ENERGIA

ENERGIA – KLUCZOWE TRENDY

● Boom w fotowoltaice trwa na całego. Zainstalowana moc nowych farm fotowoltaicznych sięgająca 374,9 GW była nie tylko 64 proc. wyższa niż rok wcześniej, ale dwa i pół razy wyższa niż na początku dekady.

● Jednym z podstawowych czynników napędzających ten boom był ogromny spadek kosztów produkcji paneli fotowoltaicznych. Według danych PVXchange w 2023 roku stawki za panele podstawowe (mainstream) spadły z 0,31 do 0,15 euro/W.

● W 2023 roku udział OZE w globalnej produkcji energii przekroczył 30 proc. Niemal połowę (14,2 proc.) czystego prądu wytwarzają elektrownie wodne, ale wiatraki (7,8 proc.) i solary (5,4 proc.) stają się coraz poważniejszą siłą.

● Także w Polsce zaczynamy odczuwać, jak duże znaczenie mogą mieć OZE. W 2023 roku w szczycie elektrownie solarne wytwarzały nawet 45 proc. całego krajowego prądu, a wiatraki 36 proc.

● W fotowoltaice mamy nowe ciekawe trendy. Coraz bardziej upowszechniają się panele wyposażone w trackery śledzące słońce, a także te montowane na polach ponad uprawami. To tzw. agrowoltaika, która może nawet sprzyjać wzrostowi roślin – największa taka farma na Sycylii ma 65 MW mocy.

● Podobnie jak przy budowaniu domów także w fotowoltaice zyskuje na popularności montaż farm słonecznych z gotowych, prefabrykowanych elementów. To przede wszystkim skraca czas ich stawiania, a cała inwestycja robi się nawet o 20 proc. tańsza.

● Przybywa miejsc, w których umieszcza się panele. Służyć mogą do tego m.in. zbiorniki wodne, ale także balkony. W Polsce takie rozwiązania stosują m.in. mieszkańcy Szczytna, ale prawdziwy boomy mamy w Niemczech. W ciągu trzech kwartałów 2023 roku liczba balkonowych instalacji się podwoiła, sięgając 230 tys., a do końca dekady może być ich nawet 12 mln.

● Krzem powszechnie stosowany w panelach znalazł wreszcie godnego rywala w postaci perowskitów. Robione z nich cienkie ogniwa mają już porównywalną efektywność i cały świat czeka na umasowienie ich produkcji.

● Tak jak fotowoltaika ma się świetnie, tak w wiatrakach mamy poważne niedociągnięcia. W 2023 roku dopiero udało się wyrównać poziom uruchomień nowych farm wiatrowych, jaki osiągnięto już w 2020 roku. Rozczarowujący jest przede wszystkim rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która miała napędzać całą branżę.

● W projektach morskich farm pojawiają się nowe technologie i pomysły, jak najlepiej wykorzystać wodne środowisko. Klasyczne śmigła to dziedzictwo wiatraków sprawdzonych na twardym lądzie. Dziś pracuje się nie tylko nad nowymi wirnikami – m.in. nad turbinami o pionowej osi (VAWT) – ale także sposobem osadzania ich na wodzie.

● Znaczące ożywienie mamy też w długo niedocenianej geotermii. Widać to m.in. w Polsce, gdzie działa 7 ciepłowni geotermalnych, a 21 kolejnych jest w trakcie realizacji. Rozwój napędzają pieniądze publiczne. Od 2020 roku NFOŚiGW przeznaczył 657 mln zł na odwierty w 45 lokalizacjach, a dużą szansą na dalsze duże inwestycje są środki z KPO, które trzeba szybko wydać.

● Wraz z OZE szybko rozwijają się także magazyny. Poszukuje się najbardziej wydajnych technologii i to nie tylko do gromadzenia prądu, ale także ciepła. Magazyny są zresztą miejscem, gdzie obie te technologie zaczynają się przenikać: energia stale ulega przemianom, więc ciepło zmienia się w prąd i odwrotnie.

● OZE się rozwijają, ale węglowodory wciąż trzymają się mocno. Powoli zaczyna spadać zużycie węgla, ale obecny poziom wykorzystania gazu i ropy może się utrzymać do 2050 roku.

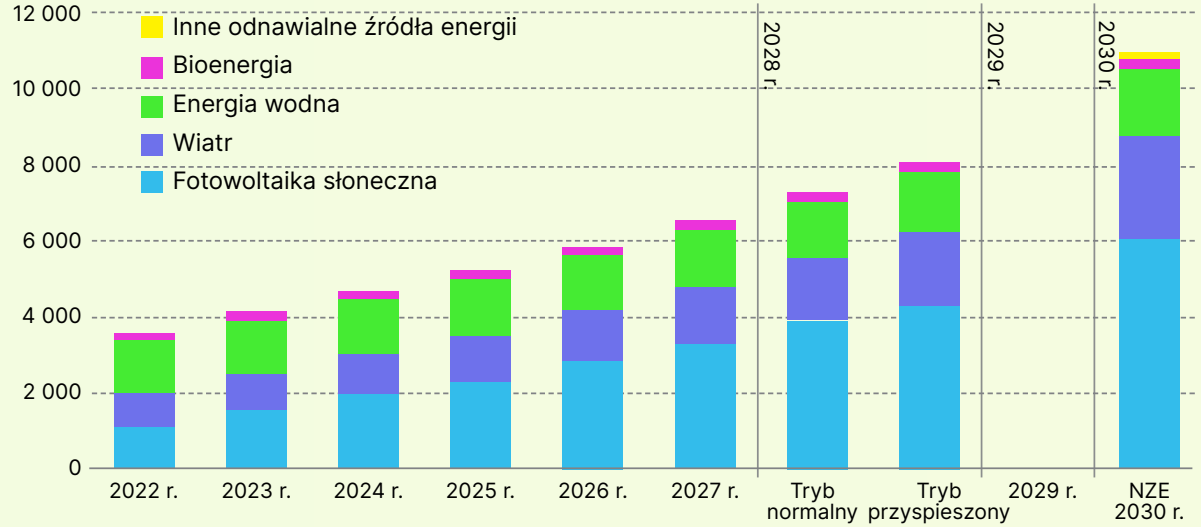
ENERGIA

Rok czystej energii

● W 2023 roku mieliśmy niebywały przyrost odnawialnych źródeł energii. Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) nowych farm wiatrowych i słonecznych było o połowę więcej niż rok wcześniej. W sumie przybyło 510 GW czystych mocy, chociaż jeszcze kilka miesięcy temu szacunki mówiły o 440 GW (w 2022 roku było 333 GW). To tyle, ile w sumie jest ich w Niemczech oraz Hiszpanii. IEA wymienia trzy przyczyny tak bezprecedensowego wzrostu:
– większe wsparcie polityczne
– rosnące obawy dotyczące bezpieczeństwa energetycznego
– poprawa konkurencyjności w stosunku do alternatyw dla paliw kopalnych.
„Czynniki te przeważają nad rosnącymi stopami procentowymi, wyższymi kosztami inwestycji i utrzymującymi się wyzwaniami w łańcuchu dostaw", czytamy w komentarzu agencji. Po tak dobrym roku skumulowana moc OZE sięgnęła około 4163 GW.

● Siłą napędową w czystej energetyce są dziś przede wszystkim farmy fotowoltaiczne, które odpowiadają za dwie trzecie wzrostu. Nieco mniej było małych, przydomowych instalacji, nad którymi, tak jak w poprzednich latach, przeważają duże farmy. Na poziomie globalnym mamy więc sytuację odwrotną niż w Polsce, gdzie instalacji małych jest znacznie więcej. To efekt wsparcia publicznego, które zwłaszcza w Europie nasiliło się w 2022 roku po inwazji Rosji na Ukrainę. Łatwe w instalacji solary były najszybszą możliwą odpowiedzią na kryzys energetyczny wywołany wojną na wschodzie.

Skumulowana moc energii odnawialnej w trybie głównym i przyspieszonym oraz scenariuszu Net Zero (GW)



● Zmniejszenie zależności od rosyjskiego importu gazu ziemnego napędziły w UE działania polityczne, które z kolei uruchomiły moce o 40 proc. wyższe, niż wcześniej zakładała IEA. W szczególności dotyczyło to rozproszonej energetyki słonecznej, która odpowiadała za trzy czwarte wzrostu. Jej ogromną zaletą jest fakt częściowego przynajmniej uniezależnienia konsumentów od zwyżek cen energii. Agencja szacuje, że dzięki wzmożeniu inwestycyjnemu w OZE konsumenci w całej UE w latach 2021-2023 zaoszczędzili około 100 mld euro. Bez tych dodatkowych mocy średnia cena hurtowa energii elektrycznej w UE w 2022 roku byłaby o 8 proc. wyższa. Czysta energia wykorzystana w ogrzewaniu – m.in. za sprawą pomp ciepła – stała się rzeczywistą alternatywą dla rosyjskiego gazu. IEA szacuje, że w 2023 roku w UE mogła

ENERGIA

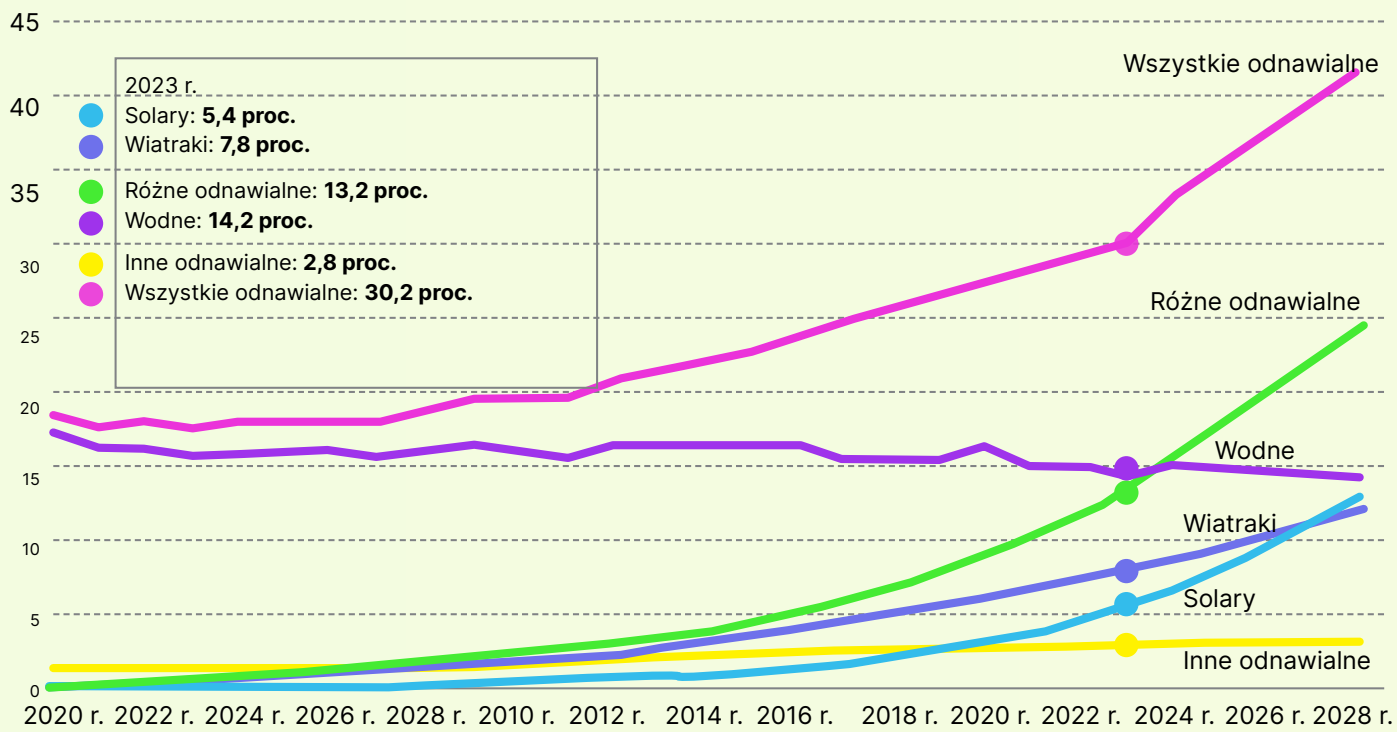
zastąpić około 8 mld m sześc. zużycia gazu związanego z budynkami i ponad 17 mld m sześc. zastąpi w 2024 roku.

● Drugim kluczowym trendem jest fakt, że po dwóch latach spadków wzrosły wreszcie, i to w znaczącym stopniu, instalacje farm wiatrowych. Nowa moc 107,8 GW wyrównała poprzedni rekord z 2020 roku (107,9 GW), kiedy również odnotowano znaczący skok nowych czystych źródeł energii. Taki wynik to głównie efekt przesunięcia nowych inwestycji w Chinach, które były opóźnione ze względu na ograniczenia pandemiczne (w 2022 roku zainstalowano zaledwie 63 GW mocy). Z podobnych powodów przesunięcie projektów miało też miejsce w Europie i USA, które oczekiwały na opóźnione dostawy sprzętu wynikające z zaburzonych łańcuchów dostaw.

● Największym wyzwaniem pozostają wciąż ślimaczące się inwestycje w farmy wiatrowe na morzu. W 2023 roku moc nowych instalacji wzrosła z 11,4 do 17 GW, ale nie jest to zwiastun wciąż wyczekiwanego ożywienia w tym obszarze. Nawet więcej mocy zainstalowano w 2021 roku (19,8 GW), a na obecny, 2024 rok IEA prognozuje tylko niewielki wzrost do 18,1 GW, czyli wciąż poniżej poziomu sprzed trzech lat. Bardziej optymistycznie patrzy w średnim horyzoncie czasowym, licząc, że w latach 2023-2028 przybędzie 154 GW nowych mocy. Oznaczałoby to, że od 2025 roku musi się pojawiać około 40 GW nowych morskich wiatraków rocznie.

● Solary będą miały wiatr w plecy, a przed wiatrakami wciąż piętrzą się trudności. Z jednej strony spadające ceny modułów, a z drugiej wsparcie polityczne dla rozproszonych źródeł mocy, które mniej obciążają sieć, to dwa główne motywy rozwoju fotowoltaiki. Takiego zaplecza nie mają wiatraki, których dynamika wzrostu w 2024 roku zdaniem IEA nawet spadnie – prognozy mówią o 103 GW nowych mocy i ta wartość zostanie osiągnięta tylko dzięki wsparciu, na jakie farmy wiatrowe mogą liczyć w Chinach.

Udział wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, według technologii, 2000-2028 (proc.)



Odnawialne rekordy Polski: węgiel pobity

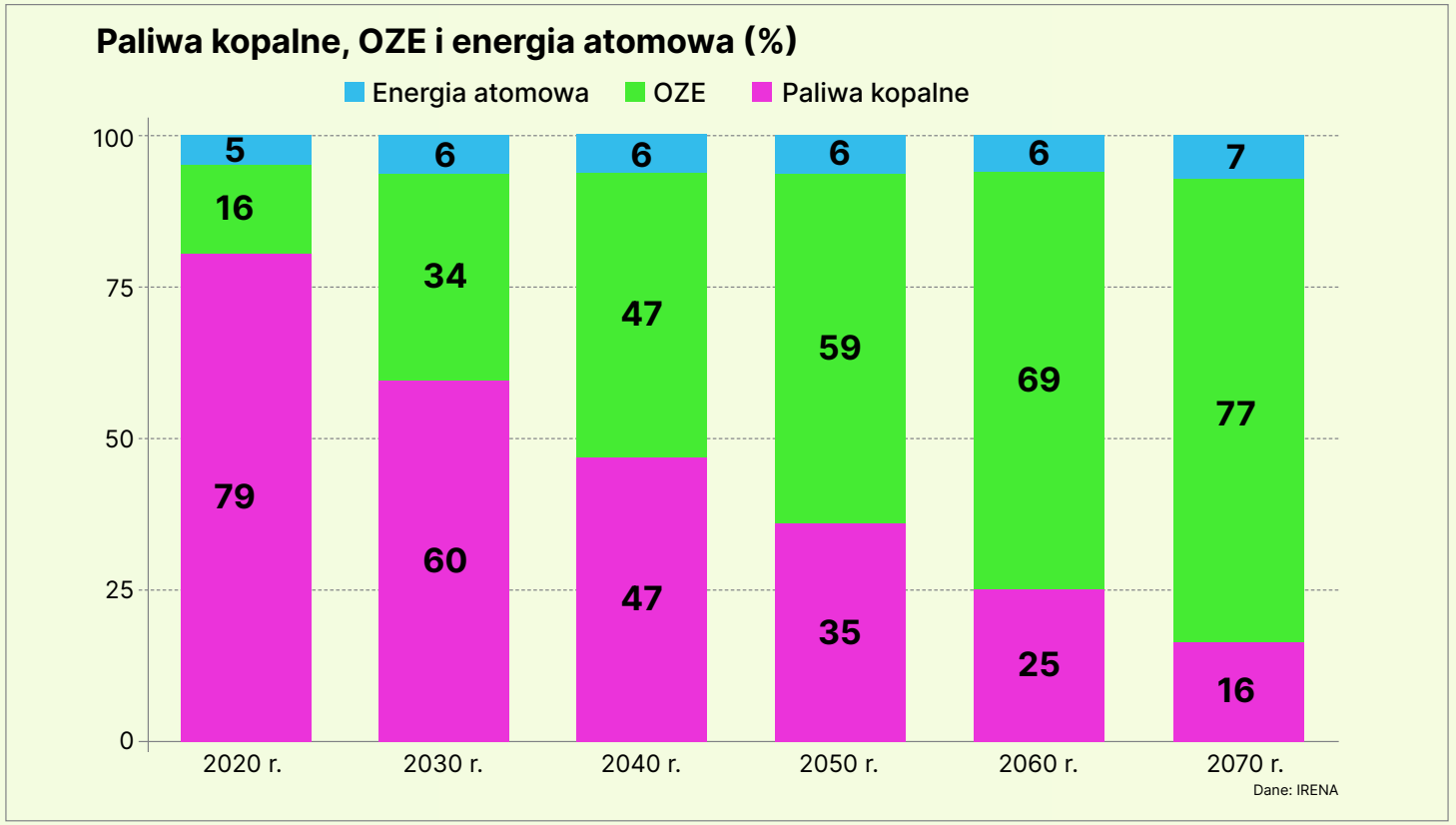
6 września 2023 roku między godz. 12 a 13 farmy słoneczne wyprodukowały **9,3 GWh** energii, czyli **45 proc. prądu** wytworzonego przez wszystkie krajowe źródła – w tym czasie węgiel kamienny zabezpieczył 7,1 GWh mocy.

26 listopada 2023 roku wiatraki wyprodukowały rekordową ilość **183,2 GWh** energii elektrycznej. To **36 proc. zapotrzebowania** Polski na prąd. W tym samym dniu węgiel kamienny zapewniał 37 proc. potrzeb, ale doliczając fotowoltaikę, w sumie oba źródła OZE dostarczyły więcej, bo 38,1 proc. prądu.

ENERGIA

Duże wyzwanie

Gen: SI



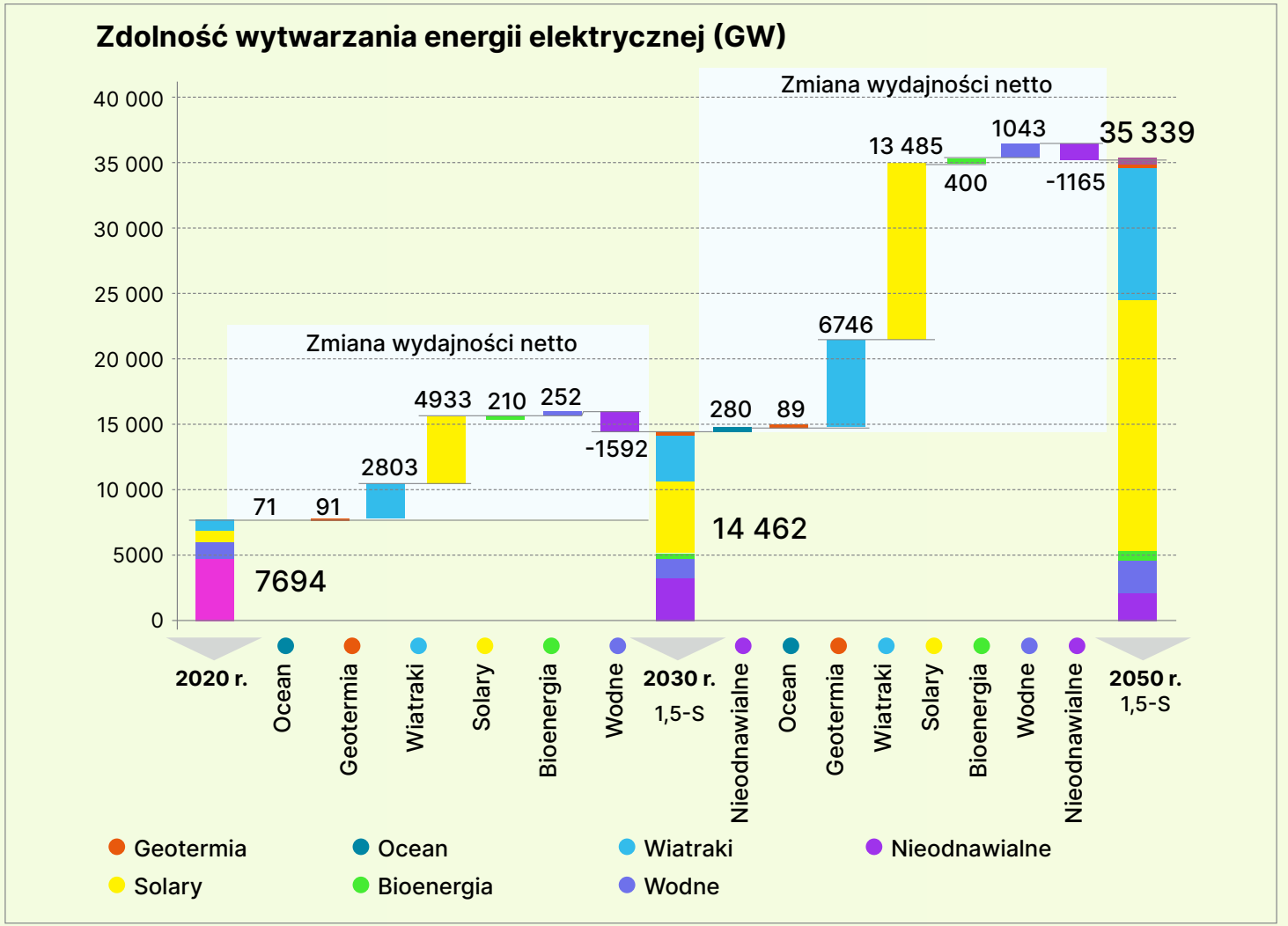
● Według szacunków IRENA obecnie udział energii odnawialnej w dostawach energii pierwotnej sięga około 17 proc. W perspektywie roku 2030 wzrost całkowitego zapotrzebowania na energię pierwotną pozostanie bardzo umiarkowany – wg IEA wyniesie około 0,7 proc., czyli o połowę mniej niż w ciągu ostatniej dekady. Zapotrzebowanie ograniczać będzie zwiększona efektywność, zwłaszcza w gospodarkach rozwiniętych, gdzie nastąpi spadek zużycia o 9 proc. Z nadwyżką będą to kompensować kraje rozwijające się, gdzie w tym czasie zużycie energii wzrośnie o 16 proc. Poza efektywnością energetyczną drugim głównym, pozytywnym trendem pozostaje wzrost udziału OZE.

ENERGIA

Aby osiągnąć cele klimatyczne określone przez porozumienie paryskie, do końca dekady udział OZE musi się jednak podwoić do 34 proc. Obecne tempo wzrostu OZE, które nie sięga nawet 1 pkt proc. rocznie, jest jednak zbyt niskie, aby osiągnąć ten poziom.

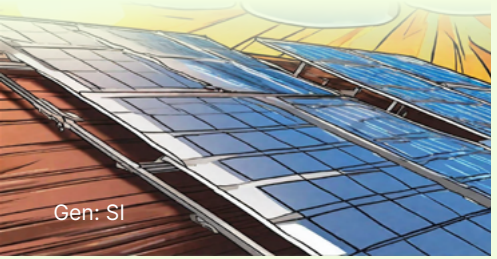
● Do 2030 roku sama zainstalowana moc fotowoltaiczna musiałaby wzrosnąć do 5,4 TW. To prawie ośmiokrotnie więcej niż na początku dekady i prawie cztery raz tyle co dziś – obecnie jest to około 1,5 TW. Tylko jednak jeśli utrzyma się obecne, rekordowe tempo przyrostu nowych instalacji, świat jest w stanie osiągnąć ten cel – wówczas w latach 2024-2030 moglibyśmy liczyć na 4,9 TW nowych mocy solarnych, co dokładnie trafiłoby w punkt. Przy obecnych uwarunkowaniach szacunki IEA wskazują jednak na to, że już w 2024 roku przyrosty nowo oddawanych instalacji nie będą tak wysokie. W 2023 roku względem roku poprzedniego moc nowych farm była aż o 67 GW większa – przyrost zwiększył się z 220 GW do 287 GW. Tymczasem na 2024 rok IEA prognozuje nieco ponad 307 GW nowych mocy fotowoltaicznych, czyli o 20 GW więcej. Agencja jednocześnie przyznaje jednak, że przyspieszenie we wdrażaniu programów wsparcia dla fotowoltaiki w 2024 roku pozwoliłoby uruchomić nawet 359 GW nowych instalacji. To zapewniłoby tempo konieczne do spełnienia celów klimatycznych.

● Niewiele mniejsze wyzwania stoją przed energetyką wiatrową, której moc zainstalowana sięga obecnie około 1,03 TW. Tymczasem IRENA szacuje, że aby trzymać się ścieżki wyznaczonej przez porozumienie paryskie, w 2030 ich moc musi sięgać już 3,04 TW. To trzy razy więcej niż obecnie. Tyle że w tym obszarze tempo wzrostu – na poziomie 120--125 GW rocznie – jest znacznie niższe. Jeśli utrzyma się w ciągu kolejnych lat, na koniec dekady zainstalowana moc wiatraków wzrośnie tylko o 0,9 TW. Łącznie sięgnie więc niespełna 2 TW, czyli o jedną trzecią za mało. W tym względzie najbardziej zawodzi rozwój farm morskich, które rocznie powinny przyrastać o 54 GW, podczas gdy w zeszłym roku zwiększyły się o 17 GW, a prognozy IEA na 2024 rok mówią o 18 GW (według IRENA w 2030 roku ich łączna moc powinna sięgać już 500 GW).



ENERGIA

Koszty lecą w dół



● Jednym z krytycznych czynników wpływających na wzrost instalacji OZE są ich koszty. Kryzys wywołany pandemią i problemy w łańcuchach dostaw w połączeniu ze wzrostem popytu sprawiły, że w latach 2020-2022 koszty instalacji rosły – odpowiednio o 14,8 proc. w energetyce wiatrowej i 6,8 proc. w fotowoltaice. Nie zmienia to faktu, że czyste źródła energii od dawna są znacznie bardziej konkurencyjne niż te bazujące na węglowodorach. Już w 2021 roku ponad 73 proc. nowo powstałych instalacji produkowało energię elektryczną po kosztach niższych niż najtańsze źródło nowych mocy opartych na paliwach kopalnych. Uruchomione wówczas projekty OZE w ciągu całego ich życia wygenerują skumulowane niezdyskontowane oszczędności w wysokości co najmniej 149 mld dol.

● W zeszłym roku mieliśmy jednak gwałtowne spadki cen paneli fotowoltaicznych. Na progu lata przyszło wręcz załamanie na rynku w Chinach. W ciągu miesiąca (licząc od ostatniego tygodnia maja 2023) ceny tzw. Chinese Module Marker spadły z 0,22 do 0,17 dol./W. Był to historycznym rekord, a tak gwałtowne zmiany to efekt dużej ilości zapasów, które nagromadziły się mimo bezprecedensowego wzrostu inwestycji w fotowoltaikę. Spory wpływ miała na to rosyjska inwazja na Ukrainę, za którą poszedł wzrost cen surowców. Chińczycy przeszacowali rynkowe możliwości i za bardzo się rozpędzili. Uruchomili moce produkcyjne ponad możliwości sprzedaży – tylko w 2022 roku zwiększyli produkcję o 70 proc. Zapasy wzrosły więc wszędzie, zarówno w samych Chinach, jak i w Europie, a co gorsza spadek cen sprawia, że stale tracą na wartości.

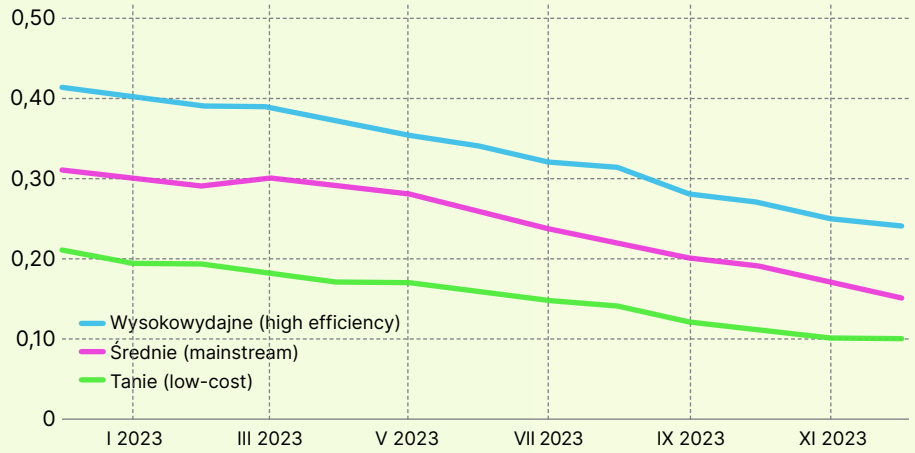
● Ostatecznie spadki cen na całym rynku przeciągnęły się od końca roku. Według danych PVXchange w 2023 roku stawki za panele podstawowe (mainstream) spadły z 0,31 do 0,15 euro/W. Długi czas jako barierę postrzegano moment, w którym ceny polikrzemu i wafli krzemowych wyrównają bezpośrednie koszty operacyjne ich produkcji (tzw. koszty gotówkowe – cash costs – nieuwzględniające np. amortyzacji). Sytuacja robi się jednak coraz bardziej złożona, a deflację napędza sama technologia. „Istnieje obawa, że produkty magazynowane w inwentarzu staną się przestarzałe. Ponieważ wydajność modułów nadal się poprawia, przechowywane moduły o niższej wydajności mogą stać się nie do sprzedaży", zaznacza Martin Schachinger z PVXchange.

● Takiej dynamiki na rynku fotowoltaiki nie da się długo utrzymać, stąd analitycy przewidują zahamowanie spadku cen w najbliższych miesiącach. Na razie nikt nie dyskutuje jednak o ich odbiciu. Bardziej stabilny jest rynek turbin wiatrowych. Nie ma tak dużych nawisów podażowych, ale z drugiej strony w tym segmencie ożywienie inwestycyjne jest znacznie słabsze. Sprawia to, że w porównaniu z pierwszą połową roku ich ceny wzrosły tylko o 3 proc. (wg Indeksu Bloomberg NEF średnio 990 tys. dol./MW) pomimo istotnego wzrostu kosztu komponentów, przede wszystkim stali. Europejscy i amerykańscy producenci muszą się przy tym liczyć z naciskiem konkurencyjnym produktów z Chin, które są o 20 proc. tańsze.

● Naukowcy z Institute for Data, Systems and Society działającego na MIT zwracają uwagę, że dotychczas głównym czynnikiem spadku kosztów był postęp technologiczny, ale mało uczyniono w kwestii wydatków operacyjnych związanych z budową farm. Podczas gdy od 1980 roku koszt instalacji paneli słonecznych spadł o ponad 99 proc., to tzw. miękka technologia, czyli m.in. technika zarządzania łańcuchem dostaw czy proces projektowania systemu, przyczyniły się tylko do 10-15 proc. całkowitego spadku kosztów.

To sprawia, że według szacunków ekipy z MIT udział tych kosztów miękkich wynosi obecnie zazwyczaj od 35 do 64 proc. Temat jest dość złożony, co pokazuje, że znaczące różnice widać pomiędzy różnymi regionami i krajami – na przykład miękkie koszty energii słonecznej w Niemczech są o blisko 50 proc. niższe niż w USA. Jest to więc spore pole do działania, a jednym z istotnych pomysłów na ograniczenie tych kosztów, zwłaszcza terenowych, jest prefabrykacja farm słonecznych (o czym niżej).

Ceny modułów PV (euro/W)



Dane: PVXchange

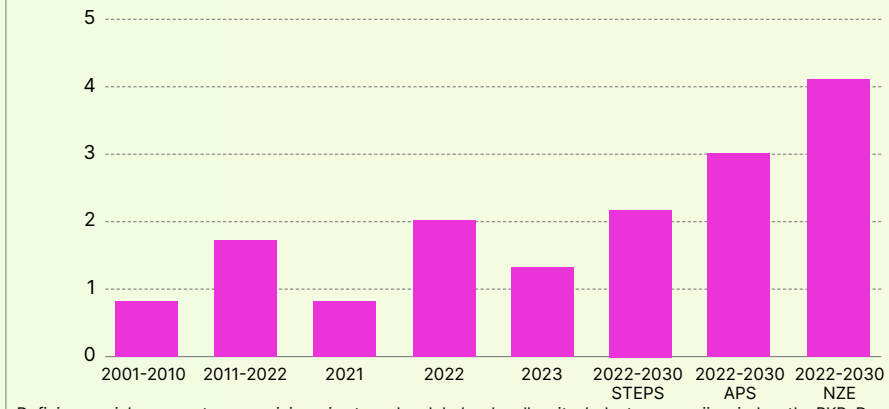
ENERGIA

Siada nam efektywność

● Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) szacuje, że połowa redukcji emisji CO_2, jakiej trzeba dokonać w tej dekadzie, ma wynikać z poprawy wykorzystania energii. Tyle że po bardzo dobrym roku 2022, gdy efektywność energetyczna wzrosła o 2 proc., w ubiegłym, 2023 roku dynamika się popsuła, spadając do 1,3 proc. (poprawa energochłonności definiowana jest jako procentowe zmniejszenie stosunku globalnych całkowitych dostaw energii na jednostkę produktu krajowego brutto). Na pogorszenie wskaźnika w dużej mierze wpływ miał wzrost zapotrzebowania na energię w 2023 roku o 1,7 proc. w porównaniu z 1,3 proc. rok wcześniej.

● Słabe wyniki oznaczają nie tylko spadek rok do roku, ale także zejście poniżej średniej długoterminowej, która w ostatniej dekadzie wynosiła 1,7 proc. Sytuacja jest o tyle niepokojąca, że dla osiągnięcia celów klimatycznych potrzeba nam znaczącej poprawy wskaźnika do 4 proc. na przestrzeni całej dekady (średnia na lata 2020-2022). Analizując podjęte działania rządów i wdrożone polityki (scenariusz STEPS), IEA nie ma jednak złudzeń, że nam się to uda – wyliczyła, że na ich bazie wzrost efektywności do końca dekady sięgnie 2,2 proc.

Poprawa globalnej energochłonności energii pierwotnej wg NZE (proc.)



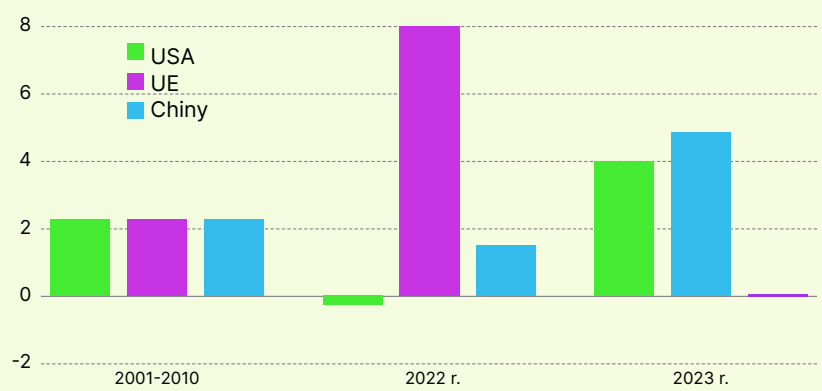
Definiowane jako procentowe zmniejszenie stosunku globalnych całkowitych dostaw energii na jednostkę PKB. Dane: IEA

● Tak jak w przypadku samych redukcji emisji CO_2 również tu mamy znaczącą geograficzną nierównowagę. Wolniejszy postęp w globalnej energochłonności maskuje wyjątkową poprawę w niektórych krajach i regionach, gdzie silne działania polityczne, zwiększone inwestycje i zmiany zachowań konsumentów doprowadziły do znacznie lepszego wykorzystania energii. Do tej grupy należą Unia Europejska i Stany Zjednoczone. Łącznie z Chinami odpowiadają one za połowę zużycia energii. Samo Państwo Środka, które w zeszłej dekadzie było liderem, jeśli chodzi o wzrost efektywności, w ostatnich latach znacząco osłabło w swych wysiłkach – w 2023 roku poprawa była tu bliska zera. Ważnym czynnikiem była rozbudowa przemysłu petrochemicznego i gwałtowny wzrost wykorzystania ropy naftowej w surowcach petrochemicznych.

● Ważnym motywem w pracy nad poprawą efektywności stał się kryzys energetyczny wywołany inwazją Rosji na Ukrainę. Szczególnie silnie odczuła go Europa, która w 2022 roku dokonała ogromnej poprawy w zakresie energochłonności o prawie 8 proc. Wysiłki te widać było także w ubiegłym roku, gdy wskaźnik sięgnął 5 proc., czyli dwa razy powyżej średniej z poprzedniej dekady. Ważnym narzędziem jest tu program REPowerEU, którego nadrzędnym celem jest uniezależnienie się od rosyjskich paliw do 2030 roku. Obok dywersyfikacji dostaw i zastępowania paliw kopalnych energią odnawialną trzecim kluczowym jego elementem jest właśnie oszczędzanie energii. Według Komisji Europejskiej może być to najszybszy, najtańszy oraz najbezpieczniejszy sposób pozwalający zmniejszyć zależność od paliw kopalnych z Rosji.
W Europie ważnym czynnikiem była także łagodniejsza zima – druga najcieplejsza w historii. Jej efekt do pewnego stopnia skompensowało wyjątkowo gorące lato, które zwiększyło zapotrzebowanie na chłodzenie.

