



Transformacja energetyczna

Nec temere, nec timide,
czyli ani tchórzliwie, ani zuchwale.

Copyright by PKN ORLEN S.A., Warszawa 2023

Wszystkie prawa zastrzeżone. Żadna treść niniejszego dokumentu nie może być publikowana, powielana lub przekazywana w jakiegokolwiek formie i za pomocą jakichkolwiek środków lub przechowywana w jakiegokolwiek bazie danych lub systemie odczytu poza jej wykorzystaniem dla celów prywatnych i niekomercyjnych, z wyłączeniem wszelkich dozwolonych form wykorzystania zgodnych z właściwymi przepisami prawa autorskiego. Każdemu takiemu wykorzystaniu towarzyszyć musi uzyskanie pisemnej zgody.

Merytoryczne prace nad raportem zostały zakończone 15.02.2023 roku.

Raport oddano do druku 16.02.2023 roku.

Raport został wydrukowany na papierze ekologicznym.

Zamiast wstępu, czyli dlaczego *nec temere, nec timide* jako motto transformacji energetycznej?

Nec temere, nec timide czyli „ani tchórzliwie, ani zuchwale” – łacińska sentencja, znana najbardziej jako motto Gdańska (ale używana też przez duńską akademię marynarki wojennej). O ile dokładne jej pochodzenie nie jest do końca jasne, to Arystoteles w trzeciej księdze Etyki Nikomachejskiej wspomina, że człowiek kierujący się cnotami *nie jest ani tchórzliwy, ani zuchwały, ale odważny*¹.

Mottem *nec temere, nec timide* powinniśmy się kierować na ścieżce transformacji energetycznej, która ma doprowadzić nas do celu neutralności klimatycznej w roku 2050. Do niemal całkowitego przeobrażenia europejskiej gospodarki pozostało 27 lat – nie mamy więc wiele miejsca i czasu na duże pomyłki. Konsekwencją nieprzemysłanych i pochopnych decyzji, prowadzących np. do drastycznego wzrostu kosztów tak podstawowych usług jak ogrzewanie czy transport, może być opór społeczny, który uniemożliwi dalsze działania transformacyjne.

Ze skutkami nieprzemysłanych decyzji mierzymy się obecnie – wiele państw UE przeszło z węgla nie tylko na źródła odnawialne (jak planowano), ale także na importowany z Rosji gaz, bez uwzględnienia kwestii bezpieczeństwa energetycznego. Dlatego przekonujemy, że proces transformacji energetycznej powinien być odważny, ale nie zuchwały. Nowy mikś energetyczny przynosi ze sobą ekonomiczne korzyści, ale nie zmaterializują się one jeśli nie znajdziemy odpowiedzi np. na systemowe konsekwencje nieciągłego wytwarzania energii z OZE.

Z drugiej strony, nie możemy zasłaniając się bezpieczeństwem i skalą wyzwania odłożyć transformacji na później. Każdy rok zwłoki utrudnia zatrzymanie wzrostu temperatur i osiągnięcie celów porozumienia paryskiego. Jest to szczególne wyzwanie w energetyce – sektorze o bardzo długim cyklu życia aktywów. Obecna sytuacja jest kształtowana po części przez decyzje podjęte lata, a nawet dekady temu. Podobnie, decyzje

podjęte dzisiaj będą wpływały na stan systemu w 2030, 2040 czy 2050 roku. Nadmierne inwestycje w tradycyjne źródła doprowadzić mogą do problemu porzuconych aktywów, albo, w gorszym scenariuszu, do niespełnienia celów redukcji emisji i związanych z nim konsekwencjami klimatycznymi. Wojna, tocząca się tu i teraz skupia uwagę na bieżących zagrożeniach i poszukiwaniu szybkich rozwiązań. Nie zmienia natomiast w żaden sposób aktualności wyzwań odległych, związanych ze skutkami zmian klimatu, które ze względu na cykl dojrzewania innowacyjnych technologii trzeba adresować dzisiaj, aby dzięki nim zapewnić dostępność energii po przystępnych cenach za kilka dekad.

Wojna w Ukrainie pokazała nam, że Europa zbyt długo tkwiła w uzależnieniu od paliw kopalnych i Rosji. Z wszystkich krańców kontynentu słyszymy, że znajdujemy się w punkcie zwrotnym. Jest to z jednej strony duże wyzwanie – dla państw, firm i konsumentów. Te pierwsze mają do odegrania olbrzymią rolę regulacyjną, te drugie muszą zmienić swoje modele biznesowe i otworzyć się szeroko na innowacje, zaś konsumenci będą musieli zmienić np. metody ogrzewania domów. Transformacja to też dla nich wszystkich szansa - państwa będą mogły uniezależnić się od dostaw paliw kopalnych i łatwiej zapewnić sobie bezpieczeństwo energetyczne, firmy mogą znaleźć nowe, bardziej dochodowe obszary działalności, a konsumenci cieszyć się z niższych całościowo kosztów.

Dotarcie do tego stanu nie będzie jednak możliwe bez zachowania strategicznej rozwagi. Dlatego proponujemy, aby w centrum myślenia o transformacji energetycznej postawić właśnie maksymę *nec temere, nec timide*.

Przekonaliśmy się już, że ścieżka do neutralności klimatycznej nie jest tak łatwa i prosta, jak mogło się wydawać. Jako wspólnota europejska musimy być bardziej pragmatyczni, ale bez porzucania ambicji i odwagi. Drugiej szansy nie będzie.

1. Arystoteles (1956), Arystoteles, Etyka Nikomachejska, tłum. D. Gromska, PWN, Warszawa.



Spis treści

Transformacja energetyczna – między Scyllą a Charybdą	6
Nowe spojrzenie na rynki energii przez pryzmat transformacji energetycznej	16
Transformacja energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne i tanie paliwa. Jak kryzys energetyczny może pomóc politykom pogodzić ogień z wodą	22
Wiele ścieżek, jeden cel – dylematy technologiczne w transformacji energetycznej	34

Transformacja energetyczna

– między Scyllą a Charybdą

 dr Adam Czyżewski

główny ekonomista PKN ORLEN

 Maciej Tomecki

kierownik projektu w zespole projektów integracyjnych PKN ORLEN





Wojna Rosji z Ukrainą spowodowała globalne zakłócenia na rynkach energetycznych. Od 2021 r.

Europa jest obiektem celowo wywołanych niedoborów gazu ziemnego, a kilka krajów zostało całkowicie odciętych od dostaw. To niesie wyzwania takie jak zabezpieczenie dostaw energii dla gospodarstw domowych i przemysłu oraz przygotowanie Europy do stawienia czoła nadchodzącej w wyniku wojny recesji.

Niedobory gazu prowadzą również do ponownego wzrostu produkcji energii elektrycznej z węgla, a tym samym do znacznie wyższej emisji dwutlenku węgla. Dodatkowo w obecnym modelu kształtowania się cen energii (merit order) bardzo wysoka cena gazu powoduje, że w wielu państwach Unii Europejskiej ceny energii elektrycznej i ciepłej pozostają bardzo wysokie.

Obecne położenie rynków energii możemy porównać do sytuacji znanej z „Odysei” Homera – musimy przepłynąć przez wąską cieśninę, żeby dalej kontynuować podróż. W cieśninie czekają na nas zagrożenia niczym mityczne dwa potwory morskie Scylla i Charybda. Odyseuszowi, dzięki własnej zręczności oraz podpowiedzi Kirke, udało się i mógł kontynuować swą podróż.



Wyzwania transformacji energetycznej

Przed nami spore wyzwania. Po pierwsze wciąż będziemy narażeni na ryzyko szantażu energetycznego ze strony Rosji chcącej wymusić na rządach państw Unii Europejskiej odstąpienie od sankcji. Po drugie zaś widzimy poważne ryzyko spowolnienia procesów

transformacji energetycznej spowodowane kryzysem. W sytuacji zagrożenia bezpieczeństwa, a zwłaszcza niedoborów na rynkach gazu państwa zaczynają kierować się własnym interesem, nie zwracając uwagi na wspólnotę i innych. Musimy mieć świadomość, że rozbijanie jedności państw Unii Europejskiej jest jednym z głównych celów Rosji. Krótkofalowo osłabia to wspólny

front i podejście do sankcji, a długofalowo spowalnia transformację energetyczną i odejście od surowców importowanych ze Wschodu. Dlatego przede wszystkim musimy podjąć działania minimalizujące ryzyko szantażu energetycznego, jednocześnie dbając o to, by nie spowolnić transformacji energetycznej i nie zniechęcić do tego procesu obywateli państw Unii.

Scylla szantażu energetycznego

Co możemy zrobić? Osiągnięcie systemu energetycznego o zerowym bilansie netto będzie wymagało w najbliższych dziesięcioleciach zainwestowania setek miliardów w nową infrastrukturę obejmującą aktywa służące do wytwarzania, magazynowania i przesyłu energii. Koszty transformacji są wysokie, dlatego najważniejszym wyzwaniem jest zapewnienie odpowiednich aktywów energetycznych we właściwym miejscu i w odpowiednim czasie. Chodzi o przeprowadzenie transformacji optymalnej kosztowo i społecznie.

Rok 2022 uwidocznił nam, że obecny model transformacji energetycznej wymaga zmian. W 2019 r. Rada Europejska zobowiązała się do osiągnięcia neutralności pod względem emisji dwutlenku węgla do 2050 r. Od tego czasu zrobiło to również wiele przedsiębiorstw, w tym Grupa ORLEN – jako pierwsza grupa paliwowa w Europie Środkowej. Dziś widzimy, że o ile sam proces i kierunki są słuszne, o tyle pojawia się pytanie o rozwiązanie wąskich gardeł procesów transformacji.

Obecne podejście polegające na jak najszybszym wyjściu z najbardziej emisyjnych aktywów energetycznych, głównie z elektrowni węglowych i zastąpienie ich energią z OZE, nie jest pozbawione systemowych kosztów, a w praktyce wiele państw nie przeszło szybko z węgla na źródła odnawialne (jak planowano), lecz raczej z węgla na importowany z Rosji gaz bez uwzględnienia kwestii bezpieczeństwa energetycznego. W konsekwencji sezonowe zwiększanie wolumenu zużywanego gazu – zarówno w energetyce, jak i w sektorze ciepłownictwa komunalnego – przy równoczesnym braku wspólnego rynku gazu LNG w UE, zabezpieczenia dostaw gazu z różnych kierunków i od różnych dostawców jest ważnym elementem obecnego kryzysu cenowego w Europie.

Nie możemy całości problemu zrzucić na wojnę i Rosję, bo kryzys energetyczny wybuchł jeszcze przed wojną, we wrześniu 2021 r. właśnie na rynku LNG. Bez zmiany podejścia do

transformacji możemy co roku zmagać się z podobnymi wahaniami cen energii, ciepła i surowców w okresie jesienno-zimowym.

Niewygodne fakty

Musimy przełknąć gorzką pigułkę: błędy w projektowaniu wspólnego rynku gazu, a zwłaszcza przekładanie interesu krajowego nad dobro wspólnoty i brak współpracy spowodowały, że gospodarki Unii są znacznie bardziej podatne na szantaż energetyczny, niż mogłyby być, gdyby w Europie wspólny rynek gazu istniał. Obecne połączenia infrastruktury są niewystarczające, widzimy raczej szereg fragmentarycznych systemów. Po fakcie można powiedzieć, że obecna sytuacja w Europie wyglądałaby zgoła inaczej, gdybyśmy mogli w sposób skoordynowany nie tylko zarządzać przepływami gazu ze Wschodu na Zachód, lecz także mieli możliwość wykorzystania terminali LNG w Hiszpanii i przesyłania tego gazu np. z Hiszpanii do Niemiec. Poważna dyskusja dotycząca tego, jak przywrócić utracone

rezerwy gazu, jest przed nami, natomiast nie zawsze będzie to wymagać budowy np. nowych magazynów gazu. Czasem bezpieczeństwo energetyczne można osiągnąć niższym kosztem, np. udostępniając zdolności terminali LNG innym państwom czy przesyłając ten gaz dalej, gdy jest taka potrzeba.

Krótkofalowo koordynacja i współpraca, jeśli chodzi o gaz, będą konieczne. Międzynarodowa Agencja Energii alarmuje, że w czarnym scenariuszu Europie w roku 2023, może brakować nawet 30 mld m³ gazu.

W przypadku egoizmów narodowych dostawcy zewnętrzni gazu mogą rozgrywać cenowo poszczególne państwa Unii Europejskiej. Przy braku mechanizmów wspólnych zakupów gazu dla państw UE bardzo prawdopodobna jest wewnętrzna rywalizacja Europejczyków o gaz, co w konsekwencji doprowadzi do wzrostu jego cen.



W roku 2023 wiele państw będzie szukać możliwości przyspieszonej dywersyfikacji dostaw paliw kopalnych w celu zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego. Założenie jest klarowne: jeśli bezpieczeństwo energetyczne jest zagrożone, to najpierw trzeba je przywrócić, a dopiero potem myśleć o transformacji, czyli o bezpiecznej energetycznie przyszłości. Jednak to tylko doraźne rozwiązanie problemów. Aby myśleć o transformacji, najlepiej wybierać takie rozwiązania, które będą działać w krótkim i długim okresie. Oznacza to, że warunkiem bezpieczeństwa przyspieszonej transformacji jest koordynacja zastępowania paliw kopalnych innymi rodzajami energii na poziomie międzynarodowym na skalę przynajmniej regionalną.

W kontekście wyzwań społecznych stoi przed nami konieczność zaprojektowania takiego systemu, by konsekwentnie odciążać konsumentów najsłabszych, najbardziej narażonych na ubóstwo energetyczne, a zarazem systemowo przechodzić na tańsze i mniej emisyjne rozwiązania w energetyce i ciepłownictwie. Nie możemy udawać, że sprawę załatwią za nas siły rynkowe, gdyż te nie działają efektywnie na kurczących się rynkach. Bez pozytywnej oferty i systemu wsparcia operacja ta jest skazana na niepowodzenie zarówno na poziomie społecznym (wzrost ubóstwa energetycznego), jak i na poziomie politycznym (paliwo dla populizmu i argumenty za zniesieniem sankcji, co już widać w niektórych krajach UE).



Koordinacja i współpraca kluczem

Potrzebujemy długofalowej koordynacji w skali europejskiej, ponieważ kluczowe jest zsynchronizowanie rozbudowy zdolności infrastruktury gazowej z zapotrzebowaniem na gaz, by nie marnować pieniędzy na stranded assets. Jednocześnie nadmierny (w stosunku do potrzeb) przyrost podaży zdolności produkcyjnych i transportowych gazu w ciągu kilku lat w konfrontacji ze zmniejszającym się popytem w Europie na gaz sprawiłby, że gaz stałby się ponownie atrakcyjny jako „technologia przejściowa”, co prowadziłoby do długotrwałego wzrostu zużycia i zmniejszenia presji na obniżenie emisyjności i odejścia od importowanego gazu ziemnego.

Wyzwaniem na 2023 r. będzie znalezienie równowagi pomiędzy środkami nadzwyczajnymi, mającymi na celu uniknięcie poważnych niedoborów gazu w nadchodzących miesiącach, a zapobieżeniem nadmiernym inwestycjom w infrastrukturę paliw kopalnych w najbliższych latach, tak aby nie podnosić kosztów transformacji i nie spowalniać tempa odejścia od paliw kopalnych.

Wszelka rozbudowa zdolności przesyłowych powinna zatem być projektowana na podstawie prognoz zapotrzebowania opartych na scenariuszach dekarbonizacji na poziomie europejskim. W szczególności konieczność inwestycji w nową infrastrukturę gazową musi być dobrze uzasadniona faktyczną luką w podaży, z uwzględnieniem oczekiwanych ograniczeń popytu. W praktyce oznacza to, że pewnie lepiej zaakceptować krótkofalowo zwiększenie wydobycia z istniejących złóż gazu i większe emisje.

