa na liniach niezelektryfikowanych (pilotaż), stacje HRS w węzłach logistycznych.
- **Infrastruktura przesyłowa H₂ i integracja z Bałtykiem**
 - Promocja i wskazywanie korzyści wynikających z integracji wodorowego systemu przesyłowego z Pomorzem (porty, Kosakowo, rafineria) i planowanymi korytarzami Nordic-Baltic Hydrogen Corridor / Baltic Sea Hydrogen Collector.
 - Wymiana informacji z OGP Gaz-System S.A. na temat przebiegu Nordic-Baltic Hydrogen Corridor i promowanie idei budowy dwukierunkowego wodociągu zasilającego kawerny solne oraz w kierunku Trójmiasta.
- **Sieć elektroenergetyczna a produkcja H₂**
 - Reguły **cable-pooling** i przyłączeń hybrydowych OZE-H₂ (priorytet dla projektów integrujących elektrolizery i magazyny H₂), taryfy dynamiczne dla dużych odbiorców elastycznych (elektrolizery, piece elektrodowe), lokalne rynki elastyczności i DSR.
- **Hyperion jako platforma rozwoju projektów wodorowych**
 - Zaprezentowane w prezentacji tematy, z racji swojej interdyscyplinarności, powinny być rozwijane w ramach grupy roboczej Offshore to Hydrogen (O2H) zgłoszonej jako dobra praktyka w ramach projektu Hyperion.

DZIĘKUJEMY

Interreg
Europe



Co-funded by
the European Union



URZĄD MARSZAŁKOWSKI
WOJEWÓDZTWA POMORSKIEGO

HYPERION

Prezentacja przygotowana we współpracy z

NEXUS[®]
CONSULTANTS

w zespole:

Walerian Majewski

Tomasz F. Pelc

w prezentacji wykorzystano zdjęcia i ilustracje na licencji Adobe Stock autorstwa:
Filip Olejowski, malp, Anton Balazh, Konrad_elx, Patryk Kosmider, KaiTong, CreativeIMGIdeas