● IEA uważa, że ważnym motywatorem do poprawy będzie przyjęte 8 czerwca 2023 tzw. oświadczenie wersalskie z hasłem „Kluczowa dekada dla efektywności energetycznej". Podpisująca je grupa 46 państw z całego świata zadeklarowała wzmocnienie działań w zakresie efektywności energetycznej, które każdego roku tej dekady mają doprowadzić do podwojenia postępu globalnej intensywności wykorzystania energii.

Poprawa globalnej energochłonności energii pierwotnej (proc.)



Definiowane jako procentowe zmniejszenie stosunku globalnych całkowitych dostaw energii na jednostkę PKB. Dane: IEA

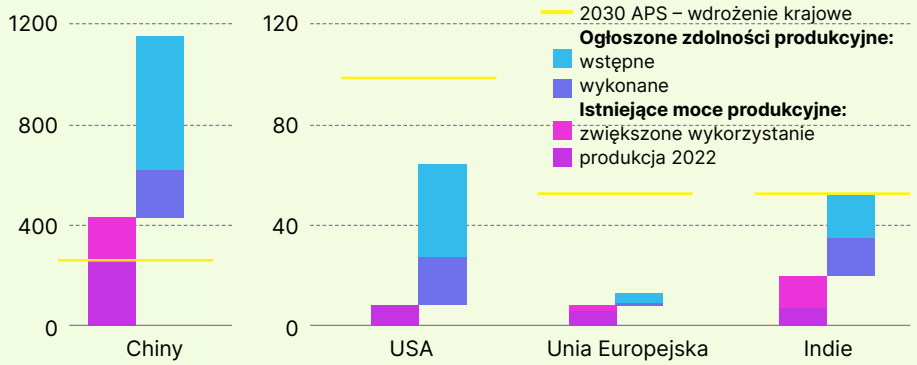
ENERGIA

Solary poszły na rekord

● Rok 2023 rekordowy był przede wszystkim w fotowoltaice. Zainstalowana moc nowych farm fotowoltaicznych sięgająca 374,9 GW była nie tylko o 64 proc. wyższa niż rok wcześniej, ale też dwa i pół razy wyższa niż na początku dekady. Nie byłoby to możliwe bez szybkiego rozwoju po stronie podażowej. Już w 2022 roku globalne moce produkcyjne PV wzrosły o ponad 70 proc., do prawie 450 GW, a w minionym i obecnym roku się podwoją. Według szacunków IEA pod koniec 2024 roku będą sięgać już 1000 GW.

● Duży wzrost potencjału wytwórczego sprawia, że coraz bliżej nam do wymaganych w 2030 roku mocy produkcyjnych na poziomie 1650 GW, dzięki którym fotowoltaika utrzyma się na ścieżce wzrostu potrzebnego do powstrzymania zmian klimatycznych. Z danych IEA wynika zresztą, że taką wydajność będą miały fabryki, które już działają i których uruchomienie ogłosili inwestorzy. Co więcej, prognozowana przepustowość istniejących i zapowiadanych projektów jest o dwie trzecie wyższa od poziomu wymaganego do zaspokojenia potrzeb wdrożeniowych w 2030 roku w ramach scenariusza Net Zero (NZE).

Obecna i przewidywana przepustowość mocy produkcyjnej i wdrożenia fotowoltaiki w scenariuszu ogłoszonych zobowiązań (GW)

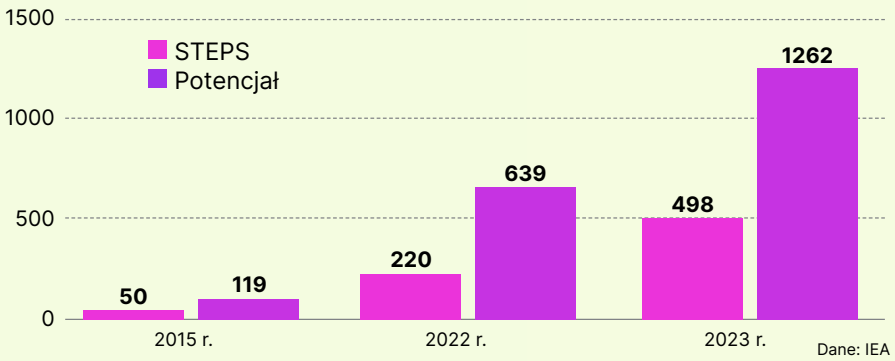


Uwagi: APS = scenariusz ogłoszonych zobowiązań. Wartości produkcji na rok 2022 odzwierciedlają szacunki rzeczywistego stopnia wykorzystania. Zwiększone wykorzystanie odnosi się do luki między poziomem produkcji w 2022 roku a wykorzystaniem istniejących mocy produkcyjnych na poziomie 85 proc. Stopień wykorzystania wynoszący 85 proc. zarówno w przypadku istniejących, jak i zapowiedzianych mocy produkcyjnych w 2030 roku. Dane: IEA. CC BY 4.0.

● Podobnie jak w poprzednich latach także w 2023 i 2024 roku nowe moce wytwórcze koncentrują się w Chinach, które odpowiadają za 90 proc. ich wzrostu. Przemysł ten jest marginalny w UE i USA. Amerykanie, którzy dążą do uniezależnienia się od chińskiej produkcji na wielu polach, także tutaj planują jednak znaczące inwestycje. Moce wytwórcze, które w 2022 roku sięgały około 8 GW, już teraz chcą zwiększyć do 64 GW, a docelowo mają sięgnąć około 100 MW. Na razie znacznie mniej aktywna w tym względzie jest Europa, która zadeklarowała, że docelowo będzie produkować solary o mocy 5G MW. Podobny cel wyznaczyły sobie Indie, które jednak już wypełniły go projektami inwestycyjnymi.

● Roczny przyrost mocy z 220 GW w 2022 roku w latach 2023-2024 średnio zwiększy się do około 275 GW. Barierą może okazać się załamanie cenowe na rynku modułów PV, które trwało cały 2023 rok (opisane wcześniej). Jeśli się utrzyma, może sprawić, że część projektów stanie się nierentowna. IEA zakłada jednak, że do końca dekady roczne przyrosty mocy produkcyjnych sięgną 495 GW, a potencjał produkcyjny jest znacznie większy. Już w 2022 roku Agencja oszacowała go na 639 GW. Fotowoltaika okazała się jednym z największych sukcesów ostatniej dekady, a roczny rozwój mocy wytwórczych energii elektrycznej wzrósł ponadsiedmiokrotnie.

Moce produkcyjne paneli słonecznych (GW)



Dane: IEA

ENERGIA

Nie tylko farmy wielkopowierzchniowe **TREND**

W Polsce przyzwyczailiśmy się do dominacji małych domowych instalacji solarnych, do czego przyczyniła się polityka rządu, promując prosumpcję i ograniczając rozwój dużych. W świecie to jednak one dominują – stawia się ich niemal o połowę więcej – ale przewaga ta powoli zaczyna topnieć.

Gen: SI

ROZWÓJ

Na przestrzeni ostatnich lat (2017-2022) skala inwestycji w farmy duże była o połowę większa niż w małą, rozproszoną fotowoltaikę (502 vs. 366 GW). Wówczas największa instalacja, indyjska Pavagada Solar Park (2050 MW), jest dziś już numerem trzy, a łączna moc pięciu największych farm fotowoltaicznych z 2018 roku – około 5 GW – była dwa razy mniejsza niż obecna czołówka (9,7 GW). Zmianę jeszcze bardziej widać w Polsce. Trzy lata temu największa działająca elektrownia fotowoltaiczna w Polsce znajdowała się w Czernikowie koło Torunia i miała moc 3,77 MW. Dziś największa farma założona w Zwartowie na Kaszubach ma 204 MW (a docelowo będzie to 350 MW). Globalnie w dalszej perspektywie nieco szybciej będzie się jednak rozwijać fotowoltaika rozproszona – wg IEA w latach 2023-2028 przyrost mocy zwiększyć się może niemal czterokrotnie, do 1400 GW, podczas gdy na dużych farmach wzrost będzie trzyipółkrotny (1760 GW).

ZALETY

Przewag rozproszonej energetyki słonecznej jest kilka. Po pierwsze konsumowanie prądu produkowanego na miejscu mniej obciąża sieć, po drugie da się działać na istniejącej infrastrukturze przesyłowej, a po trzecie wykorzystuje się też pasywną powierzchnię, jaką jest dach. Segment ten w dużym stopniu napędza przy tym niestabilność cen na rynku energii – własne źródło mocy uodparnia na ich wahania. Duże farmy to jednak przede wszystkim efektywność. Istotna jest możliwość optymalnego ustawienia względem słońca, bez konieczności dostosowywania się do zastanych powierzchni. Analogicznie jeśli chodzi o dobór lokalizacji – nie jest wymuszony. Farmy stawia się w miejscach z najlepszym nasłonecznieniem, co zwiększa stabilność ich działania. Bardziej elastyczny jest też tryb działania, a ostatnią, kluczową sprawą jest skala. Duże jest zawsze bardziej efektywne, począwszy od samego procesu budowy – farma w Zwartowie odpowiada 70 tys. instalacji domowych – aż po eksploatację.

GRACZE

Adani Green Energy
GCL New Energy
SB Energy
First Solar
Solairedirect
Enel Green Power
R.Power
Goldbeck Solar
Respect Energy

ENERGIA

Farmy prefabrykowane

TREND

Podobnie jak przy budowaniu domów także w fotowoltaice zyskuje na popularności montaż farm słonecznych z gotowych, prefabrykowanych elementów. To przede wszystkim skraca czas inwestycji.

Fot: 5B

JAK TO SIĘ ROBI

Dobrym przykładem jest instalacja bazująca na nowej technologii o nazwie 5B Maverick. Składa się z maksymalnie 90 modułów fotowoltaicznych na niestandardowych ramach. Można je szybko rozłożyć, aby zainstalować nowe panele słoneczne do wytwarzania energii na skalę przemysłową. Największa farma zbudowana z tych modułów ma moc 12,8 MW i powstała w Australii, aby zasilić stację uzdatniania wody w Happy Valley. Firma SA Water, która jest jej właścicielem, borykała się ze znacznymi ograniczeniami terenowymi i potrzebowała rozwiązania zasilania o dużej gęstości, które można byłoby przenieść i wymienić, gdyby potrzebne były dalsze prace na miejscu. Równie proste jak składanie jest też rozkładanie instalacji. Dzięki temu może być to mobilne źródło mocy wykorzystywane, gdy energia w miejscu bez dostępu do sieci potrzebna jest od razu – np. przy budowie obozów dla ofiar klęsk żywiołowych – a także ma pomóc w elastycznej rozbudowie sieci energetycznych.

KORZYŚCI

Farmy modułowe to przede wszystkim kwestia szybkości instalacji. System Nomad Savannah, który bazuje na trackerach śledzących słońce, montuje się cztery razy szybciej niż klasyczne panele, co wpływa też na ich koszt – Canyon Modular Solar szacuje, że ich rozwiązania pozwalają zaoszczędzić co najmniej 20 proc. wydatków. Jeszcze większymi osiągami chwali się 5B. Instalację o mocy 1,1 MW w ciągu jednego dnia złożyła 10-osobowa ekipa. Firma szacuje, że to 10 razy szybciej niż w przypadku konwencjonalnej farmy. Przede wszystkim wynika to z pięciokrotnie większej wydajności siły roboczej montażystów oraz 75 proc. mniej prac związanych z okablowaniem i ograniczeniem do minimum prac terenowych. Balastowy charakter 5B sprawia, że penetracja gruntu jest minimalna, unika się konieczności wiercenia i ew. palowania w twardym podłożu. Daje to też możliwość maksymalnego wykorzystania gruntu – twórcy technologii szacują, że ich rozwiązania mogą dostarczyć nawet 1,6 razy większą moc w przeliczeniu na hektar od klasycznych instalacji.

GRACZE

5B
Cambridge Energy
Lumos
Canyon Modular Solar
Valen Powering Excellence
Solarix

ENERGIA

Na tropie słońca

TREND

Z farmami słonecznymi jest jak z winnicami – potrzebują odpowiedniego kąta nachylenia wobec słońca. Stąd coraz częściej instaluje się panele, które w ciągu dnia poruszają się niczym kwiat słonecznika podążający za promieniami światła.

Gen: SI

JAK TO SIĘ ROBI

Tego typu solary określa się mianem paneli fototropicznych, co oznacza, że „śledzą" słońce w jego codziennej wędrówce po niebie. Dziś odbywa się to głównie za sprawą tzw. trackerów, które wykorzystują siłowniki do zmiany pozycji panelu w ciągu dnia. Drugi kluczowy element to sterownik, który wykorzystuje GPS lub czujniki światła, aby wyznaczyć jak najlepsze ustawienie dla instalacji. Są dwa rodzaje trackerów: jednoosiowe, które pozwalają panelom odchylać się w jednej osi, oraz dwuosiowe. Dzięki nim panel odchyla się i w pionie, i w poziomie, ustawiając się precyzyjnie „twarzą" do słońca. Bardziej zaawansowane rozwiązanie opracowali naukowcy z UCLA. Stworzyli nowy polimer inspirowany światem roślin, gdzie fototropizm jest możliwy dzięki łodydze rośliny. SunBOT (Sunflower-like Biomimetic Omnidirectional Tracker) działa na podobnej zasadzie. Składa się z szypułki o długości 1 mm zwieńczonej „kwiatem" pokrytym materiałem fotowoltaicznym. Wokół niego znajduje się nanomateriałowy polimer zdolny do przetwarzania światła słonecznego w ciepło. Ogrzane fragmenty kurczą się, kierując „kwiat" w stronę światła.

KORZYŚCI

Śledzenie słońca zwiększa przede wszystkim wydajność pracy. Dzięki trackerom jednoosiowym do 30 proc., a przy dwuosiowych nawet do 40 proc. Podobnie jest w przypadku SunBOT-a – przeciętnie w ciągu dnia panele są w stanie zaabsorbować do 24 proc. światła słonecznego, podczas gdy w jego przypadku jest to 98 proc. Istotnym aspektem fototropiczności paneli jest zwiększenie wydajności inwerterów (inaczej falowników, urządzeń zamieniających prąd stały wyprodukowany przez panele na prąd zmienny używany w energetyce), które najlepiej pracują przy najwyższym obciążeniu. W ruchomych panelach instalować można przy tym tzw. moduły dwufazowe, które zbierają energię słoneczną z przodu i z tyłu i w ten sposób zwiększają jeszcze ich wydajność o 20 proc.
Wadą użycia trackerów są wysokie koszty początkowe, ryzyko awarii mechanizmu oraz fakt, że są bardzo ciężkie, co sprawia, że nie nadają się do montażu na dachach. Zużywają też sporo energii. Stąd właśnie prace nad takimi projektami jak SunBOT, który podąża za światłem bez dodatkowego zużycia energii.

GRACZE

Nextracker
Array Technologies
PV Hardware
Soltec
Cambridge Energy
Arctech Solar
FTC Solar
Versol Solar

ENERGIA

Agrowoltaika

TREND

Fotowoltaika i rolnicze uprawy co do zasady konkurują o ten sam zasób, czyli grunt, a razem z nim słońce (stąd w Polsce pod farmy słoneczne można przeznaczać tylko nieużytki). Można jednak inaczej – spróbować koegzystencji ich obu. Tak rozwija się agrowoltaika.

Fot.: Pine Gate Renewables

JAK TO SIĘ ROBI

W Europie jednym z pionierów jest Endesa, która już w 2020 roku uruchomiła pięć projektów pilotażowych. Tym elektrowniom towarzyszyły m.in. uprawy roślin aromatycznych, takich jak szałwia, rozmaryn, oregano i kolendra, oraz hodowla pszczół. Prowadzenie pasiek w cieniu paneli fotowoltaicznych to szczególnie popularny trend, zwłaszcza za oceanem. Zanim wstawi się ule, trzeba jednak pamiętać o zabezpieczeniu „paszy" dla pszczół i stworzeniu łąk kwietnych. Nieco inne podejście mają w Japonii, gdzie cień, jaki dają panele, okazał się świetnym sprzymierzeńcem dla hodowców grzybów. W ten sposób na farmie o mocy 4 MW rocznie zbiera się około 40 ton uszaków.
Agrowoltaika osiąga przy tym coraz większą skalę. Na wiosnę ub.r. na Sycylii koło Marsali uruchomiono taką farmę o mocy 65 MW. Dwustronne panele wyposażone w trackery ustawiono na 115 ha gruntów, na których rosną migdałowce, oliwki oraz rośliny aromatyczne i lecznicze.

KORZYŚCI

Przede wszystkim jest to sposób na efektywne wykorzystanie dostępnych gruntów. Ważny jest też aspekt współhodowli pszczół – naukowcy z uniwersytetów w Lancaster i Reading wyliczyli, że gdyby wszystkie uprawy w Wielkiej Brytanii znajdowały się w promieniu 1,5 km od farm fotowoltaicznych z pasiekami, wartość ich plonów wzrosłaby o 80 mln funtów rocznie. Z kolei w Afryce naukowcy m.in. z University of Sheffield zauważyli, że plony warzyw pod wysoko ustawionymi panelami (3 m nad ziemią) są wyższe niż gdzie indziej – kapusta posadzona pod panelami była o jedną trzecią większa niż ta posadzona na kontrolowanych poletkach z taką samą ilością nawozu i wody. Wg naukowców z Uniwersytetu Cornella odpowiada za to m.in. ewapotranspiracja, czyli parowanie wody z upraw, która obniża temperaturę powietrza pod panelami. Z kolei rośliny sprawiają, że mniej nagrzewa się gleba, co w połączeniu ze swobodnym przepływem powietrza obniża też temperaturę samych paneli o blisko 10 st. C, tym samym wydłużając ich żywotność.

GRACZE

Endesa
Fresh Energy
Pine Gate Renewables
Sustainergy
ENGIE
Amazon Consumables

ENERGIA

Solary pływające

TREND

Skoro na morzu stawia się farmy wiatrowe, to dlaczego by nie spławiać farm solarnych. Bardziej niż o szczególne warunki pogodowe chodzi tu jednak o wyzyskanie dostępnej przestrzeni.

Gen: SI

JAK TO SIĘ ROBI

Największa nawodna farma słoneczna powstała w Singapurze. Zajmuje powierzchnię równą 45 boiskom piłkarskim i produkuje wystarczającą ilość energii elektrycznej do zasilania pięciu oczyszczalni ścieków działających na wyspie. Na południowym skrawku Półwyspu Malajskiego ziemia jest towarem deficytowym, stąd właśnie pomysł, aby 60-megawatową farmę fotowoltaiczną spławić w rezerwuarze Tengeh oddzielonym sztuczną mierzeją od zachodniej części cieśniny Johor.
W przeciwieństwie do zwykłych paneli słonecznych te pływające mają od 5 do 15 proc. lepszą wydajność ze względu na efekt chłodzenia wody. Większy projekt stworzyła chińska Chint Group, która u wybrzeża portowego miasta Wenzhou zbudowała farmę o mocy 550 MW. Do spławiania paneli słonecznych nadają się także jeziora, głównie te sztuczne: chiński Sungrow Power Supply w okolicach miasta Huainan tworzy taką instalację o mocy 40 MW. W Europie mamy już sporo podobnych, chociaż mniejszych projektów. Największe farmy pływają w Holandii, m.in. w okolicach Groeningen.

ZAGROŻENIA

Największym niebezpieczeństwem spławiania farm jest falowanie wody, które może uszkodzić dość sztywną konstrukcję. Temat już jakiś czas temu podjęli jednak inżynierowie z politechniki w Wiedniu. Opracowali Heliofloat, nowy model pływaka unoszącego platformę, który potrafi absorbować siłę uderzeń fal. Ma otwarte dno, dzięki czemu uderzająca woda częściowo go wypełnia – uwięzione w nim powietrze wówczas się spręża. Istotną funkcję pełni również materiał, z którego wykonane są pływaki. Jest elastyczny i także amortyzuje część uderzenia.
Koncepcję pływającej farmy słonecznej podchwycili też Belgowie, tworząc i patentując unoszące się na wodzie moduły SeaVolt. Chcą je umieszczać m.in. w pobliżu farm wiatrowych, aby wspólnie wykorzystywać infrastrukturę przyłączeniową.
Inny aspekt to wpływ na środowisko. Pływające farmy muszą zapewnić odpowiedni przepływ powietrza oraz umożliwić światłu słonecznemu przechodzenie przez lustro zbiornika. Tak to działa m.in. w Singapurze oraz na farmie Chint Group, która jest połączona z hodowlą ryb.

GRACZE

Chint Group
Kstar
Sungrow Power Supply
Shell-Eneco CrossWind
Oceans of Energy
BayWa
Jan De Nul
Tractebel
DEME

ENERGIA

Solary na drogi

TREND

Jednym z głównych wyzwań fotowoltaiki jest szukanie przestrzeni, na której można montować panele. Stąd pomysł, aby umieszczać je na powierzchniach dróg i chodników, gdzie żadnej innej trwałej konstrukcji wprowadzić się nie da.

Fot: SolaRoad

ROZWÓJ

Pierwsze projekty nawierzchni wykładanych panelami słonecznymi pojawiły się w 2016 roku. Pionierem był węgierski start-up Platio, który stworzył solarne płyty chodnikowe o mocy sięgającej 186 W na m kw. (wykorzystując do tego plastik z recyklingu). Pierwszy duży projekt solarnej drogi powstał we Francji - w Tourouvre-au-Perche w 2017 roku za 5 mln euro zbudowano kilometr trasy wyłożonej prawie 2,9 tys. paneli słonecznych produkujących średnio 767 kilowatogodzin (kWh). Później pojawił się m.in. SolaRoad – trasa rowerowa w Holandii – a także kilka projektów w USA, takich jak Road to Tomorrow Initiative w Missouri czy The Ray, gdzie na 18-milowym odcinku trasy w Georgii testuje się różnego rodzaju technologie. Podobne inicjatywy pojawiły się też w Chinach – solarami wyłożono 1 km drogi dojazdowej do miasta Jinan. Solary umieszcza się również na wiatach ponad drogami: tak jest w holenderskim projekcie Butterfly Effect oraz na niemieckiej autostradzie nr 81, gdzie pilotażową instalację o mocy 31 kW wdrożono w lipcu ub.r. W niemieckim Freiburgu podobną wiatą przykryto także 300 m ścieżki rowerowej.

KORZYŚCI

Podstawową zaletą jest to, że panele takich firm jak Wattway wykazują właściwości podobne do zwykłej asfaltowej nawierzchni – mogą po nich jeździć ciężarówki, a kierowcy nie wpadają w poślizg w czasie hamowania. Panele zostały pokryte pięcioma warstwami żywicy, która ma chronić krzem przed uszkodzeniami. Łatwy jest przy tym montaż: płyty o grubości mniejszej niż centymetr po prostu przykleja się na utwardzoną nawierzchnię. Ciekawym elementem jest możliwość dodawania do nich diod LED, które mogą wyświetlać zmienne znaki poziome na drodze. Kluczowa jest jednak rentowność tego typu instalacji. Umieszczenie ich na drodze jest bardziej kosztowne niż na dachu – w przypadku SolaRoad inwestycja ma się zwrócić w 15 lat – ale firmy pracują nad ulepszeniem wciąż dość młodej technologii. Prościej wyglądać może sytuacja z panelami przeziernymi, montowanymi nad drogą albo np. na ekranach akustycznych. Tutaj są one tylko dodatkiem do inwestycji, stosowanym w miejsce zwykłego szkła.

GRACZE

Platio
SolaRoad
Wattway
Studio Solarix
Solar Roadways
Solarwatt
Fraunhofer ISE
Forster FF
Badenova

ENERGIA

Farmy na blokowiskach

TREND

Nie tylko dachy domów jednorodzinnych nadają się do instalacji paneli słonecznych. Swój potencjał mają też kamienice, apartamentowce i bloki mieszkalne, gdzie coraz częściej wyrastają farmy fotowoltaiczne.

ROZWÓJ

Zaczęło się w 2015 roku na sopockim osiedlu Przylesie – na 10-piętrowych punktowcach pojawiły się 542 solary, które rocznie wytwarzają ponad 130 MWh. Pierwszym naprawdę dużym projektem była jednak instalacja 2771 paneli na dachach 35 wieżowców SM Wrocław--Południe. Tu już w ciągu pierwszego roku funkcjonowania do mieszkańców popłynęło nawet 760 MWh. Z biegiem czasu trend ten rozwinął się na inne miasta, zarówno na pojedyncze wspólnoty mieszkaniowe, jak i duże osiedla, a w ub.r. NCBiR uruchomił projekt Ciepłownia Przyszłości, który dzięki wykorzystaniu hybrydowych paneli PVT 90 proc. energii ma wytwarzać na miejscu – pilotaż wystartował na Osiedlu Astronautów w Lidzbarku Warmińskim. Istotnie i bardzo korzystnie sytuacja zmieniła się w 2022 r., wraz z przepisami dotyczącymi tzw. prosumenta zbiorowego. Dzięki nim mieszkańcy mogą wykorzystywać prąd z własnych paneli – wcześniej był używany wyłącznie do zasilania części wspólnych. Wsparte jest to grantami OZE z BGK, który finansuje nawet 50 proc. inwestycji.

KORZYŚCI

Inwestycja opłacała się, nawet gdy prąd produkowany na takich osiedlowych farmach wykorzystywany był tylko w częściach wspólnych. Zwłaszcza gdy pojawiło się dofinansowanie. Dobrym przykładem jest Spółdzielnia Mieszkaniowa Wrocław-Południe, która na instalację wydała 4,2 mln zł. Dzięki niej roczne oszczędności w zakupach prądu z sieci miały sięgnąć 337 tys. zł. Stopa zwrotu wyliczona została na 8 proc. Biorąc jednak pod uwagę, że 1,7 mln zł pochodziło z bezzwrotnej dotacji, z punktu widzenia spółdzielni rentowność wzrosła nawet do 13,5 proc. Ostatecznie panele wytworzyły niemal 10 proc. więcej prądu, więc już w pierwszym roku zwróciło się prawie 15 proc. kosztów instalacji (wartość tę trzeba by jeszcze pomniejszyć o koszty odsetek preferencyjnego kredytu, które nie zostały ujawnione). Oznaczałoby to 6-7 lat na zwrot wszystkich wydatków poniesionych przez spółdzielnię, podczas gdy żywotność farm jest znacznie dłuższa. Efekt finansowy działania instalacji odczuwają także mieszkańcy, którzy do pewnego stopnia uodpornili się na podwyżki cen prądu.

PROJEKTY

SM Przylesie (Sopot)
SM Wrocław-Południe
SM Kopernik (Toruń)
SM Czyżyny (Kraków)
SM Śródmieście (Szczecin)
Osiedle Astronautów (Lidzbark Warmiński)

ENERGIA

Elektrownie osobiste **TREND**

Z jednej strony chęć osobistego zaangażowania się w poprawę klimatu, a z drugiej pokusa uniezależnienia się od dostawców energii sprawiają, że własne minielektrownie instalują także mieszkańcy bloków i kamienic.

JAK TO SIĘ ROBI

W miejskiej fotowoltaice liczą się nie tylko dachy. Duży potencjał mają także balkony. Najlepiej widać to w Niemczech, gdzie w ciągu pierwszych trzech kwartałów liczba zainstalowanych na nich paneli podwoiła się, sięgając 230 tys. (dane Federal Network Agency). Jak przekonują eksperci, te statystyki i tak nie są pełne. Boom na nowy sposób zasilania mieszkań, które nie mogą skorzystać z fotowoltaiki dachowej – głównie w budynkach wielorodzinnych – to efekt wysokich cen prądu oraz łatwej dostępności takich zestawów w sklepach. Niemcy masowo instalują elektrownie balkonowe nawet bez szczególnych ułatwień rządu federalnego, który dopiero upraszcza procedury. Wg szacunków EmpowerSource do końca dekady może być nawet 12 mln takich instalacji. W Polsce podobny projekt wdrożyli m.in. mieszkańcy bloku przy ul. Śląskiej w Szczytnie. Do tego musieli jednak zlikwidować istniejące balkony i wstawić nowoczesne z miejscem na lekko pochylone panele. Był to ostatni krok w termomodernizacji, który sprawił, że budynek stał się pierwszym w Polsce samowystarczalnym blokiem mieszkalnym.

ROZWIĄZANIA

Panele słoneczne na balkonie można instalować indywidualnie. Taką opcję zaproponował niemiecki start-up We Do Solar, tworząc niewielki zestaw ośmiu paneli fotowoltaicznych, które można łatwo przymocować do fasady klasycznego balkonu. Panele zaprojektowano tak, aby były lekkie i łatwe do przypięcia do balustrady balkonowej za pomocą jednego kabla, który wychodzi z modułów. Firma szacuje, że w przeciętnym gospodarstwie domowym rozwiązanie pracujące z pełną mocą produkcyjną może obniżyć rachunki za energię elektryczną nawet o 25 proc. i jednocześnie zmniejszyć emisję CO_2 o ponad 600 kg rocznie.
Prąd produkować można zresztą nie tylko na balkonie, ale także we własnym oknie. Cienkie i przezierne materiały fotowoltaiczne (perowskity czy kropki kwantowe) działają bez względu na kąt padania światła i dlatego nadają się do pokrywania szyb okiennych. Te materiały fotowoltaiczne integruje się też z roletami oraz żaluzjami, zarówno zewnętrznymi, jak i wewnętrznymi.

GRACZE

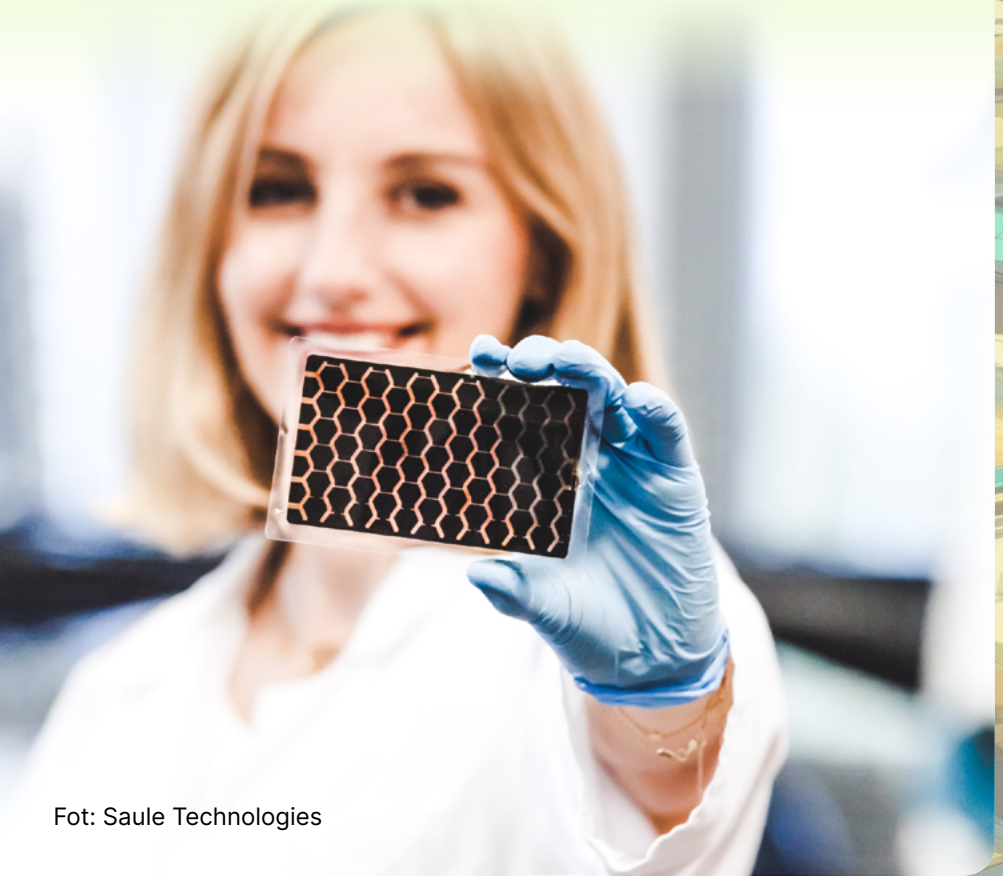
EmpowerSource
We Do Solar
SolarGaps
ML System
Saule Technologies

ENERGIA

Krzemowe alternatywy

TREND

Krzem ma swoje ograniczenia. Nie tylko jako materiał mało elastyczny i relatywnie kosztowny w produkcji, ale także bez większego potencjału. Wzrost efektywności ogniw krzemowych zatrzymał się w latach 2016-2017.



Fot: Saule Technologies

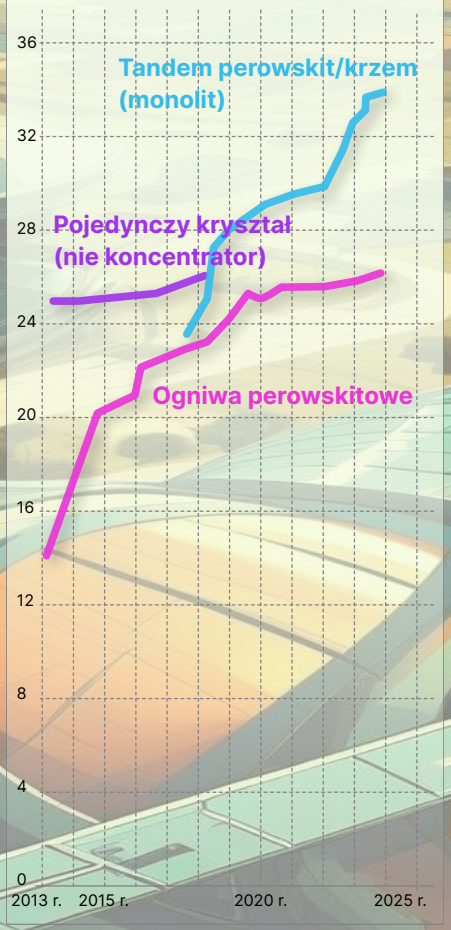
TECHNOLOGIA

Dziś podstawowa alternatywa to perowskity, które pod względem efektywności w zeszłym roku zrównały się z monokryształami krzemowymi (26,1 proc. wg NREL). Jeszcze lepiej oba materiały działają razem – efektywność takiego tandemu perowskitowo-krzemowego sięga 33,9 proc., pierwszy z nich lepiej wykorzystuje bowiem część widma słonecznego. Naukowcy już pracują nad tworzeniem złożonych struktur, ale bez krzemu – perowskitowy tandem z Uniwersytetu w Nanjing ma sprawność 28,1 proc.
Ważne jest też pojawienie się perowskitów o odwróconej strukturze, w których ogniwo oświetlane jest przez dodatnio naładowaną warstwę transportową dziur (HTL), a nie ujemnych elektronów (ETL). Oferuje już coraz większą wydajność – w listopadzie na Northwestern University było to 25,3 proc. – a przy tym jest prostsze w produkcji, bo nie wymaga przetwarzania w wysokiej temperaturze. W tym względzie ciekawe są prace naukowców z NREL i CUHG: zamiast nakładać warstwy jedna po drugiej, podłoże powlekają roztworem kwasów fosfonowych lub karboksylowych. Sprawność ich odwróconego ogniwa to 24,5 proc.

PERSPEKTYWA

Jednym z najpoważniejszych promotorów perowskitów jest Departament Energii USA i jego Biuro Technologii Energii Słonecznej (SETO), który wskazał cztery podstawowe wyzwania, jakie przed nimi stoją. Po pierwsze stabilność i trwałość – ich okres eksploatacji musi przekroczyć 20 lat. Druga kwestia to wydajność, która jest już coraz wyższa, zwłaszcza w tandemach, a trzecia to możliwości produkcyjne – wzrost skali obniży koszty tej technologii. W tym względzie SETO wspiera ekipę z MIT, która zauważa, że obecne metody tworzenia stabilnych i wydajnych warstw perowskitowych wymagają czasochłonnych rund iteracji i testowania projektowego, hamując ich rozwój do użytku komercyjnego. Wspólnie stworzyli więc centrum badawcze, które wykorzystując ramy kooptymalizacji oparte na uczeniu maszynowym i automatyzacji, skupi się na opracowaniu wydajnych metod produkcji tandemów perowskitowo-krzemowych. Czwartym czynnikiem wg SETO jest stworzenie mechanizmów finansowania, do czego trzeba spełnić trzy poprzednie, dokonując walidacji całej technologii, co z kolei wymaga zmiany protokołów testowania.

Najlepsze badania – wydajność ogniw



ENERGIA

CASE: OGNIWO FOTOWOLTAICZNE CIENKIE JAK WŁOS

Inżynierowie z MIT ciężko pracują nad supercienkim, elastycznym ogniwem fotowoltaicznym, które można zainstalować wszędzie. Nawet na ubraniu, bo jest cieńsze niż ludzki włos.

Do ich wytwarzania stosują metodę nadruku specjalnymi atramentami, znaną też np. z perowskitów czy kropek kwantowych. Nie robią tego jednak bezpośrednio na materiał, ale trochę jak przy nadrukowywaniu wzorów na koszulkach. Elektrody najpierw nanoszone są na plastikowy arkusz, który nakłada się na materiał i odbija na nim ogniwo – po oderwaniu plastiku elektrody osiadają na materiale. Stosują do tego specjalną tkaninę znaną jako dyneema, która ze względu na niezwykłą wytrzymałość przy niewielkiej wadze – zaledwie 13 gramów na metr kwadratowy – wykorzystywana jest m.in. do produkcji kamizelek kuloodpornych.

Stąd ich ogniwa ważą jedną setną konwencjonalnych paneli słonecznych, generując 18 razy więcej mocy na kilogram. Co istotne, energię mogą produkować w ruchu, stąd spora uniwersalność zastosowania. Można je np. zintegrować z żaglami łodzi, aby zapewnić zasilanie na morzu, przykleić do namiotów i plandek używanych w operacjach ratowniczych lub umieścić na skrzydłach dronów, aby zwiększyć ich zasięg lotu. Jak przekonują naukowcy, ta lekka technologia solarna może być łatwo zintegrowana z zabudowanymi środowiskami przy minimalnych wymaganiach instalacyjnych.