Charybda spowolnienia

Jeśli nawet uda nam się ominąć Scyllę szantażu energetycznego albo chociaż zminimalizować skutki jej działania, musimy równocześnie zmierzyć się z Charybdą spowolnienia tego procesu. Wyzwanie polegające na zapewnieniu optymalnego i wydajnego zestawu aktywów OZE jest złożone, ponieważ przechodzimy od paliw kopalnych do niepewnego zestawu technologii niskoemisyjnych, z których niektóre są zupełnie nowe, czyli niesprawdzone komercyjnie. Konieczne są poważne inwestycje w różnych częściach systemu energetycznego, z których wiele ma długi okres realizacji i jeszcze dłuższy okres zwrotu.



Państwa w Europie zasadniczo powinny zwiększyć wysiłki związane z transformacją energetyczną i inwestycjami w OZE. Jednak obecnie wszyscy chcą inwestować w te same technologie – zielony wodór, offshore, fotowoltaikę. Pierwszy wniosek jest taki, że biorąc pod uwagę dostępność i przepływy kapitału, to kraje członkowskie Unii Europejskiej muszą koordynować swoje krajowe reformy energetyczne. Bez takiej koordynacji, zwłaszcza na poziomie systemów publicznego wsparcia, wielu inwestorów już teraz przenosi swoją działalność do tych państw UE, gdzie tanie publiczne finansowanie jest nadal dostępne. To z kolei zwiększa całkowite koszty rozbudowy odnawialnych źródeł energii.

Co z tym zrobić? Potrzebna jest koordynacja, a przede wszystkim monitorowanie rynków paliw kopalnych pod kątem dostępności surowca i mocy. Za taką dostępność trzeba płacić. I to nie będą aktywa osierocone, lecz niezbędne nadwyżki mocy do szybkiego uruchomienia, swoista polisa ubezpieczeniowa. Bez takiego monitoringu z perspektywy globalnej, nie mówiąc już o wzajemnym informowaniu o zamierzeniach i planach inwestycyjnych w UE vs reszta świata, pojawia się bardzo duże ryzyko kolejnych niedoborów energii.

Transformacja energetyczna to przejście z aktywów wykorzystujących paliwa kopalne na aktywa odnawialne. Najlepiej by było, gdyby to przejście odbywało się w sposób skoordynowany, by nie tworzyć kosztownych napięć, prowadzących do wzrostów cen paliw kopalnych oraz energii elektrycznej i ciepłej. Jest to trudne, bo trudno zsynchronizować poprzez mechanizmy ekonomiczne płynne przejście między rynkami kurczącymi się a rynkami rosnącymi. Kto chce inwestować w te pierwsze, gdy są duże zachęty do inwestowania w te drugie?



Wąskie gardła transformacji

Zmiana jest trudna także dlatego, że tempo przechodzenia z aktywów wykorzystujących paliwa kopalne na aktywa odnawialne musi być dostosowane do tempa przestawienia się popytu końcowego na zielone źródła energii.

Patrząc na transformację pod kątem potrzeby koordynacji działań, widzimy wyraźnie korzyści, które płyną z konsolidacji polskich aktywów energetycznych pod egidą ORLEN. Jako Grupa Kapitałowa wzmocniliśmy się bezpośrednio w takich obszarach jak energetyka, produkcja paliw i gazownictwo. Dzisiaj to są wąskie gardła transformacji. Są to też sektory, które zarabiają. Włączenie tych aktywów do jednej organizacji przemysłowej powiększa możliwości inwestycyjne, a odpowiednie inwestycje przyspieszają przejście z tych źródeł energii na źródła odnawialne. Posiadanie kopalnych i odnawialnych źródeł energii pod jednym dachem daje możliwość

synchronizacji działań pomiędzy sektorami, wczesne identyfikowanie wąskich gardel transformacji i ich udrażnianie w procesie inwestycji. Brak takiej koordynacji nie tylko podnosi koszty transformacji, ale – jak widzimy – zagraża bezpieczeństwu energetycznemu.

Podsumowując, a zarazem odnosząc się do dylematu wyrażonego na początku: w 2023 r. transformacja energetyczna znajdzie się między Scyllą szantażu energetycznego a Charybdeą spowolnienia tego procesu zarówno na poziomie UE, jak i na poziomie naszego regionu. Grupa ORLEN jest świadoma wyzwań, jakie przed nami stoją. Co więcej, podejmujemy już teraz aktywne działania, żeby uniknąć szantażu energetycznego, i posiadamy narzędzia, żeby uczestniczyć w procesie wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego w naszym regionie. Jednocześnie chcemy aktywnie inwestować w transformację energetyczną. Mamy wiedzę i odpowiednie zasoby, aby być odpowiedzialnym liderem tego procesu.



Wizja aktualizacji strategii: ORLEN Przyszłości

ZIELONA ENERGETYKA

Energia wiatrowa i słoneczna

Integracja energii ze źródeł odnawialnych wraz z zaawansowanymi sieciami dystrybucyjnymi i przesyłowymi

Magazynowanie energii

Wykorzystanie szerokiego wachlarza technologii magazynowania energii elektrycznej i ciepłej do maksymalnego wykorzystania OZE

ZAAWANSOWANE PALIWA PŁYNNIE

Wiodące wydobywanie

Niskoemisyjne wydobywanie oraz kontraktacja zaspokajająca potrzeby własne i Polski (gaz)

Transport lotniczy i morski

Produkcja paliw odnawialnych (bio oraz opartych na wodorze)

Biowsady

Współprzetwórstwo i blending surowców pochodzenia biologicznego w celu zastąpienia konwencjonalnej ropy

WIODĄCA PETROCHEMIA I RAFINERIA

Wydajne rafinerie

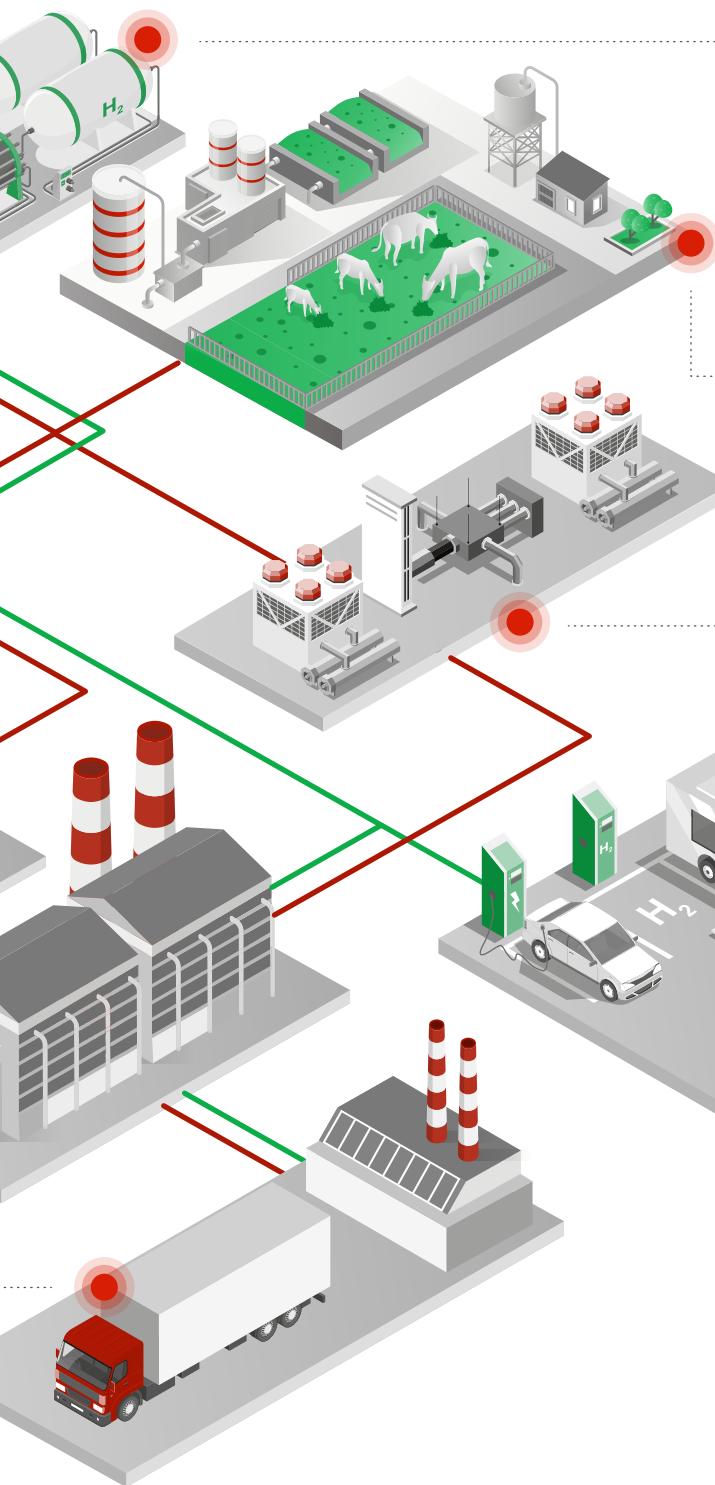
Najniższa emisyjność przetwórstwa ropy w Europie z udziałem nowych technologii

Zaawansowane tworzywa sztuczne

Dostarczanie surowców na bazie recyklingu zaawansowanego i biowsadów

— SIECI ENERGETYCZNE

— RUROCIĄGI/GAZOCIĄGI



Produkcja czystego wodoru

Produkcja zielonego wodoru do wykorzystania w przemyśle (rafineria, nawozy), energetyce (magazynowanie) i w transporcie

CZYSTY WODÓR

Wykorzystanie biomasy

Rozwój w obszarze biomasy dla obszarów trudnych do ograniczenia emisji (ciepłownictwo, ciepło wysokotemperaturowe w Rafinerii)

CZYSTY CIEPŁO

Instalacja wychwytywania dwutlenku węgla

Wychwytywanie i wykorzystywanie CO₂ do produkcji paliw syntetycznych neutralnych pod względem emisji dwutlenku węgla, w tym BECCS lub DAC

NOWA MOBILNOŚĆ

Infrastruktura ładowania pojazdów elektrycznych i wodorowych

Szerokodostępna infrastruktura zasilania samochodów elektrycznych i wodorowych w każdym z segmentów

Współpraca z ośrodkami miejskimi i przemysłowymi w dekarbonizacji przemysłu ciężkiego

Nowe spojrzenie na rynki energii przez pryzmat transformacji energetycznej



Trwający kryzys na rynku energetycznym skłania do refleksji na temat jego funkcjonowania. Na wiele pytań nie ma jeszcze dobrych odpowiedzi, ale jedno jest pewne – nasz przyszły system energetyczny będzie się różnił od systemu z przeszłości.

Karol Wolff

dyrektor biura strategii i projektów strategicznych PKN ORLEN

Maciej Tomecki

kierownik projektu w zespole projektów integracyjnych PKN ORLEN

Zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie silnie rosło wraz z elektryfikacją kolejnych sektorów gospodarki, np. z wprowadzeniem pojazdów elektrycznych w transporcie, pomp ciepła w sektorze komunalnym oraz potencjalnie produkcją wodoru. Nie bez znaczenia dla zwiększonej konsumpcji energii w przyszłości będą postępująca cyfryzacja i rozwój sektora IT.

Większość tego popytu zostanie zaspokojona przez tanie odnawialne źródła energii, które zmienią ekonomikę sektora, dostarczając przy sprzyjających warunkach pogodowych obfite ilości energii elektrycznej. Energia ta będzie uzupełniana droższą, acz niezawodną energią zero- lub niskoemisyjną, taką jak energia jądrowa, elektrownie gazowe z wychwytywaniem i składowaniem dwutlenku węgla lub z wykorzystaniem paliwa biogazowego, które wypełnią luki, gdy energii z OZE będzie brakować.

Bezprecedensowy wzrost cen gazu w ciągu ostatnich 12 miesięcy spowodował poważny szok w systemie energetycznym Polski i całej Europy. Wysokie ceny przekładają się na rekordowo wysokie rachunki za energię dla odbiorców. Dla wielu kryzys gazowy zwiększa potrzebę przyspieszenia odejścia od stosowania importowanych paliw kopalnych w miksie energetycznym, zarówno do wytwarzania energii elektrycznej, jak i ciepła. Równocześnie kryzys ten wzmacnia argumenty za dekarbonizacją. Ekonomia się zmienia, a odnawialne źródła są coraz bardziej opłacalnym wyborem. Energia może być czystsza i tańsza przy jednoczesnym uniezależnieniu nas od zagranicznych paliw kopalnych i zwiększeniu samowystarczalności dzięki wykorzystaniu naszych zasobów naturalnych.



Projektowanie na nowo

W celu modernizacji polskiej gospodarki stoimy przed wyzwaniem zaprojektowania nowego systemu energetycznego. Kluczowym założeniem, na którym opieramy długoterminowe plany inwestycyjne, jest potrzeba osiągnięcia neutralności emisyjnej, czyli praktycznie zerowej emisji dwutlenku węgla. Osiągnięcie tego celu będzie wymagało w najbliższych dziesięcioleciach potężnych inwestycji w nową infrastrukturę obejmującą aktywa służące do wytwarzania, magazynowania i przesyłu energii. Aby inwestycje te wykorzystać w najbardziej efektywny sposób, najważniejsze jest zapewnienie odpowiednich aktywów energetycznych we właściwym miejscu i we właściwym czasie. Chodzi o przeprowadzenie transformacji optymalnie kosztowo i społecznie.

Transformacja to wyzwanie złożone, ponieważ przechodzimy od paliw kopalnych do niepewnego zestawu technologii niskoemisyjnych, z których niektóre są zupełnie nowe dla naszych gospodarek. Konieczne są poważne inwestycje w różnych częściach systemu energetycznego, z których wiele ma długi okres realizacji i jeszcze dłuższy okres zwrotu. Jeszcze inne do rozwoju potrzebują równoległych inwestycji w sektorze transportu.