„Ocena nowej technologii ogniw słonecznych zazwyczaj ogranicza się do wydajności konwersji energii i kosztu w dolarach za wat. Równie ważna jest jednak łatwość, z jaką można dostosować nową technologię. Lekkie tkaniny słoneczne umożliwiają integrację, zapewniając impuls do bieżącej pracy. Dążymy do przyspieszenia adopcji energii słonecznej, biorąc pod uwagę obecną pilną potrzebę wdrożenia nowych, bezemisyjnych źródeł energii", mówi Vladimir Bulović, przewodniczący Fariborz Maseeh Chair in Emerging Technology, lider Organic and Nanostructured Electronics Laboratory (ONE Lab), dyrektor ds. MIT.nano.

Fot.: MIT

ENERGIA

Czerwony alarm dla wiatraków

Gen: SI

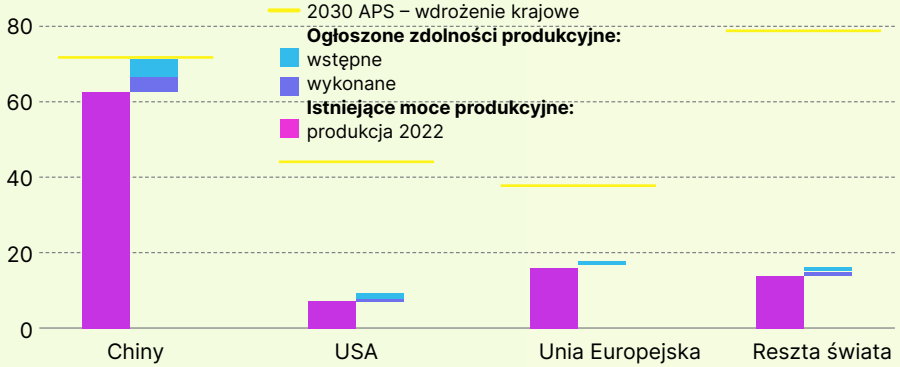
● Energetyka wiatrowa od dłuższego czasu jest nękana opóźnieniami i odwołaniami, niemniej w 2023 roku wreszcie udało się wyrównać rekord nowych mocy, który był nieosiągalny od początku pandemii. W 2020 roku sięgnęły one 107,9 GW, aby w ciągu dwóch kolejnych lat spaść do 74,5 GW. Ogromnym osiągnięciem 2023 roku jest więc wzrost do 107,8 GW. A w bieżącym roku ma być ustalony nowy rekord sięgający 120,7 GW.

● Dużą barierą w tej branży są same moce produkcyjne związane z turbinami wiatrowymi oraz komponentami niezbędnymi do stawiania farm wiatrowych. W 2022 roku sięgnęły około 100 GW i praktycznie nie rosną. Od tego czasu ogłoszono plan uruchomienia mocy produkcyjnych, które zapewnią dodatkowe turbiny o mocy 16 GW. Znacząca większość tych inwestycji zlokalizowana jest w Chinach, które już dziś mają ponad 60-procentowy udział w globalnej produkcji turbin.

● Rozczarowujący jest przede wszystkim rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która miała napędzać całą branżę. Tymczasem jej skala wciąż jest znacznie mniejsza niż wiatraków na lądzie – relacja nowych mocy oddanych w obu technologiach niezmiennie wynosi około 6:1. Przede wszystkim szereg projektów offshore wstrzymano w Europie, która dotychczas chwaliła się bardzo ambitnymi planami inwestycyjnymi (patrz ramka). Zdaniem ekspertów IEA podaje to w wątpliwość prawdopodobieństwo urzeczywistnienia kilku kolejnych zapowiedzi projektów. W Ameryce Północnej status kolejnych projektów zmienił się ze stanu wstępnego na zatwierdzony, ale tak naprawdę jedyną siłą napędową tej branży są Chiny. Zlokalizowane są tu niemal wszystkie moce produkcyjne morskiej energetyki wiatrowej, które wcześniej oceniano jako wstępne, a obecnie zostały sklasyfikowane jako zatwierdzone. Już w 2022 roku Chiny były odpowiedzialne za połowę rocznego przyrostu mocy produkcyjnych na świecie.

● Zdaniem IEA ograniczona aktywność w ogłaszaniu projektów częściowo wynika z niepełnego wykorzystania istniejących mocy

Bieżąca i przewidywana przepustowość mocy produkcyjnych elektrowni wiatrowych oraz ich wdrożenie w scenariuszu ogłoszonych zobowiązań (GW)



Uwagi: APS = scenariusz ogłoszonych zobowiązań. Zdolność produkcyjną oblicza się jako średnią wydajności gondoli, wieży i łopat wiatraka. Wartości produkcji na rok 2022 odzwierciedlają szacunki rzeczywistego stopnia wykorzystania. W przypadku zarówno istniejących, jak i zapowiedzianych mocy produkcyjnych w 2030 roku stosuje się wskaźnik wykorzystania wynoszący 85 proc.

Dane: IEA. CC BY 4.0.

ENERGIA

produkcyjnych oraz faktu, że ostateczne decyzje inwestycyjne zapadają dopiero po rozstrzygnięciu przetargów, co ma konsekwencje w całym łańcuchu dostaw. Powolne i złożone wydawanie pozwoleń na projekty wiatrowe zarówno na lądzie, jak i na morzu opóźnia przyszłe decyzje inwestycyjne producentów. W 2022 roku w procedurach wydawania pozwoleń utknęło około 80 GW projektów instalacji wiatrowych w Europie. Od początku 2023 roku opóźnionych lub anulowanych zostało kilka projektów morskich elektrowni wiatrowych, w tym projekt Norfolk Boreas u wybrzeży Wielkiej Brytanii oraz projekty Ocean Wind 1 i 2 w Stanach Zjednoczonych.

● „Deweloperzy powiązali anulowanie rezerwacji z rosnącymi kosztami wynikającymi z inflacji i wysokich cen towarów, a także wąskimi gardłami w łańcuchu dostaw. Niektórzy producenci również mieli problemy z komponentami turbin wiatrowych, zwłaszcza Siemens Energy, który w publikacji wyników za trzeci kwartał rozpoznał stratę w wysokości 2,9 mld euro, częściowo z powodu problemów technicznych z łopatami wirników do turbin lądowych i rosnących kosztów. Niedobór odpowiednich statków instalacyjnych doprowadził ostatnio do wstrzymania projektu w chińskim Tajpej, a brak statków jawi się jako potencjalna przyszła przeszkoda w zwiększaniu skali instalacji zgodnie z ambicjami klimatycznymi krajów”, czytamy w raporcie IEA.

● Problemy dodatkowo pogłębia rosnący w ostatnich latach rozmiar turbin wiatrowych, wymagający coraz większych statków i związanych z tym dostosowań w portach. Od 2010 roku średnica wirników morskich turbin wiatrowych wzrosła z około 120 do 200 metrów. Sprawia to, że aby wprowadzić nowe projekty, wejść na rynek i utrzymać przewagę konkurencyjną, producenci turbin muszą inwestować w modernizację sprzętu i obiektów testowych oraz przechodzić nowe procedury certyfikacyjne.

● Energetyka wiatrowa od dawna postrzegana jest jako podstawowe źródło energii w przyszłości – zwłaszcza w perspektywie roku 2050. Do niedawna IEA szacowała nawet, że palmę pierwszeństwa, którą w 2019 roku odebrała jej mocno rozpędzona fotowoltaika, znów przejmie w drugiej połowie tej dekady. Zastój w branży w czasie kryzysu pandemicznego i dalszy dynamiczny wzrost solarów sprawiają jednak, że różnice te będą się tylko pogłębiać. Według ostatnich projekcji IEA na koniec dekady uruchamianych będzie około 600 GW fotowoltaiki i około 175 GW mocy wiatrowych (w najbardziej zachowawczym scenariuszu STEPS). Oznaczałoby to, że w 2030 roku byłoby około 5,3 TW fotowoltaiki (czyli zgodnie ze scenariuszem ograniczenia zmian klimatycznych – NZE) oraz 1,9 TW wiatraków, i to nie uwzględniając wycofywania z użytku starych turbin. Tymczasem zgodnie z prognozami IRENA w 2020 roku w scenariuszu ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5 st. C ich moc powinna sięgać około 3,5 TW. Niedociągnięcia w energetyce wiatrowej są więc ogromne.

Morskie plany wiatrowe	
Europa	
Belgia	4 GW mocy farm offshore w 2030
Francja	2,4 GW mocy farm offshore w 2023
Grecja	2,4 GW mocy farm offshore w 2023
Holandia	11,55 GW mocy farm offshore w 2030
Irlandia	5 GW mocy farm offshore w 2030
Niemcy	30 GW mocy farm offshore w 2030, 40 GW w 2035 i 70 GW w 2045
Polska	5,9 GW mocy farm offshore w 2030
Portugalia	0,3 GW mocy farm offshore w 2030
Słowenia	2,4 GW mocy farm offshore w 2023
Wielka Brytania	50 GW mocy farm offshore w 2023
Włochy	0,9 GW mocy farm offshore w 2030
Reszta świata	
USA	30 GW mocy farm offshore w 2023
Wietnam	7 GW mocy farm offshore w 2030

ENERGIA

Wiatraki wirujące na falach

TREND

W projektach morskich farm pojawiają się nowe technologie i pomysły, jak najlepiej wykorzystać wodne środowisko. Klasyczne śmigła to jednak dziedzictwo wiatraków sprawdzonych na twardym lądzie. Dziś pracuje się nie tylko nad nowymi wirnikami, ale także sposobem osadzania ich na wodzie.

Gen: SI

JAK TO SIĘ ROBI

Wspólnym mianownikiem wielu nowych rozwiązań technicznych jest postawienie na turbinę wiatrową o osi pionowej (VAWT), a nie poziomej (HAWT). Tak jest w przypadku norweskiego World Wide Wind, który opracował potężny maszt o wysokości 400 m z dwoma umieszczonymi na różnych wysokościach turbinami. Każda z nich obraca się w przeciwnym kierunku. Innym nowum jest to, że wiatraków nie trzeba ustawiać na platformie, bo są to urządzenia pływające niczym morskie boje. Balast sprawia, że się nie wywracają i lepiej dostosowują do wiatru. W przypadku projektu firmy SeaTwirl podwodna część urządzenia składa się ze stępki i elementu pływającego. Ponieważ energia wiatru wprawia turbinę w ruch obrotowy, kil i przeciwny moment obrotowy utrzymują stabilność konstrukcji podobnie jak stępka żaglówki. Spławia się też już klasyczne turbiny: T-Omega Wind skonstruował pływającą piramidę, dzięki której śmigło lepiej ustawia się do wiatru, a Aikido Technologies wykorzystuje stateczniki, które napełniając się wodą, stawiają wiatrak do pionu.

ZALETY

Morskie turbiny nowej konstrukcji przede wszystkim mają znacznie większą moc – dziś limitem jest 15 MW mocy, a w przypadku World Wide Wind mowa o 40 MW. Zaletą tej technologii jest duża tzw. sprawność powierzchniowa, która objawia się tym, że działają przy wietrze o znacznie niższej prędkości, wykorzystują także prądy pionowe i są tu mniejsze turbulencje. Co więcej, mniejsza rozpiętość łopat sprawia, że odległość między turbinami jest mniejsza o połowę niż przy klasycznych wiatrakach. To sprawia, że na danym obszarze może być ich 4-krotnie więcej. Pionowe turbiny mają też większą wytrzymałość strukturalną przy huraganowych wiatrach, a system kotwiczenia taki jak w SeaTwirl umożliwia pozyskiwanie energii wiatrowej w niedostępnych wcześniej obszarach oceanicznych. Trzeba przy tym pamiętać, że dotychczasowe eksperymenty z turbinami o pionowych osiach nie zakończyły się spektakularnym sukcesem i wielu obawia się, że podobnie będzie także teraz. Szwedzi w ub.r. otrzymali już jednak pierwsze zamówienia na turbiny, które będą się kręcić na Morzu Północnym.

GRACZE

SeaTwirl
Kontiki Winds
World Wide Wind
VertAx Wind
T-Omega Wind
Aikido Technologies

ENERGIA

CASE: TRZEBA KRĘCIĆ Z GŁOWĄ

Wiatrak niby prosta rzecz, a jednak inteligentnie zorganizowana farma wiatrowa może dać znacznie więcej energii i produkować ją w sposób bardziej przewidywalny. Dzięki wykorzystaniu sztucznej inteligencji można lepiej przewidywać produkcję, a także powstają swego rodzaju „roje" turbin, które ze sobą współdziałają.

Co do zasady wiatraki są bowiem indywidualistami. Każdy zaprojektowany jest jako odrębny byt samodzielnie wytwarzający prąd. Tyle że takich samotników jest coraz mniej, a coraz więcej działających na jednym powiewie farm. Bardziej niż samotne drzewo przypominają las, który też jest wypełniony współzależnościami. I tak jak drzewa mogą sobie wzajemnie blokować dostęp do światła, tak wiatraki zabierają sobie wiatr. Jako wyzwanie potraktowała to firma WindESCo, tworząc nową technologię „rojową".

Zadebiutowała na początku 2022 roku, aby wszystkim turbinom w danej instalacji pomóc współpracować. Oprogramowanie firmy pozwala turbinom uczyć się od siebie nawzajem, dostosowywać się i ostatecznie generować więcej energii. Wspomagane przez sztuczną inteligencję aplikacje połączone z systemem IIOT same prowadzą sterowanie kooperatywne, wybudzają poszczególne turbiny i przewidują odchylenia od osi pionowej (ang. yaw). Według wyliczeń firmy roczną produkcję energii (AEP) można w ten sposób zwiększyć o 3-5 proc. Oprogramowanie po raz pierwszy wdrożone zostało na farmie wiatrowej w Utah, a firma rozszerzyła działalność na Daleki Wschód, m.in. Chiny, które najwięcej inwestują w energetykę wiatrową.

Innym ważnym elementem w inteligentnym zarządzaniu farmami jest ich przewidywalność. Tak aby operatorzy sieci mogli lepiej zarządzać jej stabilnością. Stąd naukowcy z MIT postanowili opracować własny model uczenia maszynowego przy użyciu symulowanych danych, jako pierwsi wykorzystując do tego dane empiryczne z działających instalacji wiatrowych. Zebrali je z siedmiu farm o mocy od 50 do 235 MW (obejmują lata 2016-2021). To w połączeniu z danymi meteorologicznymi National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) oraz informacją o wietrzności z National Weather Service (NWS) pozwoliło znacznie lepiej prognozować pracę farm.

Zwłaszcza dane na temat siły i kierunku wiatru pozwoliły zwiększyć przewidywalność wytwarzania energii wiatrowej średnio o ponad 5 proc. (najwyższy wynik to 8 proc.). Może wydawać się, że to niewiele, niemniej dotychczas nawet najbardziej rozbudowane sieci neuronowe nie były w stanie poradzić sobie z 2-procentową barierą wzrostu przewidywalności. Rezultat można zresztą jeszcze poprawić, jeśli prognozy prędkości wiatru będą dokonywane z większą szczegółowością czasową.

ENERGIA

Nowe materiały na wiatraki **TREND**

Zasadniczo sposób produkcji wiatraków nie zmienił się od lat. Wyzwania związane z logistyką oraz recyklingiem sprawiają jednak, że ich producenci sięgają po nowe materiały i sposoby produkcji.

Gen: SI

DRUK

Aby zwiększyć moc turbin, produkuje się coraz dłuższe śmigła sięgające ponad 100 m, co rodzi spore problemy logistyczne przy dostarczaniu ich na miejsce. Stąd pomysł, aby wykorzystywanych od lat drukarek 3D pozwalających drukować materiały kompozytowe wysokiej jakości użyć do produkcji wiatraków tam, gdzie się je stawia. Wówczas zamiast śmigieł wozi się drukarki – do druku łopat powstały odpowiednie formy, które można rozłożyć, w częściach umieścić w kontenerach i przewieźć na miejsce budowy. Mogą tu powstawać zarówno śmigła, jak i maszty.
Ważnym argumentem za jest fakt, że im większa konstrukcja, tym większe znaczenie mają koszty materiałowe. To kolejna zaleta druku 3D, który wykorzystuje dokładnie tyle surowca, ile potrzeba, nie pozostawiając skrawków i odpadów, które towarzyszą tradycyjnej produkcji. Szacuje się, że przy wykorzystaniu form i drukarek koszt produkcji łopat zmniejszy się o 25 proc. Kolejne 10--25 proc. oszczędności przyniesie przeniesienie procesu druku na plac budowy. A to ostatecznie przełoży się na niższe koszty energii.

DREWNO

Wyzwaniem związanym z recyklingiem śmigieł nie są same materiały użyte do jego konstrukcji, ale bardzo trwały sposób ich sklejenia. Trudno rozkładać je na czynniki pierwsze, więc często trafiają na składowiska. Dlatego niemiecki startuper Tom Siekmann zaproponował, aby zrobić je z drewna. Do produkcji użył wytrzymałych laminatów, które na budowach są w stanie zastępować nie tylko beton, ale i stal. Właściwościami przypominają włókno szklane, co sprawia, że dobrze sprawdzają się w wiatrakach. Drewniane śmigło okazało się bardziej ekologiczne nie tylko ze względu na łatwość recyklingu drewna, które może być ponownie wykorzystane jako surowiec. Zmiana materiału, a zwłaszcza rezygnacja z tworzyw sztucznych i komponentów wykonanych z paliw kopalnych sprawia, że ślad węglowy jest o 78 proc. niższy niż w klasycznych wiatrakach. Konstrukcja zaproponowana przez Siekmanna umożliwia również większą automatyzację produkcji, więc firma spodziewa się, że będzie o 20 proc. tańsza niż standardowe śmigła.

GRACZE

Orbital Manufacturing
Voodin Blades
GE Renewable Energy
Oak Ridge National Laboratory
Goldwind
Fraunhofer IGCV

ENERGIA

CASE: A JEDNAK WIATRAKI SĄ DOBRE DLA NASZEGO ZDROWIA

Z badań przeprowadzonych przez naukowców z Massachusetts Institute of Technology (MIT) wynika, że elektrownie wiatrowe nie tylko pozytywnie wpływają na klimat, ale także na nasze zdrowie. Analizy prowadzili w USA, gdzie w ciągu dekady od 2010 roku udział energii wiatrowej w całym bilansie energetycznym wzrósł z 2 do 10 proc.

Naukowcy bazowali na danych Agencji Ochrony Środowiska Stanów Zjednoczonych zebranych w latach 2011-2017 na temat wytwarzania energii elektrycznej i emisji w siedmiu regionach kraju. Wynikało z nich, że głównym powodem poprawy jakości powietrza w tym okresie była redukcja drobnego pyłu zawieszonego.
„Wkład rozwoju energii wiatrowej w redukcję tak drobnych cząstek zapewni więc znaczące korzyści zdrowotne. Odkryliśmy jednak, że korzyści te mogłyby być blisko trzykrotnie większe, gdyby sektor energetyczny wykorzystał ten dodatkowy wiatr do zmniejszenia produkcji w najbardziej zanieczyszczających elektrowniach opartych na paliwach kopalnych”, zaznacza Noelle Selin, dyrektor programu technologii i polityki w Instytucie Danych, Systemów i Społeczeństwa Massachusetts Institute of Technology.

Zmiany te da się dobrze oszacować. Naukowcy wyliczyli, że w jednym roku inwestycje w energię wiatrową związane z polityką na poziomie stanowym poprawiły ogólną jakość powietrza, co przyniosło 2 mld dol. korzyści zdrowotnych w całym kraju. Zespół odkrył ponadto, że gdyby przemysł energetyczny ograniczył moc wyjściową najbardziej zanieczyszczających elektrowni działających na paliwach kopalnych zamiast elektrowni najbardziej oszczędnych, ogólne korzyści zdrowotne mogłyby wzrosnąć czterokrotnie, do 8,4 mld dol.

Autorka badania wykazała jednocześnie, że poprawa jakości zdrowia jest zróżnicowana regionalnie. Zależy od tego, gdzie przeprowadzono odpowiednie inwestycje. „Badania przedstawione w tym artykule pokazują, że jeśli chodzi o zdrowie, nie cała energia odnawialna jest wytwarzana jednakowo. Korzyści zdrowotne energii odnawialnej zależą od tego, gdzie zostanie zbudowana i czy wyłączy niektóre z najbrudniejszych elektrowni węglowych”, powiedział dr Aaron Bernstein, przewodniczący Rady ds. Zdrowia Środowiskowego Amerykańskiej Akademii Pediatrii i p.o. dyrektora Centrum Zdrowia Klimatycznego i Globalnego Środowiska w Harvard TH Chan School of Public Health w Bostonie. Według wyliczeń naukowców z MIT tylko około 30 proc. tych korzyści zdrowotnych miało pozytywny wpływ na społeczności pozostające w niekorzystnym położeniu ekonomicznym.

Fot.: Vandebron

ENERGIA

Nie tylko śmigła

TREND

Przyzwyczailiśmy się do elektrowni wiatrowych, które do produkcji energii wykorzystują śmigła. To nowe wcielenie klasycznych młyńskich wiatraków. A jednak nie jest to jedyny sposób na łapanie wiejącej energii.

Fot: Vortex Bladless

JAK TO SIĘ ROBI

Jednym z pionierów alternatywnej technologii wiatrowej jest Vortex Bladless, który stworzył prototyp bezłopatkowej turbiny wyglądającej jak pusty, poszerzający się u góry maszt. Wykorzystuje siłę zawirowań powietrza, które wprowadzają maszt w drgania, wzmacniane jeszcze magnesami umieszczonymi u jego podstawy. Taki „rozbujany" Vortex energię kinetyczną przekształca na elektryczną za pomocą podłączonego do niego alternatora. Podobną zasadę wykorzystali naukowcy z Uniwersytetu Stanowego w Ohio, tworząc elektromechaniczne struktury, które dynamikę swojego ruchu zapożyczają od drzew. Istota sprawy tkwi w ich umiejętności absorpcji, i to nie tylko podmuchów powietrza, ale także drgań.
Jeszcze bardziej wyjątkową propozycję ma Airloom, który zamiast klasycznej turbiny stworzył system smukłych słupów połączonych ze sobą metalowym obramowaniem. To w zasadzie rodzaj szyny, na której zawieszone są 11-metrowe skrzydła. Gdy wieje wiatr, zamiast się kręcić wokół własnej osi, skrzydła zaczynają się poruszać po szynie. Przelatując po torze, generują mechaniczną energię.

ZALETY

Drgający maszt Vortex Bladless wytwarza o 95 proc. mniej hałasu niż wiatraki wyposażone w łopaty, przez co można go instalować także w terenach zabudowanych, gdzie zwykłe turbiny nie mają wstępu. Wyniki osiąga co prawda o 30 proc. niższe niż w przypadku konwencjonalnej turbiny, ale sam maszt jest o ponad połowę tańszy – mniejsze jest nie tylko zużycie materiałów, ale także nakład mocy produkcyjnych, i to o 60 proc.
Na podobnej idei opiera się Airloom, który można instalować na każdej pustej przestrzeni, czy jest to pole uprawne, pobocze drogi, czy sąsiedztwo linii energetycznych. Twórca Neal Rickner od lat obserwuje rosnące koszty coraz większych elektrowni wiatrowych. Stosunkowo prosta i mniejsza konstrukcja Airlooma sprawia, że kosztuje blisko jedną dziesiątą tego, co musimy wydać na tradycyjną turbinę. Do tego dochodzą dużo niższe koszty instalacji. Umieszczenie tradycyjnej turbiny wiatrowej wymaga specjalistycznych dźwigów. Samo ich podstawienie to koszt powyżej 50 tys. dol.

GRACZE

Vortex Bladless
Airloom
Katrick Technologies
Universal Kraft
Aeromine Technologies

ENERGIA

Wirniki domowe **TREND**

Panele słoneczne montowane na dachu to niejedyny sposób na domową produkcję czystej energii. Nieco bardziej złożone, ale równie sprawne mogą być turbiny wiatrowe do indywidualnego użytku.

Fot: Joe Doucet

JAK TO SIĘ ROBI

Prototypem tego typu urządzenia domowego użytku pochwalili się m.in. inżynierowie Silesian Wind Generator powstałego na Politechnice Śląskiej. Opracowali niewielką i niezwykle cichą turbinę o pionowej osi obrotu z własnym magazynem energii. Bezpośrednią alternatywą dla solarów są z kolei wirnikowe turbiny Aeromine Technologies w formie tuby, które zbierają wiatr omiatający budynki. Aby działały jak najbardziej efektywnie, ustawia się je na skraju dachu, gdzie wychwytują przepływ powietrza nawet przy prędkości wynoszącej zaledwie 8 km/h. Zaletą przydomowych wiatraków jest właśnie fakt, że można je montować w wielu różnych miejscach, chociażby na ogrodzeniu. Już w 2020 roku taki model panelu z pionowymi wirnikami przymocowanymi do ramy i montowanego zamiast segmentu płotu czy siatki przedstawił zespół polskich wynalazców Rafał Juszko, Arkadiusz Zemlaka i Tomasz Gruszka. Za oceanem spore wrażenie zrobił podobny projekt Airiva amerykańskiego projektanta Joe Douceta, który jest nie tylko praktyczny, ale także bardzo efektowny.

KORZYŚCI

Jak wiele korzyści może przynieść przydomowy „wiatrak", najlepiej pokazuje przykład dachowych wirników Aeromine Technologies. Ich twórcy porównują je do dobrze sprawdzonych paneli fotowoltaicznych i chwalą się, że turbina generuje do 50 proc. więcej energii niż równoważne rozwiązania solarne. Pojedyncza turbina ma zapewniać taką samą ilość energii jak 16 paneli słonecznych. Nie ma być to jednak konkurencja, ale uzupełnienie dachowej fotowoltaiki, tak aby prąd był produkowany przy różnych warunkach pogodowych.
Z kolei symulacje, jakie przeprowadził Joe Doucet, wskazują, że jeden segment ogrodzenia wyposażonego w 25 wirników produkuje mniej więcej tyle energii, ile w ciągu roku zużywa jej przeciętny amerykański dom – ponad 10 MWh. Potencjał swojego pomysłu widzi jednak przede wszystkim w zastosowaniu ścian na większą skalę, chociażby jako ekranów towarzyszących drogom szybkiego ruchu. „Dzięki dodatkowemu podmuchowi wiatru z ciężarówek nasze autostrady mogą zaspokoić wszystkie nasze potrzeby energetyczne", żartuje Joe Doucet.

GRACZE

Silesian Wind Generator
Aeromine Technologies
Joe Doucet x Partners
Katrick Technologies

ENERGIA

Inwestycja w zieloną energię

● Naukowcy z Uniwersytetu Stanforda twierdzą, że świat jest w stanie przestawić się całkowicie na odnawialne źródła energii w zaledwie kilka lat, ale jest to koszt ok. 62 bln dol. Przechodzenie na OZE to jedno z większych wyzwań biznesu, zwłaszcza że zgodnie z unijną dyrektywą RED III do 2030 roku 42,5 proc. energii wykorzystywanej w Unii Europejskiej powinno pochodzić z OZE (z aspiracją do 45 proc.). Zgodnie z szacunkami Komisji Europejskiej udział OZE w końcowym zużyciu energii w Polsce powinien w 2030 roku wynieść 31 proc. Pomóc może w tym między innymi taka inicjatywa jak Energy Pro. To projekt zainicjowany w lutym 2024 roku, realizowany przez PZU LAB przy współpracy z Centrum Badawczym Polskiej Akademii Nauk i finansowany przez Alior Leasing.

● Energy Pro ma w swoim założeniu łączyć świat przemysłu ze światem ubezpieczeń. Zaangażowany w projekt Instytut Maszyn Przepływowych PAN stworzył Centrum Badawcze KEZO (Konwersja Energii i Źródła Odnawialne). W laboratoriach prowadzone są badania m.in. z wykorzystaniem symulatora słońca niezbędnego do testowania rozwiązań fotowoltaiki. Istnieje również tunel aerodynamiczny dedykowany farmom wiatrowym. Analizy tworzone przez KEZO pozwalają zbadać profil konkretnych inwestycji pod kątem zapotrzebowania na energię pochodzącą z OZE. Główne cele projektu Energy Pro sprowadzają się do optymalizacji istotnego z punktu widzenia inwestorów modelu biznesowego oraz do zapewnienia bezpieczeństwa i gwarancji wiarygodności na każdym etapie procesu inwestycyjnego. Od projektu, przez montaż, odbiory końcowe, po serwis. Kompleksowy model finansowania dostarczany jest przez Alior Leasing, a w samych ubezpieczeniach ryzykiem zarządza PZU.

● PZU LAB certyfikuje także dostawców rozwiązania OZE. Ten proces odbywa się na poziomie całego łańcucha dostaw – od projektu po działania eksploatacyjne. Co więcej, każdy projekt OZE powstaje na indywidualną potrzebę klienta, dlatego w całej procedurze pojawia się audyt zero, który ma za zadanie wypracować odbiegające od schematu warunki.

ENERGIA

CASE: KONIEC WIELKICH ZAPÓR

Amerykańscy ekolodzy dopięli swego. Uruchomili proces usuwania zapór wodnych. Według organizacji American Rivers do lutego tego roku usunięto już ponad 2 tys. tam budowanych przede wszystkim w ostatnim ćwierćwieczu.

Jest to ogólnokrajowy program, który ma na celu przywrócić naturalne przepływy rzek, siedliska dla ryb oraz całe ekosystemy, w których żyją dzikie zwierzęta. W 2022 roku usunięto 65 tam, co łącznie umożliwiło ponowne połączenie 700 km rzeki. Obecnie największy jest projekt rewitalizacji rzeki Klamath biegnącej wzdłuż granicy Kalifornii i Oregonu. Po usunięciu tam uwolnionych zostanie aż 600 km biegu rzeki. Po tym zacznie się długoterminowy proces rewitalizacji. Specjaliści, ekolodzy, aktywiści i lokalna ludność – w znacznym stopniu rdzenni mieszkańcy tych ziem – mają tu zasadzić aż 17 mld nasion różnych roślin. Co więcej, helikopterami przywiezione zostaną setki tysięcy drzew i krzewów, którymi obsadzą brzegi rzeki. Teren chcą przywrócić do stanu sprzed wieku.

Jest to bardzo kosztowny projekt: jego budżet sięga pół miliarda dolarów. Finansowany jest przez właściciela tam PacifiCorp, a właściwie jego klientów oraz z budżetu lokalnego zasilanego przez podatników. To zresztą tylko pierwsza kontrowersja związana z przedsięwzięciem. Działające na zaporach elektrownie dotychczas zasilały około 70 tys. odbiorców, teraz trzeba będzie to uzupełnić innym źródłem czystej energii. Jest to też poważny eksperyment przyrodniczy. Wraz z tamami trzeba osuszyć trzy sztuczne zbiorniki wodne o łącznej powierzchni 5,5 mili kwadratowej. To miejsca, do których światło dzienne nie miało dostępu od wielu dekad.

Fot.: Tomnie

ENERGIA

Energetyka wodna ludzkiej skali **TREND**

O ile duże elektrownie wodne przez swój destrukcyjny wpływ na środowisko stają się passé – przynajmniej w Europie i USA – to bardzo twórczo rozwijają się niewielkie instalacje, które wykorzystują każdy dostępny nurt.

Fot.: Turbulent

JAK TO SIĘ ROBI

Prąd generować można nawet w rurach kanalizacyjnych. Ważne, aby strumień podążał w dół napędzany siłą grawitacji. Taki eksperyment podjęto kilka lat temu w Portland, gdzie w rurociągu zainstalowano cztery specjalne segmenty, w których znajdują się turbiny wodne. Przepływająca rurą woda obraca je i produkuje prąd. Podobny system został wdrożony także w Polsce przez szczeciński ZWiK.
Belgijska firma Turbulent stworzyła za to niewielką i przyjazną środowisku turbinę typu Vortex działającą bez zapór i łatwą do zainstalowania zarówno w naturalnych strumieniach, jak i systemach kanalizacyjnych – obraca się w poziomie, wykorzystując naturalne wiry tworzone przez płynącą wodę.
Jeszcze bardziej śmiały pomysł na miejską elektrownię wodną przedstawił polski start-up Aquares, który postanowił wykorzystać siłę deszczu. Wszystko za sprawą inteligentnie zaprojektowanych mikroinstalacji retencyjnych rozsianych po mieście, które nie dość, że zbierają wodę, to jeszcze produkują prąd, gdy rynnami spływa do zbiorników umieszczonych pod ziemią.

KORZYŚCI

Turbiny, działając w kanalizacji Portland, produkują 1,1 GWh energii. W przeciwieństwie do rzek tutaj poziom przepływu wody jest stały, co zwiększa sprawność instalacji. Bardzo stabilne przedsięwzięcie finansuje się samo, na bazie 20-letniej umowy odbioru energii. W tym czasie instalacja ma przynieść 2 mld dol., co z nadwyżką zwróci inwestycję.
A żywotność instalacji jest większa niż 20 lat. Bardzo podobne parametry ma projekt szczecińskiego ZWiK. Spadek wynosi ponad 30 m, więc prąd wody wystarczy do zainstalowania turbiny o mocy 140 kW.
Długą listę zalet swojej technologii wymieniają twórcy Turbulent: nie wymaga konserwacji, jest przyjazna dla ryb, zdalnie monitorowana, nie stanowi zagrożenia powodziowego i ma długi okres eksploatacji. Jako technologia „run-in-river" ma bardzo niski ślad węglowy, ponieważ wymaga ograniczonej ilości surowców.
Jest przy tym znacznie tańsza niż tradycyjna elektrownia wodna i konkurencyjna wobec elektrowni słonecznej. Aby wyprodukować tyle energii co Turbulent, trzeba zainstalować farmę o wielkości boiska piłkarskiego. Turbina potrzebuje 8 proc. tej powierzchni.

GRACZE

LucidEnergy
Turbulent
Aquares
ZWiK Szczecin

ENERGIA

Ocean energii

Fot.: Marco Verch

Oceany i morza są wciąż najsłabiej eksploatowanym źródłem energii. Tymczasem organizacja Ocean Energy Europe (OEE) szacuje, że na Starym Kontynencie mogą dostarczyć nawet 10 proc. potrzebnego prądu wystarczającego do zasilenia 94 mln domów (nie wlicza się w to morskich farm wiatrowych). Uruchomienie mocy 100 GW w perspektywie 2050 roku pozwoli uniknąć emisji 234 mln ton CO_2, przyniesie 266 mld euro oszczędności na imporcie paliw kopalnych i stworzy około pół miliona miejsc pracy. W grę nie wchodzi zresztą wyłącznie najbardziej kojarzona z oceanami energia fal. Rozwijających się technologii wykorzystujących potencjał słonych wód jest co najmniej pięć.

Energia fal, mimo że od lat ignorowana, ma ogromny potencjał. Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC) szacuje, że produkcja energii w oparciu o morskie pływy globalnie może sięgać nawet 29,5 tys. TWh. To z nadwyżką pokryłoby obecne zapotrzebowanie ludzkości na energię elektryczną – jej konsumpcja w 2022 roku sięgnęła 25,5 tys. TWh. Nie należy jej przy tym nadal ignorować, bo według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), aby osiągnąć cele klimatyczne do 2050 roku, produkcja energii z fal rocznie powinna rosnąć o 33 proc. Dziś to niespełna 3 TWh, a pod koniec dekady powinna już sięgać 30 TWh. Zaletą fal tworzonych przez wiatr poruszający się nad powierzchnią oceanu jest to, że trwają długo po tym, jak wiatr ucichł. Ta komplementarność sprawia, że energia fal jest idealnym partnerem dla energii wiatrowej, ponieważ znacznie wydłuża produkcję energii. To sprawia też, że jest znacznie bardziej przewidywalna niż sam wiatr. Obecnie istnieje kilka różnych technologii energii falowej zaprojektowanych do wykorzystania w różnych środowiskach, m.in.:

– absorber punktowy, czyli pływająca boja, która pochłania energię poprzez ruch fal na powierzchni wody

– przetwornik fal oscylatycznych montowany na dnie morskim w płytszej wodzie, który fale regularnie pochylają w tył i w przód

– oscylujący słup wody to z kolei częściowo zanurzona, pusta konstrukcja, która jest otwarta na wodę morską pod powierzchnią i łączy się z turbiną powietrzną umieszczoną powyżej. Gdy fale wznoszą się i opadają, powietrze w komorze jest przepychane tam i z powrotem przez turbinę powietrzną, generując energię.

Prądy pływowe, znane bardziej jako **pływy morskie,** są spowodowane przez siły grawitacyjne Słońca i Księżyca. Koncentrują się w wąskich zbiornikach wodnych, np. wokół wysp lub zatoczek, a ich globalny potencjał energetyczny TU Delft szacuje się na 150 GW. Jest to najbardziej stabilne źródło energii odnawialnej na świecie, bo nie mają na nie wpływu warunki pogodowe, a jedynie znane cykle Księżyca, Słońca i Ziemi.

Z technologicznego punktu widzenia produkcja energii na ich bazie podobna jest do wyłapywania siły fal. Turbiny i wirniki mocuje się do dna morza lub umieszcza na jego toni:

– najczęstszym typem technologii energii pływowej jest turbina o osi poziomej. Wirniki turbiny o osi poziomej przymocowanej do dna są obracane prądami pływowymi, podobnie jak łopaty turbiny wiatrowej byłyby obracane przez wiatr

– mniej popularne turbiny o osi pionowej działają na tych samych zasadach co turbiny o osi poziomej, ale są zorientowane pionowo

– latawiec pływowy jest z kolei przywiązany do dna morskiego i „przelatuje” przez wodę z turbiną przymocowaną pod jego „skrzydłem”,

ENERGIA

aby wygenerować energię z ruchu. Latawce pływowe mogą być skutecznie stosowane w obszarach charakteryzujących się wolniejszymi prądami.

SWAC, czyli Sea Water Air Conditioning, to z kolei czysta technologia wspierająca systemy ogrzewania i chłodzenia. Dzięki niej emisję gazów cieplarnianych i energię można zmniejszyć o 75 proc. Instalacje SWAC lokuje się blisko brzegu, aby pompowana stąd woda morska trafiła do wymiennika ciepła i oddawała energię do sieci cieplnej lub chłodu działającej w zasięgu kilku kilometrów od brzegu.

OTEC, czyli Ocean Thermal Energy Conversion, to z kolei technologia wykorzystująca różnicę temperatur morskiej wody zależną od głębokości. Ciepła woda z powierzchni podgrzewa np. amoniak, który ulatniając się, napędza turbinę produkującą prąd, aby później zostać schłodzony w kondensatorze przez zimną wodę z dna. Wówczas wraca do ewaporatora i cały cykl zaczyna się od nowa. Aby taki generator działał, gradient pomiędzy ciepłą a zimną wodą musi wynosić co najmniej 20 st. C. Stąd dedykowany jest dla obszarów tropikalnych – wg danych Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej potencjał na wykorzystanie OTEC ma około 98 krajów.

RED, czyli Reverse Electrodialysis, to technologia, która także opiera się na gradiencie, tyle że nie temperatury, ale zasolenia wody morza oraz wody słodkiej. Do wytwarzania energii elektrycznej wykorzystuje stosy naprzemiennych membran anionowych i kationowych. Potencjał mocy produkcyjnej jest znaczny, bo energia uwalniana z 1 m sześc. słodkiej wody jest porównywalna z energią uwalnianą przez tę samą ilość wody spadającą z wysokości 260 m. Oznacza to, że hektolitr wody jest w stanie wyprodukować 0,7 KWh.

Fot.: Marco Verch

ENERGIA

Przyszłość węglowodorów

● Spośród trzech kluczowych dla energetyki paliw kopalnych tylko węgiel ma przed sobą perspektywę poważnego spadku wydobycia. Do końca dekady jego zużycie ma zmaleć o 15 proc. Konsumpcja pozostałych dwóch – gazu ziemnego i ropy naftowej – wciąż rośnie. Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) szczyt zużycia osiągnąć może przed końcem dekady. Tak wygląda najmniej optymistyczny scenariusz (STEPS), w którym kraje realizują tylko przyjęte dotychczas polityki ograniczenia paliw kopalnych. Wówczas udział węglowodorów w globalnych dostawach energii zmniejszy się z 80 do 73 proc. Jeśli dodatkowo spełnią złożone dotychczas deklaracje (scenariusz APS), zużycie gazu do końca dekady spadłoby o 7 proc.

To jednak i tak zbyt mało, aby powstrzymać kryzys klimatyczny, który wymaga zmniejszenia jego zużycia o 20 proc. w 2030 roku (scenariusz NZE). Podobnie sytuacja wygląda w przypadku ropy naftowej. Znacznie szybciej powinien być też wycofywany węgiel – do końca dekady jego zużycie powinno być o 45 proc. niższe (NZE), a obecne deklaracje polityczne dają tylko szansę na spadek o 25 proc. (APS).

● Aby uzyskać oczekiwane poziomy redukcji zużycia węglowodorów, konieczne jest m.in.:

– potrojenie mocy odnawialnych źródeł energii

– podwojenie tempa poprawy efektywności energetycznej do 4 proc. rocznie

– przyspieszenie elektryfikacji

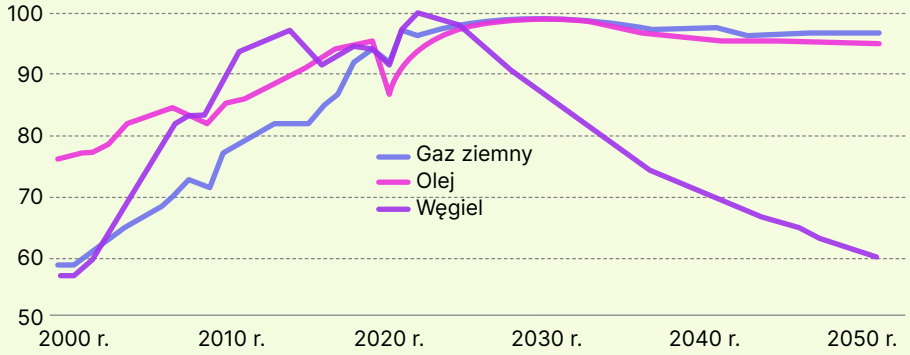
– innowacyjne mechanizmy finansowania na dużą skalę w celu wspierania inwestycji w czystą energię w gospodarkach wschodzących i rozwijających się

– środki zapewniające uporządkowany spadek wykorzystania paliw kopalnych

– zaprzestanie zatwierdzania nowych elektrowni węglowych.

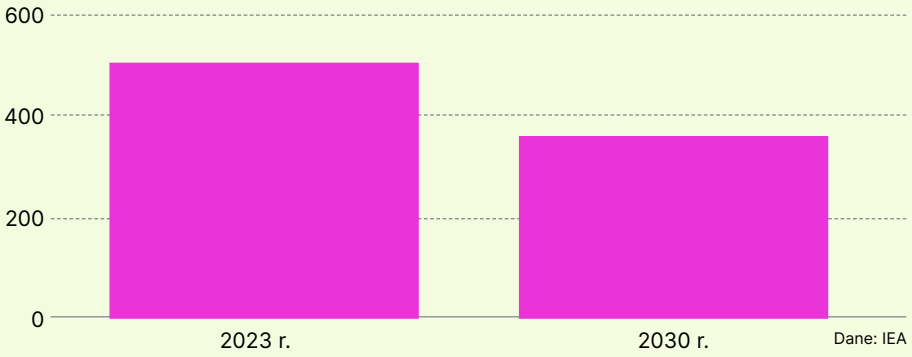
● Najlepszym miernikiem tego, jak powolny jest odwrót od paliw kopalnych, są wciąż wysokie oraz stale rosnące inwestycje w ropę i gaz. W 2020 roku sięgały 0,84 bln dol., a w minionym już 1,1 bln dol., co oznacza wzrost o 31 proc. Według szacunków IEA, biorąc pod uwagę obecne regulacje i programy wsparcia, do końca dekady poziom ten uda się obniżyć zaledwie do 0,9 bln dol., czyli tyle, ile było w 2021 roku. Tymczasem dla uniknięcia kryzysu klimatycznego (scenariusz NZE) redukcja nakładów na paliwa kopalne musi być trzy i pół razy szybsza – w 2030 roku nie powinno tu trafiać więcej niż 0,4 bln dol.

Zużycie paliw kopalnych według paliw w STEPS 2000-2050 (proc.)
Wartość wszystkich paliw kopalnych osiągnie szczyt przed końcem tej dekady, a spadki w gospodarkach rozwiniętych i Chinach zrównoważą rosnący popyt w innych miejscach



Dane: MAE. CC BY 4.0.

Popyt na paliwa kopalne według NZE (EJ)



Dane: IEA

ENERGIA

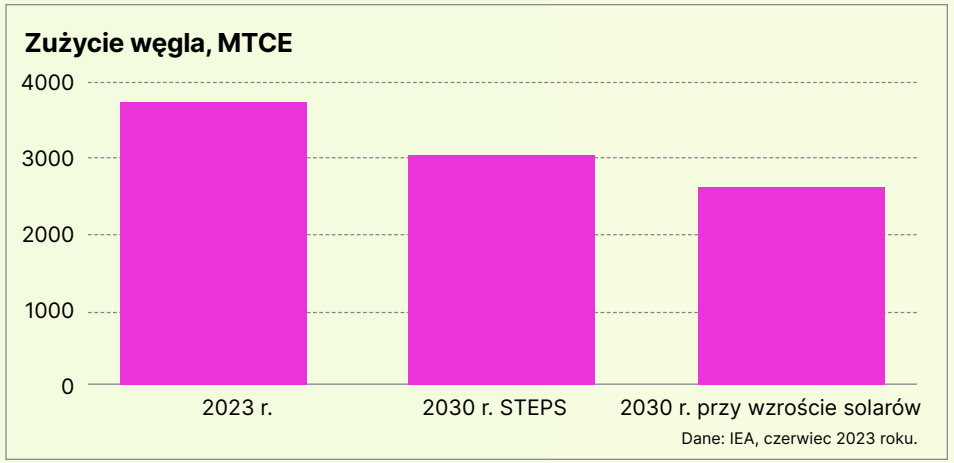
Węgiel: czarne perspektywy

Gen: SI

● Węgiel jest jedynym paliwem kopalnym, które ma przejść do defensywy, jego wydobycie wciąż jednak rośnie. Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) w 2023 roku wzrosło o 1,4 proc., osiągając rekordowy poziom 8,54 mld ton. Główną siłą napędową w tej branży są dwie potężne gospodarki Azji – Chiny, które odpowiadają za połowę jego wydobycia, gdzie zużycie rośnie o 5 proc., oraz Indie z 8-procentowym wzrostem. Przeciwwagą jest Europa i USA, gdzie zużycie węgla spadło o 20 proc.

● W 2024 roku zużycie węgla w Chinach ma już spaść, nadal będzie jednak rosło w Indiach, Indonezji i innych krajach Azji Południowo-Wschodniej. Stąd IEA przewiduje, że w tym roku wzrost zużycia węgla zahamuje, a w perspektywie dwóch kolejnych lat zacznie nieznacznie spadać. Agencja szacuje, że w 2026 roku będzie o 2,3 proc. niższe niż w ubiegłym roku.

● Rola elektrowni węglowych zaczęła się przy tym istotnie zmieniać. Coraz częściej są postrzegane jako element zwiększający elastyczność sieci i dostarczający usługi systemowe, a nie jako masowe źródło zasilania.



W rezultacie średni współczynnik mocy elektrowni węglowych w ciągu ostatniej dekady był o prawie dziesięć punktów procentowych niższy niż w dekadzie poprzedniej.

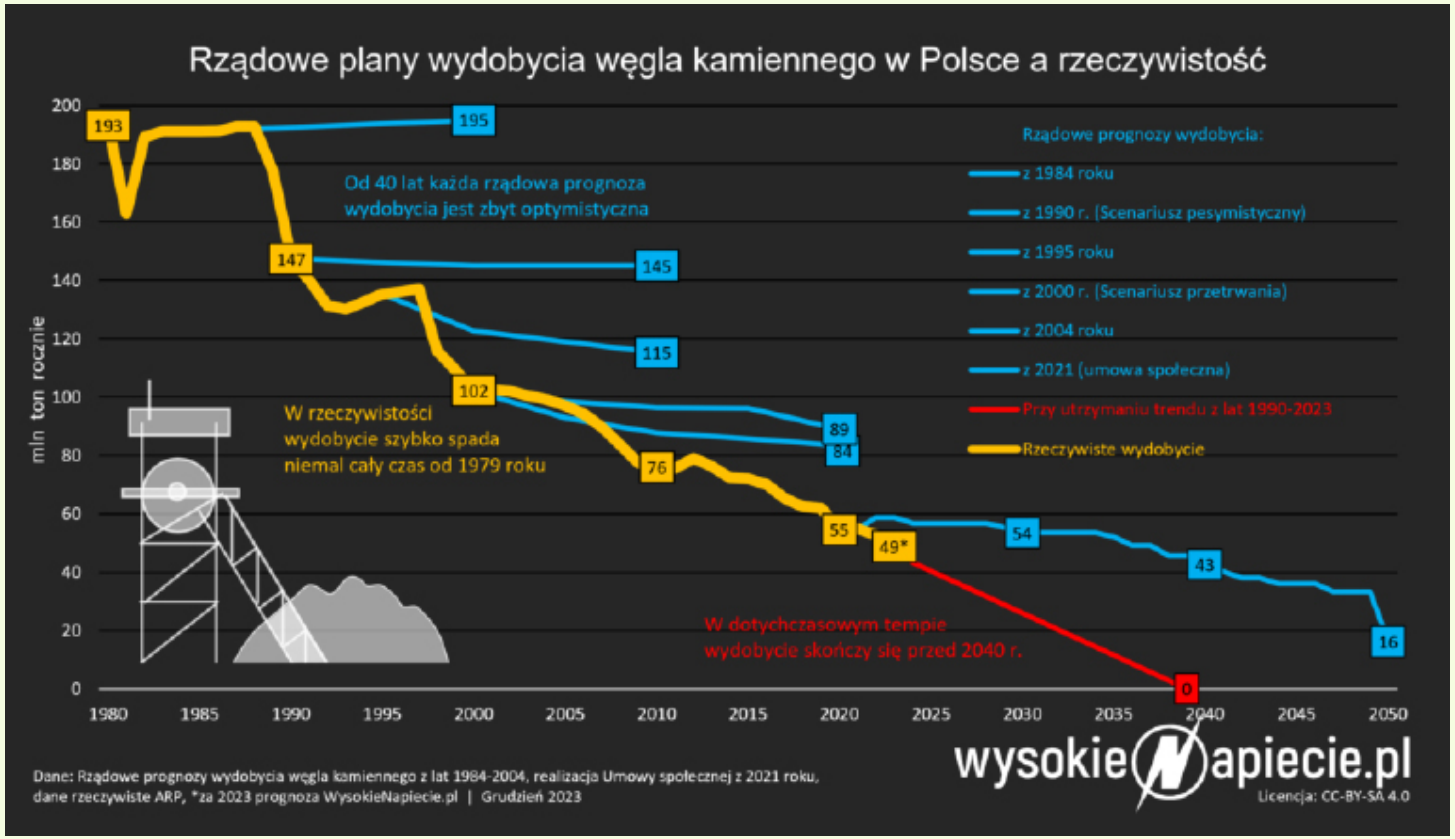
● Do spadku zapotrzebowania na węgiel przyczyniły się także zmiany w produkcji żelaza i stali. Moce produkcyjne zakładów wytwarzających stal węglową szczyt osiągnęły w 2003 roku – ponad 130 mln ton – w dużej mierze za sprawą szybkiej industrializacji Chin. Jedenaście lat później światowe zapotrzebowanie na węgiel do produkcji żelaza i stali osiągnęło najwyższy w historii poziom ponad 950 mln ton ekwiwalentu węgla (MTCE), po czym zaczęło spadać pomimo stałego wzrostu wytopu. Spadek intensywności produkcji jest efektem większego udziału produkcji w oparciu o złom w elektrycznych piecach łukowych, a także alternatyw dla wielkich pieców do produkcji żelaza, takich jak proces bezpośredniej redukcji rudy przy wykorzystaniu gazu ziemnego.

● W UE kluczową rolę odgrywa m.in. Polska, która z 19-procentowym udziałem jest drugim po Niemczech (46 proc. udziału) największym producentem węgla na kontynencie. Spadki wydobycia to u nas już trend

ENERGIA

długookresowy, który podtrzymany został także w 2023 roku. Produkcja zmalała o ponad 7 proc. – z 53 do 49 mln ton. Tempo jest więc istotnie mniejsze niż średnia europejska, Polska konsekwentnie powiela jednak model redukcji wydobycia, który przeszły inne kraje, takie jak Francja czy Wielka Brytania. Różnica jest taka, że szczyt produkcji we Francji miał miejsce pod koniec lat 50., a w Polsce pod koniec lat 70., gdy sięgnął 201 mln ton. Od tego czasu wydobycie spadło więc czterokrotnie i mocno odstaje od rządowych planów, które mówiły o utrzymaniu 60 mln ton wydobycia do 2030 roku. Postępujące zmniejszenie produkcji od trzydziestu lat rozmija się zresztą z rządowymi programami dla górnictwa, które stale zawyżają prognozy.

● Fakt, że rząd nie ma kontroli nad wydobyciem węgla w Polsce, pod znakiem zapytania stawia też deklarację utrzymania wydobycia węgla do 2050 roku i później. Podpisana w 2021 roku umowa społeczna między rządem i górniczymi związkowcami, którą nowy rząd podtrzymuje, przewiduje, że w 2030 roku wydobycie pozostanie na poziomie 54 mln ton, dekadę później 43 mln ton, a w połowie wieku 16 mln ton. Stąd Polska jest jednym z czterech europejskich krajów, które nie ogłosiły planów porzucenia węgla – do tej grupy należą jeszcze trzy kraje bałkańskie: Serbia, Bośnia i Hercegowina oraz Kosowo. Jeśli jednak obecne tempo spadku wydobycia zostanie podtrzymane, branża wygaśnie przed końcem czwartej dekady XXI wieku.



ENERGIA

Europa bez węgla

● Już 33 kraje Europy nie używają węgla albo przedstawiły plan odejścia od niego. Względem ubiegłego roku pięć krajów opóźniło plany jego porzucenia: Francja, Włochy, Węgry, Macedonia Północna i Rumunia, a jeden je przyspieszył – Hiszpania.

– **10 państw Europy** w ogóle nie używało węgla: Litwa, Łotwa, Estonia, Szwajcaria, Luksemburg, Albania, Cypr, Malta, Islandia i Norwegia (tutaj jest tylko jedna mała ciepłownia węglowa w Longyearbyen)

– **w 2016 roku** jako pierwsza od węgla odeszła Belgia

– **w 2020 roku** porzuciła go także Szwecja (dwa lata przed planowanym terminem) i Austria, która po inwazji Rosji na Ukrainę ponownie uruchomiła elektrownię w Mellach (246 MW) w czerwcu 2022 roku

– **w 2021 roku** od węgla odeszła Portugalia – pierwotnie w 2017 roku zapowiedziano odejście od niego w 2030 roku, po dwóch latach datę tę przesunięto na 2023, ale ostatecznie udało się przyspieszyć ten proces

– **w 2023 roku** od węgla po raz kolejny i ostateczny zdecydowała się odejść Austria

– **w 2024 roku** od węgla ma odejść Wielka Brytania – taką deklarację złożyła podczas szczytu klimatycznego w Glasgow w 2020 roku

– **w 2025 roku** z węgla mają zrezygnować dwa państwa: Irlandia, której parlament już w 2018 roku podjął decyzję o sprzedaży wszystkich aktywów związanych z paliwami kopalnymi, oraz Hiszpania, która mocno przyspieszyła proces – jeszcze kilkanaście miesięcy temu deklarowała, że będzie to rok 2030

– **w 2027 roku** od węgla mają odejść Francja, Włochy i Węgry. Wszystkie trzy kraje robią to z opóźnieniem. Francja pierwotnie miała z niego zrezygnować w 2022 roku, ale przez rosyjską inwazję na sezon zimowy 2022-2023 pozostawiono działającą elektrownię Emile Huchet (647 MW). Kolejne deklaracje mówiły o roku 2023, ostatecznie termin odejścia od węgla przesunięto znacznie bardziej. Z kolei Włochy już w 2017 roku zapowiedziały, że porzucą węgiel w 2025 roku. Potem termin przesunęły o dwa lata. Bardziej zmienne były Węgry. Pierwotnie elektrownia Matra o mocy 884 MW miała być zamknięta w 2030 roku, później datę przesunięto na 2025 rok, aby w końcu zatrzymać się na 2027 roku

– **w 2028 roku** z węgla zrezygnuje Dania (taką deklarację złożyła już w 2017 roku) i Grecja – pierwotnie chciała to zrobić w 2023 roku, później datę przesunęła na 2025 rok, ale po inwazji Rosji i ograniczeniu dostaw gazu poinformowała, że ostatnią węglową elektrownię Ptolemaida V zamknie dopiero w 2028 roku

– **w 2029 roku** węgiel porzuci Holandia (taką deklarację złożyła już w 2017 roku) oraz Finlandia (w 2019 roku fiński parlament zdecydował, że od 2029 roku w kraju będzie obowiązywał zakaz palenia węgla)

– **w 2030 roku** od węgla mają odejść Słowacja i Macedonia Północna, która wcześniej deklarowała, że zrobi to w 2027 roku

– **w 2032 roku** węgiel odstawi Rumunia (jest to powrót do pierwotnego planu, bo do niedawna Rumuni deklarowali, że elektrownie węglowe zamkną w 2030 roku)

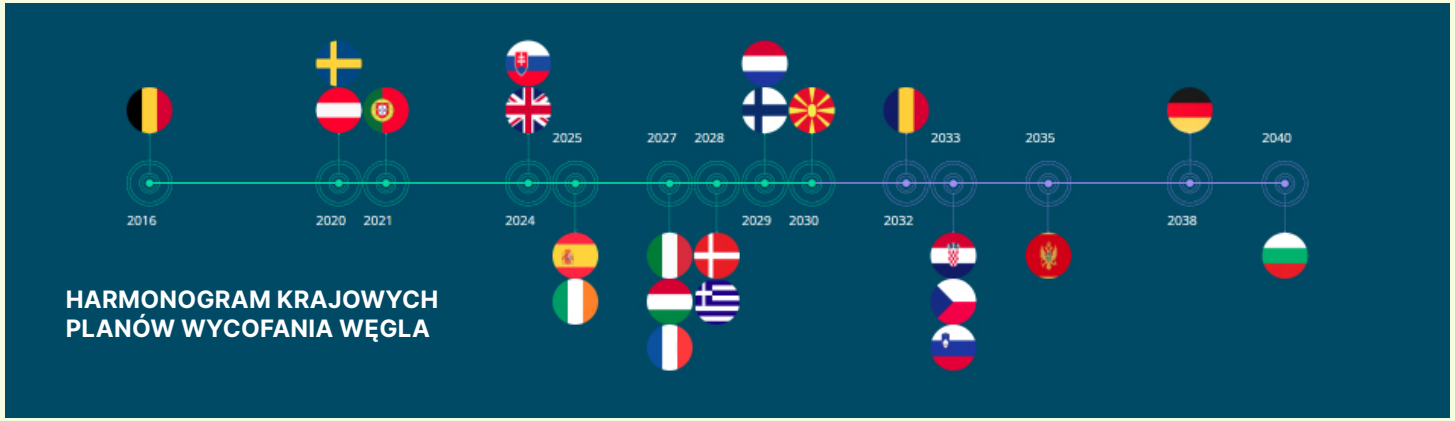
– **w 2033 roku** od węgla mają odejść Czechy, Słowenia i Chorwacja

– **w 2035 roku** ostatnią elektrownię węglową zamknie Czarnogóra

– **w 2038 roku** od węgla zamierzają odejść Niemcy, którzy chcą przyspieszyć ten proces do 2035 roku. Ważnym kamieniem milowym ma być zamknięcie w 2030 roku 40 elektrowni o mocy 23 GW

– **w 2040 roku** węgiel ma porzucić Bułgaria, chociaż postara się to zrobić dwa lata wcześniej.

Źródło: Beyond Fossil Fuels



ENERGIA

Od węgla do minerałów

TREND

Elektryfikacja gospodarki prowadzi do rosnącego zapotrzebowania na minerały. W miarę przyspieszania przejścia na czystą energię w branży wydobywczej punkt ciężkości przesunie się z dostaw paliw na pierwiastki o kluczowym znaczeniu.

Gen: SI

CZEGO POTRZEBA

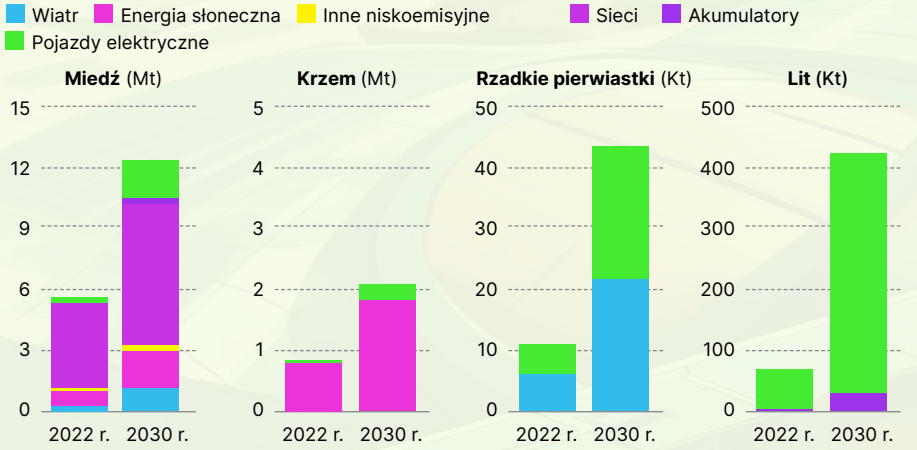
Miedź, pierwiastki ziem rzadkich, krzem i różne metale akumulatorowe, zwłaszcza lit, to minerały krytyczne dla elektryfikacji. Miedź jest szeroko stosowana w sieciach przesyłowych i dystrybucyjnych energii elektrycznej, ale jej właściwości przewodzące sprawiają, że jest również niezbędnym składnikiem technologii wytwarzania energii o niskiej emisji, takich jak moduły fotowoltaiczne, turbiny wiatrowe i baterie. Pierwiastki ziem rzadkich (REE) wykorzystywane są do produkcji magnesów trwałych do silników napędów bezpośrednich i hybrydowych turbin wiatrowych. Do produkcji paneli słonecznych wykorzystuje się krzem, a auta elektryczne wciąż bazujące na akumulatorach litowo-jonowych tworzą z kolei bardzo duży popyt na lit – w ciągu dekady jego zużycie ma wzrosnąć pięciokrotnie. Ogólnie rzecz biorąc, wielkość rynku tzw. surowców krytycznych wykorzystywanych w sektorze energetycznym podwoiła się w ciągu ostatnich pięciu lat i popyt na nie będzie tylko przyspieszał.

WYZWANIE

Wydobycie i przetwarzanie niektórych minerałów krytycznych jest w dużym stopniu skoncentrowane geograficznie, co stwarza ryzyko dla bezpieczeństwa dostaw. Długie terminy realizacji dla kopalń i powiązanej infrastruktury oznaczają, że zwiększanie skali dostaw wymaga czasu. To z kolei zwiększa ryzyko wystąpienia wąskich gardeł w dostawach. Według IEA łagodzenie tego ryzyka wymaga od rządów i przemysłu ustanowienia bardziej zróżnicowanej sieci międzynarodowych relacji producent – konsument, przy jednoczesnym dążeniu do zapewnienia wystarczająco szybkiego wzrostu dostaw.

Zapotrzebowanie na minerały krytyczne dla wybranej czystej energii elektrycznej w APS, 2022 i 2030

Elektryfikacja zwiększa popyt na kluczowe minerały krytyczne od dwóch do siedmiu razy do roku 2030



Uwagi: Mt = milion ton; Kt = tysiąc ton. Akumulatory ograniczone do systemów o skali użytkowej. Dane: IEA. CC BY 4.0.

ENERGIA

Ropa jeszcze na fali

● Mimo spowolnienia rynku pod koniec roku w całym 2023 roku Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) oszacowała wzrost wydobycia ropy o 2,3 proc. (do 101,7 mln baryłek dziennie, mb/d). W kolejnych miesiącach skalą produkcji będzie rządzić koniunktura gospodarcza. Widać to było już w czwartym kwartale, zwłaszcza w Europie, która odpowiadała za połowę spadków. Trudny czas będzie też w 2024 roku, w którym IEA przewiduje spadek na poziomie 1,1 proc., czyli połowę ubiegłorocznej zwyżki – 1,1 mb/d vs. 2,3 mb/d.

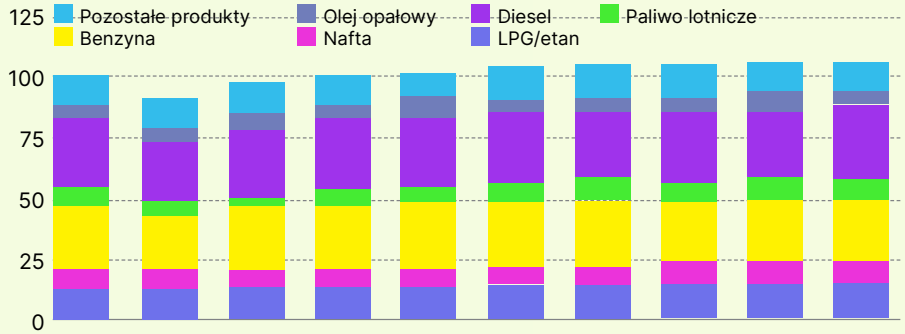
● Długoterminowy trend jest jednak wzrostowy – w ciągu ostatnich dwudziestu lat popyt na ropę zwiększył się o 18 mln baryłek dziennie, co oznacza, że średnio rocznie było to 0,9 mb/d. Za połowę wzrostu popytu w ubiegłej dekadzie odpowiadały Chiny (prawie 0,5 mb/d), a za resztę pozostałe kraje rozwijające się. W Europie i Azji zużycie paliwa minimalnie spadło o nieco ponad 0,1 mb/d rocznie. Wzrost w dużej mierze wynikał z rosnącego popytu na transport drogowy. W ciągu ostatnich 20 lat globalna flota samochodowa powiększyła się o ponad 600 mln pojazdów, a działalność w zakresie transportu drogowego wzrosła o prawie 65 proc. Transport drogowy pokrywa obecnie około 45 proc. światowego zapotrzebowania na ropę. Drugi co do wielkości sektor petrochemiczny pod względem zużycia ropy odpowiada za 15 proc. zapotrzebowania.

● W kolejnych latach obecnej dekady zmniejszy się wzrost popytu w Chinach – do 0,25 mb/d – ale zwiększy się w innych krajach rozwijających się, do około 0,6 mb/d. Wzrost zużycia ropy w całym rozwijającym się świecie będzie więc tylko nieznacznie mniejszy (o blisko 0,1 mb/d). Postępująca elektryfikacja motoryzacji jeszcze bardziej niż w Chinach będzie jednak widoczna w Europie i Ameryce, gdzie rocznie zużycie ropy będzie spadać o 0,5 mb/d. Nie wystarczy to do skompensowania wzrostu w pozostałych rejonach świata. Pod koniec dekady rocznie będzie więc zużywane około 102 mb/d, czyli mniej więcej tyle co w ubiegłym roku. Spadki pojawią się dopiero w czwartej dekadzie tego wieku, gdy netto zużycie paliw zacznie zmniejszać się także w Chinach – IEA szacuje, że w latach 2030-2050 rocznie będzie ubywać 0,3 mb/d popytu. Oznaczałoby to, że w połowie wieku wykorzystanie ropy spadnie do 96 mb/d. To tyle, ile sięgało jej wydobycie w 2017 roku. To jednak scenariusz pesymistyczny (STEPS) zakładający realizację wyłącznie przyjętych do tej pory polityk i brak postępu w zwalczaniu zmian klimatycznych.

● W swoich szacunkach Agencja nie w pełni uwzględniła jednak bardzo szybki wzrost sprzedaży aut elektrycznych. We wrześniu ub.r. jej dyrektor Fatih Birol przyznał, że szczyt zużycia ropy możemy osiągnąć nawet przed końcem dekady. Z wyliczeń przedstawionych w czerwcu wynika, że kluczowy ma być bieżący, 2024 rok, gdy znacząco osłabnie wzrost wykorzystania paliw płynnych nie tylko w transporcie, ale także przy produkcji energii. Do 2028 roku popyt zwiększy się do 105,7 mb/d i przestanie rosnąć. Już dwa lata wcześniej zacznie spadać wykorzystanie ropy w transporcie – w sumie w tym czasie postęp elektromobilności ograniczy popyt na nią o 7,8 mb/d. Głównym motorem wzrostu będzie wówczas przemysł petrochemiczny, zwłaszcza w Chinach.

● Perspektywa przyspieszenia elektryfikacji transportu prowadzi do tzw. zielonego paradoksu, w którym firmy paliwowe nie zmniejszają, ale zwiększają inwestycje w wydobycie ropy. W czerwcu zapowiedział to m.in. Exxon, przedstawiając plan podwojenia produkcji ropy łupkowej w USA w ciągu najbliższych pięciu lat. Podobnie działają inne koncerny. Podstawowym motywem jest chęć jak najszybszego wydobycia surowców, do których mają dostęp, zanim stracą na wartości w wyniku ekologizacji gospodarki i zmniejszenia popytu na węglowodory.

Wzrost zużycia ropy naftowej w najbliższych latach (mb/d)



Dane: IEA, czerwiec 2023 roku.

ENERGIA

Gaz pali się mocno

Gen: SI

● W 2011 roku Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) ogłosiła nadejście „złotego wieku gazu", a już po 12 latach uznała, że dobiega końca. Podobnie postrzega to International Gas Union (IGU), według której 2023 rok był kolejnym okresem stagnacji trwającej od wybuchu wojny w Ukrainie i nałożenia embarga na Rosję (w 2022 jej produkcja spadła o 12 proc.). Był to też rok spadków cen wywołanych mniejszym popytem w Europie i Azji. IGU szacuje, że roczna produkcja gazu w 2023 roku sięgnęła 4100 mld m sześc. (bcm).

● Od 2011 roku światowe zużycie gazu ziemnego średnio rosło o prawie 2 proc. rocznie, ale wg szacunków IEA w kolejnych latach mocno spowolni – poniżej 0,4 proc. rocznie w latach 2022--2030. Kluczowe są tu sektory energetyczny i budowlany – mają odpowiednio 39 proc. i 21 proc. udziału w zapotrzebowaniu na gaz – które odnotowały już szczyty zwiększania mocy wykorzystania gazu ziemnego w elektrowniach i piecach do ogrzewania pomieszczeń. Katalizatorem zmian było embargo nałożone na Rosję i odchodzenie Europy od gazu na rzecz odnawialnych źródeł energii oraz pomp ciepła.

● Globalne zapotrzebowanie na gaz mieszkaniowy gwałtownie rosło do 2022 roku. Od początku 2000 roku do kryzysu energetycznego sprzed dwóch lat zużycie gazu ziemnego w budynkach mieszkalnych pozostało stabilne i wysokie w USA; wzrosło, a następnie ustabilizowało się w Unii Europejskiej oraz gwałtownie zwiększyło się w Chinach. Duży wpływ miał na to boom w budownictwie mieszkaniowym połączony ze zmniejszonym zużyciem węgla. To sprawiło, że w Chinach od początku wieku zapotrzebowanie na gaz ziemny w budynkach mieszkalnych wzrosło osiemnastokrotnie. Kryzys energetyczny wywołany wojną doprowadził jednak do wyjątkowego wzrostu cen gazu – pod koniec sierpnia 2022 roku cena gazu ziemnego odnotowała historyczny szczyt, gdy holenderski TTF zamknął się na poziomie 90 dol. z MMBtu – co było bodźcem do elektryfikacji ciepła i gwałtownego wzrostu sprzedaży domowych pomp ciepła (w Europie zapotrzebowanie na gaz mieszkaniowy i komercyjny spadło o ponad 15 proc., do czego przyczyniła się też łagodna zima). W 2023 roku ceny spadły, wciąż pozostały jednak wyższe niż przed wybuchem wojny, więc argument ekonomiczny nadal jest ważny – w pierwszych trzech kwartałach spadek pogłębił się, sięgając 9 proc.

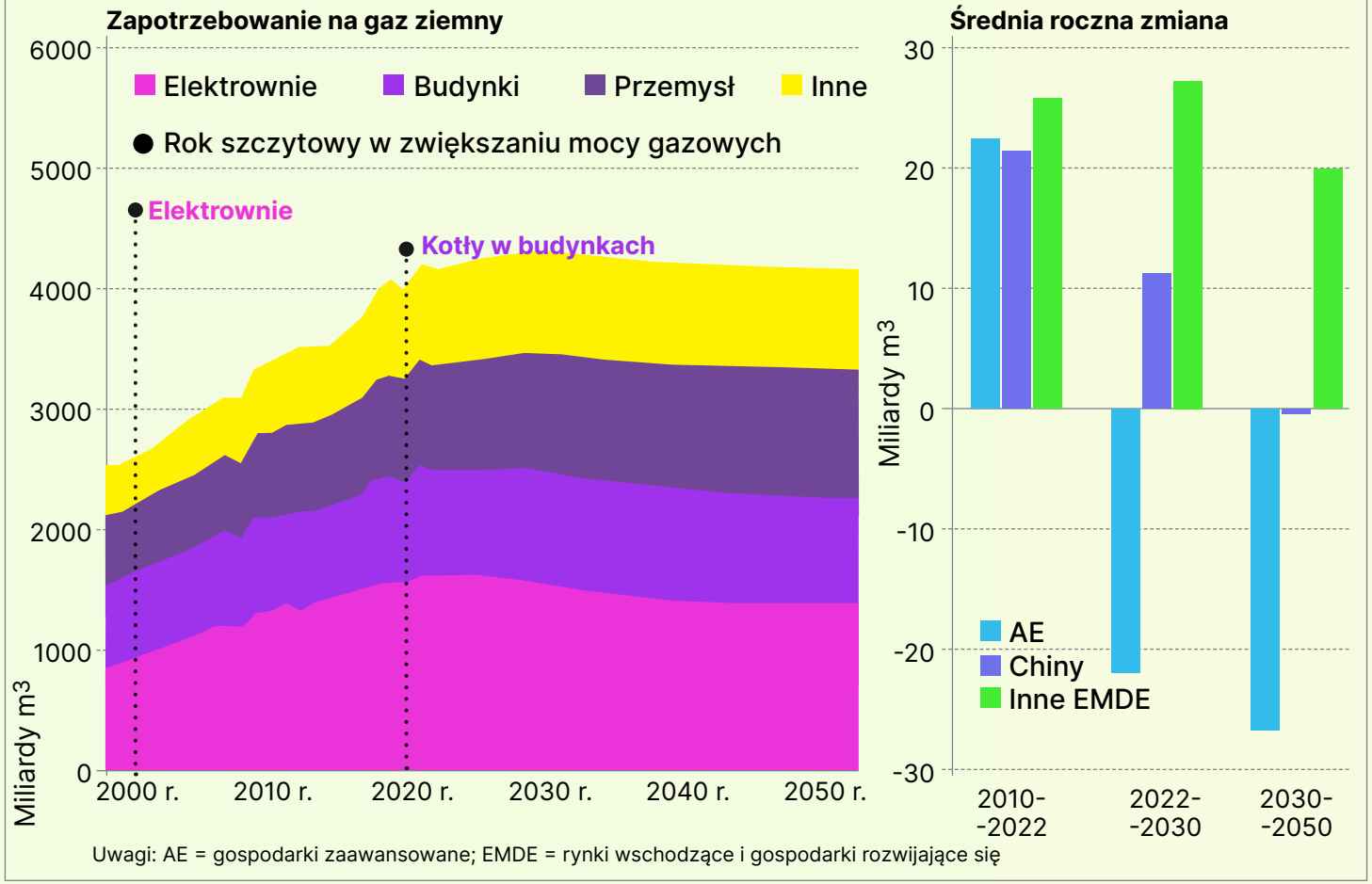
ENERGIA

● Zmiany na rynku gazu są istotnie stymulowane przez programy rządowe. Na wzrost zużycia wpływają wszelkie zachęty do wymiany starych pieców węglowych na bardziej ekologiczne źródło ciepła. Piec gazowy jest opcją m.in. w Polsce, ale także w Chinach, które mają duży wpływ na globalny rynek energii. Znaczna część transformacji już się odbyła, IEA szacuje jednak, że w latach 2022-2026 wzrost zużycia gazu do ogrzewania domów będzie następował w tempie 5 proc. rocznie

● W przeciwnym kierunku idą plany stopniowego wycofywania wszelkich kotłów na paliwa kopalne. Tak jest m.in. w Niemczech, gdzie od 2024 roku obowiązuje zakaz instalacji ogrzewania gazowego w nowych budynkach. Podobne zmiany następują także w USA, chociaż na razie na poziomie stanowym. Na początku grudnia Departament Użyteczności Publicznej Massachusetts wydał szeroko zakrojone orzeczenie, które określa ramy ograniczenia wykorzystania gazu do ogrzewania w ramach większej strategii przeciwdziałania zmianom klimatycznym. Od 2025 roku dostawcy gazu będą musieli przedkładać tzw. plany zgodności klimatycznej ważne pięć lat, określając w nich, jak zamierzają przejść na czystą energię. Firmy użyteczności publicznej zostały zobowiązane do rozważenia alternatyw niegazowych dla projektów rozbudowy gazu. Nie będą już mogły zmuszać konsumentów do płacenia za programy promujące wykorzystanie gazu ziemnego. Wyzwanie jest duże, bo w Massachusetts gazem ogrzewa się 51 proc. gospodarstw domowych.