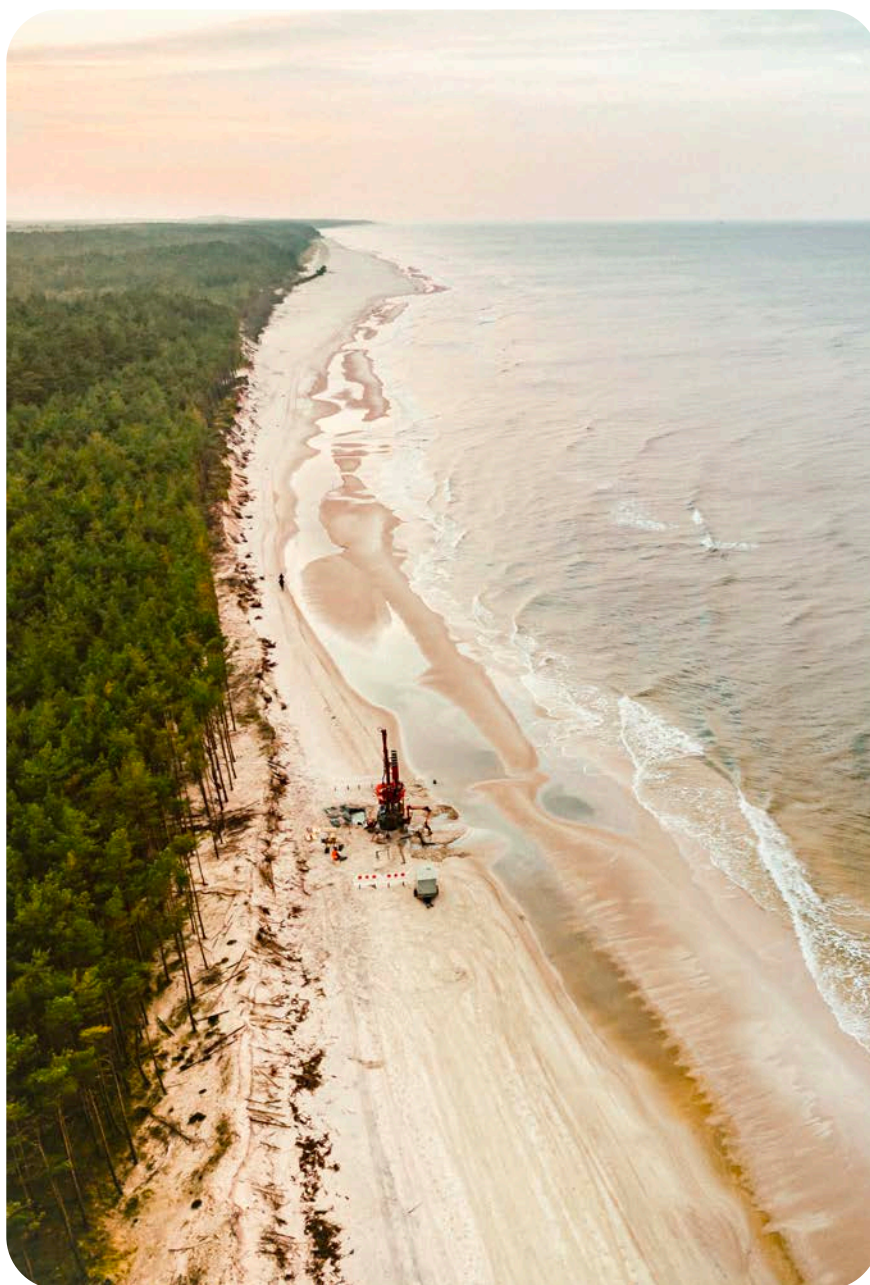
Wyzwań jest wiele. Przykładowo zastosowanie wychwytu dwutlenku węgla (CCS – carbon capture and storage) w energetyce i produkcja wodoru nie będą możliwe do zrealizowania, dopóki nie stworzymy instalacji do transportu i składowania tych gazów. Co więcej, nowe projekty dotyczące energii odnawialnej nie będą mogły zostać uruchomione, dopóki nie zostaną podłączone

do sieci energetycznej, a masowe wdrożenie pojazdów elektrycznych, instalacji fotowoltaicznych i pomp ciepła będzie wymagało modernizacji lokalnych sieci elektrycznych. Nie wspominając już o przyziemnych aspektach realizacji inwestycji. W obecnym reżimie regulacyjnym często przygotowanie dokumentacji projektowej trwa dłużej niż realizacja inwestycji.

Transformacja wymaga koordynacji

Jeżeli mamy realizować inwestycje niezbędne do przejścia na zerowy poziom emisji netto, nie można ich pozostawić nieskoordynowanych – potrzebne są koordynacja i planowanie strategiczne na szczeblu krajowym i lokalnym, aby zapewnić optymalną możliwość przekształcenia całej infrastruktury. Systemy planowania mixu energetycznego na poziomie państwa muszą działać skutecznie, a efektywna koordynacja działań krajowych i międzynarodowych regulatorów, jak również graczy rynkowych jest szczególnie istotna. Już dziś wyraźnie widać, że współpraca operatorów sieci przesyłowych, sieci dystrybucyjnych oraz wytwórców energii jest niezbędna dla efektywnej lokalizacji mocy wytwórczych. W przyszłości – w kontekście realizowanych inwestycji – będzie ona jeszcze ważniejsza.

Musimy zdawać sobie sprawę, jak wielkim wyzwaniem dla całej gospodarki jest proces inwestycyjny chociażby w morską energię wiatrową na Bałtyku. Nowe moce wytwórcze OZE stawiają przed nami nieznane wcześniej wyzwania związane z zapewnieniem ciągłości dostaw i bilansowania systemu.



Opóźnienia w modernizacji sieci przesyłowej, która jest niezbędna do przyłączenia do systemu elektroenergetycznego dużych instalacji OZE, np. offshore, i przesyłu dużych wolumenów energii do obszarów zapotrzebowania, a także wyzwania związane z przyłączeniem do sieci dystrybucyjnej lokalnych

aktywów wytwórczych i magazynowych utrudniają uruchomienie odnawialnych i elastycznych aktywów. Bez wspólnych celów i zgodnej realizacji trudno będzie realizować nasze ambitne plany. Trzeba też pamiętać, że zmiana mixu energetycznego będzie wymagać zmiany warunków funkcjonowania rynków energii.

Odnawialne źródła i niższe koszty

Zmierzamy w kierunku systemu zdominowanego przez tanie, ale nieciągłe wytwarzanie energii ze źródeł odnawialnych. Równolegle będzie też funkcjonować system relatywnie kosztownego wytwarzania konwencjonalnego, w dużej mierze opartego na węglu i gazie. W perspektywie kilku dekad zostanie ono zastąpione przez niskoemisyjne rozwiązania alternatywne, takie jak energia jądrowa lub turbiny gazowe napędzane biometanem i wodorem. Jednak w najbliższym czasie te dwa różnie funkcjonujące systemy będą działać obok siebie.

Budowa miksu energetycznego ze zróżnicowanych źródeł tworzy szczególne wyzwania dla mechanizmów kształtujących rynki energetyczne. Widać to chociażby

teraz, gdy obecny kryzys gazowy i surowcowy uwypuklił wyzwanie związane ze sposobem funkcjonowania rynku hurtowego energii elektrycznej. Na rynku tym ceny ustalane są w oparciu o koszt krańcowy – czyli koszt de facto najdroższej jednostki zaspokajającej popyt na rynku. W większości europejskich krajów są to elektrownie wykorzystujące wysokokosztowy gaz, dlatego paliwo to jest traktowane jako punkt odniesienia dla cen energii. Koszt produkcji energii z gazu jest jednak zdecydowanie wyższy od kosztu energii z OZE.

W miarę wzrostu poziomu nieciągłej produkcji energii odnawialnej w systemie, aby utrzymać koszty na niskim poziomie, musimy jak najlepiej wykorzystać te tanie odnawialne źródła energii, kiedy są dostępne, i zminimalizować wykorzystanie bardziej kosztownych lub zanieczyszczających źródeł energii, kiedy nie świeci słońce i nie wieje wiatr.

Komplikacja polega na tym, że wiele z naszych najlepszych miejsc do wytwarzania energii odnawialnej jest skoncentrowanych geograficznie (np. na Pomorzu albo na Bałtyku) z dala od głównych ośrodków gospodarczych.

Jednym z rozwiązań mogą być małe reaktory jądrowe zlokalizowane w pobliżu instalacji przemysłowych lub w miejscu elektrowni węglowych. Innym jest przebudowa rynku energii elektrycznej, o której coraz szerzej dyskutuje się w Europie.



Rozwiązywanie problemów

Ustalanie ceny rynkowej przez koszt krańcowy jest typowe dla rynków energii (i innych) i powszechnie uważa się je za najbardziej efektywny mechanizm cenowy, zapewniający wysokie zyski najtańszemu dostawcom, zachęcający ich do ekspansji do punktu, w którym ustalają oni cenę krańcową, powodując jej obniżenie, co zmniejsza koszty dla wszystkich. Jednak wraz ze wzrostem udziału tanich źródeł odnawialnych w produkcji energii elektrycznej w Polsce może dojść do sytuacji, w której to tradycyjne efektywne podejście nie będzie już optymalne.

Obecnie w Europie toczy się dyskusja, w jaki sposób zmodyfikować rynki energetyczne, dostosowując je do wyzwań współczesnego systemu. Możliwe są różne rozwiązania tego problemu, ale ich istotą jest ustanowienie jednego rynku dla nieciągłej energii odnawialnej, na którym płaci się za jej koszty, oraz drugiego rynku hurtowego dla energii ciągłej, na którym ceny są ustalane w zwykły sposób na podstawie cen krańcowych. Dzięki temu konsumenci mogliby korzystać z niższych kosztów energii odnawialnej, a jednocześnie zachęcałoby to do wytwarzania energii konwencjonalnej, niezbędnej do zrównoważenia rynku.

Alternatywne podejście, o potencjalnie szybszych skutkach, polegałoby na zwiększeniu wykorzystania kontraktów różnicowych, w ramach których płaci się stałą cenę projektem energetycznym o niskiej emisji dwutlenku węgla. Kontrakty te zasadniczo już teraz zapewniają kluczową korzyść wynikającą z propozycji podziału rynku: posiadacze takich kontraktów nie otrzymują ceny krańcowej na rynku hurtowym, ale otrzymują stałą cenę, która w okresach wysokich cen rynkowych, takich jak obecnie, zwróci się konsumentom, chroniąc ich przed wzrostem cen rynkowych. Kontrakty różnicowe w różnych krajach – w tym w Polsce – pomagają w projektach energii jądrowej czy projektach budowy morskich farm wiatrowych.

Zwalczanie nierównowagi geograficznej

Już dziś widzimy, że szybki rozwój OZE będzie prawdopodobnie skoncentrowany w miejscach oddalonych od największych ośrodków zapotrzebowania na energię elektryczną. Rozbudowa infrastruktury sieciowej pomoże sprostać temu wyzwaniu, ale jest to kosztowne. Jeśli uda nam się dostosować zapotrzebowanie na energię elektryczną do dostępności taniej, czystej energii, możemy zmniejszyć ilość potrzebnej nowej infrastruktury sieciowej i obniżyć koszty systemu. W teorii jest to proste. Jednak w praktyce wymaga zmian systemów, w których rynki funkcjonują od lat.

Jedną z opcji jest powrót do dyskusji o podziale hurtowego rynku energii elektrycznej na strefy lub węzły, co umożliwiłoby zróżnicowanie cen w zależności od lokalizacji. Przejście na „lokalizacyjne ceny krańcowe” zachęciłoby do inwestowania w elastyczne aktywa energetyczne we właściwych miejscach, jak również do wysyłania do nich sygnałów w czasie rzeczywistym, co zminimalizowałoby koszty utrzymania równowagi systemu. Podobnie jak w przypadku podziału rynku hurtowego byłaby to poważna reforma rynku, której opracowanie i wdrożenie będzie wymagało czasu. Inne opcje obejmują m.in. opłaty sieciowe zmieniające się w ciągu dnia w celu zachęcenia do bardziej efektywnego wykorzystania zdolności przesyłowej sieci (elastyczny i dynamiczny pricing), wprowadzenie sygnałów lokalizacyjnych do rynku bilansującego oraz szersze wykorzystanie rynków elastyczności w celu zmniejszenia konkretnych ograniczeń sieci. Ocena tych opcji wymaga jednak dyskusji.

Aby skutecznie przeprowadzić transformację, trzeba się zająć każdą z powyższych kwestii. Wszystkie opcje są możliwe i dostępne. Strategia net-zero oraz bezpieczne funkcjonowanie systemu wymaga przemyślenia, zwłaszcza w aspekcie modelu rynku energii oraz koordynacji prowadzonych działań.



Transformacja energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne i tanie paliwa

Jak kryzys energetyczny może pomóc
politykom pogodzić ogień z wodą



Tekst powstał w sierpniu 2022 roku.
Przekład tekstu został skrócony i zaktualizowany za zgodą autorów.

dr Anna Mikulska

fellow in energy studies (ekspert zewnętrzny
z dziedziny rynków energii)

Mark Finley

fellow in energy and global oil (ekspert z dziedziny
globalnych rynków ropy naftowej i energii)

© 2022 Rice University's Baker Institute for Public Policy

Niniejszy materiał może być cytowany lub powielany bez konieczności uzyskania uprzedniej zgody pod warunkiem zamieszczenia odpowiedniego odwołania do autora oraz Instytutu Baker Institute for Public Policy na Rice University.

W miarę możliwości przed wydaniem prace są weryfikowane przez ekspertów zewnętrznych, natomiast analizy i opinie zawarte w niniejszym opracowaniu są analizami i opiniami poszczególnych badaczy/analityków i nie należy ich uznawać za tożsame z poglądami Baker Institute.

Tytuł oryginału: „Energy Transition, Energy Security, and Affordable Fuel: How the Energy Crisis can Help Policymakers Thread the Needle”

<https://www.bakerinstitute.org/energy-transition-energy-security-and-affordable-fuel-how-the-energy-crisis-can-help-policymakers-thread-the-needle>

”

Dwie drogi rozchodziły się w żółtym lesie.

Żal, że nie mogłem przebyć obu.

Robert Frost („Droga niewybrana”)

Szybujące ceny energii i wpływ wojny rosyjsko-ukraińskiej na globalne rynki energii wyraźnie pokazują fundamentalną rolę, jaką energia odgrywa we współczesnej gospodarce. Żaden przywódca polityczny, którego wyborcy uznają za niezdolnego do zapewnienia taniej i niezawodnej energii, nie przetrwa na stanowisku na tyle długo, aby skutecznie przeciwdziałać zmianom klimatu. Wiele jednak wskazuje, że społeczeństwo i politycy nie muszą podchodzić do przedmiotowego zagadnienia na zasadzie „albo..., albo...”. Zamiast tego należy uznać realia dotyczące systemu energetycznego w jego obecnej formie, nawet jeżeli podejmujemy aktywne wysiłki w celu jego zmiany. Obecny kryzys daje szansę na zainicjowanie bardziej realistycznego dialogu na temat zarówno roli energii w naszym życiu, jak i konieczności zmian. Fakt, że Unii Europejskiej nie udało się pogodzić polityki klimatycznej z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego/taniej energii powinien zmusić do przemyśleń przywódców na temat sposobów rozwijania obu tych kwestii jednocześnie. W Stanach Zjednoczonych cele te były dotychczas traktowane odrębnie (często w sposób sugerujący, że są ze sobą sprzeczne), chociaż widać pierwsze sygnały zmiany tego podejścia. Aby przygotować grunt pod udaną transformację energetyczną, przywódcy powinni uznać, że potrzebne jest stworzenie ram umożliwiających szybkie przemiany i jednocześnie zapewniających bezpieczną i przystępną cenowo energię, której społeczeństwo potrzebuje już dziś.

Wprowadzenie

Wydaje się, że skokowy wzrost cen energii na światowych rynkach stawia klasę polityczną przed trudnym wyborem:

1. ze zdwojoną siłą realizować agresywną politykę klimatyczną, aby zmniejszyć zależność od paliw kopalnych czy
2. odłożyć politykę klimatyczną na dalszy plan i przyznać, że potrzebne jest zwiększenie inwestycji w energię z paliw kopalnych?

Którą z dróg powinien obrać świat? Ostatnie wydarzenia dowodzą, że ani jedno, ani drugie nie da zadowalających efektów. Świat już dziś potrzebuje zarówno niezawodnych dostaw tanich i bezpiecznych paliw kopalnych, jak i radykalnej redukcji emisji (a dokładniej zatrzymania wzrostu stężenia gazów cieplarnianych w atmosferze).

Jak pogodzić ogień z wodą? Choć obie drogi mają swoich zwolenników wśród wyborców, politycy powinni zastanowić się nad przetarciem własnego szlaku, prowadzącego do równoległego zwiększania inwestycji w paliwa kopalne i przyspieszania realizacji polityki transformacji energetycznej. Te dwa cele nie wykluczają się wzajemnie.

W obecnej rzeczywistości polityczno-gospodarczej – jak pokazują ostatnie wydarzenia – polityka klimatyczna nie może przynieść oczekiwanych rezultatów bez zapewnienia odpowiedniej dostępności energii.

Wyzwanie związane z wyższymi cenami energii

W większości krajów i dla większości nośników energii od końca 2020 r. obserwujemy gwałtowny wzrost cen, stymulowany głównie zwiększonym popytem na energię w następstwie ożywienia działalności gospodarczej po zniesieniu ograniczeń pandemicznych oraz znacznym spadkiem inwestycji po stronie podażowej. W przypadku ropy naftowej (i paliw wycenianych na podstawie jej notowań, w tym dużej części zakontraktowanego na świecie gazu ziemnego) do wzrostu cen przyczyniły się bezprecedensowe ograniczenia produkcji wprowadzone przez kraje OPEC+¹. Od lutego 2022 r. ceny energii nadal rosną za sprawą zakłóceń (rzeczywistych

i przewidywanych) w dostawach wynikających z rosyjskiej inwazji na Ukrainę.² Choć udział wydatków na energię w produkcie krajowym brutto (PKB) w większości krajów uprzemysłowionych pozostaje poniżej notowanych wcześniej szczytów, w tym roku może osiągnąć rekordowe poziomy w skali świata.³ Należy zauważyć, że nawet w bogatszych krajach bezwzględny wzrost wydatków na energię był znaczący, co rodzi konsekwencje dla gospodarstw domowych i przedsiębiorstw, a tym samym dla przywódców politycznych. Zwłaszcza w UE ekstremalnie wysokie ceny i przewidywane braki surowca już doprowadziły do zamknięcia niektórych instalacji przemysłowych.

Światowe ceny ropy naftowej, najważniejszego w skali globalnej nośnika energii, w 2021 r. odnotowały jedne z najwyższych wzrostów w historii. Poziom globalnego benchmarku Brent zwiększył się o 29 dolarów za baryłkę (USD/bbl), co stanowi drugi największy nominalny wzrost w historii i czwarty największy wzrost w ujęciu realnym (po zwyczajach notowanych w latach 2011, 1974 i 1979). W Stanach Zjednoczonych ceny detaliczne benzyny zwiększyły się o prawie 85 centów za galon, co stanowi największy (realny i nominalny) wzrost w historii, a wzrost cen oleju napędowego o prawie 75 centów był trzecim największym realnym wzrostem w historii.

W 2022 r. ceny w poszczególnych regionach Europy rosły jeszcze gwałtowniej na skutek zakłóceń w dostawach z Rosji, będącej największym dostawcą na kontynencie. Ceny gazu ziemnego na TTF, najbardziej płynnej giełdzie UE, były nawet pięciokrotnie

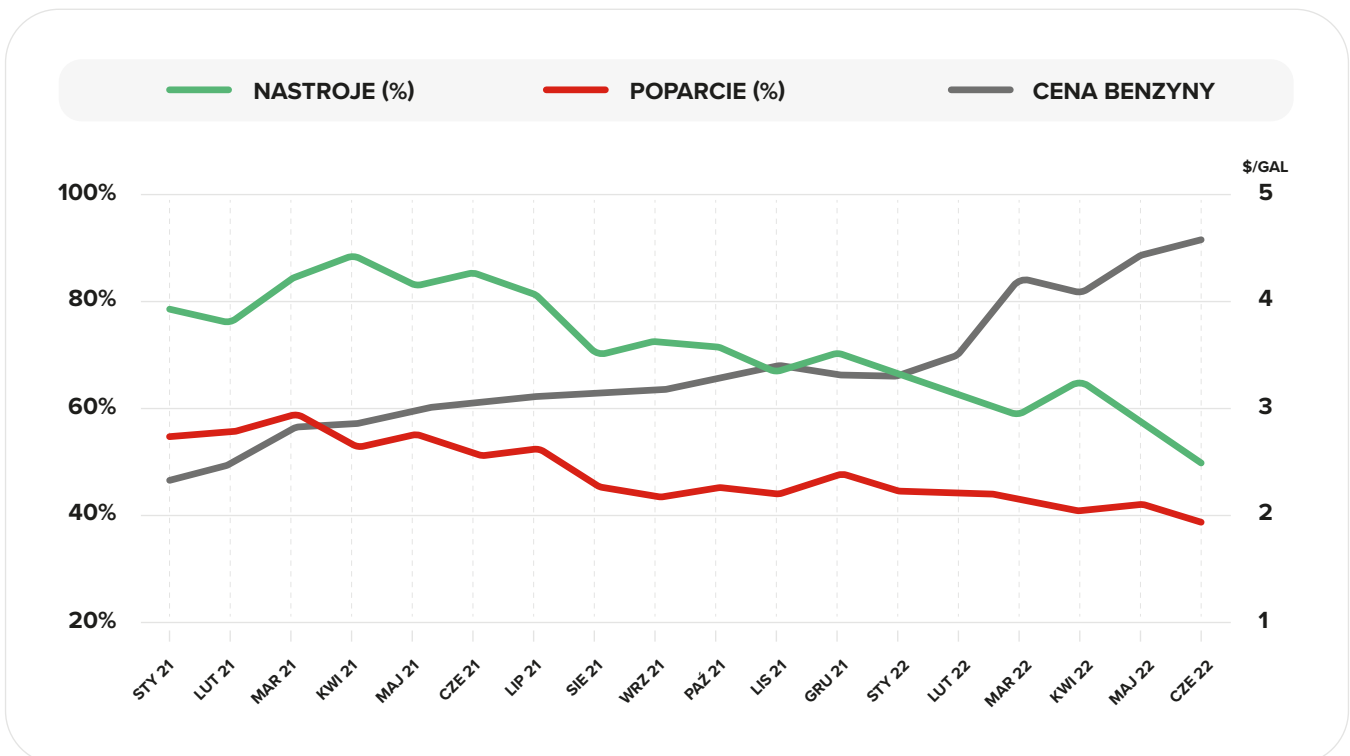
wyższe niż rok wcześniej. Ceny w kontraktach terminowych na węgiel API2 w Rotterdamie wzrosły prawie czterokrotnie w okresie od 3 stycznia do 11 lipca 2022 r.,⁵ windując hurtowe ceny energii elektrycznej do rekordowych poziomów. Największe wzrosty

cen hurtowych w pierwszym kwartale w stosunku do analogicznego okresu roku poprzedniego odnotowano w Hiszpanii i Portugalii (+411%). Europejski benchmark wzrósł o 281 procent w stosunku do pierwszego kwartału 2021 r. Ceny benzyny i oleju napędowego również były znacznie wyższe we wszystkich krajach UE. W styczniu 2021 r. średnia unijna dla benzyny (E-95) wynosiła 1,32 euro, a dla oleju napędowego prawie 1,2 euro za litr (czyli odpowiednio 5 dolarów i 4,54 dolara za galon). W lipcu 2022 r. ceny wzrosły średnio do 1,88 euro i 1,9 euro za litr (co odpowiada 7,12 dolara i 7,19 dolara za galon). W wielu krajach UE ceny benzyny i oleju napędowego przekroczyły 2 euro za litr (7,57 dolara za galon). W lipcu w Szwecji olej napędowy osiągnął rekordową cenę 2,37 euro za litr (prawie 9 dolarów za galon).⁶

Rosnące ceny energii przełożyły się znacząco na poziomy wskaźników makroekonomicznych, w tym na inflację. W Stanach Zjednoczonych sama tylko benzyna odpowiada za około 20-procentowy wzrost wskaźnika cen konsumpcyjnych w okresie pomiędzy czerwcem 2021 r. oraz czerwcem 2022 r., mimo że jej udział w koszyku konsumenckim wykorzystywanym do obliczania poziomu inflacji nie przekracza 5 procent.⁷ Wzrost cen energii (zwłaszcza benzyny) skutkowało również załamaniem nastrojów wśród konsumentów – czerwcowy odczyt wskaźnika nastrojów konsumenckich Uniwersytetu Michigan był najniższy w historii. Wysokie ceny na stacjach benzynowych wpłynęły negatywnie na wskaźniki poparcia dla prezydenta Joe Bidena.⁸ Podobnie w strefie euro za inflację, która w prawie połowie

krajów regionu osiągnęła wartości dwucyfrowe, w znacznej mierze odpowiadają ceny energii.⁹ Przegrana partii prezydenta Emmanuela Macrona w wyborach z czerwca 2022 r. we Francji, przypisywana trudnej sytuacji gospodarczej kraju i wysokim cenom energii w obliczu wojny rosyjsko-ukraińskiej,¹⁰ jest również sygnałem, że europejscy przywódcy polityczni muszą być przygotowani na negatywne reakcje ze strony wyborców i spadek poparcia. Instytucje opracowujące prognozy gospodarcze, w tym Międzynarodowy Fundusz Walutowy, korygują w dół prognozy PKB, po części ze względu na gwałtowne wzrosty cen energii, ale i na skutek rosnących obaw o ich potencjalne skutki dla krajów i gospodarstw domowych o niższych dochodach.¹¹

Wykres 1 | Benzyna, nastroje konsumentów i poparcie dla Prezydenta USA



Działania polityczne: pierwotny kontekst i reakcje

Nawet gdy ceny energii zaczęły gwałtownie rosnąć, w centrum uwagi całego świata pozostawała polityka klimatyczna, zwłaszcza wykorzystanie środków dostępnych w ramach programów stymulacji gospodarki po pandemii do realizacji zobowiązań podjętych m.in. na Konferencji Narodów Zjednoczonych w Sprawie Zmian Klimatu w 2021 r., znanej szerzej jako szczyt COP26. Celem poniższego omówienia nie jest wyczerpująca analiza polityki ochrony klimatu i bezpieczeństwa energetycznego Stanów Zjednoczonych czy Unii Europejskiej, lecz pokazanie, w jaki sposób kryzys rosyjsko-ukraiński wpłynął na zmianę priorytetów.

Odnowiono zobowiązania do utrzymania wzrostu globalnych temperatur na poziomie 1,5°C. Co istotne, działania ukierunkowane na realizację przyjętych celów były podejmowane nie tylko na poziomie krajowym, ale miały również motywować inne państwa do przyjęcia ambitniejszych celów dekarbonizacyjnych lub przynajmniej zniechęcić je do korzystania z technologii wysokoemisyjnych. W tym celu wdrożono unijny mechanizm dostosowania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ oraz kilka inicjatyw mających wyeliminować inwestycje w paliwa kopalne, w tym decyzję Europejskiego Banku Inwestycyjnego z 2019 r. o zaprzestaniu ich finansowania.

Podobne zobowiązanie podczas szczytu COP26 złożyły 34 kraje i pięć instytucji wsparcia rozwoju, reprezentujących kraje rozwinięte i rozwijające się, przy czym – na co warto zwrócić uwagę – duże gospodarki azjatyckie, w tym Chiny i Japonia, nie dołączyły do tego grona.¹²

Zasadniczo szczyt COP26 napotkał opór ze strony krajów rozwijających się odnośnie do zakresu i tempa transformacji energetycznej.¹³ Pogłębiło to rozdźwięk między światem rozwiniętym a rozwijającym się. Ich retoryka, realizowana polityka i finansowanie rozwoju rynków energetycznych różnią się wyraźnie, przy czym pierwszy koncentruje się na działaniach na rzecz klimatu,

Pierwotnie plany transformacji energetycznej w ramach odbudowy gospodarek po pandemii COVID-19 w krajach rozwiniętych były wyjątkowo ambitne. W działaniach transformacyjnych przodowały Unia Europejska oraz Stany Zjednoczone, w których po wyborach w 2020 r. władzę przejęła nowa, bardziej świadoma ekologicznie administracja prezydenta Joe Bidena. Głównym założeniem była nie tylko odbudowa gospodarki dotkniętej kryzysem wywołanym pandemią COVID-19, ale także odejście od paliw kopalnych w kierunku bardziej zrównoważonych opcji.



a drugi – na dostępie do energii i bezpieczeństwie energetycznym, które pozwoliłyby miliardom ludzi wyjść z ubóstwa. COP27 dodatkowo podkreślił te różnice, choć inwazja Rosji na Ukrainę nadała zdecydowanie większe znaczenie bezpieczeństwu energetycznemu. (przypisek autorów w ramach uaktualnienia tekstu do obecnej publikacji)

W 2021 r., kiedy trwała odbudowa globalnej gospodarki, oraz na początku 2022 r., po wybuchu wojny na Ukrainie, gwałtowny wzrost cen energii wpłynął na zmianę priorytetów zarówno wśród polityków, jak i wyborców. Nacisk na transformację energetyczną uzupełniła, a według niektórych wręcz zastąpiła, zwiększona koncentracja na

bezpieczeństwie energetycznym i wzroście gospodarczym. Czy zmiana ta będzie sprzyjać pełniejszemu zrozumieniu przyszłych wyzwań i budowaniu pola do kompromisu – zarówno w Stanach Zjednoczonych i UE, jak i pomiędzy światem rozwiniętym oraz rozwijającym się – zależy od obranej drogi. Naszym zdaniem odpowiednio prowadzona ramowa polityka uznająca fundamentalne znaczenie paliw kopalnych i zapotrzebowanie współczesnego świata na bezpieczną i tanią energię mogą współistnieć z dynamicznymi działaniami w kierunku transformacji energetycznej. W istocie czynniki te muszą być brane pod uwagę, jeżeli transformacja ma się udać.

Reakcja UE: obawy o bezpieczeństwo energetyczne powodują zwiększenie zarówno długoterminowych celów klimatycznych, jak i obecnych poziomów emisji

W Unii Europejskiej i jej państwach członkowskich cele w zakresie dekarbonizacji są ustalone głównie w formie regulacji. Zaproponowany w 2019 r. Europejski Zielony Ład został oficjalnie włączony do unijnych przepisów w 2021 r. w postaci europejskiego prawa o klimacie (Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119). Europejskie prawo o klimacie zobowiązuje wszystkie kraje UE do osiągnięcia neutralności klimatycznej do roku 2050, przewidując także etap pośredni, w ramach którego wielkość emisji ma zostać ograniczona o co najmniej 55 procent do roku 2030 (w stosunku do poziomu z roku 1990).¹⁴ Jest to zgodne z kierunkiem polityki w okresie poprzedzającym pandemię COVID-19 i w jej trakcie – budżet na lata 2021–2027 przewiduje bezpośrednio prawie 25 mld EUR na działania związane z ochroną środowiska i klimatu¹⁵, a 30 procent jego kwoty przeznaczono na ogólną walkę ze zmianami klimatycznymi.¹⁶ Oprócz ogólnych zasad ustanowionych przepisami europejskiego prawa o klimacie w lipcu i grudniu 2021 r. Komisja Europejska wprowadziła dwa pakiety bardziej szczegółowych regulacji, określane jako „Fit for 55”. Ich przedmiotem jest m.in. reforma unijnego systemu obrotu uprawnieniami do emisji, wspieranie efektywności energetycznej, reforma przepisów unijnych dotyczących



energii odnawialnej, eliminacja barier utrudniających odejście od paliw kopalnych oraz obniżanie wielkości emisji ze spalania tych paliw. Regulacje te nie zostały jeszcze uchwalone przez UE, a ich wdrożenie będzie wymagało długiego procesu legislacyjnego.

W związku z tym na ostateczny kształt przepisów pakietu „Fit for 55” prawdopodobnie wpłynie zagrażający Europie kryzys energetyczny.