Globalne zapotrzebowanie na gaz ziemny według sektorów i średnia roczna zmiana według regionów w STEPS, 2000-2050

Przyrost nowych elektrowni gazowych i kotłów gazowych w budynkach spowalnia; szczytowe zapotrzebowanie na gaz w ramach STEPS nastąpi przed 2030 rokiem, chociaż zużycie gazu w przemyśle w dalszym ciągu rośnie.



Uwagi: AE = gospodarki zaawansowane; EMDE = rynki wschodzące i gospodarki rozwijające się

ENERGIA

CASE: ENERGIA POD OSTRZAŁEM WOJNY

Ciekawym studium przypadku, jak gwałtownie zmniejszyć zużycie gazu bez ogromnych szkód społecznych, był rok 2022, gdy po agresji Rosji na Ukrainę dostawy paliwa ze wschodu spadły o 80 mld m sześc. (bcm). Nałożył się na to jeszcze niedobór zapasów, które trzeba było uzupełnić, i mniejsze dostawy energii z elektrowni wodnych i jądrowych. W sumie według wyliczeń Międzynarodowej Agencji Energii ten potrójny deficyt oznaczał, że w 2022 roku do uzupełnienia pozostało prawie 160 bcm (wykres po prawej).

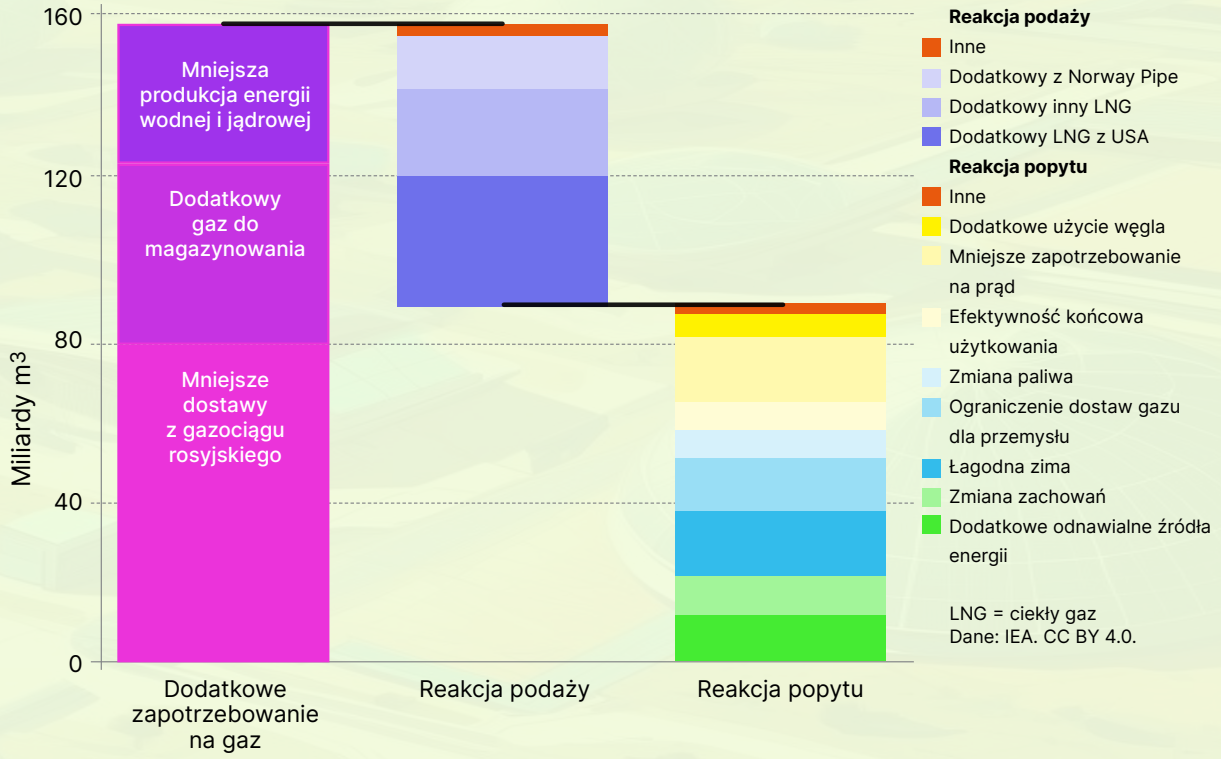
Mniejszą część, bo około 40 proc., pokryły alternatywne źródła dostaw, głównie gaz płynny (LNG) ze Stanów Zjednoczonych. Tak szybkie znalezienie tak dużych ilości gazu dostępnych na rynku ułatwił fakt, że spadł popyt ze strony gospodarki chińskiej, wciąż uwięzionej w pułapce lockdownu.

Niedobór gazu ze wschodu Europa skompensowała jednak głównie po stronie popytowej. Zużycie gazu w przemyśle spadło o prawie 25 proc., z czego ponad połowa to efekt ograniczeń w energochłonnych gałęziach przemysłu. Sprzyjała także łagodna zima, która pomogła pozbyć się 10 proc. całkowitego deficytu. To mniej więcej tyle co łączny wkład nowych mocy odnawialnych i poprawy efektywności. W niewielkim stopniu zaważyło też sięgnięcie po węgiel jako paliwo alternatywne, które wypełniło niecałe 4 proc. luki.

Fot.: Ministry of Defense of Ukraine

Czynniki obciążające bilans gazu ziemnego i działania dostosowawcze w Unii Europejskiej w 2022 roku

Cięcia w dostawach z Rosji ogromnie nadwerężyły bilans gazu UE w 2022 roku, ale nie był to jedyny czynnik mający znaczenie, biorąc pod uwagę niski poziom magazynowania i słaby rok dla energetyki wodnej i jądrowej



ENERGIA

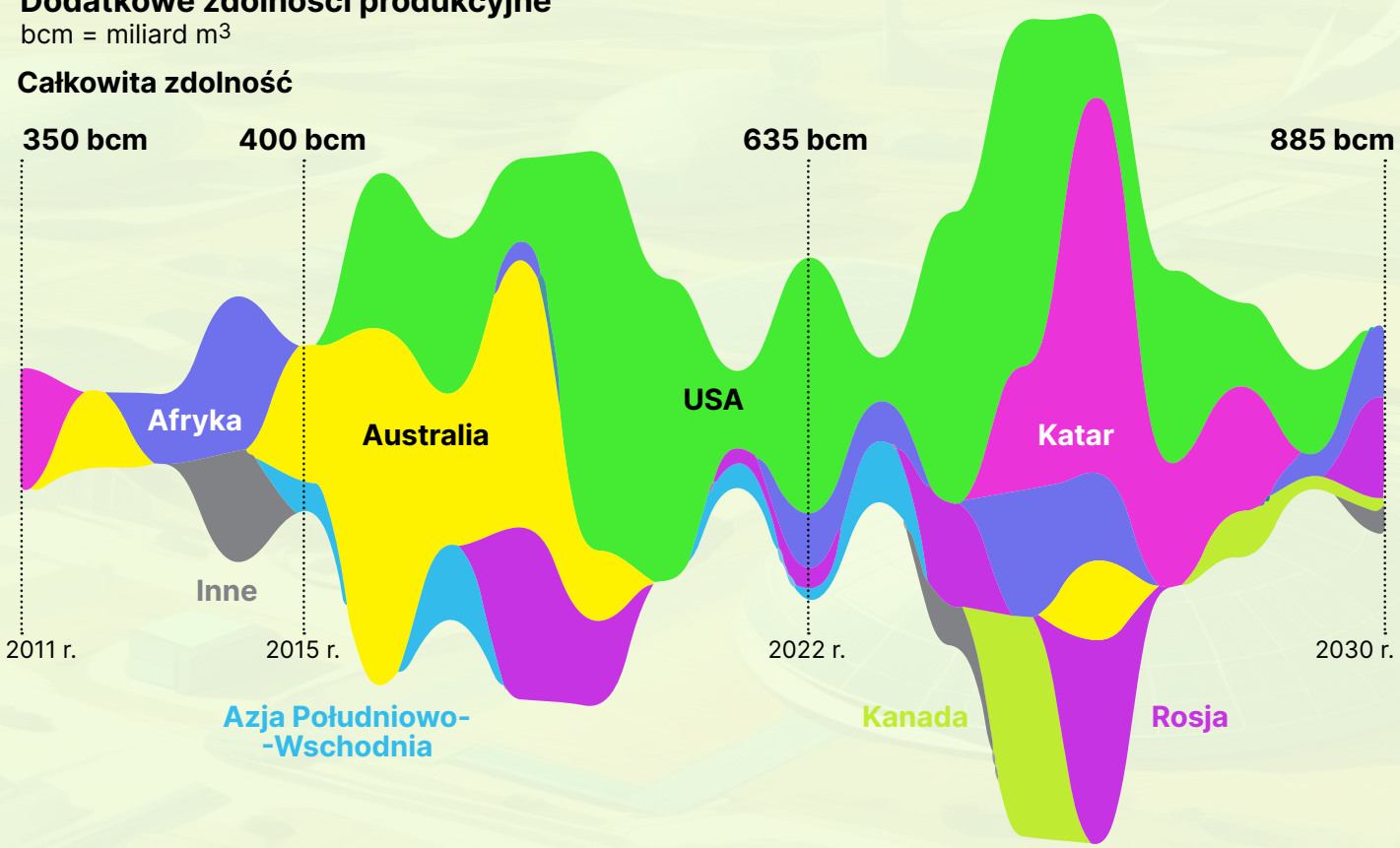
CASE: ENERGIA POD OSTRZAŁEM WOJNY

To, co działo się w roku 2022, było przede wszystkim działaniami doraźnymi. Rosyjska inwazja uruchomiła jednak szeroki proces globalnej zmiany struktury dostaw gazu. Już od połowy ubiegłej dekady, gdy nałożono pierwsze embargo na Rosję w związku z zajęciem Krymu, inwestycje w nowe moce związane ze skraplaniem gazu rozpoczęły przede wszystkim USA, a także Australia. To sprawiło, że do wybuchu wojny całkowite moce w LNG zwiększyły się o przeszło połowę, z 400 do 635 bcm. To m.in. dzięki temu Europa mogła szybko znaleźć alternatywę dla paliwa z Rosji.

W 2023 roku mieliśmy wyraźny przestój w zwiększaniu mocy LNG, co wynika z długości samego cyklu inwestycyjnego. Projekty uruchomione pod wrażeniem kryzysu energetycznego sprawiły jednak, że począwszy od 2025 roku, ma nastąpić bezprecedensowy wzrost liczby nowych projektów LNG. Ważnym graczem pozostaną USA, ale spore inwestycje robi Katar, a także Kanada (oraz sama Rosja, szukając alternatywnych sposobów sprzedaży paliwa). W sumie do końca dekady ma się więc pojawić kolejne 250 bcm mocy LNG.

Inicjatywy te mają przywrócić równowagę rynków i oddalić obawy o dostawy gazu ziemnego. Na całym procesie najbardziej stratna będzie sama Rosji – jeszcze w 2021 roku jej udział w międzynarodowym obrocie gazem wynosił 30 proc., a według prognoz IEA do 2030 spadnie o połowę.

Dodatkowe zdolności produkcyjne
bcm = miliard m^3



ENERGIA

Wielka zmiana: Elektrownie czarne na zielone **TREND**

Świat ogarnął trend przekształcania elektrowni węglowych w centra produkcji oraz magazynowania czystej energii. Bardzo dużo pod tym względem dzieje się m.in. za oceanem, zjawisko to można już jednak zaobserwować także w Europie i Polsce.

Gen: SI

ROZWÓJ

W USA czarno-zielona transformacja trwa już od dekady. Potencjał jest ogromny – obejmuje 17 mln ha terenów – wsparcie finansowe oferuje program IRA, a dobrym przykładem jest farma Bright Night Starfire REC o mocy 800 MW powstająca na dawnych terenach węglowych w Kentucky, jedna z największych instalacji solarnych w kraju. W Europie w trend wpisał się m.in. ZE Pątnów-Adamów-Konin, a największe projekty prowadzi Enel – w hiszpańskim Teruel ogromną, zamkniętą w 2020 roku elektrownię węglową o mocy 1,1 GW przekształca w największą w Europie elektrownię słoneczną z dodatkowymi wiatrakami oraz akumulatorami gromadzącymi nadwyżki prądu. Ich moce 1,8 GW będą znacząco większe niż wcześniej. Z kolei Anglicy na terenie dawnej elektrowni Richborough stworzyli magazyn energii dla morskich farm wiatrowych o mocy 100 MW (sporo podobnych projektów powstaje też w USA). Ciekawym motywem jest również wykorzystanie wyrobisk po odkrywkach węglowych: Holendrzy napełniają je wodą i spławiają na nich farmy fotowoltaiczne.

KORZYŚCI

Głównym argumentem za jest to, że ponowne wykorzystanie elektrowni węglowych przyniesie mniej szkód niż budowa nowej elektrowni czystej energii. Większość elektrowni węglowych jest już podłączona do podstacji, które przekazują energię do sieci dystrybucyjnej, rozciągającej się na terenie całego kraju. Wymiana samego źródła prądu z elektrowni węglowej na OZE sprawia, że nie trzeba całkiem od nowa budować infrastruktury z przewodami, czujnikami, a przede wszystkim słupami wysokiego napięcia, których nikt nie chce w nowych lokalizacjach. Adaptacja istniejącego zaplecza eliminuje też koszty środowiskowe, a wiatraki dużo łatwiej stawiać w strefach przemysłowych niż na całkiem nowym gruncie, gdzie napotykają opór ze strony mieszkańców i ekologów. Tego typu transformacje przynoszą też spore korzyści makroekonomiczne w rejonach, które bazowały na górnictwie i dziś przeżywają kryzys, jak np. Appalachy w Wirginii – tu w rejonie hrabstwa Lee i Wise w pięć lat stworzono 4,2 tys. miejsc pracy.

KLUCZOWI GRACZE

Enel
Central térmica de Andorra (Teruel)
Eugenio Montale (Sepzia)
Andrea Palladio (Fusina)
Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia)
Federico II (Brindisi)
ZE PAK
Quaise Energy
National Grid
Richborough Energy Park
Pacific Green
Sosteneo Infrastructure Partners
Baywy
Groenleven
Secure Solar Futures
AES Indiana
Xcel Energy
Sun Tribe Solar
Sol Systems
Bright Night Starfire REC

ENERGIA

Solary na wysypiskach **TREND**

Równie symboliczne jak zmienianie elektrowni w centra czystej energii jest przekształcanie składowiska śmieci w farmy słoneczne (ang. brightfield). Zasadą jest tu rekultywacja zdegradowanego terenu, który może mieć szerokie zastosowanie.

ROZWÓJ

National Renewable Energy Lab, czyli laboratorium Departamentu Energetyki USA, już w 2013 roku stworzyło opracowanie pokazujące, jak tego typu teren przekształcić w farmę fotowoltaiczną. Dziś projektów brightfield jest w USA już 300 (dane EPA), a flagową inicjatywą jest Sunnyside Solar Project koło Houston. Na 100 ha zamkniętego wysypiska powstała elektrownia o mocy 50 MW (będzie w stanie zasilić 5 tys. domów). Potencjał na rozwój kolejnych projektów jest duży. W USA jest 10 tys. zamkniętych składowisk o łącznej powierzchni 60 tys. km kw. To niemal jedna piąta Polski. Teren wystarczający do zasilenia całego kraju.
Trend ten przeniknął już także do Polski. W 2015 roku farmę o mocy 1 MW utworzono na wysypisku koło Ustronia Morskiego. W 2022 roku podobna inwestycja powstała w Jarocinie (ZGO-WCR) i wystartowała w Katowicach.
Czysta energia sprawia, że można stworzyć całe zielone zagłębie, tak jak w belgijskim Zonneberg, gdzie na dawnym wysypisku gipsu powstaje instalacja do produkcji i skraplania wodoru zasilana przez działające tuż obok solary.

KORZYŚCI

Za wyborem tej lokalizacji przemawia kilka istotnych argumentów. Przede wszystkim są to działki, na które nie ma wielkiego popytu. Poza tym teren jest zazwyczaj równy i nieosłonięty przez drzewa, przez co jest szansa na dobrą ekspozycję na słońce. Wysypiska zazwyczaj znajdują się też dość blisko infrastruktury energetycznej, a przede wszystkim samych miast.
Sam Sunnyside Solar Project przyniósł spore ożywienie w lokalnym biznesie, tym bardziej że towarzyszyło mu stworzenie centrum akwaponicznego ze szklarnią i rolniczą przestrzenią szkoleniową dla lokalnej młodzieży. Stworzył też wiele miejsc pracy i to nie tylko przy samej instalacji: farmie towarzyszyło powstanie ośrodka edukacji solarnej dla dorosłych, który pozwala zdobywać kompetencje zawodowe w szybko rosnącej branży. Na końcu mieszkańcy otrzymali też możliwość zakupu czystej energii po preferencyjnych stawkach z wydzielonej specjalnie dla nich części farmy.

KLUCZOWI GRACZE

Sunnyside Energy
Opeus Energia
Bau-Technik
Luminus
Terranova Hydrogen
Nippon Gases

ENERGIA

CASE: LEŚNA BIOMASA NIE JEST PALIWEM EKOLOGICZNYM

Australia jako pierwsza duża gospodarka uznała, że drzewna biomasa nie może być traktowana jako odnawialne źródło energii. Jest to temat dyskusyjny, spory toczą się od lat, a zmiana klasyfikacji, jaką w połowie grudnia wprowadzili Australijczycy, tylko je podgrzeje.

Dla przypomnienia biomasa odnosi się do każdego rodzaju organicznego materiału pochodzenia zwierzęcego lub roślinnego. Jej spalanie ma zerową emisję dwutlenku węgla, ponieważ przyjmuje się, że ilość wydzielona w procesie spalania jest równa ilości pochłoniętej z atmosfery w czasie wzrostu roślin. Biomasa leśna czy też drzewna to zwykle odpady, jakie wytwarza przemysł drzewny i gospodarka leśna. Od drzew uszkodzonych, zainfekowanych albo martwych aż po zrębki drzewne z tartaków i resztki surowca z fabryk mebli. Biorąc pod uwagę, że drzewa odrastają tak jak i słoma, wszystko niby się zgadza.

Problem polega jednak na tym, że spalanie biomasy powoduje większą emisję dwutlenku węgla na jednostkę wyprodukowanej energii niż węgiel. A drzewa to nie słoma, nie odrastają co roku – ponowne wchłonięcie tego CO_2 przez nowe, zastępcze lasy zajmuje dziesięciolecia. Australijski rząd uznał ten argument. „Wysłuchaliśmy społeczności i podjęliśmy działania, aby odpowiedzieć na jej obawy”, powiedział Chris Bowen, australijski minister ds. zmian klimatu i energii, przyznając, że spalanie rodzimej biomasy leśnej nie może pomóc Australii w osiągnięciu celu w zakresie energii odnawialnej, a wytwarzanej przez nią energii elektrycznej nie można wykorzystać do tworzenia zbywalnych certyfikatów wytwarzania na dużą skalę.

Fot.: Vera Kratochvil

Teraz oczy całego świata skierowane są na Europę, która ma się za lidera zielonej transformacji. „Europa nie może dłużej rościć sobie pretensji do światowego przywództwa w zakresie przejścia na energię odnawialną, podczas gdy tak duża część jej tak zwanej energii odnawialnej spala lasy. Teraz UE ma wiodący na świecie przykład prawdziwej reformy politycznej, która wskazuje drogę. Biomasa leśna nie jest odnawialna i jej wykorzystanie do [produkcji] energii na dużą skalę nie powinno być subsydiowane”, mówi Peg Putt, koordynator ds. lasów, klimatu i biomasy w australijskiej organizacji Environmental Paper Network.

Europa zmagająca się z kryzysem paliwowym wywołanym agresją Rosji na Ukrainę niełatwo zrezygnuje z tego paliwa. Niemniej już w marcu 2023 roku w negocjacjach dotyczących dyrektywy w sprawie energii odnawialnej Parlament Europejski wezwał do ograniczenia ilości pierwotnej biomasy drzewnej, którą można by zakwalifikować jako odnawialne źródło energii.

ENERGIA

Świat pompuje ciepło

● Elektryfikacja to dziś najszerzej omawiany trend w ciepłownictwie, które na poziomie globalnym w 65 proc. zasilane jest paliwami kopalnymi (a jeśli doliczyć ciepło sieciowe, gdzie węgiel i gaz wciąż są ważnymi paliwami, to nawet w 77 proc.). Potwierdza to ogromny wzrost popularności pomp ciepła, który jeszcze będzie się zwiększał. Dziś w budynkach instaluje się pompy o łącznej mocy około 1 TW, a pod koniec dekady 2,2 TW w najbardziej zachowawczym scenariuszu i 3 TW, jeśli chcemy powstrzymać postępujące zmiany klimatu. W związku z tym przeszło podwoi się ich wykorzystanie do ogrzewania budynków – dziś dostarczają 12 proc. ciepła, a według prognoz Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) w 2030 roku będzie to już 25 proc. (a w 2035 roku nawet 40 proc.).

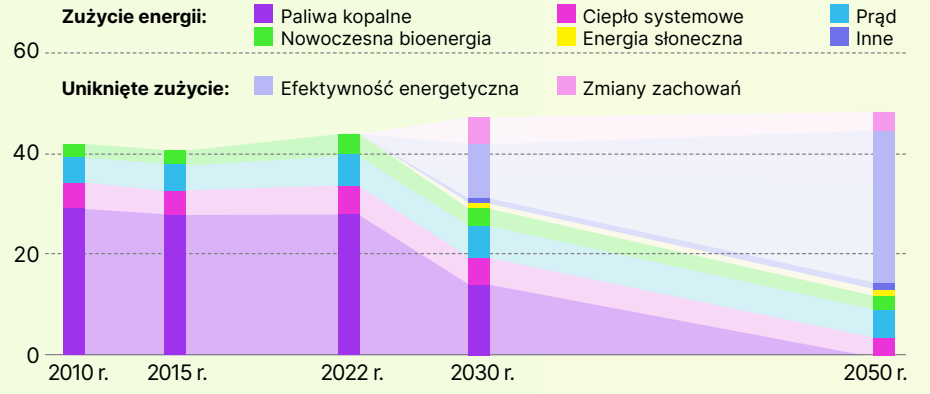
● Nie oznacza to jednak, że ciepło wyprodukowane przez pompy w liczbach bezwzględnych znacząco wzrośnie – będzie to przeskok z 5,5--6 EJ do 7-7,5 EJ w 2030 roku. Wynika to z faktu, że zapotrzebowanie na ciepło całkowite po prostu spadnie z 42 do 30 EJ – to opracowany przez IEA tzw. scenariusz NZE, w którym świat realizuje postawione sobie cele klimatyczne. W rzeczywistości głównym trendem w ciepłownictwie jest bowiem wzrost efektywności energetycznej budynków i urządzeń grzewczych, do czego przyczynia się też upowszechnienie pomp ciepła. Tylko do końca tej dekady ma odpowiadać za redukcję zapotrzebowania na ciepło o 11 EJ, czyli ponad jedną czwartą. Trend ten utrzyma się aż do połowy wieku, kiedy to wzrost efektywności energetycznej doprowadzi do zmniejszenia zapotrzebowania o prawie trzy czwarte – około 30 EJ. Wówczas zgodnie ze scenariuszem NZE do ogrzewania nie będą już wykorzystywane paliwa kopalne. Drugim istotnym czynnikiem zmniejszającym zużycie energii będą zmiany zachowań użytkowników – bardzo widoczne już w 2030, gdy pozwolą oszczędzić 5-6 EJ – a ogrzewanie z wykorzystaniem energii słońca zyska na znaczeniu.

● Pompy ciepła jako takie stały się przede wszystkim specjalnością Europy. Kluczową rolę odgrywa tu plan REPowerEU, nakazujący instalację około 20 mln pomp ciepła w UE do 2026 roku i 60 mln do 2030 roku. Boom w tym obszarze wiąże się głównie z kryzysem energetycznym po inwazji Rosji na Ukrainę, poważne zwyżki sprzedaży widać było jednak już w 2021 roku, kiedy rynek wzrósł o 34 proc. Stało się to przede wszystkim za sprawą aktywności Włochów, którzy w ciągu dwóch lat wyrośli na kluczowych graczy branży, dystansując dotychczasowych liderów – Francuzów. W 2022 roku dobra passa się utrzymała i sprzedaż na przestrzeni dwóch lat wzrosła z 1,5 do 2,6 mln. W kolejnych miesiącach 2023 roku rynek jednak stygł i w trzecim kwartale odnotowano już 14-procentowy spadek sprzedaży. Na podstawie danych przekazanych przez Międzynarodową Agencję Energii Odnawialnej można szacować, że już teraz w Europie zainstalowanych jest niemal 22 mln pomp. Na razie znacząco wyprzedzone zostały więc cele postawione w REPowerEU.

● Aby wypełnić ostateczny cel REPowerEU (60 mln pomp na koniec dekady), Europejczycy starają się podtrzymać zainteresowanie ich instalacją, wprowadzając kolejne programy, które w znacznym stopniu kreują całą branżę:

– w Niemczech we wrześniu 2023 roku przyjęto nową ustawę ciepłowniczą określającą ścieżki technologiczne i mechanizmy wsparcia na nadchodzące lata, a od 2024 roku zwiększone zostają zachęty finansowe na ich zakup

Zużycie energii w ciepłownictwie (EJ)



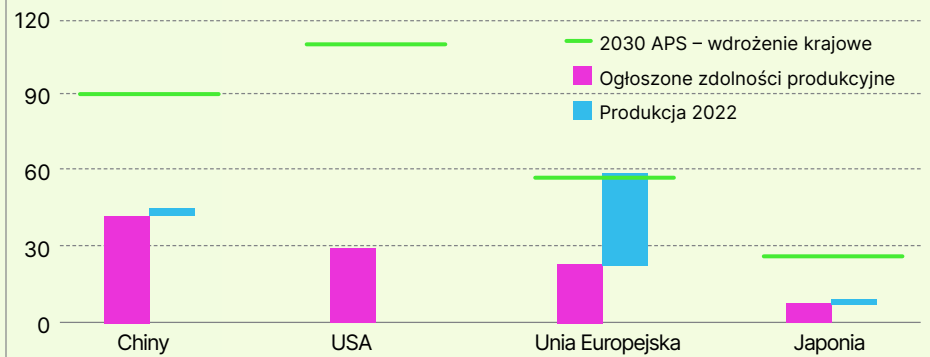
ENERGIA

– w Wielkiej Brytanii z kolei w październiku 2023 roku zmieniono program modernizacji kotłów, zwiększając do 7,5 tys. funtów dotacje na pokrycie części kosztów wymiany systemów grzewczych wykorzystujących paliwa kopalne na powietrzne lub gruntowe pompy ciepła

– za to we Włoszech, w opinii ekspertów IEA, za spowolnienie sprzedaży pomp ciepła odpowiada obniżenie poziomu programu ulgi podatkowej Superbonus 110 dla właścicieli domów – spadła ze 110 do 90 proc. – i niepewność co do transferów ulg podatkowych. Stąd oczekuje się zmiany polityki.

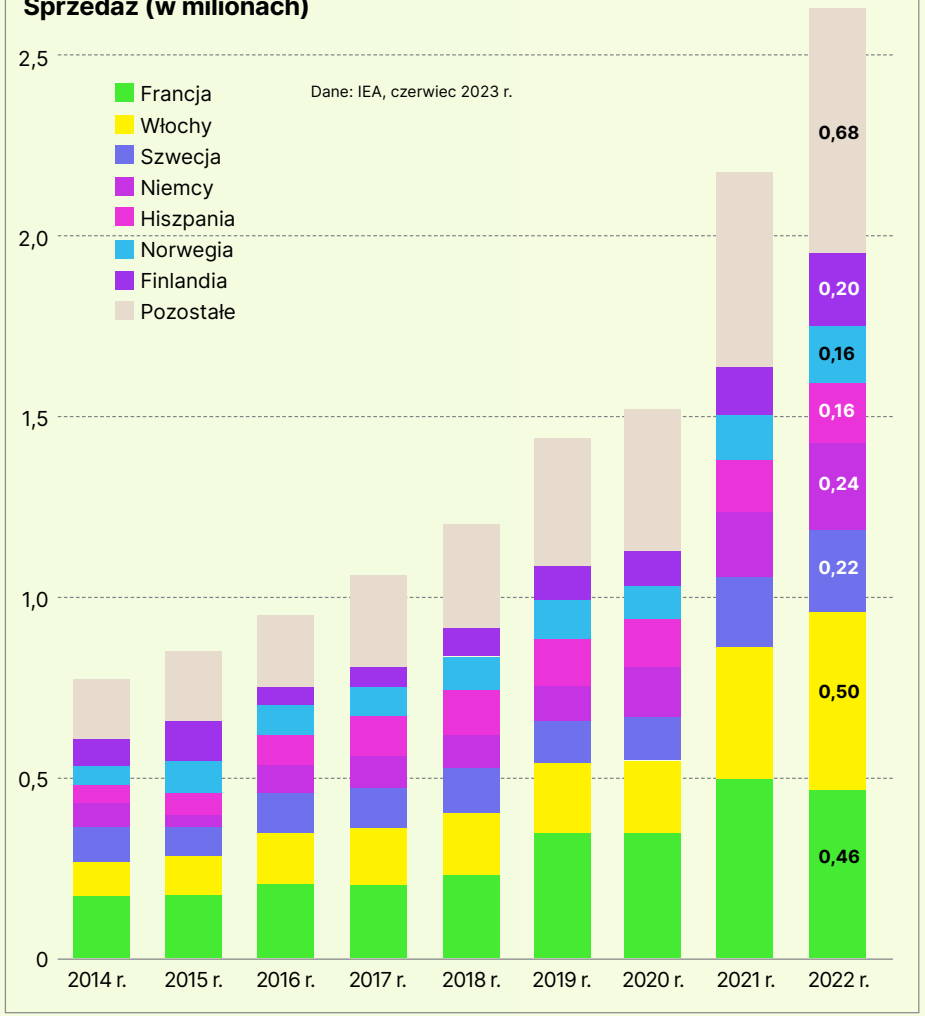
● Spadek popytu na pompy ciepła sprawił, że w 2023 roku znacząco spadła też skala inwestycji w moce produkcyjne sprzętu do ogrzewania domów. Biorąc pod uwagę projekty, które zostały otwarte rok wcześniej, Europa, dotychczas dystansowana zarówno przez Chiny, jak i USA, niebawem wyrośnie na lidera w tej branży z mocą produkcyjną sięgającą 60 GW (podczas gdy Chiny pozostaną na poziomie 45 GW). Z takimi możliwościami produkcyjnymi Europa wypełni zobowiązanie, jakie postawiła sobie w obszarze elektryfikacji ogrzewania. Najbardziej ambitne cele – na poziomie 110 GW – wyznaczyli sobie jednak Amerykanie, którzy mocno pracują nad zwiększeniem popytu. Stymulację słabnącego rynku (w 2023 roku spadł o 10 proc.) wprowadziła ustawa o redukcji inflacji, oferująca dopłaty do zakupu pomp ciepła:
– 100 proc. kosztów nowej pompy ciepła gospodarstwom domowym o dochodach 80 proc. poniżej mediany
– do 50 proc. kosztu pompy ciepła dla gospodarstw domowych o dochodach od 81 proc. do 150 proc. mediany
– 30 proc. ulgi podatkowej w wysokości do 2000 dol. na nowe pompy ciepła dla gospodarstw domowych o dochodach przekraczających 150 proc. mediany.

Bieżąca i przewidywana przepustowość w zakresie zdolności produkcyjnej i wdrożenia pomp ciepła w scenariuszu ogłoszonych zobowiązań (GW)



Uwagi: APS = scenariusz ogłoszonych zobowiązań. Wartości produkcji na rok 2022 odzwierciedlają szacunki rocznych wskaźników wykorzystania. Zarówno w przypadku istniejących, jak i zapowiedzianych mocy produkcyjnych w 2030 roku stosuje się wskaźnik wykorzystania wynoszący 85 proc. Dane: analizy IEA na podstawie danych z UN Comtrade.

Sprzedaż (w milionach)



ENERGIA

Gorące innowacje

TREND

Świat zdecydował się na masową elektryfikację ogrzewania, a za tym poszła myśl techniczna. Z jednej strony udoskonalane są pompy ciepła, a z drugiej pojawiają się całkiem nowe grzejniki.

Fot.: Gradient

ŁATWO...

Innowacje w technologiach pomp ciepła mają na celu głównie poprawę współczynnika wydajności, zmniejszenie zużycia energii elektrycznej i emisji dwutlenku węgla. Nie mniej istotna sprawa to jednak ułatwienie samej instalacji, zwłaszcza w budynkach wielorodzinnych, gdzie instalacja klasycznych pomp ciepła jest sporym wyzwaniem. W Polsce, gdzie dominuje ciepło sieciowe, nie odczuwamy tego tak jak np. w Wielkiej Brytanii czy USA. Tam popularność zdobywają proste pompy ciepła, które właściwie można „wywiesić" za okno. Wygląda to trochę jak juki zawieszone na parapecie – jedna część znajduje się w pomieszczeniu, a druga na zewnątrz (zdjęcie obok). Zaletą jest ogromna prostota i możliwość zamontowania w pół godziny bez konieczności wykonania prac instalacyjnych. Rozwijając swoje urządzenie, producenci postarali się też, aby zwiększyć jego wydajność – działa przy temperaturze minus 14 st. C – zmniejszyć poziom hałasu i utrzymać relatywnie niską cenę. Przekonują, że koszt jest o połowę niższy niż w przypadku klasycznych pomp ciepła, a cena pojedynczego urządzenia to 3,8 tys. dol.

... I WSZĘDZIE

Prądu można używać do grzania nie tylko za pośrednictwem pomp ciepła, ale także do ogrzewania promieniowego. Najbardziej kojarzy się to z ogrzewaniem podłogowym, w domu coraz więcej jest jednak punktów, które da się do tego wykorzystać. Od kilku lat popularność zdobywają tzw. szyby grzewcze pokryte powłoką z tlenków metali. Są przezierne i aktywowane energią elektryczną. Ich producenci zapewniają, że całkowicie mogą zastąpić tradycyjne ogrzewanie – ich temperatura sięga 70 st. C, czyli mniej więcej tyle, ile ma woda zasilająca grzejniki. Punktem ogrzewania może być jednak także parapet, a niebawem nawet biurko. Wszystko to za sprawą bardzo cienkich, niskonapięciowych wkładek grzejnych o grubości mniejszej niż jeden milimetr. Dzięki temu można je osadzić niemal w każdym materiale, w tym w tkaninie. Na razie w ramach pilotażu sięgnął po nie portugalski producent laminatów Surforma, który chce aplikować je do mebli biurowych.

GRACZE

Gradient
Midea America
Saint-Gobain
ML System
Warming Surfaces Company
Surforma
Grupo Casais

ENERGIA

10 powodów, by inwestować w geotermię

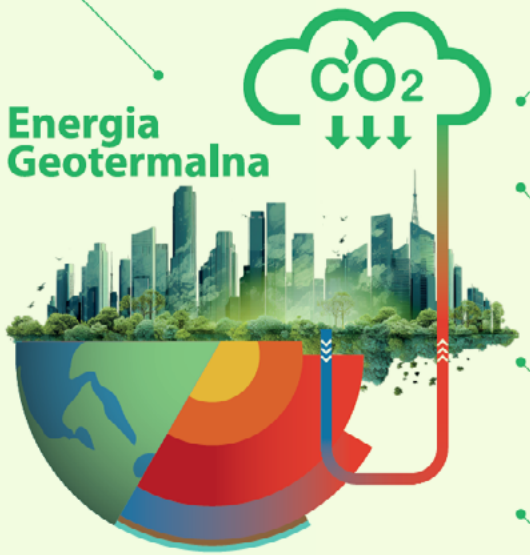
Budowa, rozwój i utrzymanie ciepłowni geotermalnej mogą przyczynić się do **rozwoju lokalnych społeczności**, tworząc miejsca pracy i stymulując lokalną gospodarkę

Energia geotermalna jest źródłem energii **przyjaznej środowisku**, a w postaci pierwotnej nie stanowi przedmiotu obrotu rynkowego.

Geotermia jest **naturalnie odnawialnym** i praktycznie **niewyczerpywalnym** źródłem energii.