Wzrost cen energii, który nastąpił w ślad za ożywieniem gospodarczym po pandemii COVID-19, oraz celowe ograniczenie przez Rosję eksportu surowców energetycznych w drugiej

połowie 2021 r. rodzą w Europie coraz większe obawy, czy uda się zrealizować zakładane plany rozwoju po zakończeniu kryzysu związanego z epidemią. Problem ten dodatkowo spotęgowała inwazja Rosji na Ukrainę 24 lutego 2022 r., w wyniku której Rosja zaczęła być postrzegana jako niechciane, a także zawodne i wiążące się z ryzykiem źródło dostaw surowców energetycznych. Ze względu na dominującą pozycję Rosji jako dostawcy surowców energetycznych dla krajów europejskich nie było też możliwe szybkie zastąpienie importu z Rosji dostawami z innych źródeł.

oraz przyspieszenie rozwoju gospodarki wodorowej. Jednocześnie Komisja Europejska przeznaczona znaczące środki na inwestycje w dekarbonizację przemysłu w ramach Funduszu Innowacyjnego.¹⁸

Jednakże w wypadku dalszego znaczącego ograniczenia importu surowców energetycznych z Rosji działania te nie będą wystarczające, aby zapewnić dostawy energii elektrycznej i ogrzewanie wszystkim potrzebującym. W związku z tym UE ustanowiła dodatkowe cele, w tym m.in. zwiększenie poziomu efektywności energetycznej. Komisja Europejska postuluje podwyższenie wiążącego celu w zakresie efektywności energetycznej z obecnych 9 do 13 procent, a cztery największe partie w Parlamencie Europejskim popierające wspólnie ten postulat przedstawiły nawet propozycję docelowego poziomu 14,5 procent.¹⁹ W obliczu narastającej niepewności co do dostaw gazu w dniu 20 lipca 2022 r. Komisja Europejska zaproponowała również przepisy, które miałyby postawić gospodarkę w stan „gotowości bojowej” poprzez wprowadzenie obowiązku racjonowania gazu ziemnego przez państwa członkowskie UE. Dzięki temu kraje UE mogłyby latem napełnić magazyny gazu do wyższych poziomów i w ten sposób zażegnać – lub przynajmniej złagodzić – potencjalny kryzys gazowy w miesiącach zimowych. Oprócz oszczędzania energii, w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego UE szuka krótkoterminowych alternatywnych rozwiązań, które pozwoliłyby zastąpić węgiel, gaz i ropę naftową sprowadzane dotychczas z Rosji. Jest to szczególnie trudne w obecnych warunkach wysokich cen i napiętej globalnej

Wojna rosyjsko-ukraińska sprawiła, że obawy o bezpieczeństwo energetyczne nabrały w UE wielkiej wagi. Bezpośrednią reakcją była modyfikacja przez UE założeń dotyczących dekarbonizacji zawartych w europejskim prawie o klimacie z myślą o osiągnięciu dwóch celów: 1) znaczącego długoterminowego trendu odchodzenia od paliw wysokoemisyjnych oraz 2) podjęcia działań w perspektywie krótkoterminowej, aby ograniczyć zależność od rosyjskich surowców energetycznych, którą Rosja wykorzystuje jako broń geoeconomiczną i geopolityczną oraz jako narzędzie do finansowania swojej armii i działań wojennych.

Komisja Europejska przedstawiła plan REPowerEU, który wytycza UE i jej krajom członkowskim drogę do realizacji tych założeń, bazując na postanowieniach pakietu „Fit for 55”. Nie tylko potwierdza on cele w zakresie dekarbonizacji zawarte w europejskim prawie o klimacie, ale także nadaje im rozmachu.¹⁷ Plan zawiera zapowiedź wdrożenia projektów wykorzystujących energię wiatrową i słoneczną,

które mają pomóc w zapewnieniu bezpiecznych źródeł energii w krótkim i długim okresie. Określa także środki średnioterminowe (do realizacji przed 2027 r.) służące wsparciu intensywniejszych działań na rzecz dekarbonizacji, w tym m.in. podwyższenie celów dotyczących udziału źródeł odnawialnych w wytwarzaniu energii z 40 do 45 procent w 2030 r.

podaży, zwłaszcza w wypadku gazu ziemnego, którego dostarczanie do Europy i jej poszczególnych krajów utrudnia brak wystarczającej infrastruktury.²⁰

Co więcej, stosowanie stosunkowo jednowymiarowej polityki w zakresie zaopatrzenia w surowce energetyczne i dekarbonizacji przed inwazją Rosji na Ukrainę (takiej jak np. niemiecka polityka Energiewende w połączeniu z nadmiernym uzależnieniem od rosyjskiego gazu ziemnego i nowych dróg jego importu gazociągami Nord Stream 1 i Nord Stream 2) ograniczyło zdolność Europy do skutecznego reagowania na zmniejszenie dostaw z Rosji, co paradoksalnie jeszcze utrwaliło kruchość bezpieczeństwa energetycznego. Znaczenie ostatniej z wymienionych kwestii było z pewnością niedoszacowane przez Europę Zachodnią, która wydaje się niezmiennie przyzwalać na dominację Rosji i z dużą ostrożnością odnosi się do inwestycji w paliwa kopalne. Tymczasem dla wielu krajów UE, które w przeszłości znajdowały się w sowieckiej strefie wpływów, w szczególności Litwy i Polski, ale także Rumunii i Chorwacji, bezpieczeństwo energetyczne często stanowiło jeden z priorytetów. W efekcie kraje te rozbudowywały infrastrukturę gazową, aby zabezpieczyć możliwość uzupełniania surowca sprowadzanego z Rosji importem gazociągami z Norwegii i dostawami LNG z USA, Afryki i Bliskiego Wschodu, a jednocześnie nadal w ciągu ostatniej dekady wykorzystywały węgiel. Dzięki rozbudowie infrastruktury Polska i Litwa mogły całkowicie, i bez większych problemów, zrezygnować z importu rosyjskiego gazu już w połowie 2022 r., czego nie udało się dokonać żadnemu państwu z Europy Zachodniej.

W kontekście zmian na europejskim rynku w perspektywie krótkoterminowej faktyczna sytuacja w zakresie wytwarzania energii w 2021 r., a jeszcze bardziej w 2022 r. wskazuje, że UE pozostaje daleko od osiągnięcia swoich celów klimatycznych.

Przyczyną są tu dwa powiązane ze sobą czynniki:

- 1) różnica cen pomiędzy gwałtownie drożejącym gazem ziemnym a drogim, ale wciąż bardziej przystępnym cenowo węglem (pomimo wysokich cen uprawnień do emisji CO₂ w UE); oraz
- 2) konieczność oszczędzania gazu w magazynach na nadchodzącą zimę, w tym spełnienia wymogów przewidzianych w krajowych i unijnych przepisach, które ustalają obowiązkowy poziom zapełnienia magazynów na dzień 1 listopada 2022 r. na 80 procent (i 90 procent w kolejnych latach), co z kolei powoduje zwiększony popyt na gaz ziemny w okresie letnim i wzrost jego cen.²¹

W związku z powyższym w drugiej połowie 2021 r. nasilił się trend odchodzenia od wykorzystania gazu na rzecz węgla. Na przykład Niemcy, znane ze swej niezwykle ambitnej polityki dekarbonizacyjnej, w 2021 r. zastąpiły już częściowo gaz węglem kamiennym i brunatnym. Inne kraje, które już teraz wytwarzają znaczne ilości energii z węgla, w tym Bułgaria, Holandia i Polska, także zwiększyły wykorzystanie węgla w drugiej połowie 2021 r.²²



Co dalej? Możliwe kierunki przyszłych działań

Działania podejmowane w odpowiedzi na rosnące ceny energii mogą być różne. Czy główni odbiorcy energii przyjmą politykę umożliwiającą szybsze przejście na niskoemisyjny system energetyczny? Czy jeszcze bardziej będą dążyć do zwiększania wykorzystania paliw kopalnych?

Naszym zdaniem odpowiedź twierdząca na obydwa z tych pytań to jedyny skuteczny kierunek działania.

Gospodarka jest dziś silnie uzależniona od paliw kopalnych, które stanowią ponad 80 procent zużycia energii na świecie (w Stanach Zjednoczonych i Unii Europejskiej jest to odpowiednio 81 i 70 procent). Jak widać, kluczowe znaczenie

energii dla życia współczesnych społeczeństw oznacza, że tania, bezpieczna i niezawodna energia musi nadal znajdować się wysoko na liście priorytetów przywódców politycznych – przynajmniej tych, którzy chcą pozostać na swoich stanowiskach. Dlatego realizowana polityka nie może dążyć do odrotu od inwestycji w wydobycie paliw kopalnych, zanim nastąpi zmiana po stronie popytu

i finansującego je kapitału. Należy zauważyć, że naturalne wyczerpywanie się obecnie eksploatowanych złóż ropy naftowej i gazu ziemnego powoduje konieczność kontynuowania globalnych inwestycji w energię pochodzącą z paliw kopalnych nawet w scenariuszu udanej transformacji opracowanym przez Międzynarodową Agencję Energii (IEA) („Scenariusz zrównoważonego rozwoju”).

Ciągle bardzo ważna jest pilna potrzeba redukcji emisji gazów cieplarnianych (a dokładniej spowodowanie, by ich stężenie nie rosło). Coraz częściej jest to również priorytet dla wyborców na całym świecie.



Kluczowe pytanie brzmi: czy obecny kryzys może nas nauczyć dwóch rzeczy jednocześnie? To znaczy, czy społeczeństwo może nauczyć się godzić dzisiejsze zapotrzebowanie na tanią energię (z paliw kopalnych) z dążeniem do szybkiego przejścia na zrównoważony system energetyczny w przyszłości? Podejście oparte na dalszej eksploatacji paliw kopalnych bez względu na konsekwencje nie doprowadzi do ograniczenia emisji. Podejście oparte na natychmiastowej rezygnacji z paliw kopalnych w krótkiej perspektywie nie zapewni wystarczającej ilości energii po przystępnej cenie, a w średnim okresie uniemożliwi funkcjonowanie fabryk, zaopatrzenie w energię elektryczną, korzystanie z transportu, klimatyzacji i/lub ogrzewania przez odbiorców.

Dotychczasowe działania polityczne podejmowane w Stanach Zjednoczonych i Unii Europejskiej istotnie się różniły. W ostatnich miesiącach UE dążyła do przyjęcia polityki służącej przyspieszeniu realizacji i integracji celów związanych z ochroną klimatu i bezpieczeństwem gospodarczym/energetycznym. Okres dostosowawczy prawdopodobnie będzie trudny ze względu na obserwowane wszędzie wysokie ceny energii. W przyszłości okaże się, czy UE utrzyma, skoryguje czy połączy ambitne cele klimatyczne z nowymi inicjatywami mającymi na celu zapewnienie bezpieczeństwa dostaw paliw tradycyjnych. Na razie przynajmniej te dwie koncepcje zostały ze sobą powiązane w umysłach polityków i w praktyce kształtowania polityki.

Jednak to jak podchodzą do tego kraje UE oraz Stany Zjednoczone jest, przynajmniej na razie, bardzo odmienne. Kraje członkowskie Unii Europejskiej podjęły konkretne zobowiązania do redukcji emisji w ustalonych terminach. Z kolei Stany Zjednoczone, np. w postanowieniach Ustawy o Redukcji Inflacji, polegają raczej na środkach zachęty, takie jak szeroko zakreślone ulgi podatkowe. Należy również zaznaczyć, że Unia Europejska jest znacznie bardziej uzależniona od energii z importu, w tym dostaw z Rosji. Niewielkie krajowe zasoby paliw kopalnych zwiększają atrakcyjność energii odnawialnej, nie tylko w obliczu transformacji energetycznej i wysiłków na rzecz dekarbonizacji, ale również pod względem cen. UE doświadczyła bowiem znacznie większych skoków cen gazu ziemnego i energii elektrycznej niż Stany Zjednoczone, gdzie istnieje możliwość korzystania z bogatych krajowych złóż gazu, który w dodatku jest tańszy.

Nie oznacza to, że polityka Unii Europejskiej okazała się lub może okazać się skuteczna. Większość analityków uważa, że jeszcze przed inwazją Rosji na Ukrainę UE nie była na dobrej drodze do wypełnienia powziętych zobowiązań klimatycznych.²³ Pierwsze sygnały o rosnącym zużyciu węgla w całej Europie wskazują, że w wypadku konieczności dokonania wyboru przyszłe cele klimatyczne będą miały niższy priorytet niż natychmiastowy dostęp do niedrogiej energii, nawet w najbardziej rozwiniętych i najbardziej zaangażowanych w ochronę klimatu krajach świata.

Co istotne, nawet po dobrym początku potrzebna będzie kontynuacja działań zmierzających do pełnej realizacji przyjętych celów. Transformację energetyczną można będzie uznać za przeprowadzoną pomyślnie, jeżeli przez cały okres przejściowy będzie niezmiennie gwarantować dostęp do taniej energii. Ta równowaga musi podlegać regularnej ocenie i korekcie. Skuteczna polityka nie polega niestety na odhaczaniu zadań z listy.

Pojawiły się na przykład obawy o pogłębiającą się zależność od dostaw kopalni oraz materiałów i surowców niezbędnych do budowy odnawialnych źródeł energii oraz produkcji akumulatorów i pojazdów elektrycznych z krajów niebędących sojusznikami UE i USA, w tym Chin i Rosji. Kwestia ta będzie wymagać dogłębnej analizy, jeżeli transformacja energetyczna ma się udać. Należy podkreślić, że pozycja Stanów Zjednoczonych jako producenta i eksportera gazu ziemnego i ropy naftowej przyniosła istotne korzyści poprzez zmniejszenie geopolitycznych wpływów producentów energii takich jak Rosja. Można sobie tylko wyobrazić, jaką przewagę miałyby Rosja nad Europą, a nawet USA,

gdyby oba te bloki były uzależnione od dostaw ropy i gazu z zagranicy. Innymi słowy, polityczne ramy muszą stale łączyć kwestie bezpieczeństwa/ dostępności energii i ochrony klimatu w miarę postępu transformacji systemu energetycznego.

Jeżeli obecny kryzys ma nas czegoś nauczyć, to tego, że cel pozyskiwania bezpiecznej i taniej energii dzisiaj oraz cel szybkiej transformacji energetycznej muszą być realizowane przez społeczeństwo jednocześnie. Uznając powyższe, wyrażamy ostrożny optymizm, że trwający kryzys może skłonić przywódców politycznych – i ich wyborców – do obrania drogi pośredniej, która będzie mieć decydujące znaczenie.

Jak w praktyce wyglądałaby taka pośrednia droga? Producenci energii z paliw kopalnych i ich zwolennicy musieliby uznać rzeczywistość zmian klimatycznych i konieczność reagowania na nie za pomocą instrumentów politycznych. Zwolennicy polityki klimatycznej muszą z kolei uznać potrzebę kontynuowania inwestycji w ropę i gaz. Ponadto w Stanach Zjednoczonych musimy przyjąć do wiadomości, że prężnie działająca branża ropy naftowej i gazu gwarantuje bezpieczeństwo ekonomiczne i strategiczne dla nas samych i dla naszych sojuszników oraz że podejście to – pod warunkiem właściwego nim zarządzania – można pogodzić z szybką transformacją energetyczną.

Przypisy końcowe

1 Jim Krane i Mark Finley, When Saudi Arabia Says 'Jump!' OPEC Responds 'How High?' [Kiedy Arabia Saudyjska mówi: hop!, OPEC pyta: jak wysoko?], Forbes (blog), 13 lipca 2022 r., <https://www.forbes.com/sites/thebakersistitute/2020/07/13/when=saudi-arabia-says-jump-opec-responds-how-high/?sh-d65ae5130c73>.

2 Dodatkowe materiały na temat energetycznych wymiarów inwazji Rosji na Ukrainę znaleźć można w opracowaniu Baker Institute Center for Energy Studies Russia: The Energy Context in Review [Rosja: analiza kontekstu energetycznego], <https://www.bakerinstitute.org/energy-perspectives-in-review-how-did-russia-get-here/>.