Zasoby energii geotermalnej mogą być wykorzystywane przez **cały rok**, niezależnie od lokalnych warunków pogodowych.

Ciepłownie geotermalne **nie powodują emisji zanieczyszczeń** właściwych spalaniu paliw kopalnych, w tym gazów cieplarnianych.



Infrastruktura ciepłowni geotermalnych ma **minimalny wpływ** na walory krajobrazowe i przestrzenne w przeciwieństwie do np. elektrowni wiatrowych czy solarnych.

Produkcja energii ze źródeł geotermalnych może być procesem w pełni **zautomatyzowanym**.

Koszty eksploatacji ciepłowni geotermalnej są stosunkowo **stabilne** w porównaniu do cen paliw kopalnych, które mogą być podatne na wahania rynkowe, co przekłada się na stabilność cen dla odbiorców końcowych.

Systemy geotermalne mają mniejszą liczbę urządzeń podatnych na zużycie eksploatacyjne, a tym samym **niższą awaryjność** niż inne technologie, co ogranicza koszty napraw i konserwacji.

Przy prawidłowej eksploatacji systemy geotermalne charakteryzują się **dłuższym cyklem życia** niż inne instalacje energetyczne.

Wykorzystanie zasobów geotermalnych w danym obszarze **eliminuje zależność**, od rynków nośników energii pierwotnej i zwiększa lokalną kontrolę nad źródła ciepła oraz **stwarza niezależność energetyczną** lokalnej społeczności, co ma strategiczne znaczenie w obszarze bezpieczeństwa energetycznego;

1. To najlepsze źródło energii dla ciepła sieciowego, które powinno stać się **podstawowym elementem dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa**

2. Polska ma **duży dostęp do wód geotermalnych**, zwłaszcza w rejonach o największym zaludnieniu

3. Jest to **technologia dobrze w Polsce sprawdzona,** o bardzo dobrym profilu energetycznym

4. Ze względu na duże inwestycje początkowe to projekty **dedykowane do wsparcia** ze środków publicznych (UE)

5. Krótki czas przeprowadzenia największej części inwestycji (odwiertów) sprawia, że to **program inwestycyjny idealny dla KPO**, którego realizacja jest pod dużą presją czasu (termin zakończenia VIII 2026)

6. Dekarbonizacja znacznej części ciepłownictwa za sprawą źródeł geotermalnych (50 PJ) rocznie przyniesie **1,9 mld zł oszczędności na kosztach węgla i 1,8 mld zł na kosztach uprawnień do emisji CO_2**

7. Inwestycje w geotermię to również **wsparcie dla samorządów**, które realizują w tym obszarze najwięcej projektów

8. Geotermia jest też **stabilnym, lokalnym źródłem** ciepła uniezależniającym miasta od wahań cen surowców i ryzyka ciągłości dostaw

9. Szeroki program inwestycji w geotermię pozwoli **wykreować w Polsce nowoczesną branżę** z obszaru cleantech o znaczącym potencjale eksportowym z dużą wartością dodaną

10. Wymiana węgla na geotermię pozwoli uniknąć znaczącej emisji nie tylko CO_2, ale także gazów **szkodliwych dla ludzi**

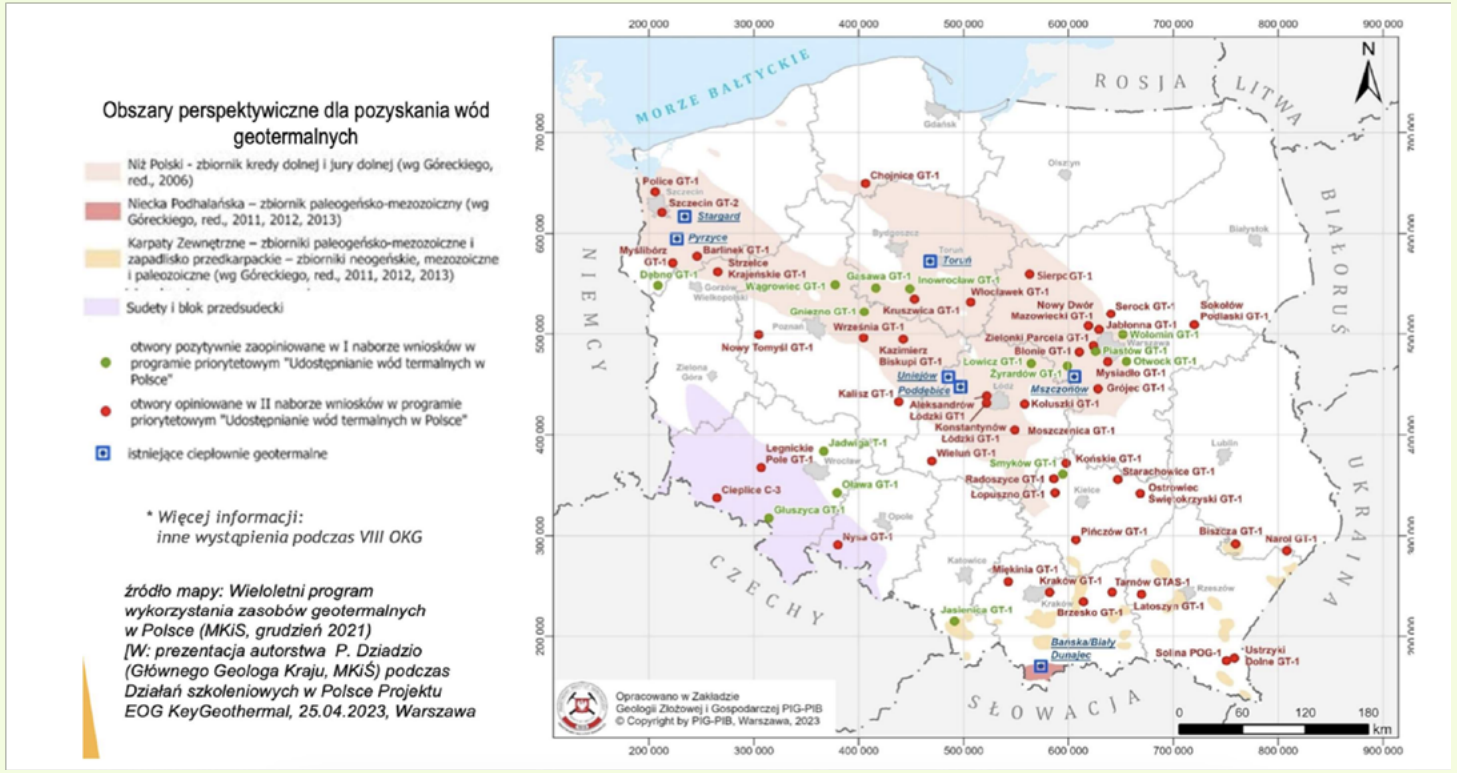
ENERGIA

PRZESŁANKI TECHNOLOGICZNE

→ Dekarbonizacja ciepła – to konieczność, której sposób przeprowadzenia zależy od obecnego modelu ogrzewania. W krajach, gdzie dominuje miejscowa produkcja ciepła w budynkach (m.in. w Wlk. Brytanii i na południu Europy), następuje elektryfikacja: piece gazowe i olejowe zastępowane są przez pompy ciepła. Inaczej jest w krajach, gdzie duży udział ma **ciepło sieciowe** – m.in. w Skandynawii, Niemczech i **Polsce** (gdzie działa 250 przedsiębiorstw ciepłownictwa zawodowego). Tu istnieje konieczność **zastąpienia dużych pieców kogeneracyjnych opalanych węglem**. Docelowo jako paliwo chemiczne będą stosowane wyłącznie odpady (RDF), które tylko w niewielkiej części wypełnią tę lukę i potrzebne będzie wykorzystywanie kilku źródeł ciepła. Im **większe, bardziej ekologiczne, scentralizowane** i lokalne, tym lepsze. Stąd wszędzie tam, gdzie są odpowiednie zasoby geologiczne, **najbardziej atrakcyjną opcją jest geotermia**. Taką działalność na dużą skalę prowadzą m.in. Szwecja i Niemcy. Polska, przygotowując własny program dekarbonizacji ciepła, także musi uwzględnić to źródło energii.

→ Dostępność źródeł energii – kluczowym warunkiem rozwoju geotermii jest dostęp do wód o odpowiedniej temperaturze (od 40 st. C), które można wykorzystać jako źródło ciepła sieciowego. Tak jest w Polsce, gdzie mamy cztery perspektywiczne obszary: Niż Polski, Nieckę Podhalańską, Karpaty Zewnętrzne oraz Sudety i blok przedsudecki (patrz mapa). Duży potencjał potwierdza fakt, że z dotychczas wykonanych odwiertów „rozpoznawczych" ponad **90 proc. okazało się zdatnych do dalszego geotermalnego wykorzystania**. Można oszacować, że Polska ma potencjał na **200 instalacji geotermalnych do 100 MW**.

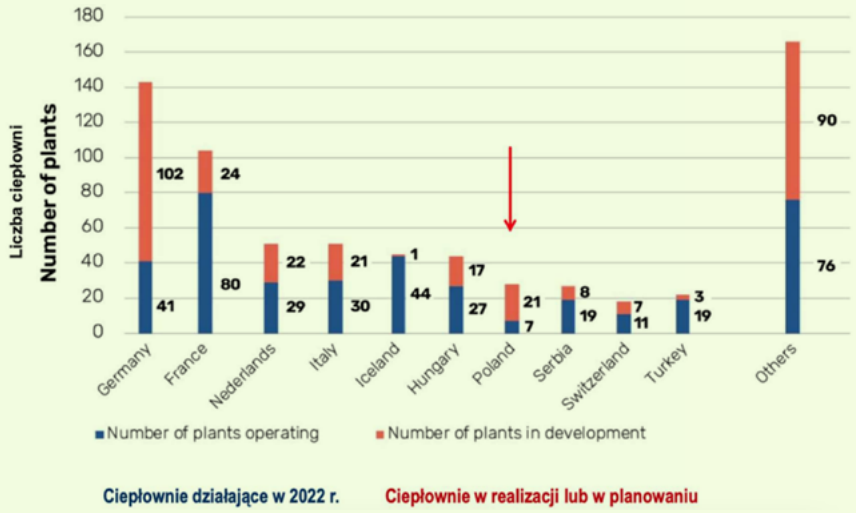
→ Lokalność źródeł – ciepło co do zasady wytwarza się lokalnie (trudno je przesyłać na duże odległości), drugim ważnym czynnikiem technicznym jest więc położenie źródeł wód geotermalnych blisko dużych skupisk ludzkich. Zwłaszcza biorąc pod uwagę wysoki początkowy koszt inwestycji w ciepłownię geotermalną. Również w tym względzie geologia nam sprzyja. Aż 7 z 10 największych polskich miast – Warszawa, Kraków, Wrocław, Łódź, Poznań, Szczecin, Bydgoszcz – leży w zasięgu źródeł geotermalnych. Dostęp do nich ma też znaczna część miast średnich (100-250 tys. mieszkańców) i małych



(poniżej 100 tys.). Można oszacować, że przy uwzględnieniu stopnia pokrycia obszaru kraju zasobami wód geotermalnych i lokalizacji systemów ciepłowniczych około 100 przedsiębiorstw ciepłowniczych ma potencjał, by stać się systemami zeroemisyjnymi.

→ Sprawdzona technologia – także w Polsce. O rodzimej geotermii wiele się nie słyszy, a jednak skutecznie funkcjonuje od lat i relatywnie szybko się rozwija. Na razie mamy 7 ciepłowni geotermalnych, a 21 kolejnych projektów było w budowie. Daje to nam pozycję siódmego gracza Europy, który nie ma sobie równych, jeśli chodzi o tempo wzrostu, co najlepiej pokazuje, jak duży i długo niewykorzystywany potencjał mamy w tym obszarze.

ENERGIA



→ Profil źródła energii – geotermia jest całkowicie **bezemisyjnym, naturalnie odnawialnym i praktycznie niewyczerpywalnym źródłem energii**. Co istotne, zasoby energii geotermalnej mogą być wykorzystywane przez cały rok, niezależnie od lokalnych warunków pogodowych, a produkcja energii może być procesem w pełni zautomatyzowanym.

PRZESŁANKI EKONOMICZNE

→ Inwestycja wymagająca wsparcia publicznego – inwestycję w energetykę geotermalną można porównać z tzw. drug development. Na pierwszych etapach inwestycji ryzyko niepowodzenia jest największe, stąd od samego początku prace nad lekami innowacyjnymi wspierane są ze środków publicznych (w Polsce z NCBiR). Podobnie w geotermii **pierwsze etapy**, na które składa się wykonanie odwiertu rozpoznawczo-eksploatacyjnego oraz minimum dwóch otworów eksploatacyjnych (jeden wydobywczy i jeden lub dwa chłonne), **są obciążone największym ryzykiem i najtrudniejsze do sfinansowania ze środków komercyjnych**. Tym bardziej że mówimy o dużej skali inwestycji sięgających około **18 mln euro**. Wyzwanie to już zresztą dostrzegł Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOSiGW), który od 2020 roku przeznaczył 657 mln zł na odwierty w 45 lokalizacjach.

→ Projekt dedykowany pod KPO – dziś największa pula środków na inwestycje w zieloną transformację znajduje się Krajowym Programie Odbudowy. Fakt, że KPO tak długo pozostawał „w zamrożeniu", sprawił jednak, że dziś głównym wyzwaniem staje się wydanie ogromnej puli środków kilkudziesięciu miliardów euro w bardzo ograniczonym czasie – do 31 sierpnia 2026. To około 30 miesięcy, w trakcie których trudno realizować duże wieloetapowe inwestycje (np. w moce produkcyjne). Ta trudność jest przewagą projektów geotermalnych, gdzie największa część inwestycji, czyli **odwierty, zajmuje kilka miesięcy**. Jest więc potencjał, aby w czasie obowiązywania KPO wykonać **co najmniej 80 odwiertów o wartości 400-500 mln euro**. Duża łączna waga kosztów inwestycji pozwoli efektywnie zagospodarować środki, które mogą zostać niewykorzystane, a dzięki temu polska energetyka geotermalna wykona **wielki skok naprzód**, pod względem skali projektów doganiając europejską czołówkę.

→ Wsparcie dla samorządów – rozwojowi geotermii przy wykorzystaniu środków publicznych sprzyja także model inwestowania. Większość projektów poszukiwawczych i wydobywczych chcą i będą realizować samorządy lokalne, które są bardzo mocno zainteresowane uruchomieniem lokalnego, ekologicznego źródła ciepła – świadczy o tym choćby 70 wniosków o dofinansowanie złożonych w ostatnim naborze w programie „Udostępnianie wód termalnych w Polsce". To sprawia, że transfer środków z KPO czy innych funduszy jest też relatywnie **bezpieczny i niekontrowersyjny, bo beneficjentami środków są samorządy**. Nie ma bowiem ryzyka pojawienia się zarzutu, że na masową skalę finansuje się prywatne przedsięwzięcia o małej szansie powodzenia (co m.in. pojawia się przy okazji grantów NCBiR).

→ Stabilność i bezpieczeństwo – koszty eksploatacji ciepłowni geotermalnej są stosunkowo niezmienne w porównaniu z cenami paliw kopalnych, które mogą być podatne na wahania rynkowe. To z kolei przekłada się na **stabilność cen dla odbiorców końcowych**. Systemy geotermalne mają przy tym mniejszą liczbę urządzeń podatnych na zużycie eksploatacyjne, a tym samym niższą awaryjność niż inne technologie, co ogranicza koszty napraw i konserwacji. Przy prawidłowej eksploatacji systemy geotermalne charakteryzują się dłuższym cyklem życia niż inne instalacje energetyczne. Wykorzystanie zasobów geotermalnych eliminuje też zależność od rynków nośników energii pierwotnej i zwiększa lokalną kontrolę nad źródłami ciepła oraz stwarza **niezależność energetyczną lokalnej społeczności**, co ma strategiczne znaczenie w obszarze bezpieczeństwa energetycznego.

→ Oszczędności na paliwie – uruchomienie 200 geotermii z jednym do trzech ciągów technologicznych (w sumie 500) pozwoli na wytworzenie 50 PJ ciepła rocznie. W większości projekty te sfinansowane zostać mogą ze środków UE – poza 18 mln euro na odwierty koszt infrastruktury napowierzchniowej to 6-10 mln euro – a jednocześnie przyniosą bezpośrednie oszczędności na wykorzystaniu paliw. Ta ilość energii pozwala uniknąć zakupu 2,75 Mt węgla, czyli około **1,9 mld zł rocznie** (ceny wg indeksu PSCMI2 dla ciepłowni przemysłowych i komunalnych).

ENERGIA

→ Oszczędności na emisji
– zastąpienie paliw kopalnych czystą energią geotermalną to także kwestia uniknięcia emisji aż 5,8 Mt CO_2. Przy obecnych cenach uprawnień do emisji na poziomie 70 euro/Mt CO_2 daje to kolejne **1,8 mld zł oszczędności rocznie**.

→ Skok technologiczny
– dofinansowanie geotermii w dużej skali (czy to ze środków KPO, czy innych) pozwoli nam wykonać spory skok technologiczno-biznesowy w tym obszarze. Polska ma ku temu mocne przesłanki techniczne – dobre zasoby ekologiczne i rozwinięte sieci cieplne. Potrzebny jest napływ pieniędzy, który nie tylko pozostawi po sobie sprawnie działające instalacje, ale też pobudzi cały ekosystem wokół branży, która jako tzw. cleantech będzie zyskiwać na znaczeniu. Co więcej, jest szansa nie tylko na mnożnikowy efekt ekonomiczny związany z pobudzeniem wielu przedsiębiorstw działających na zapleczu geotermii (i stworzenie wielu miejsc pracy), ale także pojawienie się innowacji i w efekcie **zbudowanie branży o dużym potencjalne technologiczno-eksportowym**. W skali świata geotermia wciąż jest obszarem rozwijającym się, rynek jest więc jeszcze nieukształtowany, a polskie przedsiębiorstwa charakteryzujące się dużą sprawczością i dynamiką działania szybko mogą zbudować mocną pozycję międzynarodową. Stąd postulat branży, aby rozważyć wsparcie (np. w formie grantów lub pożyczek) kwotą około **200-300 mln euro tzw. zaplecza – R&D** w zakresie standaryzacji, unifikacji oraz wykonawstwa. To także można finansować środkami z UE, takimi jak program KPO.

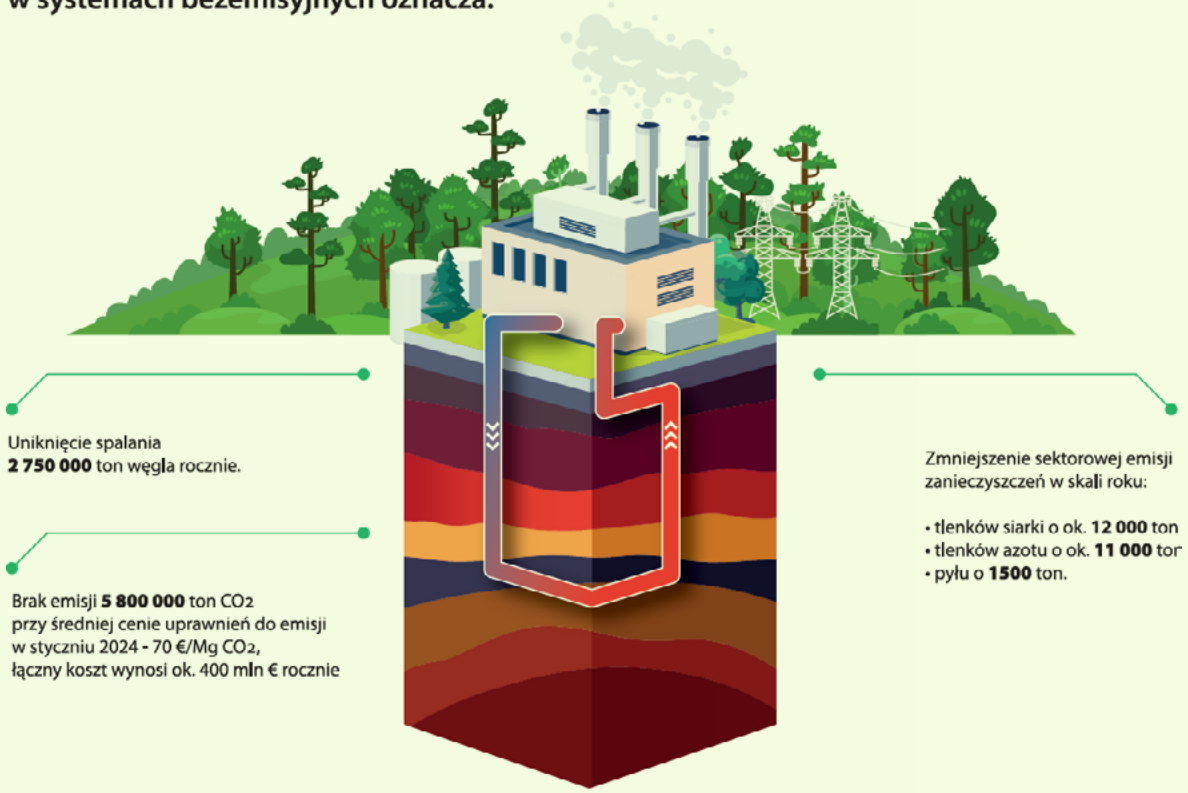
PRZESŁANKI EKOLOGICZNE

Zastąpienie bezemisyjną geotermią 50 PJ ciepła produkowanego dziś przy wykorzystaniu paliw kopalnych ma w końcu też bardzo ważny walor środowiskowy, wpływający nie tylko na klimat, ale także na **zdrowie Polaków**.
Rocznie pozwala uniknąć emisji:

- 5,8 Mt CO_2
- 12 Kt tlenków siarki (SOx)
- 11 Kt tlenków azotu (NOx)
- 1,5 Kt ton pyłu zawieszonego (PM)

Efekty środowiskowe dla wariantu instalacji 500 ciągów technologicznych w skali kraju.

Wytworzenie około 50 000 000 GJ ciepła w systemach bezemisyjnych oznacza:



ENERGIA

Ciepło z odzysku

TREND

Świat marnuje 67 proc. wytwarzanej przez siebie energii, bardzo często właśnie w postaci ciepła. Stąd idea, aby tę straconą energię odzyskiwać. W samej UE przemysłowy odzysk ciepła szacuje się na 3 EJ rocznie, co wygląda nawet imponująco, ale stanowi około 1 proc. pełnego potencjału technicznego.

JAK TO SIĘ ROBI

UE szacuje, że miasta Europy mogą wygenerować 1,2 EJ energii odpadowej, co odpowiada około 10 proc. jej całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Może być generowane z wciąż ciepłych ścieków, serwerowni, a nawet metra. Największy potencjał ma kanalizacja. International Wastewater Systems (IWS) szacuje, że globalny potencjał ciepłowniczy sięga tu 350 GWh, czyli około 40 mld dol. Duże możliwości ma także wykorzystanie ciepła z serwerowni, które średnio produkują od 20 do 50 MW energii, a według Energy Innovation największe centra danych wytwarzają jej ponad 100 MW, co wystarczy do zasilenia 80 tys. domów. Zgodnie z prognozami International Data Corporation do 2025 roku rynek ogrzewania centrów danych może być wart 2,5 mld dol., a do 2035 roku Stockholm Data Parks chce dostarczyć 10 proc. potrzebnego miastom ciepła. Jeszcze bardziej ambitny projekt mają w Helsinkach, gdzie dwa nowe potężne centra danych Microsoftu mają zabezpieczyć 40 proc. ciepła w fińskiej stolicy. Gdy dodać do tego 20 proc. ciepła odpadowego ze ścieków, Helsinki staną się miastem z najbardziej ekologicznym ogrzewaniem.

ROZWÓJ

Ciekawym pomysłem na jeszcze bardziej efektywne wykorzystanie ciepła odpadowego serwerów jest wprowadzenie ich do użytkowników końcowych, czyli domów. Już dekadę temu takie firmy jak Nerdalize (Holandia), Cloud & Heat (Niemcy) czy Qarnot (Francja) wprowadzały do mieszkań serwery w formie tzw. cyfrowych grzejników. Nie wszystkie się sprawdziły, ale brytyjski start-up Heat idzie o krok dalej i do serwerów dostawił bojlery. W nich woda nagrzewa się ciepłem z serwera i może być użyta nie tylko do ogrzewania domu, ale także jako tzw. woda użytkowa. To spory postęp, bo cyfrowe grzejniki latem trzeba wyłączać, a system Heat może pracować cały rok.
Rozwój systemów ciepła odpadowego napotyka jednak istotne bariery. Pierwsza to cena – często właściciel ciepła odpadowego i lokalny dostawca energii mają różne poglądy na temat wartości określonej ilości ciepła. Kolejną są przepisy, które nie wspierają odzyskiwania ciepła odpadowego. Nie ma jasnej definicji „zielonego" ciepła odpadowego, która pozwoliłaby lepiej zrozumieć, w jaki sposób i kiedy jest ono porównywalne z odnawialnym źródłem energii.

GRACZE

Stockholm Data Parks
Microsoft
Heata
Qarnot
Cloud & Heat

ENERGIA

Klimatyzacja dla klimatu

Gen: SI

● Chłodzenie stanowi obecnie 9 proc. światowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a ilość potrzebnego chłodu w kolejnych latach będzie rosła. Nie oznacza to jednak, że klimatyzacja będzie pochłaniać coraz więcej produkowanej przez nas energii. Przeciwnie, według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) na koniec 2030 roku jej udział spadnie do 7 proc. i dalej będzie się zmniejszał (do 6 proc. w 2035 roku i 5 proc. w 2050 roku). Rzecz jasna trzeba brać pod uwagę oczekiwany wzrost samej bazy, czyli ilości wyprodukowanego prądu koniecznego do postępującej elektryfikacji gospodarki (m.in. w obszarze transportu czy ogrzewania). Przyszły poziom zużycia będą jednak kształtować dwie rywalizujące ze sobą siły – większe zapotrzebowanie na urządzenia klimatyzacyjne oraz postęp technologiczny zwiększający ich efektywność.

● Wzrostowi popytu na chłód sprzyjają same zmiany klimatyczne, a najbardziej znaczący wzrost obserwuje się na rynkach wschodzących i w gospodarkach rozwijających się, gdzie liczba klimatyzatorów do końca dekady się podwoi. To zarówno efekt bogacenia się społeczeństwa oraz tworzenia nowoczesnego zaplecza mieszkaniowo-biurowego, jak i fakt, że w tych krajach – zwłaszcza leżących w obszarze międzyzwrotnikowym – ocieplenie jest mocno odczuwalne. Zapotrzebowanie na chłodzenie jest dodatkowo zwiększane przez wydłużone sezony chłodzenia, a także dłuższe użytkowanie każdego dnia.

● Globalnie zaplecze chłodzące jest już jednak i tak mocno rozwinięte – wg danych IEA w 2022 roku 36 proc. gospodarstw dysponowało klimatyzatorami. Stąd w skali całego świata przyrost systemów chłodzenia będzie znaczący, ale nie oszałamiający. Do końca dekady powierzchnia budynków, które będą wyposażone w klimatyzację, wzrośnie ze 105 do 140 mld m kw., czyli o jedną trzecią. W sumie wg IEA do 2030 roku w klimatyzację będzie wyposażone 45 proc. gospodarstw domowych (a do połowy wieku 60 proc.).

● Wzrost zapotrzebowania na chłód w samej branży energetycznej nie wprowadzi więc tak znaczących zmian, jak mogłoby się wydawać. Do 2030 roku zainstalowana moc urządzeń chłodzących co prawda wzrośnie – IEA szacuje, że z 850 do 1400 GW, czyli o ponad połowę – ale jednocześnie nie odczujemy zwiększonego zapotrzebowania na energię. W tym samym czasie roczne

ENERGIA

wykorzystanie jej do chłodzenia teoretycznie powinno wzrosnąć z 7,5 do 10 EJ, ale w rzeczywistości pozostanie stabilne. Z jednej strony klimatyzatorów nie będzie już tak bardzo przybywać w gospodarkach rozwiniętych (udział Europy i USA we wzroście ma sięgać około 20 proc.), a jednocześnie będzie postępować wzrost efektywności energetycznej, który zniweluje cały wzrost zapotrzebowania na energię (z niewielkim wsparciem samych użytkowników, którzy będą bardziej powściągliwi w produkcji chłodu).

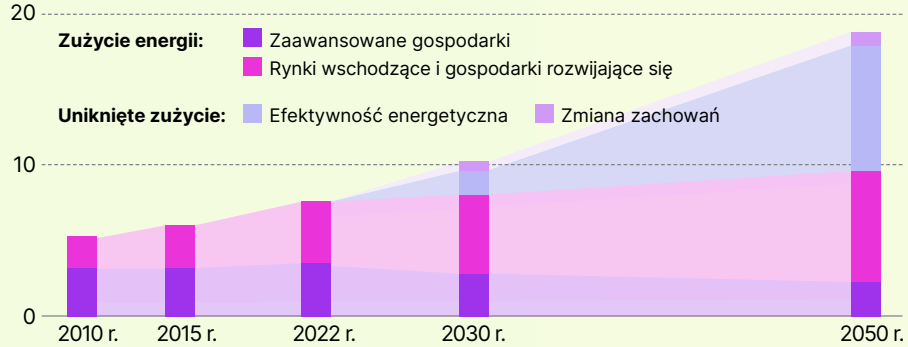
● Postęp wydajności w produkcji chłodu szczególnie wyraźnie widać w krajach rozwiniętych, które mają nie tylko więcej środków na inwestycje, ale także znaczący zasób starych urządzeń klimatyzacyjnych do wymiany. Proces ten już postępuje – IEA wyliczyła, że od 2010 roku indeks energochłonności klimatyzatorów zdążył już zmaleć o 24 proc., a do 2030 roku w sumie spadnie o prawie 40 proc. Podobne zmiany, chociaż w nieco mniejszym tempie, będą następowały w krajach rozwijających się.

● Według wyliczeń IEA, aby zapobiec kryzysowi klimatycznemu, konieczne jest wdrożenie wydajnych klimatyzatorów, w których współczynnik efektywności chłodzenia (wyrażony jako stosunek mocy chłodniczej do pobieranej mocy elektrycznej) wynosi od 5 do 6,5 W/W. Agencja przyznaje też, że są one dostępne na prawie wszystkich rynkach światowych i niekoniecznie wiążą się z wyższymi kosztami początkowymi – np. w Tajlandii konsumenci z budżetem 350 dol. mogą wybierać między jednostką o niskiej wydajności przy 3 W/W a jednostką o podwójnej wydajności (6 W/W), które są sprzedawane w tej samej cenie. Zakup bardziej wydajnej jednostki może zmniejszyć rachunek za energię elektryczną prawie o połowę, co skutkuje oszczędnościami do 2 tys. dol. w całym okresie eksploatacji urządzenia. Podobne korzyści można odnieść w krajach na całym świecie.

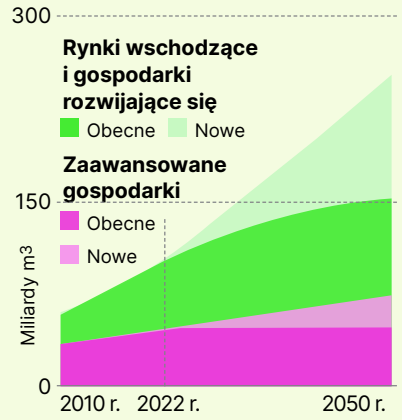
● Wprowadzanie bardziej wydajnych klimatyzatorów w znacznym stopniu stymuluje polityka krajowa. W Chinach nowe przepisy dotyczące klimatyzatorów pokojowych wprowadzone w 2020 roku podniosły standardy wydajności, a do końca 2021 roku jednostki przekraczające minimalne wymagania zwiększyły swój udział w rynku z 19 do 56 proc. Według IEA takie zasady mogłyby szybko podwoić średnią wydajność sprzedawanych klimatyzatorów.

W połączeniu z izolowanymi budynkami i lepiej zbudowanymi dzielnicami i miastami zwiększona wydajność nie tylko prowadzi do obniżenia kosztów operacyjnych klimatyzacji, ale także zmniejsza zapotrzebowanie na inwestycje w nowe wytwarzanie energii elektrycznej i przepustowość sieci. W ten sposób polityka efektywności energetycznej przyjmuje podwójną rolę w pomaganiu w osiąganiu celów zerowej emisji netto, jednocześnie wzmacniając zdolność do przystosowania się do gwałtownie rosnących temperatur i promowania przemian integracyjnych.

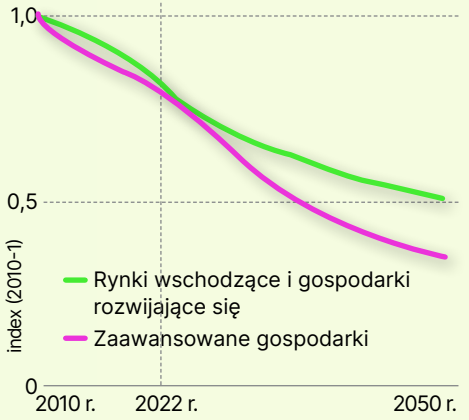
Zużycie energii do chłodzenia przestrzeni (EJ)



Schłodzona powierzchnia podłogi zwiększyła się ponaddwukrotnie z dodatkami występującymi głównie w EMDE



Energooszczędność chłodzenia przestrzeni kosmicznej w latach 2022-2050 spadnie dwa razy szybciej niż w ostatniej dekadzie



Ubóstwo klimatyczne

Podczas gdy **85 proc.** gospodarstw domowych w krajach takich jak Japonia, Korea i Stany Zjednoczone ma dostęp do klimatyzacji, ograniczenia finansowe sprawiają, że w Afryce Subsaharyjskiej tylko **5 proc.** gospodarstw domowych posiada klimatyzatory.

ENERGIA

Stare i nowe sposoby na chłód TREND

Postępujące upowszechnienie się klimatyzacji sprawia, że priorytetem jest opracowanie i wdrożenie coraz mniej energochłonnych technik produkcji chłodu oraz ograniczania nagrzewania się budynków.

Gen: SI

NOWOCZEŚNIE

Pierwsza kwestia to modernizacja budynków. Izoluje się nie tylko ściany, ale także okna. Przezierne materiały fotowoltaiczne, takie jak kropki kwantowe, mogą bowiem przepuszczać światło widzialne, ale zatrzymują promieniowanie podczerwone. Ulepszane są też klimatyzatory, m.in. przez redukcję wilgotności w pomieszczeniu, która powstrzymuje proces parowania, a tym samym chłodzenia. Kluczem są porowate materiały zwane metalowymi ramami organicznymi (MOF), które pobierają wilgoć z powietrza podczas pracy maszyny (Transaera). Tradycyjne robi to parownik (cewka skraplająca parę wodną), co pochłania nawet połowę energii zużywanej przez klimatyzator. MOF robi to biernie, gdy powietrze dostaje się do systemu, a ciepło odpadowe wykorzystuje do suszenia materiału. Podobnie działa projekt Blue Frontier, gdzie funkcję osuszacza pełni słona mieszanina: powietrze styka się z mokrą powierzchnią, która w procesie chłodzenia wyparnego obniża jego temperaturę. Także w tym przypadku słona mieszanina jest osuszana ciepłem odpadowym, a cały system ma zużywać 60 proc. mniej energii niż klasyczny klimatyzator.

TRADYCYJNIE

W termoizolacji budynków sprawdzają się także proste zabiegi, jak np. malowanie dachów na biało – naukowcy z Purdue University opracowali nawet farby, które odbijają 98,1 proc. światła słonecznego. Dzięki nim powierzchnię da się schłodzić o 4-5 st. C. Ważne jest też takie konstruowanie budynków, aby wymusić obieg powietrza – od wieków stosują to Tajowie, dziś także w centrach handlowych takich jak K Village, SeenSpace czy Commons. Po stare metody chłodzenia – tym razem z Indii i Persji – sięgnął również kalifornijski start-up SkyCool Systems. Już dwa tysiące lat temu proces oddawania ciepła przez ziemię po zachodzie słońca służył do produkcji lodu, a dziś mechanizm ten stoi za wynalazkiem, który Amerykanie instalują w centrach handlowych. Jest to płaski metalowy panel pokryty specjalnym tworzywem, które odbija energię słoneczną tak skutecznie, że temperatura wewnątrz może spaść nawet o 5-10 st. C poniżej temperatury na zewnątrz. System rurek ukrytych pod panelem pozwala na oziębienie zawartego w nich płynu i odprowadzenie go do odpowiedniego systemu chłodzenia.

GRACZE

Transaera
Blue Frontier
ML System
SkyCool Systems
Sundsvall Hospital

ENERGIA

Zimne sieci

TREND

Skoro tak dobrze sprawdza się ciepło sieciowe ogrzewające całe dzielnice i miasta, dlaczego nie stworzyć analogicznych sieci chłodu. Pionierami są tu Skandynawowie.

Gen: SI

ROZWÓJ

Tego typu rozwiązania wdrożyli m.in. Szwedzi. Stockholm Exergi ma rozległą sieć chłodniczą o długości 250 km, która dociera już do 670 budynków, m.in. biur, centrów handlowych i hoteli, ale także budynków mieszkalnych. Razem jest to już 7-8 mln m kw. powierzchni. W 2008 roku w ślady Szwedów poszli Duńczycy, którzy chłód sieciowy dostarczają już do jednej trzeciej pokoi hotelowych w Kopenhadze. Nieco mniejszą niż szwedzka siecią „Réseau de froid parisien" dysponuje też stolica Francji. Osiem zakładów produkcyjnych (400 MW) 500 klientom zapewnia chłodzenie o mocy 412 GWh rocznie. Jeszcze poważniej do chłodu sieciowego podchodzą państwa arabskie. Tu w Pearl-Katar powstała największa dzielnicowa instalacja o mocy 450 MW, ale liderem są Zjednoczone Emiraty Arabskie, które uznały, że sieć będzie kluczowym źródłem dla chłodu w zakładach produkcyjnych. Tabreed, firma z siedzibą w stolicy Zjednoczonych Emiratów Arabskich, Abu Zabi, obecnie dostarcza około 4,5 GW chłodzenia do 89 firm zlokalizowanych w całym regionie Zatoki Perskiej.

JAK TO SIĘ ROBI

Chłód sieciowy to wygoda czysto funkcjonalna. Nie ma tu zabawy z montowaniem własnych wymienników ciepła, więc nie traci się na nie niepotrzebnie miejsca i nie ma hałasu. Bezsprzeczne są też korzyści ekologiczne, na które uwagę zwracają klienci – emisje CO_2 z konwencjonalnego chłodzenia wynoszą 280 gr/kWh, a w przypadku chłodu sieciowego dostarczanego w Sztokholmie sięgają około 60 gr/kWh. Ważne są same źródła chłodu. W Sztokholmie wykorzystuje się wody jezior otaczających miasto – ich moc chłodząca to 90 MW. Podobnie jest w Toronto, gdzie Ontario oferuje moc 140 MW, a w Kopenhadze wodę czerpią już prosto z morza. Wszystko to uzupełniają pompy ciepła oraz różnego typu agregaty chłodnicze, m.in. specjalnie zaprojektowane klimatyzatory ewaporacyjne, które zużywają znacznie mniej energii niż klimatyzatory sprężarkowe. Wszystko jest zaplanowane tak, by opierać się przede wszystkim na energii odzyskanej lub odnawialnej, której wykorzystanie w sieci chłodniczej w Sztokholmie sięga ok. 83 proc. Towarzyszą temu znaczące oszczędności energii, które np. w Kopenhadze wynoszą aż 40 proc.

GRACZE

Stockholm Exergi
Climespace
Enwave Energy Corporation
The Kai Tak Development
Tabreed
SP Group

ENERGIA

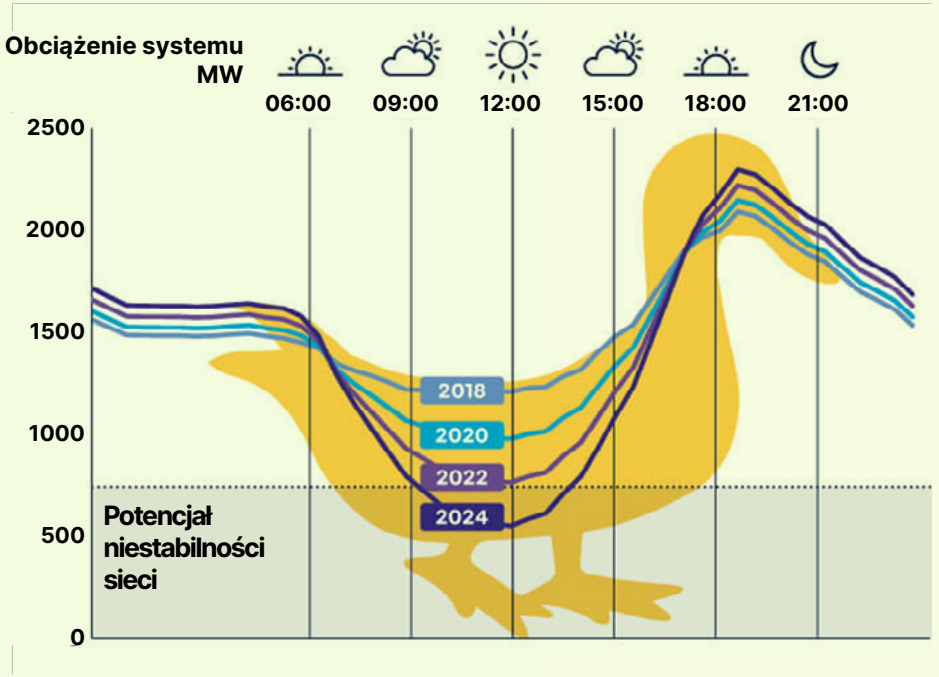
Energia na wieczorną godzinę

● IEA szacuje, że w 2023 roku inwestycje w magazynowanie energii w akumulatory osiągnęły rekordowy poziom i przekroczyły 35 mld dol. To znacznie więcej niż rok wcześniej, gdy wartość inwestycji sięgała 20 mld dol. (ponad 65 proc. to wdrożenia sieciowe).

● Najważniejszym miejscem magazynowania energii pozostają jednak elektrownie szczytowo-pompowe – około 85 proc. całego potencjału. Baterie, na razie głównie litowo-jonowe, są za to najbardziej skalowalnym rodzajem magazynów z dużym potencjałem, ale jako przyszłość i wielkie wyzwanie postrzega się przede wszystkim wodór. Znaczenie tych rozwiązań rośnie wraz ze wzrostem udziału OZE. System energetyczny robi się bowiem coraz mniej stabilny, pogłębiając tzw. krzywą kaczki (duck curve). Farmy wiatrowe, a przede wszystkim fotowoltaika, zaburzyły bowiem cykl produkcji i zużycia energii. Wzrost ich popularności doprowadził do pojawienia się nadwyżek mocy z dużych instalacji w ciągu dnia, a rozproszona fotowoltaika, gdzie energię zużywa się na miejscu, sprawiła, że spadło dotychczasowe zapotrzebowanie na prąd. Różnica pomiędzy popytem a podażą z roku na rok się powiększa, przysparzając „kaczce" coraz większego brzucha. „Gwałtowne zwiększanie skali systemów magazynowania energii będzie miało kluczowe znaczenie dla rozwiązania problemu zmienności godzinowej wytwarzania energii elektrycznej wiatrowej i słonecznej w sieci", zaznaczają eksperci Międzynarodowej Agencji Energii (IEA).

● Stąd wraz ze wzrostem znaczenia odnawialnych źródeł energii istnieje potrzeba rozwiązania systemowego. Działających w sieci energetycznych magazynów mocy, analogicznych do zbiorników, w których obowiązkowo trzeba utrzymywać rezerwy ropy i gazu. Jedno i drugie jest kwestią bezpieczeństwa energetycznego. Wyzwanie to jako pierwsze poważnie potraktowały USA oraz Chiny, które w 2022 roku zainwestowały w magazyny o mocy 4,8 GW i do 2025 chcą mieć ich łącznie 30 GW. Amerykanie mają za to największy udział w zasobie elektrowni szczytowo-pompowych – których globalną moc szacuje się na 160 GW – oraz najbardziej stabilny program wzrostu zaplecza bateryjnego. Inwestycje dużej skali zaczęły się w 2020 roku od 1 GW, aby w kolejnym roku wzrosnąć do 3 GW i 4 GW w 2022 roku. To łącznie 8,1 GW w trzy lata, podczas których Unia Europejska zwiększyła swoje magazyny o 1,7 GW. W tym względzie UE bliżej jest do Korei Południowej (1,1 GW w latach 2020-2022). Sytuacja się jednak poprawia, bo w samym 2022 roku postawiono 1 GW magazynów energii, a w marcu 2023 roku KE opublikowała szereg zaleceń dotyczących działań politycznych mających na celu wsparcie większego rozmieszczenia magazynów energii elektrycznej w UE.

● To i tak jednak zaledwie początek. Łącznie w 2022 roku dodano 11 GW mocy akumulatorów, a żeby zrealizować politykę neutralności klimatycznej, do końca dekady średnioroczny globalny wzrost powinien sięgać 120 GW. Skumulowana pojemność akumulatorów, która w 2022 roku wynosiła 28 GW, w tym czasie powinna wzrosnąć do prawie 970 GW. Do tego potencjału dołożyć mają się wszystkie ważne gospodarki świata – np. Indie zadeklarowały, że w okresie 2031-2032 będą miały już baterie o mocy 51-84 GW.

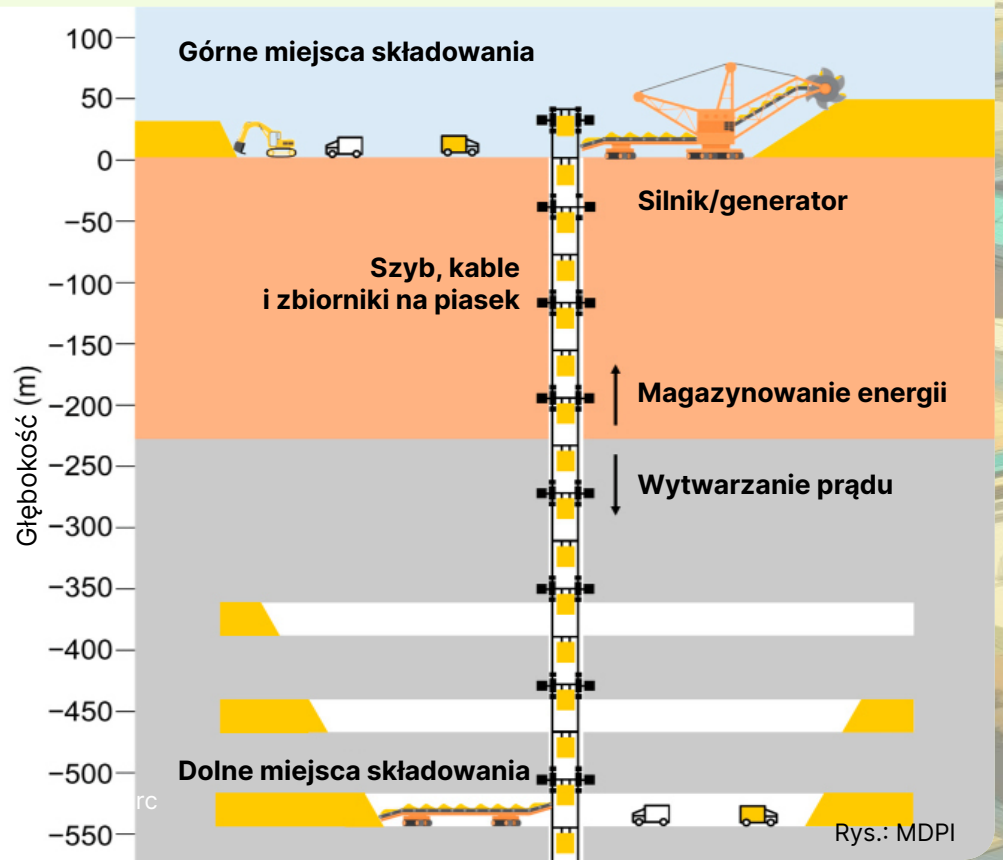


ENERGIA

Baterie grawitacyjne

TREND

Chociaż to w akumulatorach oraz wodorze upatruje się przyszłość magazynowania energii, inżynierowie nie przestają pracować nad udoskonalaniem tzw. elektrowni szczytowych, gdzie o innowacyjności bardziej decyduje dobry pomysł niż zaawansowana technologia.



Rys.: MDPI

JAK TO SIĘ ROBI

Klasyka to elektrownie szczytowo-pompowe, gdzie wykorzystuje się siłę grawitacji (tzw. Gravity Energy Storage – GES). Jest to układ dwóch zbiorników położonych na różnych wysokościach, gdzie przy pikach produkcji energii wodę pompami wtłacza się na górę, aby uwolnić ją, gdy zapotrzebowanie na prąd rosło. Wówczas strumień zasila turbinę jak w elektrowni wodnej. Przemiany energii kinetycznej w potencjalną i z powrotem można wykorzystać także na torach. Ważne, żeby prowadziły na wzniesienie. Tak działa Advanced Rail Energy Storage (ARES). Gdy prądu jest dużo, na górę kolejką wtłacza się kamienne bloki, a kiedy trzeba go odzyskać, te same wagony puszcza się swobodnie w dół. Energia jest odzyskiwana w czasie ich hamowania – wytwarzane wówczas ciepło hamowania przetwarzane jest na prąd. To relatywnie tanie rozwiązanie, zwłaszcza gdy wykorzysta się istniejącą infrastrukturę, jak np. w kopalniach, gdzie prowadzące w dół windy można obciążać piaskiem. To system zwany Underground Gravity Energy Storage (UGES), a naukowcy z IIASA szacują, że ich globalny potencjał wynosi od 7 do 70 TWh.

ROZWÓJ

Najbardziej zaawansowane systemy wciąż wykorzystują wodę, chociaż w bardziej zaawansowany sposób. Pokazuje to Hydrostor, który na głębokości kilku tysięcy metrów wykopał komory o powierzchni dwóch boisk piłkarskich i wysokości 100 m każda. Na powierzchni działają generatory, wymienniki ciepła oraz kompresory, które sprężają powietrze i zataczają je pod ziemię do kawern wypełnionych wodą. Pod ciśnieniem jest ona wypychana na powierzchnię, zasilając sztuczny zbiornik, który znajduje się w sąsiedztwie instalacji. Aby odzyskać energię, proces się odwraca. Woda ze zbiornika spływa pod ziemię, wypychając powietrze pod dużym ciśnieniem. Dzięki temu uzyskuje się wysoką temperaturę zasilającą turbiny, które wytwarzają prąd. Nieco prostsza jest konstrukcja Gravity Storage – pod ziemię zamiast powietrza pompuje wodę, która wypycha ogromny tłok. Efektywność takiego odzysku energii jest ograniczona – w Hydrostorze sięga 65 proc. vs. 75-80 proc. w przypadku wodoru – jest to jednak technologia relatywnie tania, niepotrzebująca rzadkich metali i bardzo trwała.

GRACZE

Vantem
CityHousing Hamilton
Bree Jones
MaMa Pioneers

ENERGIA

Magazyny prądu

TREND

Dziś domyślną technologią dla magazynów energii są akumulatory litowo-jonowe. To rozwiązanie kosztowne, stąd rozwijane i testowane są alternatywne opcje bazujące na znacznie tańszych komponentach.

Fot: Energy Dome

JAK TO SIĘ ROBI

Konkurentem dla nich może być chociażby mocznik (Uniwersytet Stanforda), a nawet CO_2, który jest dobrym materiałem do efektywnego magazynowania energii w zamkniętym procesie termodynamicznym. Jest gazem, który można skroplić, wykorzystując energię z nadwyżek prądu, i przechowywać w postaci cieczy pod ciśnieniem w temperaturze otoczenia. Pomysłów na nowy wkład jest znacznie więcej. Są akumulatory tlenowo-jonowe, cynkowo-halodowe, a naukowcy z MIT zaprezentowali całą serię nowych pomysłów. To m.in. pierwsza na świecie bateria z płynnego metalu – stopów wapnia i antymonu oddzielonych stopioną solą – oraz akumulatory żelazowo-powietrzne, które wykorzystują tlen jako katodę i metalową anodę. Cała tajemnica polega na opanowaniu procesu utleniania się żelaza (rdzewienia), które naukowcy w skuteczny sposób potrafią odwrócić. Nieoczywistych pomysłów jest więcej – naukowcy z University of Maryland akumulatory tworzą, wykorzystując chitynę, a na MIT opracowano beton, który dzięki dodatkowi sadzy może sprawić, że funkcję magazynu prądu będą pełniły fundamenty domu.

KORZYŚCI

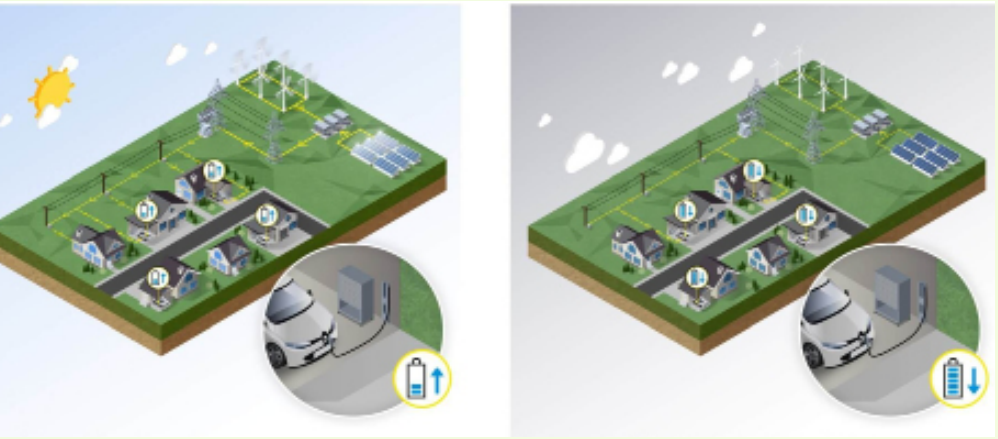
Główną przewagą nowych technologii jest ich niski koszt produkcji (zwłaszcza jeśli wykorzystuje się tylko wodę, stal i CO_2). Użycie surowców łatwo dostępnych umożliwia też szybką komercjalizację oraz bezpieczną pracę urządzenia. Niskie koszty są m.in. atutem akumulatorów żelazowo-powietrznych, które mogą dostarczać czystą energię elektryczną przez 100 godzin w cenie zaledwie 20 dol. za kWh. To znacznie mniej w porównaniu z akumulatorami litowo-jonowymi, które kosztują do 200 dol. za kWh. Z kolei akumulator z mocznika, poza niskim kosztem, ma sporą żywotność – utrzymuje wysoką efektywność w ciągu 1,5 tys. cyklów ładowania i rozładowania, a sam czas jego napełniania energią wynosi około trzech kwadransów. Zespół MIT obliczył za to, że blok betonu z sadzą o wielkości 45 m sześc. miałby wystarczającą pojemność do przechowywania około 10 kWh energii, co jest uważane za średnie dzienne zużycie energii elektrycznej w gospodarstwie domowym.

GRACZE

Energy Dome
Elemental Excelerator
Ambri
Form Energy
Eos Energy
Volta Energy Technologies

ENERGIA

Magazyny samochodowe



Potężnym, a jednocześnie bardzo rozproszonym magazynem energii odnawialnej może być też sama flota samochodów elektrycznych. Ich zaletą jest fakt, że już są i inwestują w nie firmy oraz osoby prywatne, a możliwość magazynowania energii to rodzaj bonusu. Jest to przy tym mechanizm samonapędzający – im więcej będziemy mieli aut elektrycznych, tym czystszy prąd możemy produkować, więc zwiększy się udział OZE. Chodzi o tzw. pojazdy vehicle-to-grid (V2G), które nie tylko pobierają moc z sieci, ale także mogą ją oddawać. Naukowcy z MIT wyliczyli, że na obszarze Nowej Anglii – gdzie działa ich uczelnia, mieszka około 15 mln osób i jest około 8 mln pojazdów osobowych – wystarczy, że udział pojazdów V2G sięgnie 13,9 proc., czyli nieco ponad 1,1 mln sztuk. Dzięki temu zbędnych będzie 14,7 GW magazynów stacjonarnych, co przyniesie oszczędności rzędu 700 mln dol.
Oszczędności wynikają jednak nie tylko z wypierania stacjonarnych magazynów, ale także z redukcji zdolności wytwórczych firm i przesunięć w strukturze wytwarzania energii ze źródeł odnawialnych.
Z wyliczeń wynika, że całkowite oszczędności systemowe wahają się od 2,2 do 20,3 proc. przy wskaźnikach uczestnictwa pojazdów V2G wynoszących odpowiednio od 5 do 80 proc. Tego typu pomysł na baterie na kółkach nie jest nowy, a w kilku miejscach na świecie był już sprawdzany.

Fot.: Groupe Renault

Utrecht jest jednym z pionierów tego typu rozwiązań, a podstawą systemu uruchomionego jeszcze w 2021 roku jest Green-Parking utworzony w sąsiedztwie kompleksu biurowego przy Archimedeslaan. Jego dach o powierzchni 5 tys. m kw. pokryty został 2 tys. paneli słonecznych, a sam parking został wyposażony w 450 ładowarek dwukierunkowych. W ten sposób w ciągu słonecznego dnia samochody się ładują, a stojąc tam dostatecznie długo, po zachodzie słońca prąd wytworzony wcześniej przez solary mogą oddać do sieci, zasilając znajdujące się po sąsiedzku biuro. W przyszłości tysiące dwukierunkowych ładowarek mają być zainstalowane w całym Utrechcie. Jest to tylko jedno z wyzwań. Kolejnym będą zmiany w samochodach, które też muszą mieć możliwość dwukierunkowego przepływu prądu. Takich aut będzie coraz więcej i staną się m.in. bazą miejskiej floty car-sharingowej. Następny krok to wypracowanie modelu, w jakim samochody będą działać. Na pewno nie ma planu, aby całkiem opróżniać ich baterie z mocy. Uniwersytet w Utrechcie obliczył, że już przy 10 tys. samochodów elektrycznych korzystających z dwukierunkowego ładowania możliwe będzie zbilansowanie całego zapotrzebowania miasta na energię elektryczną. A to mniej niż 10 proc. obecnej floty samochodów w mieście.

San Diego eksperymenty z dwukierunkowymi ładowarkami zaczęło w lipcu 2022 roku od ośmiu szkolnych autobusów w ramach programu zmniejszenia ryzyka obciążenia sieci (Emergency Load Reduction Program – ELRP). „Elektryczne autobusy szkolne oferują naturalne i atrakcyjne dwukierunkowe rozwiązanie ładowania energii z bardzo pojemnych baterii. Kluczową rolę odgrywają potrzeby operatora sieciowego – podczas gdy pojazdy stoją na postoju podłączone do ładowarek, mogą wspierać sieć, gdy wskaźniki zapotrzebowania na energię są zazwyczaj najwyższe”, mówi Gregory Poilasne, dyrektor generalny Nuvve, firmy, która odpowiada za funkcjonowanie systemu. Startując z programem, od razu stworzono konkretną zachętę finansową: 2 dol. za 1 kWh oddanej energii.

Dania ma ambicję, aby połowę jej energii zapewniały turbiny wiatrowe. W ramach programu Parker jako stabilizator sieci energetycznej Duńczycy postanowili wykorzystać właśnie infrastrukturę do ładowania. Jest to inicjatywa, która ma ambicję wyznaczyć standard, jak powinien działać taki model bilansowania OZE przez pojazdy V2G, i biorą w niej udział producenci samochodów oraz systemów ładowania. „Ważne jest, aby mieć wspólną definicję tego, czym jest pojazd zintegrowany z siecią. Dzięki temu nowe, produkowane seryjnie samochody będą miały możliwości techniczne wymagane do optymalnego wsparcia sieci”, mówi Peter Bach Andersen, badacz z Centrum Energii Elektrycznej DTU Elektrotechnika oraz kierownik programu Parker.

Polska też ma już pierwszą stację z funkcjonalnością vehicle-to-grid. Pojawiła się pod koniec września 2022 roku w Charging Park w Bolechowie, gdzie siedzibę ma Solaris. Dostawcą infrastruktury jest Ekoenergetyka, a ładować mogą się tu e-busy, autobusy wodorowe i trolejbusy. Instalację tę poprzedziła praca obu firm nad wypracowaniem „dedykowanego standardu” dla V2G, który będzie wykorzystywany przez Solaris Bus&Coach w procesie produkcji i testowania autobusów elektrycznych.

ENERGIA

Magazynowanie energii w sieci elektrocieplnej

● Konieczność magazynowania coraz większej energii sprawia, że przemianie ulegać będzie cały model energetyki. Prąd to element, który coraz częściej przewija się w nowoczesnym ciepłownictwie i także ma wpływ na jego dekarbonizację. Przez ponad wiek energia elektryczna i cieplna krążyły w całkiem oddzielonych od siebie obiegach – jedna w kablach, druga w rurach – a jedynym istotnym punktem styku były elektrociepłownie, które produkowały jedno i drugie. Wraz z rozwojem OZE przenikanie się obu sieci jest nieuniknione. Wynika to z faktu, że chociaż rozwój technologii magazynowania energii elektrycznej jest bardzo szybki, to z ekonomicznego punktu widzenia rozwiązania nadal nie są dobrze dostosowane do magazynowania dużej ilości energii. Największa i wciąż wyjątkowo trudna do pokonania jest bariera ograniczonej dostępności surowców potrzebnych do rozwoju magazynów energii, zwłaszcza litowo-jonowych. Stąd jako coraz poważniejszą alternatywę traktuje się stosowanie na dużą skalę pompy ciepła, aby energię elektryczną zamienić w cieplną i magazynować ją w tej właśnie postaci.

● „Przechowywanie energii elektrycznej jako ciepła w rzeczywistości jest 50 do 100 razy bardziej wydajne niż magazynowanie

ENERGIA

jej w bateriach. Zasadniczo tutaj operujemy wodą, która jest podgrzewana i przechowywana w zasobniku ciepłej wody na dzień, tydzień, a nawet cały sezon. Dlatego w przyszłości sieci ciepłownicze i specjalnie skonstruowane magazyny ciepła mogą pomóc systemowi elektrycznemu, magazynując nadmiar energii elektrycznej i wykorzystując zgromadzone ciepło do zaspokojenia potrzeb grzewczych odbiorców", wyjaśnia Tatu Kulla, pełniący funkcje Head System Optimisation and Fuel Management Heating and Cooling w fińskim Fortum.

● Technologii jest tu kilka, najlepiej sprawdzone są te, które od lat stosują dostawcy ciepła, tworząc tzw. sezonowe czy też międzysezonowe magazyny ciepła (**STES** – Seasonal Thermal Energy Storage), które energię są w stanie przechowywać kilka miesięcy, tak aby doczekać się momentu, gdy znów będzie potrzebna (stąd nazwa „międzysezonowe"). Ciepłownicy swoje magazyny najchętniej umieszczają pod ziemią (**UTES** – Underground Thermal Energy Storage), skąd energia tak łatwo nie ucieknie. Jest ich kilka typów:

– BETS (Borehole Thermal Energy Storage), czyli akumulatory gruntowe. W tym przypadku idzie się w naturę – ciepło magazynowane jest bezpośrednio w gruncie. Odpowiednim podłożem mogą być skały lub wilgotne gleby. Ładowanie i rozładowanie następuje za pomocą systemu pionowych wymienników ciepła sięgających 30-200 metrów w głąb. Przywodzi to więc na myśl coś w rodzaju wymuszonej instalacji geotermalnej z pompą ciepła, gdzie „złoże ciepła" cyklicznie się rozładowuje, ale także ładuje ciepłą wodą podgrzaną, gdy mamy nadwyżki prądu. Tak aby magazyn z ciepłem był pełny na zimne dni. Pierwsza w Polsce tego typu instalacja powstała w ub.r. w Lidzbarku Warmińskim w tzw. Ciepłowni Przyszłości jako magazyn niskotemperaturowy (5-15 st. C).

– ATES (Aquifer Thermal Energy Storage) to, tłumacząc wprost, przechowywanie energii cieplnej w warstwie wodonośnej. Jest ona uwięziona pomiędzy nieprzepuszczalnymi warstwami geologicznymi powyżej i poniżej, a cały mechanizm pobierania i oddawania ciepła jest podobny jak w BETS. Istotne, aby warstwa była utrzymywana w równowadze hydrologicznej. Ilość wody netto nie może się zmienić, więc jeśli zatłacza się gorącą, drugim otworem fizycznie trzeba odpompować zimną. Taka instalacja m.in. zasila berliński budynek Reichstagu, ale wyjątkowo popularna jest w Holandii, gdzie istnieje ponad tysiąc magazynów ATES.

– CTES/MWTS (Cavern Thermal Energy Storage/Mine Water Thermal Storage) to magazyny energii w kawernach lub w wyrobiskach górniczych. Jako ośrodek przechowywania ciepła służy woda wtłoczona pod ziemię, a cały układ działa podobnie jak ATES.

– TTES (Tank Thermal Energy Storage) to magazyny energii cieplnej w specjalnie wykonanych zbiornikach podziemnych. Na ogół są z betonu zbrojonego, plastiku lub stali nierdzewnej. Wypełnia się je wodą, zasada działania jest więc podobna do poprzednich technologii. Dobrze izolowane muszą być przynajmniej ściany boczne i dolne, a żeby zapobiec utracie ciepła, zbiorniki najczęściej umieszcza się na głębokości 5-15 m. Nie jest to jednak regułą, bo np. TTES zainstalowany w Mazowieckim Szpitalu Wojewódzkim dla Nerwowo i Psychicznie Chorych w Drewnicy nie został wkopany, ale umieszczony na poziomie gruntu i zasypany ziemią. Ciekawą innowację w zbiornikowych magazynach ciepła wprowadził za to fiński start-up Polar Night Energy, który zamiast wody użył piasku. W zbiorniku – naziemnym, przypominającym silos – umieszczono 100 ton piasku ogrzewanego za pomocą gorącego powietrza wdmuchiwanego przez rury. Jego przewagą nad wodą jest możliwość uzyskania bardzo wysokich temperatur sięgających aż 600 st. C. Pierwsza taka instalacja uruchomiona została w Kankaanpää i jest tym bardziej ekologiczna, że do podgrzewania nie wykorzystuje prądu, ale tzw. ciepło odpadowe pochodzące z działającej tu serwerowni.

– PTES (Pit Thermal Energy Storage) także są magazynami energii bazującymi na specjalnie wykonanych zbiornikach, tyle że przypowierzchniowych. Bywają bardzo duże i w takich wypadkach przypominają nakryte sztuczne jeziora. Takich instalacji nie robi się z betonu czy stali, ale wykonany w gruncie wykop wykłada się wodoodporną plastikową wyściółką. Dzięki temu nie tylko nie wycieka woda, ale także zatrzymywane jest ciepło. Od góry odpowiedzialna za to jest pływająca pokrywa izolacyjna, która zapobiega także dostawaniu się deszczówki. W Polsce PTES powstał w Ciepłowni Przyszłości w Lidzbarku Warmińskim i służy jako magazyn wysokotemperaturowy (7-60 st. C).

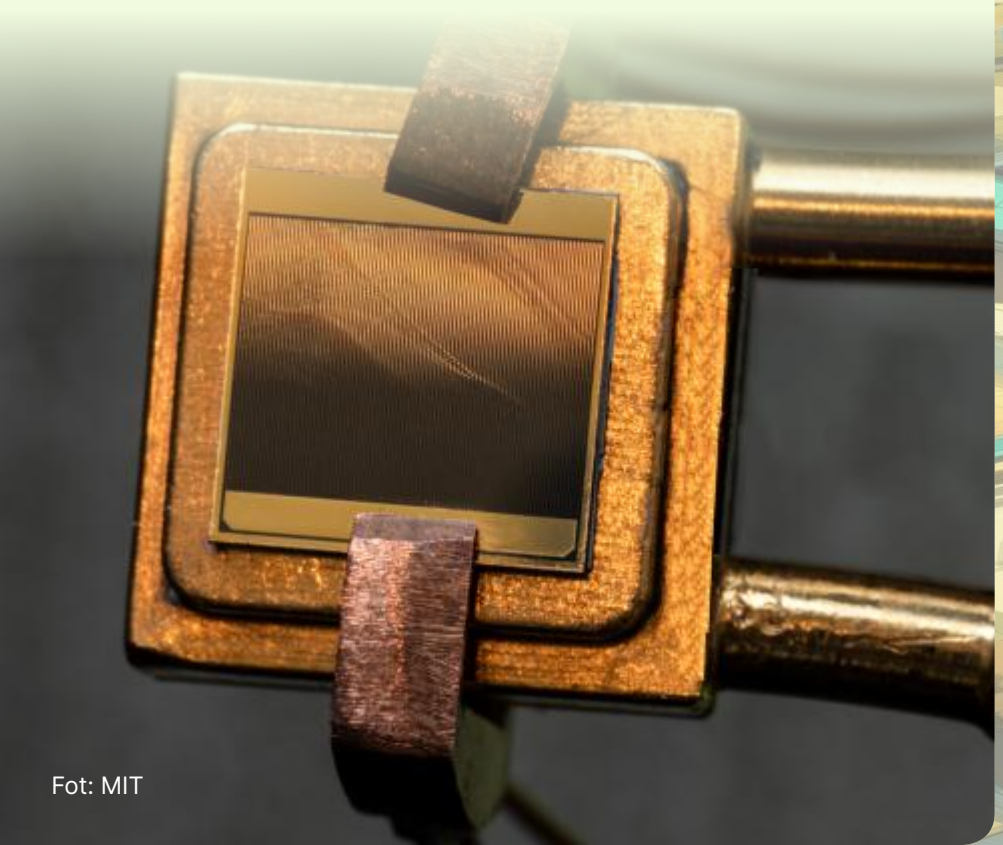
– GIITS (Geo Interseasonal Insulated Thermal Storage) zwane także **Fundamentami Energetycznymi** to z kolei rozwiązanie do użycia miejscowego. W tym przypadku dobrze zaizolowany magazyn energii umieszcza się pod płytą podłogową domu lub budynku, gdzie trafiają nadwyżki energii słonecznej. W Polsce wyposażona w nie została nowa siedziba Archiwum Narodowego w Krakowie.

ENERGIA

Baterie termiczne

TREND

Magazyny ciepła nie muszą być wyłącznie instalacjami wielkoskalowymi, a przede wszystkim przywiązanymi do miejsca. Powstaje coraz więcej projektów prawdziwych baterii cieplnych, które mogą zastępować węgiel czy gaz.



Fot: MIT

JAK TO SIĘ ROBI

Pionierami byli naukowcy z Newcastle University i ich ekologiczny zamiennik węgla: sprasowany metalowy blok, który po naładowaniu energią odnawialną oddaje ciepło, napędzając turbiny klasycznych elektrowni. Materiał, zwany Miscibility Gap Alloy (MGA), nawet wyglądem przypomina duże kostki węgla. Podobny mechanizm rozwija start-up Rondo Energy, gdzie inwestorem jest m.in. Bill Gates. Zamiast po nowe materiały sięgnął po cegły – o wadze 1 tona każda – które w dobrze izolowanej instalacji podgrzewa tak samo jak MGA. Póki są ciepłe, trafiają do hut i cementowni. Dzięki nagrzewaniu w czasie pików, gdy prąd z OZE jest tani, koszty ich użycia są nawet 20 proc. niższe niż gazu. Mogą ponoć zastąpić około 90 proc. ciepła przemysłowego. Podobne, ale bardziej stacjonarne rozwiązanie ma Grupa Magaldi. Bazą MGTES (Magaldi Green Thermal Energy Storage) jest złoże fluidalne, czyli ogromny pojemnik z piaskiem krzemionkowym, który jest swego rodzaju dynamiczną zawiesiną stale poruszającą się w strumieniu gazu. Podobnie jak w Polar Night Energy (patrz TTES) można je podgrzać do 600 st. C, a straty termiczne sięgają do 2 proc. na dobę.

ROZWÓJ

Jeśli chodzi o rozwój technologiczny, największe nadzieje wiąże się z ogniwami termofotowoltaicznymi (TPV), które mają być bezkonkurencyjne wobec baterii elektrycznych. Bateria dwa lata temu zaprezentowana przez MIT i NREL pochłania nadmiar energii ze źródeł odnawialnych, takich jak słońce, i magazynuje ją w silnie izolowanych warstwach gorącego grafitu. TPV, podobnie jak panel słoneczny (PV), wychwytuje i przekształca w energię elektryczną fotony o wysokiej energii z rozpalonego do białości źródła ciepła. Stąd temperatura grafitu sięga od 1,9 do 2,4 tys. st. C. Jest zbyt wysoka dla jakiejkolwiek turbiny, dlatego aby ciepło przekształcić w prąd, używa się półprzewodnikowego silnika cieplnego. Przełomowe w badaniach MIT i NREL było osiągnięcie dużej wydajności przemiany sięgającej 40 proc. energii cieplnej (wcześniej było to 20 proc., a w turbinach elektrowni jest to ok. 35 proc.). Technologia szybko się rozwija, bo już w lutym 2023 roku start-up Antora Energy ogłosił uruchomienie pierwszej na świecie linii produkcyjnej do ogniw TPV o zdolności produkcyjnej 2 MW rocznie. Ich sprawność to 41,1 proc.

GRACZE

Rondo Energy
Magaldi
Polar Night Energy
Antora Energy

ENERGIA

Wodorowy boom

● Rok 2023 był imponujący, jeśli chodzi o rozwój niskoemisyjnej produkcji wodoru. Wciąż jest ona w powijakach – dostarcza mniej niż 2 proc. całego zużywanego wodoru – a w ubiegłym roku tylko Chiny, USA i Europa uruchomiły inwestycje w elektrolizery o mocy 52 GW.

Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energii (IEA) oznacza to, że potencjał wytwórczy wodoru tą metodą w perspektywie roku 2030 sięgnie 170 GW – obecnie dostępny potencjał to 14 GW, ale jego poziom wykorzystania jest bardzo ograniczony (około 1 GW).

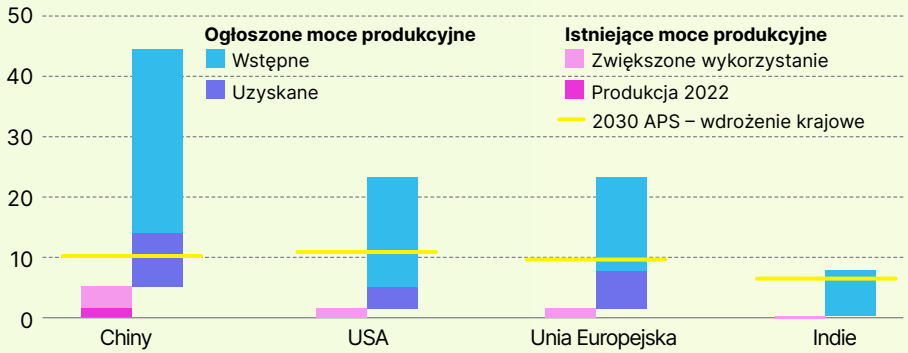
W ubiegłym roku najwięcej projektów uruchomiły Chiny (23 GW) i pozostają liderem rynku z potencjałem 44 GW mocy. W podobnym tempie rozwijają się za to Europa (13 GW w 2023) i USA (16 GW), które bardzo zintensyfikowały działania w tym obszarze – łącznie ogłosiły inwestycje w elektrolizery o mocy 23 GW każdy.

● Nawet przy obecnym ożywieniu czysty wodór nie zaspokoi jednak całej nadwyżki popytu, jaki pojawi się pod koniec dekady, gdy jego zużycie wzrośnie z 95 do 150 Mt. Według ostatnich wyliczeń do 2030 roku jego produkcja może się bowiem zwiększyć z 1 Mt do 38 Mt. Progres jest jednak niewystarczający, aby realizować plan powstrzymania zmian klimatycznych, który przewiduje, że w 2030 roku produkcja niskoemisyjnego wodoru powinna sięgać 69 Mt.