3 Todd Gillespie, Energy Costs Set to Reach Record 13% of Global GDP This Year [Koszty energii w tym roku osiągną rekordowe 13% światowego PKB], Bloomberg, 16 marca 2022 r., <https://www.bloomberg.com/news/articles/2022-03-16/energy-costs-set-to-reach-record-13-of-global-gdp-this-year?sref=QwrQX1nz>.

4 Dane dotyczące ropy naftowej, gazu ziemnego i węgla można znaleźć w opracowaniu BP Statistical Review of World Energy 2022 [Statystyczny przegląd sytuacji energetycznej na świecie 2022]. Dane dotyczące amerykańskich produktów rafineryjnych i energii elektrycznej można znaleźć w opracowaniu US Energy Information Agency Real Prices Viewer [Dane o cenach w ujęciu realnym], dostęp 8 lipca 2022 r., <https://www.eia.gov/outlooks/steo/realprices/>.

- 5 Statista, API2 Rotterdam coal futures at the beginning of each week from January 4, 2021 to August 1, 2022 [Kontrakty terminowe na węgiel API2 Rotterdam na początku każdego tygodnia w okresie od 4 stycznia 2021 roku do 1 sierpnia 2022 roku], <https://www.statista.com/statistics/1308104/weekly-api2-rotterdam-coal-futures/>.
- 6 Szczegółowe informacje o aktualnych i historycznych cenach benzyny i oleju napędowego można znaleźć w publikacji Komisji Europejskiej Weekly Oil Bulletin [Tygodniowy biuletyn informacyjny na temat ropy naftowej], dostęp 28 lipca 2022 r., https://energy.ec.europa.eu/data-and-analysis/weekly-oil-bulletin_en#maps-with-fuel-prices-in-euro.
- 7 Zob. US Bureau of Labor Statistics, Table 7. Consumer Price Index for All Urban Consumers (CPI-U): U.S. city average, by expenditure category, 12-month analysis table [Tabela 7. Wskaźnik cen towarów i usług konsumpcyjnych dla wszystkich konsumentów zamieszkujących miasta (CPI-U): średnia dla Stanów Zjednoczonych, w podziale na kategorie wydatków, tabela z analizą danych za 12 miesięcy], dostęp 8 lipca 2022 r., <https://www.bls.gov/news.release/cpi.t07.htm>.
- 8 Zob. np. Kyle Kondik, Gas Prices and Presidential Approval [Ceny paliwa a wskaźniki poparcia dla prezydenta], Sabato's Crystal Ball, University of Virginia Center for Politics, 17 marca 2022 r., <https://centerforpolitics.org/crystalball/articles/gas-prices-and-presidential-approval/>.
- 9 Melissa Eddy, Daily Business Briefing, Eurozone Inflation raises to 8.6 percent, the highest ever, driven by energy prices [Codzienny przegląd gospodarczy: inflacja w strefie euro na rekordowym poziomie 8,6% napędzana cenami energii], The New York Times, 1 lipca 2022 r., <https://www.nytimes.com/2022/07/01/business/eurozone-inflation-june.html>. Szczegółowe dane liczbowe dla poszczególnych krajów można znaleźć w opracowaniu Eurostatu Euro area annual inflation up to 8.1% [Wzrost rocznej stopy inflacji w strefie euro do 8,1%], 31 maja 2022 r., <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-euro-indicators/-/2-31052022-ap>.
- 10 Stacy Meichtry, France's Macron Lost Grip on Parliament Amid Russian Squeeze on Energy Prices [Prezydent Macron traci władzę w parlamencie w następstwie wysokich cen energii wywołanych działaniami Rosji], Wall Street Journal, 20 czerwca 2022 r., dostęp 13 lipca 2022 r., <https://www.wsj.com/articles/frances-macron-lost-grip-on-parliament-amid-russian-squeeze-on-energy-prices-11655755536>.
- 11 Zob. np. Międzynarodowy Fundusz Walutowy, World Economic Outlook, April 2022: War Sets Back The Global Recovery [Prognoza ekonomiczna dla świata, kwiecień 2022 roku: wojna opóźnia odbudowę globalnej gospodarki], 19 kwietnia 2022 r., <https://www.imf.org/en/Publications/WEO>. Informacje dotyczące kwestii uwzględniania nierówności społecznych – zob. David Amaglobeli, Emine Hanedar, Gee Hee Hong i Celine Thevenot, Response to High Food, Energy Prices Should Focus on Most Vulnerable [Działania podejmowane w odpowiedzi na wysokie ceny żywności i energii powinny koncentrować się na najsłabszych], Blog MFW, 7 czerwca 2022 r., <https://blogs.imf.org/2022/06/07/response-to-high-food-energy-prices-should-focus-on-most-vulnerable/>.
- 12 Konferencja ONZ w sprawie zmian klimatu, Glasgow, 2021, Statement on International Public Support for Clean Energy Transition [Deklaracja międzynarodowego wsparcia transformacji w kierunku czystej energii], dostęp 28 lipca 2022 r., <https://ukcop26.org/statement-on-international-public-support-for-the-clean-energy-transition/>.
- 13 COP26: Nations Agree on Climate Deal But Weaken Stance on Coal [COP26 – państwa osiągnęły porozumienie klimatyczne, ale złagodziły stanowisko w sprawie węgla], Deutsche Welle, 13 listopada 2021 r., <https://www.dw.com/en/cop26-nations-agree-on-climate-deal-but-weaken-stance-on-coal/a-59810221>.
- 14 Tekst oryginalny – zob. <http://data.europa.eu/eli/reg/2021/1119/oj>.
- 15 Komisja Europejska, Dyrekcja Generalna ds. Budżetu, The EU's 2021-2027 long-term budget and NextGenerationEU: facts and figures [Długoterminowy budżet UE na lata 2021–2027 i NextGenerationEU: fakty i liczby], Urząd Publikacji Unii Europejskiej, 2021, <https://data.europa.eu/doi/10.2761/808559>.
- 16 Komisja Europejska, The 2021–2027 EU budget. What's new? [Budżet UE na lata 2021–2027. Co nowego?], dostęp 13 lipca 2022 r., https://ec.europa.eu/info/strategy/eu-budget/long-term-eu-budget/2021-2027/whats-new_en.
- 17 Komisja Europejska, REPowerEU: affordable, secure and sustainable energy for Europe [REPowerEU: przystępna cenowo, bezpieczna i zrównoważona energia dla Europy] https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repowereu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en.
- 18 Komisja Europejska, Innovation Fund: EU invests €1.8 billion in clean tech projects [Fundusz Innowacyjny: UE inwestuje 1,8 mld euro w projekty w dziedzinie czystych technologii], komunikat prasowy, 12 lipca 2022 r., https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/IP_22_4402.
- 19 Frédéric Simon, EU Parliament groups united behind 4.5% energy savings goal for 2030 [Grupy polityczne w Parlamencie UE jednogłośnie opowiadają się za ustaleniem celu redukcji zużycia energii o 4,5% do 2030 r.] Euroactive, dostęp 14 lipca 2022 r., <https://www.euractiv.com/section/energy/news/eu-parliament-groups-unite-behind-14-5-energy-savings-goal-for-2030/>.
- 20 Gabriel Collins, Kenneth B. Medlock III, Anna Mikulska i Steven Miles, Strategic Response Options if Russia Cuts Gas Supplies to Europe [Opcje strategicznej odpowiedzi na wypadek odcięcia dostaw gazu do Europy przez Rosję], Rice University's Baker Institute for Public Policy, luty 2022 r., <https://doi.org/10.25613/32SK-5588>. Zob. także: Anna Mikulska i Steven Miles, U.S. LNG 'GasLift' Floods European Terminals Ahead of Russia Gas Cutoff [Europejskie terminale zalewane LNG z USA przed odcięciem dostaw gazu przez Rosję], Forbes (blog), 2 maja 2022 r., <https://www.forbes.com/sites/thebakersinstitute/2022/05/02/us-lng-gaslift-floods-european-terminals-ahead-of-russia-gas-cutoff/?sh=39a520656df3>.
- 21 Parlament Europejski, Parliament approves plans to restock gas reserves before winter [Parlament Europejski zatwierdza plany uzupełnienia rezerw gazu przed zimą], komunikat prasowy, 23 czerwca 2022 r., <https://www.europarl.europa.eu/news/en/press-room/20220616IPR33214/parliament-approves-plans-to-restock-gas-reserves-before-winter>.
- 22 Komisja Europejska, Quarterly Report on European electricity markets [Raport kwartalny o rynkach energii elektrycznej w Europie].
- 23 Zob. np. scenariusz STEPS (Stated Policies Scenario) przedstawiony w raporcie World Energy Outlook 2021 Międzynarodowej Agencji Energii, który zakłada ograniczenie emisji w UE o 50%, co znacznie odbiega od deklarowanych celów neutralności klimatycznej: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>.

Wiele ścieżek, jeden cel

— dylematy technologiczne
w transformacji energetycznej

 Michał Grabka

starszy specjalista w biurze strategii i projektów strategicznych PKN ORLEN

 Maciej Tomecki

kierownik projektu w zespole projektów integracyjnych PKN ORLEN



Cel postawiony sobie przez kraje odpowiadające za ponad 90% światowego PKB i niemal 70% populacji jest jasno określony – neutralność klimatyczna. Jest on jednak zróżnicowany w czasie – Unia Europejska, Stany Zjednoczone, Wielka Brytania, Japonia, Australia czy Korea przyjęły rolę liderów, wskazując rok 2050. Chiny mają osiągnąć net zero w roku 2060, zaś Indie w 2070.

Sposób dotarcia do tego ambitnego celu jest jednak daleki od ustalonego. Pionierska rola łączy się z brakiem dostępnych wzorców i koniecznością działania w warunkach znacznej niepewności technologicznej. W wydanym w styczniu 2023 roku raporcie „Energy Technology Perspectives” Międzynarodowa Agencja Energetyczna (MAE) wskazuje, że za połowę redukcji emisji do roku 2050 odpowiedzialne mają być technologie, które są obecnie w fazie demonstracji lub prototypu¹. Na to, które konkretnie rozwiązania i w jakiej kolejności dojdą do etapu komercjalizacji i skalowania wpływ będą miały nie tylko kwestie techniczne, ale również regulacje i decyzje inwestycyjne w zakresie infrastruktury publicznej.

Co więcej, stojąc w obliczu niepewności technologicznej, widzimy, że zasadniczo Unia Europejska stara się minimalizować ryzyko technologiczne poprzez regulacyjne wskazywanie preferowanych technologii w różnych sektorach gospodarki (energetyka, transport osobowy) oraz wskazując inwestorom i rynkom finansowym, jakie rodzaje aktywności mają charakter zrównoważony (Taksonomia UE). Jednak w gospodarce nie ma darmowego lunchu, więc rezultatem tych działań jest wyższe ryzyko regulacyjne albo też dezinvestycje w tych obszarach, które obecnie generują wzrost. Dlatego też podejście regulacyjne nie jest jedynym możliwym. Chociażby Stany Zjednoczone Ameryki Północnej nie wprowadzają tak szeroko zakrojonych ram regulacyjnych dla zielonych technologii jak Unia Europejska, a za brak dostosowania się do nich

nie projektują kary i opłat środowiskowych, jak robi to UE. Zamiast kija USA zaproponowały marchewkę: zwłaszcza przyjęcie pakietu 369 mld dolarów dotacji, ulg, wsparcia dla inwestycji w zielone technologie, a dla konsumentów zachęty do przejścia na zielone rozwiązania i produkty wynikające z Inflation Reduction Act - co ma spowodować przeniesienie się całych łańcuchów wartości zielonych technologii do USA. Kosztem Europy i Chin.

Niezależnie od tego, czy globalna Północ preferuje metodę kija lub marchewki, globalne Południe prezentuje zgoła inne podejście. Głównie państwa posiadające bogate złoża paliw kopalnych, zwłaszcza ropy, starają się proponować zupełnie inne myślenie o przyszłości technologicznej węglowodorów. Przykładowo Arabia Saudyjska promuje koncepcję Circular Carbon Economy², zakładającą, przy braku technologicznych możliwości szybkiego odejścia od ropy naftowej na poziomie globalnym, budowę zamkniętego obiegu dwutlenku węgla i węglowodorów poprzez m.in. lepsze zarządzanie i recykling surowców, a także szerokie wykorzystanie wychwyty i składowania CO₂ (CCUS), także bezpośrednio z powietrza oraz z rury wydechowej.

Różnorodne podejścia do zmiany technologicznej nie stawiają pod znakiem zapytania celu, do którego zmierzamy, wręcz przeciwnie: oczekujemy raczej, że dzięki różnym podejściom i punktom widzenia inwestowanie i rozwój w czasach dużej niepewności (nie tylko technologicznej), będzie choć nieco łatwiejsze.

Zastanawiając się nad zmierzeniem się z niepewnością technologiczną, możemy założyć, że w zależności od sektorów niektóre technologie zeroemisyjne są już gotowe do wdrożenia (przykładowo w energetyce), a niepewność dotyczy tylko tempa zmian. Natomiast w innych sektorach, np. przemysłowych, pozostaje jeszcze wiele do zrobienia.

Energetyka

W obszarze wytwarzania energii w perspektywie do 2030 roku mamy do czynienia z umiarkowaną niepewnością technologiczną. Znacząca redukcja kosztów wytwarzania energii pozwoliła źródłom odnawialnym stać się konkurencyjnymi cenowo względem źródeł konwencjonalnych bez jakichkolwiek subsydiów czy dopłat, nawet przed znaczącym wzrostem cen surowców energetycznych takich jak węgiel czy gaz ziemny. W części krajów źródła odnawialne są lub będą uzupełniane o duże elektrownie jądrowe.

W przypadku wiatraków na lądzie (spadek średniego globalnego LCOE o 68% z 0,102 \$/kWh do 0,033 \$/kWh pomiędzy latami 2010 a 2021), na morzu (spadek o 60% w tym samym okresie z 0,188 \$/kWh do 0,075 \$/kWh). W przypadku dużych instalacji fotowoltaicznych mamy do czynienia z jeszcze bardziej znaczącym zmniejszeniem kosztów – wyniosło ono 88% (0,417 \$/kWh do 0,048 \$/kWh)³

W charakterystykę źródeł odnawialnych wpisana jest zmienność – w przypadku sprzyjających warunków mogą one produkować więcej, niż wynosi zapotrzebowanie. Gdy warunki są niesprzyjające, wyprodukowanej energii może nie wystarczyć do zaspokojenia popytu.

Należy więc podkreślić, że LCOE jest powszechnie używaną i przydatną, ale niedoskonałą miarą, która choć ujmuje wszystkie koszty wytwarzania z danej jednostki, to nie bierze pod uwagę kosztów systemowych i tego, jak jej obecność wpływa na całą sieć. MAE używa w swoich opracowaniach również VALCOE (value-adjusted LCOE) – ta miara uwzględnia również wartość usług wygenerowanych dla systemu. Po wzięciu na to poprawki odnawialne źródła energii nadal są tańsze od nowo budowanych elektrowni gazowych czy węglowych, ale ta różnica zmniejsza się. MAE zauważa, że wraz ze zwiększaniem się udziału źródeł

odnawialnych w miksie VALCOE dla źródeł odnawialnych będzie rosło, a spadało dla tych źródeł, które będzie można włączyć w dowolnym momencie (*dispatchable sources*)⁴ – niekoniecznie opartych na paliwach kopalnych.

Chociażby profesor Dieter Helm z Uniwersytetu Oksfordzkiego wskazuje, że nie możemy prowadzić transformacji bez znalezienia odpowiedzi na systemowe konsekwencje nieciągłości – czyli mówiąc wprost, skąd bierzemy energię w sytuacji, kiedy wiatr nie wieje, a słońce nie świeci. Odpowiedź w teorii brzmiała: zwiększamy pracę elektrowni gazowych, które są elastyczne (czyli dość szybko można je włączyć i wyłączyć). Nie jest to argument przeciwko wiatrowi, a nawet przeciwko przyspieszeniu budowy farm wiatrowych na morzu, ale ma to swoje konsekwencje.

Są wśród nich: uczynienie elektrowni gazowych również nieciągłymi (liczba godzin pracy elektrowni gazowych jest nieciągła, bo jest pochodną braku wiatru i słońca dla odnawialnych źródeł energii, co burzy linię przychodów elektrowni gazowych) oraz zwiększenie kosztów systemu (kwestie bilansowania systemu, zarządzania sieciami elektroenergetycznymi, konieczność posiadania większej ilości mocy w systemie).

Jedną z odpowiedzi na powyższe pytanie są bateryjne magazyny energii. Wraz ze wzrostem udziału OZE w miksie energetycznym rosnąć będzie zapotrzebowanie na usługi optymalizacji ich pracy oraz usług elastyczności systemu. Magazyny energii mogą również odgrywać rolę w stabilizacji systemu – czy to poprzez rynek mocy, czy poprzez



SMR

świadczenie usług systemowych – częstotliwościowych, napięciowych, czy też tzw. black start, tj. przywracania do działania elektrowni bądź części sieci, która uległa wyłączeniu w wyniku blackoutu.

Wyzwaniem związanym z bateriami, niezależnie od sektora ich zastosowania, jest kwestia dostępności minerałów. Związana z efektywnością energetyczną atrakcyjność dekarbonizacji poprzez baterie prowadzi do wzrostu zapotrzebowania na materiały. Według cytowanego raportu technologicznego MAE kluczowe dla wytwarzania są lit, nikiel, kobalt, miedź, grafit, krzem, siarczany manganu. Dla większości z nich w perspektywie do 2030 r. występuje oscylująca w granicach 20% luka pomiędzy wynikającymi z zapowiedzi spółek wydobywczych czy przetwórczych możliwościami produkcyjnymi a popytem w scenariuszu zakładającym ścieżkę do neutralności klimatycznej (scenariusz NZE).⁵

Baterie mogą stanowić rozwiązanie problemu zrównania popytu i podaży w krótkich okresach – np. między dniem a nocą. Stabilność systemu w przedłużających się okresach z niską wietrznością i dużym zachmurzeniem (Dunkelflaute) mogą zapewniać elektrownie czy elektrociepłownie gazowe przystosowane do spalania wodoru, który może być magazynowany np. w kawernach solnych.

Opisywane powyżej technologie są w większości dojrzałe i instalowane na całym świecie. Wzrastające zapotrzebowanie na energię elektryczną (w Polsce prognozuje się zwiększenie go o około 20% do 2040 r.)⁶ powoduje, że wciąż rozwijane są nowe, efektywne ekonomicznie i zeroemisyjne technologie wytwarzania energii. Są to np. małe reaktory jądrowe (SMR). Z jednej strony nie mają one problemu nieprzewidywalności generacji, a z drugiej ich mniejsza skala pozwala na udźwignięcie inwestycji podmiotom prywatnym, a nie tylko państwowym, jak ma to miejsce w przypadku klasycznych reaktorów. Grupa ORLEN w ramach spółki joint venture ORLEN Synthos Green Energy współpracuje z GE Hitachi w celu budowy w Polsce parku reaktorów BWRX-300 – jednostek o mocy 300 MWe, opartych o technologię BWR – reaktor wodny wrzący. Pierwsza jednostka tego typu powstaje w kanadyjskiej prowincji Ontario – rozpoczęły się już przygotowania terenu pod budowę. Technologia jest obecnie weryfikowana przez tamtejszy urząd dozoru jądrowego – Canadian Nuclear

Safety Commission – to pierwsza rządowa instytucja na świecie, która prowadzi formalny proces certyfikacyjny. Według zapewnień GE Hitachi i Ontario Power Generation budowa ma ruszyć już w 2025 r., a reaktor ma zacząć pracę przed końcem dekady. Inwestycja w Polsce ma być wzorowana na projekcie kanadyjskim.

Technologia SMR pozwala też na dekarbonizację dużego i bardzo istotnego sektora, jakim jest ciepłownictwo. Zyskujące w Polsce popularność pompy ciepła (wzrost sprzedaży r/r o 140% i niemal 30% udziału w ogólnej liczbie urządzeń grzewczych sprzedanych w Polsce w 2022 r.)⁷ pomogą mieszkańcom domów jednorodzinnych, ale nie rozwiążą problemu ciepła sieciowego, zasilającego 42% gospodarstw domowych w Polsce⁸, obecnie w dużej mierze opartego o węgiel i gaz. Małe reaktory jądrowe w procesie produkcji energii elektrycznej generują ciepło, które może zostać użyte lub też (przy wyższych temperaturach) w przemyśle.



Źródło: GE Hitachi Kanada

Technologie CCS dla przemysłu

Technologie CCS, ze względu na swoją dojrzałość i szereg możliwości zastosowania w różnych gałęziach przemysłu, wysuwają się na czoło, zwłaszcza w perspektywie do 2030 r. jako rozwiązania w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla. Obecnie na świecie działa 109 instalacji CCUS o komercyjnej zdolności wychwytywania 47,5 mln ton metrycznych (MMt) CO₂ rocznie.

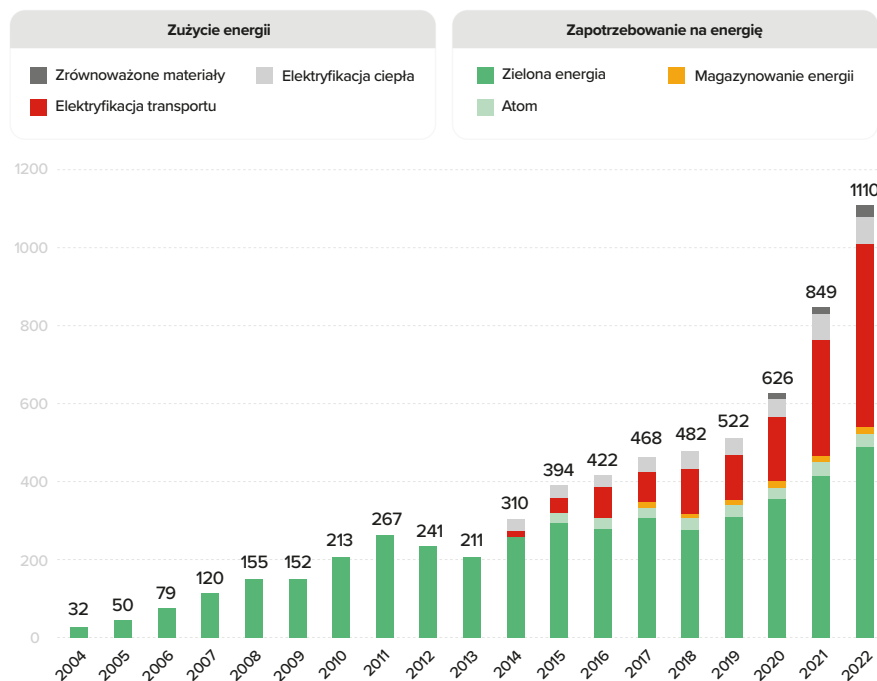
Jednak w 2022 r. firmy z sektora ropy naftowej i gazu (O&G) były aktywnie zaangażowane w rozwój CCS. W tym czasie ogłoszono około 50 nowych projektów, z czego około 95% z nich stanowiły sojusze strategiczne, utworzone w celu przeprowadzenia studiów, badań oraz rozwoju nowych i opłacalnych technologii w całym łańcuchu wartości wychwytywania dwutlenku węgla.

Oprócz redukcji emisji, firmy postrzegają technologię wychwytywania węgla jako nową szansę biznesową. Zainteresowanie ze strony firm, które dążą do redukcji emisji przemysłowych, gwałtownie wzrosło i dlatego zwłaszcza podmioty upstream, posiadające koncesje na coraz bardziej szcerpanych złożach ropy, pracują nad ofertą wychwytywania węgla jako usługi (CCS).

Transport

Według opublikowanego przez BloombergNEF w styczniu 2023 roku raportu „Energy Transition Investment Trends” elektryfikacja transportu (obejmująca również pojazdy i infrastrukturę wodorową) to najszybciej (w liczbach bezwzględnych) rosnąca kategoria wśród inwestycji w transformację energetyczną. Zaś spośród 1,2 bln dolarów wydanych w 2022 roku na transformację energetyki i transportu, zaledwie 0,1% przypadło na wodór (choć w wartościach relatywnych odnotowuje największe wzrosty). Obecnie pieniądze płyną głównie w stronę samochodów elektrycznych i stacji ładowania do nich, ale biorąc pod uwagę tempo wzrostów i społeczne znaczenie tego obszaru (transport to bardzo widoczny aspekt dekarbonizacji) już niedługo rozpocznie się proces inwestycyjny związany

z ciężkim transportem i dalekobieżnymi autobusami. Warto się więc pochylić nad dostępnymi technologiami dekarbonizacji oraz konsekwencjami ich wyboru. Brak zdecydowanych ruchów i dalsze deliberacje mogą doprowadzić do tego, że Europa pozostanie w tyle za innymi graczami. Przytaczany raport wskazuje bowiem, że dzieje się tak już choćby w zakresie inwestycji w wodór – podczas gdy w Europie trwają dyskusje regulacyjne, a do użytku w 2022 r. oddano 167 MW elektrolizerów, w Chinach w tym samym roku oddano ich niemal czterokrotnie więcej – 724 MW⁹. Europa musi również walczyć o inwestycje ze Stanami Zjednoczonymi. Wspominany pakiet IRA wprowadza bowiem ulgę podatkową w wysokości 3 dolarów na każdy kilogram wyprodukowanego w USA wodoru.



Źródło: BloombergNEF „Energy Transition Investment Trends 2023”

Obecnie zarówno transport kołowy, morski, jak i lotniczy oparty jest w znacznej części o ropę naftową i jej destylaty. Oba są też zmuszone do pełnej dekarbonizacji w perspektywie do roku 2050. Umożliwić mogą to cztery technologie – baterie, wodór, biopaliwa oraz paliwa syntetyczne. Każda z nich ma inne zalety, ale niesie też ze sobą wyzwania.

	 Baterie	 Wodór	 Zrównoważone paliwa
Samochody osobowe i dostawcze (LDV)	●●●	-	TBD
Krótko i średniodystansowe autobusy i ciężarówki	●●●	●●●	●●●
Ciężarówki długodystansowe	●●●	●●●	●●●
Off-road	●●●	●●●	●●●
Kolej	●●●	●●●	●●●
Transport morski	●●●	●●●	●●●
Transport lotniczy	●●●	●●●	●●●
Dodatkowe możliwości	<ul style="list-style-type: none"> • Stacjonarne wykorzystanie baterii (samochód jako magazyn energii) • Wsparcie sieci elektroenergetycznych (zarządzanie ładowaniem EV) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ciężki przemysł • Wsparcie sieci • Wsad, surowiec dla innych sektorów 	<ul style="list-style-type: none"> • Dekarbonizacja plastików i chemikatów • Bioprodukty
Priorytety rozwojowe	<ul style="list-style-type: none"> • EV • Recykling baterii • Integracja z siecią • Rozwój infrastruktury 	<ul style="list-style-type: none"> • Koszty elektrolizerów • Koszty ogniw paliwowych • Rozwój infrastruktury dla zielonego wodoru 	<ul style="list-style-type: none"> • Skalowalność bioenergii • Redukcja intensywności emisji etanolu • Poprawa efektywności kosztowej

- Ograniczone perspektywy w dłuższym horyzoncie
- Duże perspektywy w dłuższym horyzoncie
- Bardzo duże perspektywy w dłuższym horyzoncie

Źródło: The U.S. National Blueprint for Transportation Decarbonization: A Joint Strategy to Transform Transportation

Transport kołowy

Baterie

Z punktu widzenia efektywności energetycznej bezpośrednia elektryfikacja transportu kołowego poprzez zastosowanie baterii i silnika elektrycznego prowadzi do najmniejszych strat. Według analizy think - tanku Transport & Environment z każdej wygenerowanej MWh około 800 kWh może być wykorzystane przez silnik (o sprawności 95%, ponaddwukrotnie wyższej niż w przypadku silników spalinowych).¹⁰

Zastosowanie silnika elektrycznego pozwala na ograniczenie częstotliwości i zakresu prac serwisowych. Ma on, w porównaniu z silnikiem spalinowym, znacznie mniej ruchomych części, zużywa też mniejszą ilość płynów – nie ma choćby potrzeby stosowania do niego oleju silnikowego. Analiza amerykańskiego Argonne National Lab z 2021 r. dla lekkich pojazdów dostawczych pokazała, że koszty utrzymania są o 65% wyższe dla samochodów spalinowych.¹¹

Kluczową barierą w rozwoju elektromobilności był przez lata wysoki koszt baterii oraz ich duża waga, zwiększająca znacząco masę pojazdów. W obu tych obszarach w ostatnich latach dokonały się postępy – cena baterii samochodowych w porównaniu z rokiem 2013 spadła o ok. 80%, zaś gęstość energii wzrosła pomiędzy 2011 a 2018 rokiem dla tego samego



modelu samochodu¹² o 43%. Efektem sukcesów technologicznych jest skokowy wzrost sprzedaży – w listopadzie 2022 roku w Unii Europejskiej 17,3% samochodów osobowych było w pełni elektrycznych, a 10,4% było hybrydami plug-in¹³.

Wraz z użytkowaniem samochodu dochodzi do stopniowego zużycia baterii. Szacuje się, że po ok. 8 latach konieczna może być ich wymiana. Możliwe jest np. wykorzystanie mniej wydajnej, ale nadal działającej baterii samochodowej w ramach magazynu energii. W związku z tym, że elektryfikacja transportu kołowego jest nowym zjawiskiem, cały ekosystem wokół zastosowań dla zużytych baterii nadal się kształtuje. Samochody mogą również być potencjalnie wykorzystywane jako magazyny energii i oddawać prąd do sieci w czasie najwyższego zapotrzebowania.

Postawienie na tę formę dekarbonizacji wiąże się ze wzrostem zapotrzebowania na energię elektryczną w wielu punktach¹⁴ – badania pokazują, że użytkownicy samochodów elektrycznych ładują je w domach, miejscach pracy czy galeriach handlowych. W przytaczanym badaniu dominują pierwsze dwa – należy jednak zauważyć, że było ono prowadzone w Kalifornii, gdzie struktura urbanistyczna jest znacząco odmienna niż w Europie. Dalsze upowszechnienie się samochodów elektrycznych nie odbędzie się bez rozwiązań cyfrowych – gdyby wszyscy użytkownicy zaczęli ładowanie w domu po powrocie z pracy w godzinach popołudniowych, już obserwowany wzrost zapotrzebowania stałby się jeszcze bardziej skokowy. Inteligentne rozwiązania pozwalają na optymalizację zapotrzebowania na energię – ładowanie samochodu rozpoczyna



się dopiero, kiedy spada popyt na energię, co umożliwia wypłaszczenie krzywej. Podczas gdy szybkie ładowarki nie są podstawowym miejscem ładowania osobowych samochodów elektrycznych, odgrywają one kluczową rolę – pokonywanie bez nich dłuższych tras byłoby znacznie utrudnione.

Kwestia zasięgu i szybkości ładowania jest jeszcze bardziej kluczowa w sektorach transportu towarowego i pasażerskiego. Ciężarówki czy autobusy zużywają dużo więcej energii niż samochody osobowe i często pokonują dłuższe dystanse. Wymaga to zastosowania baterii o większej pojemności, a także, co za tym idzie, większej wadze, co podnosi ogólną masę pojazdu.

Czas pracy kierowców pojazdów ciężarowych w Unii Europejskiej jest ograniczony przez regulacje

nakazujące 45 minut przerwy po każdych przejechanych 4 godzinach i 30 minutach. Biorąc pod uwagę, że maksymalna dopuszczalna prędkość dla ciężarówek na autostradach w Europie waha się pomiędzy 80 km/h a 90 km/h – oznacza to, że mogą pokonać bez przerw około 400 km. Wyjściowy zasięg powinien więc dla bezpieczeństwa wynosić około 500 km. Zakładając, że zużycie energii ciężarówki o masie całkowitej 40 ton¹⁵ wynosi ok. 1,72 kWh/km, do przywrócenia pełnego zasięgu na 45-minutowym postoju musielibyśmy użyć ładowarki o mocy ok. 800 kW. Najszybsze dostępne komercyjnie ładowarki samochodowe są obecnie na poziomie 300 kW¹⁶. Pojazdy na etapie planowania, takie jak Tesla Semi, mają mieć możliwość ładowania na poziomie 1 MW, co wystarczyłoby z nadkładem na pokrycie zapotrzebowania na energię w czasie 45-minutowej przerwy. Aby ta wizja mogła zostać

zrealizowana, konieczne byłyby jednak wielkie inwestycje w sieć przesyłową i dystrybucyjną. Grupa ciężarówek, która jednocześnie rozpoczęłaby ładowanie, doprowadziłaby do drastycznego skoku poboru mocy – aby zaspokoić takie zapotrzebowanie, potrzebne byłyby bardzo kosztowne inwestycje w sieć dystrybucyjną. Możliwość ograniczenia kosztów takiego rozwiązania stanowi budowa magazynów energii na stacjach, co pozwala na wygładzenie krzywej zapotrzebowania na energię.

Dostępne w sprzedaży modele, takie jak Mercedes eActros, oferują obecnie zasięgi około 400 km – są to jednak wyniki osiągnięte wyłącznie w idealnych, testowych warunkach. Producent deklaruje, że w przypadku niskich temperatur na zewnątrz czy pełnego obciążenia pojazdu zasięg spada do około 60% maksymalnych możliwości.¹⁷

Wodór

Pojazdy wodorowe wykorzystują wodór w ogniwach paliwowych i używają wyprodukowanej energii do napędzania silnika elektrycznego.

Efektywność tego procesu jest niższa niż w przypadku bezpośredniej elektryfikacji¹⁸. Do napędzenia pojazdu potrzebne jest więc wyjściowo więcej energii, ale magazynowanie jej w postaci wodoru jest dużo prostsze (w przypadku pojazdów używa się sprężonego wodoru). Pozwala to na pokonywanie dłuższych dystansów nawet dużym pojazdom. Tankowanie pojazdu wodorowego trwa również tylko kilka minut, podczas gdy naładowanie samochodu elektrycznego zajmuje od kilkunastu minut (w przypadku ultraszybkich ładowarek) do kilku godzin (ładowanie z gniazdka).

Sam fakt wykorzystania wodoru nie oznacza jednak dekarbonizacji – obecnie jest on pozyskiwany jest w większości w procesie reformingu parowego gazu ziemnego (tzw. szary wodór). Konieczne jest więc wykorzystanie technologii CCS albo pozyskiwanie go w procesie elektrolizy, zasilanej zeroemisyjną energią.

Samochody wodorowe są obecnie znacznie mniej popularne od tych elektrycznych. Łączna światowa sprzedaż wyniosła w pierwszej połowie 2022 r. mniej niż 10 tysięcy (podczas gdy sprzedaż samochodów elektrycznych, wyłączając hybrydowe, wyniosła w analogicznym okresie ponad 3 miliony¹⁹). Ta dysproporcja wynikać może z braku dostępnej infrastruktury

do ładowania (na całym świecie pod koniec 2021 roku działało 685 stacji tankowania²⁰), a także wysokich cen wodoru na stacjach – w Kalifornii koszt przejechania kilometra samochodem wodorowym jest wyższy niż tradycyjnym, a cena samego auta jest również wyższa. Sytuacja ta może ulec jednak zmianie wraz z rosnącymi wolumenami produkcji i spadkami kosztów pozyskania wodoru.

Na rynku pojawiają się również pierwsze wodorowe samochody ciężarowe – Hyundai zaprezentował model XCIENT, który według zapewnień producenta ma mieć zasięg 400 km w rzeczywistych warunkach. Volvo rozpoczyna testy modeli, które mają do 1000 km zasięgu.

Wyzwaniem dla tej ścieżki dekarbonizacji są koszty związane z wytworzeniem i dostarczeniem wodoru na stacje – odbywać może się to poprzez dostawy sprężonego lub skroplonego wodoru ciężarówkami bądź też poprzez elektrolizę na miejscu czy dostawy gazociągami. Im wyższe ciśnienie gazu, tym więcej wodoru może zostać przetransportowane – wiąże się to jednak z wyższymi wymaganiami co do materiału, z którego wykonane są zbiorniki, oraz z większą energią i dłuższym czasem potrzebnym do sprężenia. Podobne wyzwania przynosi skraplanie wodoru. Przy elektrolizie oraz dostawach gazociągami konieczne są wysoce kapitałochłonne inwestycje w sieć dystrybucyjną lub przesyłową dla gazu.





Transport lotniczy

Transport lotniczy jest często opisywany jako jeden z najtrudniejszych do dekarbonizacji. A to dlatego, że paliwo lotnicze ma trudne do zastąpienia właściwości. Gęstość energii w jednostce masy paliwa jest znacznie wyższa niż dla baterii (44 MJ/kg, baterie poniżej 1 MJ/kg)²¹, ale niższa niż dla wodoru (120 MJ/kg). W przypadku wodoru wyzwanie stanowi gęstość energii w jednostce objętości – wynosi ona około 8 MJ/l²², (paliwo lotnicze – 34 MJ/l)²³. Wymuszać może to więc pewne zmiany w konstrukcji samolotów – te oparte o wodór będą miały większe, ale i lżejsze zbiorniki na paliwo. Airbus, jeden z liderów branży, przedstawił koncepcyjne projekty takich samolotów i zapowiada, że do 2025 r. osiągnie dojrzałość technologiczną²⁴.

Rolls-Royce wraz z linią lotniczą EasyJet zaprezentował zaś w listopadzie 2022 r. działający napędzany zielonym wodorem silnik, który może zostać zastosowany w samolocie.²⁵

Problem specyficznych właściwości paliwa lotniczego rozwiązują biopaliwa oraz paliwa syntetyczne. Mogą one być substytutami typu drop in do zastosowania w już istniejących samolotach, bez zmian konstrukcyjnych w samolotach ani w lotniskowej logistyce.

Zaawansowane prace prowadzone są nad Sustainable Aviation Fuel (SAF) – są to niskoemisyjne biopaliwa pozyskiwane ze źródeł takich jak biomasa, tłuszcze roślinne i zwierzęce czy różne rodzaje odpadów. W zależności od zastosowanego

surowca, ich zastosowanie pozwala na ograniczenie emisji o kilkadziesiąt (w przypadku realizowanego przez Grupę ORLEN projektu uwodornienia olejów roślinnych o 80%) do 98% w przypadku użycia alg (proces nie jest nadal skomercjalizowany, znajduje się we wcześniejszej fazie rozwoju)²⁶. SAF jest już stosowany, jednak jego udział w rynku jest marginalny (mniej niż 0,05%²⁷). Obecnie maksymalny dopuszczony regulacyjnie poziom blendowania w UE wynosi 50%, jednak w perspektywie do 2030 r. możliwe jest pełne zastąpienie paliwa lotniczego.²⁸

Problemem tego rozwiązania są wyższe niż w przypadku tradycyjnego paliwa lotniczego koszty, warunkowane w dużym stopniu przez ceny surowca, którego dostępność jest też ograniczona, co stanowi znaczne wyzwanie wobec przewidywanego wzrostu liczby lotów²⁹. Odpowiedzią na to wyzwanie są paliwa syntetyczne, całkowicie neutralne klimatycznie (przy założeniu użycia do ich produkcji energii ze źródeł odnawialnych). W wyniku syntezy Fischera-Tropscha z mieszaniny tlenków węgla i wodoru wytwarzać można węglowodory i pożądane paliwa. Koszty takiego rozwiązania, ze względu na energochłonność procesu na różnych jego etapach, są jednak obecnie wysokie.



Transport kolejowy

Z perspektywy Polski, kraju o wysokim stopniu zelektryfikowania linii kolejowych (wynosi on około 60% długości linii ogółem³⁰), wyzwania dotyczące dekarbonizacji transportu kolejowego mogą wydawać się ograniczone. Tak jednak nie jest – nawet w krajach, gdzie kolej cieszy się popularnością, jak w Czechach, poziom elektryfikacji jest dużo niższy niż w Polsce – w przypadku naszego południowego sąsiada wynosi około 33%³¹.

Tak jak w przypadku pozostałych form transportu, rywalizują tu rozwiązania bateryjne (ładowanie miałyby się odbywać ze zelektryfikowanych części sieci trakcyjnej) i rozwiązania wodorowe (lokomotywy). Istnieje też jednak trzecia możliwość - elektryfikowanie całej sieci trakcyjnej. Ta ostatnia technologia jest bardzo dobrze rozwinięta, ale związana ze znacznymi nakładami inwestycyjnymi i zajmująca dużo czasu, dwie pierwsze zaś mają w tym przypadku te same zalety i wady, co w przypadku transportu kołowego. Z jednej strony wysoka efektywność, z drugiej dalszy zasięg.



Transport morski

Transport morski również należy do trudnych do dekarbonizacji sektorów, w których ze względu na długie dystanse i olbrzymią masę przewożonych ładunków trudno zastąpić tradycyjne paliwa. Potencjalne ścieżki dekarbonizacyjne w większości są oparte o wodór i jego pochodne. Od używania wodoru i ogniw paliwowych poprzez zastosowanie zielonego amoniaku aż do bio- i syntetycznego metanolu. Na tę ostatnią ścieżkę zdecydowała się jedna z największych firm w branży, Maersk zamówił 12 kontenerowców używających zielonego metanolu. Duńska firma wyznaczyła sobie również ambitny cel całkowitej dekarbonizacji do roku 2040.

W przypadku pasażerskich promów pływających na krótkich dystansach (do kilkunastu kilometrów) rozwiązaniem oprócz wodoru i jego pochodnych może stanowić napęd elektryczny i baterie. Rozwiązanie to popularne jest w krajach nordyckich, zwłaszcza w Norwegii.

Podsumowanie

Każdy z omawianych w artykule sektorów będzie musiał w ciągu najbliższych 27 lat w pełni się przeobrazić – przynajmniej w Europie czy Stanach Zjednoczonych. Transformacja w kierunku neutralności klimatycznej to połączenie rewolucji przemysłowej i informacyjnej – dziejących się jednocześnie oraz niekiedy szybciej niż w przypadku historycznych przykładów.

Ostateczny kształt świata w 2050 r. jest niezwykle trudny do przewidzenia – będzie to wypadkowa nie tylko tempa rozwoju konkretnych technologii, ale także decyzji na poziomie państw czy organizacji międzynarodowych. Od budowania infrastruktury, która umożliwi szerokie wykorzystanie jednych rozwiązań, a utrudni innych, do bezpośrednich decyzji regulacyjnych określających, które ścieżki będą preferowane i wspierane finansowo.

Wielość i różnorodność wyzwań, z którymi mierzą się firmy w sektorach wspomnianych powyżej, nakazywałaby daleko idącą ostrożność przed wiarą w istnienie jednego rozwiązania wszystkich problemów. Potrzebne jest dogłębne przeanalizowanie potrzeb i możliwości każdego obszaru i wybór najlepszego, dopasowanego środka. Wybieranie zwycięzców” warto ograniczyć tylko do tych sektorów, w których jest to konieczne, w pozostałych pozostając technologicznie neutralnym, bo cel jest jeden, ale różne gałęzie gospodarki dotrą do niego najpewniej odmiennymi ścieżkami.

Przypisy końcowe

- 1 W scenariuszu osiągnięcia neutralności klimatycznej w 2050 r.
- 2 <https://www.cceguide.org/guide/>
- 3 https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8
- 4 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cc7fa800-ea94-428c-b2e5-e9890b34509c/WorldEnergyInvestment2022.pdf>
- 5 <https://iea.blob.core.windows.net/assets/a86b480e-2b03-4e25-bae1-da1395e0b620/EnergyTechnologyPerspectives2023.pdf>
- 6 <https://about.bnef.com/blog/economics-to-drive-coal-decline-renewables-growth-in-poland/>
- 7 <https://portpc.pl/spektakularny-wzrost-sprzedazy-pomp-ciepla-w-polsce-w-pierwszych-trzech-kwartalach-2022-r/>
- 8 forum-energii.eu/public/upload/articles/files/Miasto%20z%20klimatem.pdf
- 9 BloombergNEF 2H 2022 Hydrogen Market Outlook – dostęp 8 lutego 2023 r.
- 10 https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/12/2020_12_Briefing_feasibility_study_renewables_decarbonisation.pdf
- 11 <https://www.osti.gov/biblio/1780970/>
- 12 Porównanie systemu bateryjnego Nissana Leaf z 2011 roku z modelem z 2018 roku <https://pushevs.com/2018/01/29/2018-nissan-leaf-battery-real-specs/>
- 13 <https://insideevs.com/news/629798/europe-plugin-car-sales-november2022/>
- 14 <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136192091831099X>
- 15 https://www.researchgate.net/publication/332780799_Evaluation_of_the_state-of-the-art_of_full-electric_medium_and_heavy-duty_trucks
- 16 <https://www.greencarcongress.com/2022/07/20220728-aral.html>
- 17 https://www.mercedes-benz-trucks.com/en_GB/emobility/world/our-offer/eactros-and-services.html
- 18 https://www.transportenvironment.org/wp-content/uploads/2020/12/2020_12_Briefing_feasibility_study_renewables_decarbonisation.pdf
- 19 <https://www.ev-volumes.com/country/total-world-plug-in-vehicle-volumes/>
- 20 <https://www.h2stations.org/press-release-2022-another-record-number-of-newly-opened-hydrogen-refuelling-stations-in-2021/>
- 21 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/09/f78/beto-sust-aviation-fuel-sep-2020.pdf>
- 22 <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>
- 23 <https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/09/f78/beto-sust-aviation-fuel-sep-2020.pdf>
- 24 <https://www.airbus.com/en/innovation/zero-emission/hydrogen/zeroe>
- 25 <https://www.rolls-royce.com/media/press-releases/2022/28-11-2022-rr-and-easyjet-set-new-aviation-world-first-with-successful-hydrogen-engine-run.aspx>
- 26 <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fenrg.2020.00110/full>
- 27 <https://www.easa.europa.eu/eco/eaer/topics/sustainable-aviation-fuels>
- 28 Tamże
- 29 <https://www.iata.org/en/iata-repository/publications/economic-reports/airline-industry-economic-performance---june-2022---report/>
- 30 <https://utk.gov.pl/pl/aktualnosci/19158,Linie-kolejowe-w-Polsce-podstawowe-parametry.html>
- 31 <https://elektrickevozy.cz/clanky/ceskou-zeleznici-ceka-masivni-elektrifikace-do-deseti-let-ji-mozna-nepoznat>



Napędzamy Przyszłość to autorski projekt PKN ORLEN, którego celem jest inicjowanie dyskusji nad najważniejszymi zagadnieniami z zakresu gospodarki, ekonomii, biznesu czy kwestii społecznych. W ramach projektu organizowane są debaty i panele dyskusyjne z udziałem ekspertów, a także publikowane autorskie raporty.

Druk na papierze ekologicznym