● W nowych mocach przeważają elektrolizery wykorzystujące czystą energię elektryczną. Tego tzw. zielonego wodoru na koniec dekady ma być 28 Mt, a poważnym krokiem milowym będzie rok 2025, kiedy to planuje się produkcję sięgającą 5 Mt. Jeśli chodzi o technologię, długi czas na rynku dominowały tzw. elektrolizery alkaliczne (TA) pracujące z ciekłym elektrolitem – do 2022 roku stanowiły 52 proc. mocy. Drugą szybko rozwijającą się technologią są jednak elektrolizery z elektrolitem polimerowym, a dokładnie polimerową membraną wymiany protonów (PEM – Proton Exchange Membrane). Do 2022 roku ich udział sięgał 26 proc. mocy, biorąc jednak pod uwagę liczbę i skalę rozwijanych projektów, IEA ocenia, że w najbliższym czasie projekty alkaliczne utrzymają już tylko nieznaczną przewagę nad elektrolizerami PEM. Za większość nowych mocy będą jednak odpowiadać już nowe technologie.

● Znaczący udział będzie też miała technologia tzw. niebieskiego wodoru bazującego na paliwach kopalnych wyposażona w systemy do wychwytywania, wykorzystania i magazynowania dwutlenku węgla. W 2025 roku ma sięgnąć 1,5 Mt, a w 2030 roku 10 Mt.

Obecna i przewidywana zdolność produkcyjna i wdrożenia elektrolizerów w scenariuszu ogłoszonych zobowiązań



Uwagi: Wartości produkcji w 2022 roku odzwierciedlają szacunki rocznych wskaźników wykorzystania. Zwiększone wykorzystanie odnosi się do luki między poziomem produkcji w 2022 roku a wykorzystaniem istniejących mocy produkcyjnych na poziomie 85 proc. Zarówno w przypadku istniejących, jak i zapowiedzianych mocy produkcyjnych w 2030 roku stosuje się wskaźnik wykorzystania wynoszący 85 proc. Dane: IEA. CC BY 4.0.

ENERGIA

Gospodarka H2

● Zużycie wodoru wciąż jest i jeszcze długo pozostanie bardzo ograniczone. W 2022 roku 95 Mt paliwa wykorzystywane było głównie w procesach przemysłowych (55 proc.) oraz rafineriach (44 proc.). Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) nie przewiduje zresztą znaczącego wzrostu zapotrzebowania, które na koniec dekady ma sięgać maksymalnie 150 Mt, a do połowy wieku 430 Mt. Podobne scenariusze kreśli Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej (IRENA), według której w 2030 roku będzie potrzeba 125 Mt wodoru, a w 2050 roku 523 Mt. Oznacza to wzrost trzy-czterokrotny, mimo że mówimy o technologii na bardzo wczesnym etapie rozwoju. Dla porównania ilość energii znacznie bardziej zaawansowanej branży OZE w 2050 roku powinna być blisko 11-krotnie wyższa niż obecnie.

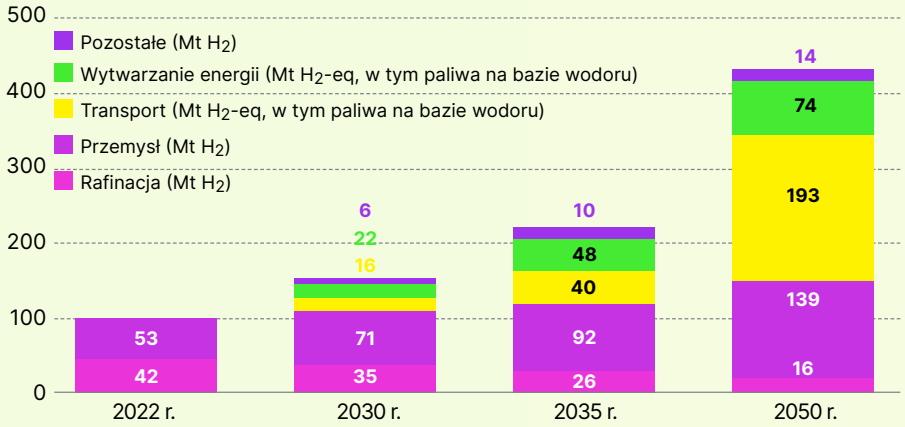
● Mówienie dziś o gospodarce wodorowej jest więc nieco na wyrost. Tym bardziej że struktura wykorzystania wodoru na koniec dekady nie zmienia się diametralnie. Wówczas przemysł i rafinerie wciąż będą wykorzystywać 70 proc. produkcji i to mimo spadku wykorzystania go przy przetwarzaniu ropy. Popyt ze strony przemysłu będzie rósł aż do połowy wieku. Dopiero wówczas zostanie zepchnięty na drugie miejsce przez transport, który do końca tej dekady będzie się rozwijał w umiarkowanym tempie. Do 2030 roku będzie zużywał według prognoz IEA 16 Mt wodoru (11 proc. produkcji) o wartości 30-35 mld dol. Dla porównania obecnie w transporcie używa się ok. 20 mld baryłek ropy, czyli jakieś 1,5 bln dol. Istotne wzrosty pojawią się dopiero w kolejnej dekadzie, a w połowie wieku transport ma wykorzystywać już 45 proc. wyprodukowanego wodoru.

● Popyt na nowe paliwo znacznie szybciej pojawi się po stronie energetyki – 15 proc. zużycia w 2030 roku – ale dalsze wzrosty będą umiarkowane i w połowie wieku udział sektora w wykorzystaniu wodoru nie zwiększy się już znacząco (17 proc.). Przez pewien czas traktowano go jako poważną alternatywę dla gazu ziemnego m.in. w ciepłownictwie. Powstały nawet pilotażowe projekty sieci wodorowych dla odbiorców końcowych (m.in. HyNet i H100 Fife w Wlk. Brytanii), sporą barierą okazało się jednak samo dostosowanie infrastruktury przesyłowej. Wodór jest nieporównywalnie mniejszy od cząstki metanu (CH4), która poza czterema atomami wodoru zawiera jeszcze węgiel o 12-krotnie większej masie atomowej. Stąd jego skłonność do ucieczek – zwłaszcza w każdym miejscu łączenia gazociągów – będzie znacznie większa.

● Druga słabość to znacznie wyższe koszty ogrzewania wodorem niż gazem ziemnym – z badań przeprowadzonych przez brytyjski Cornwall Insight wynika, że różnica sięga aż 70 proc. Stąd w sytuacji, kiedy mowa o rozproszonym systemie ogrzewania domów, bez możliwości korzystania z ciepła sieciowego, wskazuje się raczej na jego elektryfikację. Bloomberg New Energy Finance wyliczył, że ogrzewanie wodorem z energii odnawialnej jest sześć razy mniej wydajne niż używanie tej samej energii w elektrycznej pompie ciepła.

● Wodór najlepiej sprawdzi się tam, gdzie najtrudniejsza jest dekarbonizacja. Dotyczy to m.in. dużych środków transportu, zwłaszcza takich, które przemieszczają się na duże dystanse i nie mogą ładować energii elektrycznej z sieci. To przede wszystkim premiuje samoloty i okręty (szerzej o tym w rozdziale Mobilność). W samej energetyce wodór najbardziej użyteczny może okazać się jako magazyn energii produkowanej przez OZE. W tym względzie wodór będzie jednak musiał konkurować kosztowo z innymi rodzajami magazynów energii. IEA wskazuje, że baterie (dziś głównie litowo-jonowe) są najbardziej elastyczne, jeśli chodzi o pojemność, tu jednak okres rozładowywania trwa najkrócej – maksymalnie jeden dzień. Dlatego najlepiej nadają się do zaspokajania bieżących celów. Magazyny ciepła są niskokosztowe, mają jednak ograniczenie, jeśli chodzi o pojemność, a także okres rozładowywania. Tymczasem magazyny wodoru zarówno są pojemne, jak i gromadzą energię na długo.

Jak będziemy wykorzystywać wodór (w Mt)



Dane: IEA

ENERGIA

Wodorowa paleta barw – technologie produkcji wodoru

Gen: SI

Dziś mamy całą paletę kolorów wodoru, zależną od techniki jego produkcji (reformingu parowego, pirolizy i elektrolizy), surowca, z którego powstaje (metanu, paliwa stałego lub elektrolitu), oraz poziomu emisyjności.

Wodór szary
To najbardziej powszechny na świecie wodór (ponad 55 Mt) produkowany metodą tzw. reformingu parowego gazu ziemnego. W tym procesie w wysokiej temperaturze (700--1100 st. C) para wodna reaguje z metanem, tworząc gaz syntezowy złożony z tlenku węgla i wodoru. Zabieg taki ekologiczny jednak nie jest, bo prowadzi do emisji dużej ilości CO_2 – 9-12 kg CO_2/kg H_2.

Wodór czarny
To także wodór wytwarzany z paliw konwencjonalnych. W tym przypadku jest to syntetyczny gaz na bazie węgla kamiennego.

Wodór brązowy
Podobny do wodoru czarnego, tyle że bazujący na węglu brunatnym.

Wodór niebieski
Ten coraz popularniejszy rodzaj wodoru także wytwarza się z paliw kopalnych, różnica jest taka, że technologia jest bezemisyjna, bo wyprodukowane przy okazji CO_2 jest przechwytywane i magazynowane w instalacjach typu CCS lub CCU.

Wodór turkusowy
Wodór otrzymany w procesie pirolizy metanu lub w procesie przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych. Piroliza prowadzona jest w atmosferze beztlenowej przy niewielkiej emisji CO_2. Głównymi produktami pirolizy metanu są wodór oraz węgiel w postaci stałej, co niweluje konieczność jego wychwytywania i magazynowania.

Wodór zielony
To wodór pozyskiwany w procesie elektrolizy zasilanej bezemisyjnymi źródłami energii. To on ma być podstawową technologią produkcji czystego, bezemisyjnego wodoru.

Wodór różowy/fioletowy/purpurowy/czerwony
To swoista wariacja na temat zielonego wodoru – wszystkie cztery kolory oznaczają wodór produkowany w procesie elektrolizy, tyle że zasilanej energią jądrową.

Wodór żółty
Niezbyt często używane określenie wodoru zielonego produkowanego przy użyciu energii słonecznej.

Wodór biały/złoty
W ten czysty sposób określa się wodór, który powstał w wyniku procesów naturalnych. Często dzieje się to w skorupie ziemskiej – niedawno w Lotaryngii, na terenie dawnego zagłębia węglowego, naukowcy przeprowadzili badania dna odwiertu o głębokości ponad 800 metrów, gdzie trafili na ślady białego wodoru – ale także w morzach. Może być to m.in. efekt reakcji wody ze skałami ultramaficznymi (proces serpentynizacji), podczas wypłukiwania świeżo odsłoniętych powierzchni skalnych, czy naturalnej radiolizy wody.

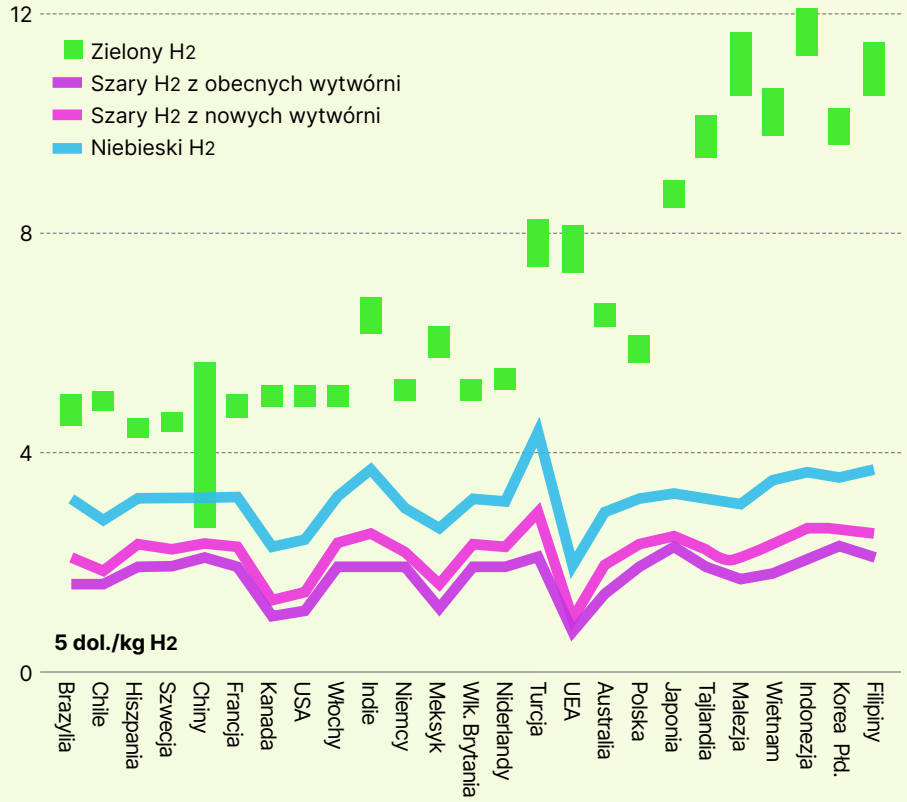
ENERGIA

Zielony wodór po 2 dol. za 1 kg

● Największym wyzwaniem w produkcji czystego wodoru jest obniżenie kosztów całego procesu. W przeliczeniu na masę koszt produkcji zielonego wodoru waha się dziś mniej więcej od 4 do 6 dol./kg (dane Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej – IRENA). Rozbieżności w cenach podawanych przez różne instytucje są jednak znacznie większe, a Bloomberg NEF (BNEF), porównując zakresy kosztów produkcji w poszczególnych krajach, wskazał, że sięgają one nawet 12 dol./kg (najdrożej jest w Azji Południowo-Wschodniej). Wyliczona przez BNEF uśredniona stawka wyniosła przez to 6,4 dol./kg, podczas gdy szary wodór (bazują na gazie ziemnym) kosztował średnio 2,13 dol./kg, a niebieski wodór, przy produkcji którego CO_2 jest wychwytywane – 3,1 dol./kg. Ceny zielonego wodoru w znacznym stopniu zależne są od cen czystej energii wykorzystywanej do jego produkcji. Pokazały to ubiegłoroczne notowania paliwa na holenderskiej HyXchange, które w bardzo słonecznym i wietrznym lipcu spadły do 2,55 euro/kg, mocno zbliżając się do ceny wodoru szarego, który w tym samym czasie kosztował 1,92 euro/kg. Z danych BNEF wynika, że równie bliscy tej granicy byli w 2023 roku liderzy rynku, czyli Chińczycy, którzy z kosztem jego produkcji zeszli do 2,6 dol./kg.

● Duże inwestycje w opracowanie taniej technologii wodorowej szykują się w USA: Departament Energii przeznaczył 7 mld dol. na rozwój siedmiu hubów wodorowych, zwanych H2Hubs. Wcześniej zainicjował również program Hydrogen Shot, który obecny koszt wodoru do 2025 roku chce obniżyć do 2 dol./kg, a na koniec dekady do 1 dol./kg. Ostrożniejsi są analitycy Rethink Energy, którzy konserwatywnie szacują, że całkowity koszt zielonego wodoru wyniesie wówczas 1,54 dol. za kilogram, na co będzie się składać energia elektryczna (0,90 dol./kg), nakłady inwestycyjne (0,27 dol./kg), woda (0,22 dol./kg) i koszty operacyjne (0,14 dol./kg).

Obecnie zielony wodór jest wciąż droższy niż szary
Uśredniony koszt wodoru w 2023 roku według rynku



Uwagi: Niebieski H2 to średnia produkcji z reformingu autotermicznego (ATR) i reformingu parowego metanu (SMR). Zielony H2 obejmuje produkowane na Zachodzie elektrolizery z membraną do wymiany protonów (górny zakres) i elektrolizery alkaliczne (dolny zakres), z wyjątkiem Chin, które obejmują produkowane w Chinach elektrolizery alkaliczne (dolny zakres).
Źródło: Bloomberg NEF

ENERGIA

Jeszcze bardziej sceptyczne jest BCG, które do niedawna przewidywało trwałą obniżkę ceny zielonego wodoru poniżej 3 euro/kg w 2030 roku, ale w raporcie wydanym w październiku 2023 roku oszacowało, że bariera 5 euro/kg będzie nie do przebicia. Z kolei IRENA utrzymuje, że w zasięgu są ceny poniżej 2 dol./kg, warunkiem jest jednak obniżenie kosztów elektrolizerów o 80 proc. na przestrzeni całej dekady.

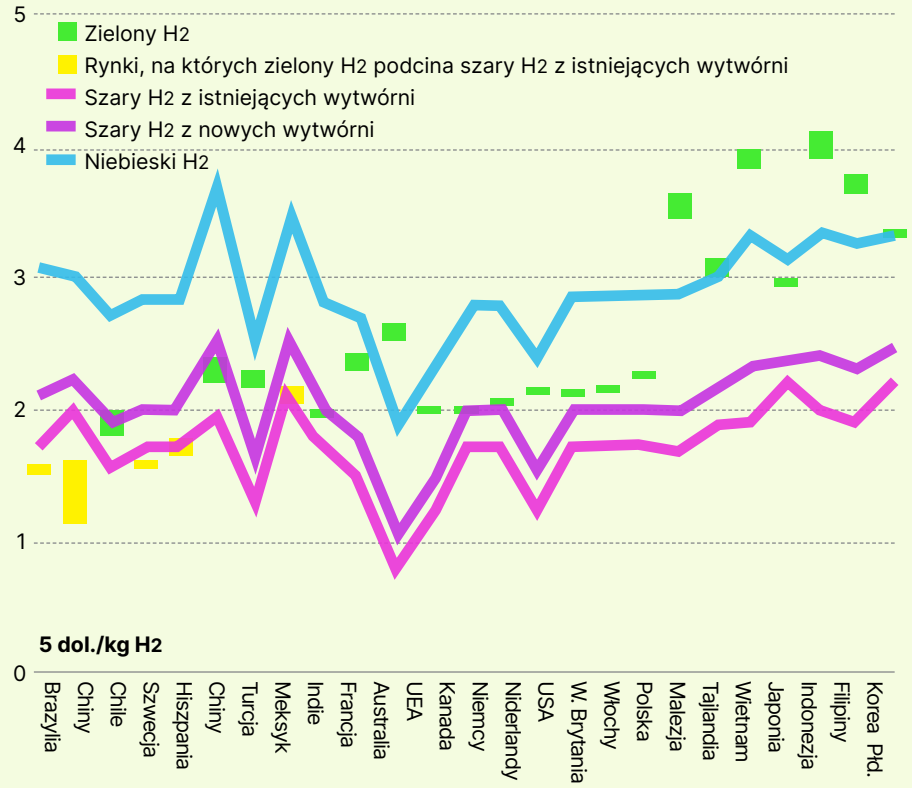
● W bardziej zniuansowany sposób podchodzi do tego BNEF, który koszty produkcji różnicuje geograficznie. Według jego szacunków w 2030 roku na pięciu rynkach – w Brazylii, Chinach, Szwecji, Hiszpanii i Indiach – wodór zielony będzie już tańszy niż szary. W pierwszych czterech z nich koszty będą oscylowały wokół 1,5 dol./kg, a w Chinach sięgać będą nawet blisko 1 dol./kg. Co więcej, na sześciu kolejnych rynkach ceny zielonego wodoru mają być porównywalne z szarym paliwem produkowanym w nowych instalacjach. Tak będzie w Chile, Turcji, Francji, Niemczech, Holandii i Wlk. Brytanii, gdzie koszty będą oscylować wokół 2 dol./kg. Według BNEF w 2030 roku także w Polsce zielony wodór cenowo zbliży się do tradycyjnej produkcji – 2,2--2,3 dol./kg, podczas gdy szary wodór z nowych instalacji będzie kosztował 2 dol./kg, a z istniejących 1,7 dol./kg.

● BNEF przewiduje, że do 2030 roku nie uda się znacząco zmniejszyć cen niebieskiego wodoru, przez co na większości rynków będzie on istotnie droższy od zielonego, oscylując w przedziale 2-3 dol./kg. Tylko w Zjednoczonych Emiratach Arabskich mocno stawiających na technologię sekwestracji ma zejść poniżej 2 dol./kg i być znacznie tańszą alternatywą.

● Ostatnie dwa lata szybkiego wzrostu cen materiałów i kosztów finansowania nie sprzyjały obniżaniu cen produkcji zielonego wodoru. W perspektywie długoterminowej redukcja kosztów podstawowej dla branży technologii alkalicznej (TA) była umiarkowana. Znacznie większe postępy odnotowano w zyskującej na znaczeniu technologii PEM, która jednak wciąż pozostaje droższa. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) w przypadku obu technologii mieszczą się obecnie w przedziale 0,5-1,4 tys. dol./kW dla elektrolizerów alkalicznych i 1,1-1,8 tys. dol./kW dla elektrolizerów PEM. Międzynarodowa Agencja Energii przewiduje jednak, że w perspektywie 2030 roku koszty te zostaną zredukowane do 0,3-0,5 tys. dol./kW.

● Według BNEF dramatyczny spadek cen zielonego wodoru w perspektywie dekady wynikać będzie z dwóch kluczowych czynników: ekonomii skali oraz polityki wsparcia. W USA są to przede wszystkim nieograniczone ulgi podatkowe wprowadzone przez ustawę o inflacji (IRA), a w Europie kluczową rolę zaczyna odgrywać tzw. Bank Wodoru. To nowo powołana instytucja, która na początku grudnia przeprowadziła pilotażową aukcję wodoru o wartości 800 mln euro, w której brali udział inwestorzy planujący uruchomienie produkcji wodoru odnawialnego pochodzenia niebiologicznego (RFNBO). Ubiegali się o stałą premię wypłacaną do każdego kilograma wyprodukowanego gazu, która maksymalnie mogła sięgać 4,5 euro/kg. Mechanizm promuje najtańsze rozwiązania, a okres wsparcia sięga 10 lat. Druga planowana na wiosnę aukcja będzie znacznie większa i sięgnie 2,2 mld euro.

W 2030 roku zielony wodór będzie tańszy na pięciu rynkach niż szary
Uśredniony koszt wodoru w 2030 roku



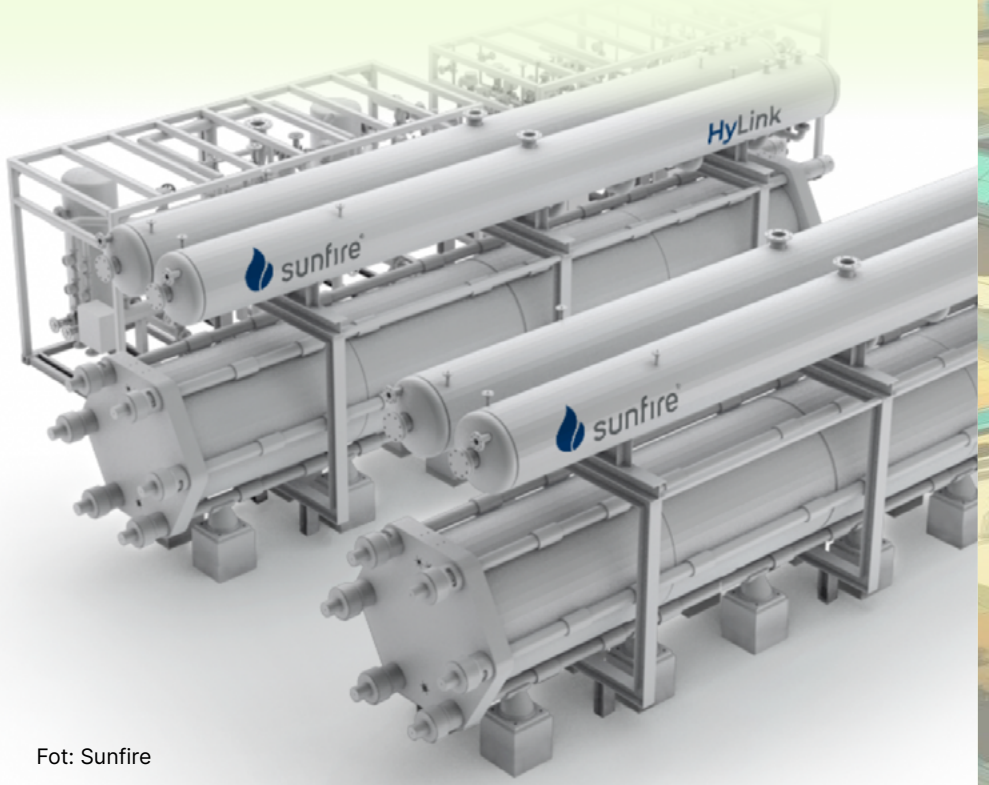
Uwagi: Niebieski H2 to średnia produkcji z reformingu autotermicznego (ATR) i reformingu parowego metanu (SMR). Zielony H2 obejmuje produkowane na Zachodzie elektrolizery z membraną do wymiany protonów (górny zakres) i elektrolizery alkaliczne (dolny zakres), z wyjątkiem Chin, które obejmują produkowane w Chinach elektrolizery alkaliczne (dolny zakres).
Źródło: Bloomberg NEF

ENERGIA

Elektroliza na gorąco

TREND

Jednym z głównych mankamentów obecnych technik elektrolizerów jest ich niska wydajność – w przypadku elektrolizerów typu PEM wynosi zazwyczaj 20-30 proc., a najwyżej 50 proc. To jeden z powodów, dla których produkcja zielonego wodoru jest tak kosztowna, i stąd pomysły na bardziej efektywne technologie wysokotemperaturowe.



Fot: Sunfire

ROZWÓJ

Jedną z najbardziej rozwiniętych nowych technologii są ogniwa elektrolizy ze stałym tlenkiem (SOEC), gdzie w wysokiej temperaturze (od 600 do 850 st. C) instalacja rozdziela parę wodną na jej składniki, wodór i tlen, wykorzystując energię elektryczną z OZE. Jako pierwsza jej potencjał doceniła NASA, wykorzystując ten elektrolizer w łaziku Mars 2020 w urządzeniu zwanym MOXIE (Mars Oxygen ISRU – In Situ Resource Utilization) wysłanym w ramach misji Perseverance. Od kwietnia 2021 roku produkuje tlen z bogatej w dwutlenek węgla atmosfery Marsa. Praktyczny początek wysokotemperaturowej elektrolizy w produkcji wodoru datuje się na 2022 rok, gdy niemiecki Sunfire zaczął instalację wysokotemperaturowych elektrolizerów SOEC m.in. w zakładach Neste w Rotterdamie (o mocy 2,6 MW) i RWE w Lingen w Dolnej Saksonii (250 KW). Jeszcze większy elektrolizer o mocy 25 MW w 2024 roku Norsk e-fuel chce wykorzystać do produkcji 12,5 mln litrów nafty syntetycznej.

ZALETY

Technologia ogniw elektrolizy ze stałym tlenkiem (SOEC) jest jedną z najbardziej wydajnych na rynku. Jej sprawność na poziomie 80-90 proc. zapewnia najniższe koszty wodoru. Istotnym elementem jest także wykorzystanie w procesie przemysłowego ciepła odpadowego, dzięki czemu zmniejsza się zapotrzebowanie na energię elektryczną. Brak tu też metali szlachetnych wymaganych do produkcji – stos wykonany jest z ceramiki, która może być pozyskiwana lokalnie. Elektrolizery SOEC mają przy tym modułową konstrukcję, co umożliwia łatwe skalowanie produkcji zgodne z zapotrzebowaniem.
Wadą tej technologii jest wciąż wysoki koszt inwestycji w stosunku do mocy wytwórczych. W ich przypadku CAPEX waha się od 2,8 do 5,6 tys. dol. za kW, czyli od dwóch do pięciu razy więcej niż elektrolizerów PEM. Jest to jednak technologia na wczesnym etapie rozwoju, a historia poprzednich technologii pokazała, że koszty inwestycji da się szybko redukować.

GRACZE

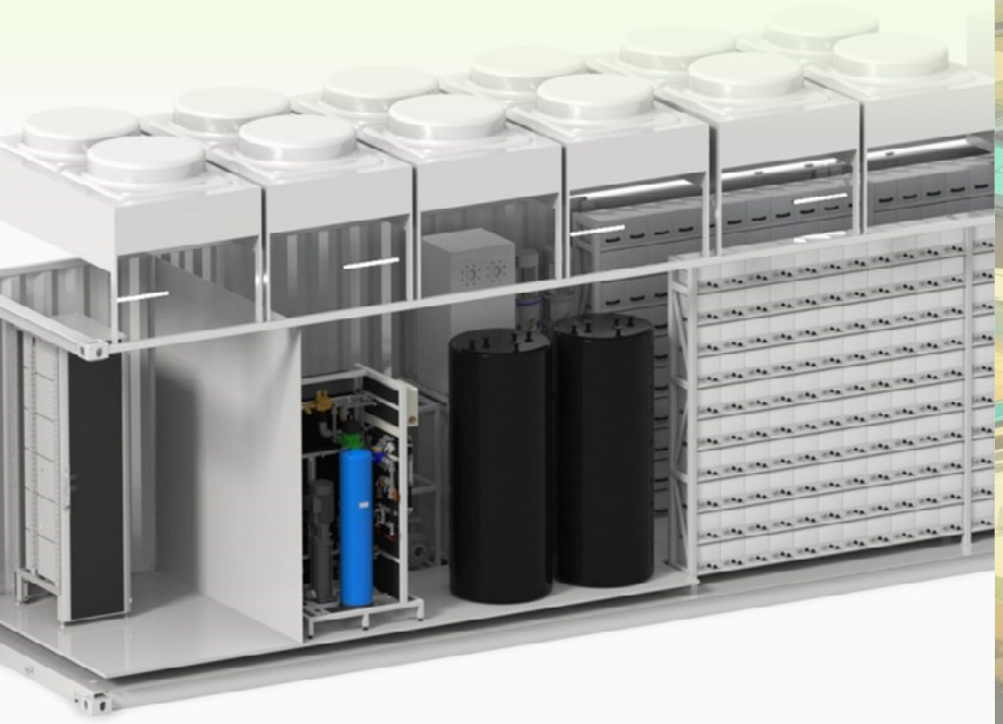
Sunfire
Topsoe
OxEon Energy
h2e Power

ENERGIA

Fuzja w wodorze

TREND

Aby wyzyskać wszystkie mocne strony, dwie dominujące technologie produkcji wodoru – elektrolizery alkaliczne (TA) i te wykorzystujące polimerową membranę wymiany protonów (PEM) – połączyły siły. Tak powstało jedno z najbardziej obiecujących nowych rozwiązań, jakim są alkaliczne elektrolizery z membraną anionowymienną (AEM).



Fot.: Enapter

JAK TO DZIAŁA

W elektrolizerach z membraną anionowymienną (AEM), podobnie jak w tradycyjnych urządzeniach alkalicznych, dokonuje się elektrolizy nieszlachetnych katalizatorów, przy jednoczesnym osiągnięciu gęstości energii i wydajności porównywalnych z technologią PEM. Kluczowy jest tu stos AEM, w którym zachodzi reakcja rozszczepienia. W rozwiązaniu włoskiego Enaptera elektrolit o niskiej zawartości wodorotlenku potasu (1 proc.) krąży w półogniwie anody, zwilżając membranę tylko z tej jednej strony. Cząstki wody przemieszczają się przez nią od anody do katody, gdzie odrywa się wodór (H2). Pozostała cząstka OH z ładunkiem ujemnym wraca do anody, gdzie z kolei oddziela się cząstka tlenu (O2). Układ półogniw w elektrolizerze AEM, w przeciwieństwie do tradycyjnego elektrolizera alkalicznego (TA), umożliwia wytwarzanie wodoru i tlenu pod ciśnieniem odpowiednio 35 barów i 1 bara. Różnica ciśnień między półogniwami może zapobiegać przedostawaniu się wytwarzanego tlenu do półogniwa wysokociśnieniowego, zapewniając w ten sposób bardzo wysoką czystość wodoru (99,9 proc.).

ROZWÓJ

Elektrolizery AEM znajdują się na wcześniejszym etapie rozwoju niż SOEC, ale postęp jest tu szybki. W 2021 roku IEA zakwalifikowała je do kategorii TRL4 (wczesny prototyp). Jednak widząc tempo ich rozwoju, w 2022 roku skorygowała w górę ocenę, przesuwając je do kategorii TRL6, czyli pełny prototyp.
Dla porównania, elektrolizery SOEC są oznaczone jako TRL7.
Jednym z pionierów tej technologii jest włoska firma Enapter, która w 2018 roku zaprezentowała pierwsze kompaktowe elektrolizery AEM, a już rok później zaczęła produkować je seryjnie.
W 2021 roku firma dostała pierwsze zamówienie na nowy wielordzeniowy elektrolizer AEM Multicore, który mieści się w kontenerze. Pierwsze urządzenia trafią do klientów w tym roku.

GRACZE

Enapter
Ionmor
HydroLite
Evonik

ENERGIA

Rozszczepienie wody

TREND

Udoskonalenie elektrolizerów to niejedyna ścieżka na drodze do obniżenia kosztów produkcji wodoru. Amerykańskie Narodowe Laboratorium Energii Odnawialnej (NREL) uznało, że bardziej energooszczędne może być wytwarzanie go w tzw. fotoreaktorach. Fotokataliza wydobywa wodór z wody przy użyciu słońca jako energii chemicznej, która zastępuje prąd.

JAK TO SIĘ ROBI

Dzięki fotokatalizie można po prostu rozszczepiać cząstki wody albo wytwarzać wodór przez tzw. fotoreformację substancji organicznych w fazie ciekłej lub gazowej. NREL stawia na pierwszą opcję i tzw. solarną produkcję termochemicznego wodoru (STCH). W ub.r. koncepcję takiego reaktora przedstawili inżynierowie z MIT, którzy chcą wykorzystywać ciepło wytwarzane w skoncentrowanej elektrowni słonecznej (CSP) – czyli specjalnym układzie luster skupiających światło w jednym punkcie. Sercem koncepcyjnego systemu STCH jest dwuetapowa reakcja termochemiczna.
W pierwszym kroku woda w postaci pary jest wystawiona na działanie metalu, który pobiera tlen z pary, pozostawiając wodór. To „utlenianie" metalu jest podobne do rdzewienia żelaza, ale zachodzi znacznie szybciej. Po rozdzieleniu wodoru utleniony nośnik jest ponownie podgrzewany w próżni, która odwraca proces rdzewienia i regeneruje metal. Po usunięciu tlenu metal można ponownie schłodzić i wystawić na działanie pary, aby wytworzyć więcej wodoru. Ten proces można powtarzać setki razy.

ROZWÓJ

Słabością systemów STCH jak dotąd była ograniczona wydajność: tylko około 7 procent przychodzącego światła słonecznego jest wykorzystywane do wyprodukowania wodoru. To główne ograniczenie metody fotokatalitycznej, która wykorzystuje tylko fale krótkie, było największym wyzwaniem ekipy z MIT szacującej, że jej nowy projekt może wykorzystać do 40 proc. energii słońca. „Próbujemy osiągnąć cel Departamentu Energii, którym jest wyprodukowanie w 2030 roku zielonego wodoru przy koszcie 1 dol. za kilogram. Aby poprawić ekonomikę procesu, musimy ulepszyć wydajność i upewnić się, że większość energii słonecznej, którą zbieramy, jest wykorzystywana do produkcji wodoru", mówi prof. Ahmed Ghoniem z MIT. W podobnym kierunku idzie myślenie każdego, kto pracuje nad fotoreaktorami: jak najlepiej wykorzystać energię słońca, m.in. dzięki wykorzystaniu całego jego spektrum (czego nie robią instalacje fotowoltaiczne dostarczające energię do elektrolizerów). Wciąż jest to jednak dość wczesny etap prac, w których udział biorą raczej naukowcy z uczelni niż przedsiębiorcy.

GRACZE

NREL
MIT
University of Science and Technology w Arabii Saudyjskiej (KAUST)
Instytut Technologiczny w Karlsruhe
WAT

ENERGIA

Algi: najlepszy materiał na paliwo

TREND

W niepozornych algach od dawna upatruje się rozwiązania wielu bolączek ludzkości. Także kryzysu paliwowego. Zamiast jednak robić na ich bazie biopaliwa zastępujące ropę, lepiej wyprodukować wodór.

JAK TO SIĘ ROBI

Chodzi o enzym zawarty w algach, czyli o hydrogenazę. To substancja, w której stałym i zasadniczym składnikiem są molekuły wodoru (H2). Naukowcy z Tel Aviv University opracowali aż trzy efektywne metody wydobywania pierwiastka z tych enzymów. Do dyspozycji jest m.in. produkcja fermentacyjna (np. produkcja biowodoru z fotofermentacji, produkcja biowodoru z ciemnej fermentacji i produkcja biowodoru z fotociemnej połączonej fermentacji) oraz produkcja w procesie fotosyntezy (np. bezpośrednia produkcja biowodoru z fotolizy biologicznej i produkcja biowodoru z pośredniej fotolizy biologicznej). Najbardziej wydajna produkcja biowodoru odbywa się przy użyciu zmodyfikowanych genetycznie szczepów alg, które pozbawiono poszczególnych składników odżywczych. Duża efektywność występuje przy niedoborze siarki w porównaniu z niedoborem azotu, fosforu i magnezu.

ZALETY

Naukowcy z Xiamen University przede wszystkim zwracają uwagę, że przetwarzanie alg na biowodór pochłania znacznie mniej energii niż robienie z nich biodiesla. Przytaczają też szacunkowe koszty komercyjnej produkcji biowodoru z mikroalg na dużą skalę – na ponad 100-hektarowych farmach – w prawie poziomym rurowym systemie fotobioreaktorów. Opierając się na sprawności konwersji energii słonecznej wynoszącej 10 proc. zdolności fotosyntetycznej mikroalg wykorzystywanych do produkcji biowodoru, koszt fotobioreaktora rurowego szacuje się na 50 dol./m kw. W tej sytuacji koszt produkcji biowodoru wyliczony został na 15 dol./GJ. Biorąc pod uwagę, że 1 GJ mieści się w 7,7 kg gazu, daje to wynik na poziomie 2 dol. za 1 kg wodoru. Technologia wydaje się więc bardzo obiecująca.
Z kolei ekipa z Tel Aviv University pochwaliła się wyhodowaniem alg, które produkują pięć razy więcej hydrogenazy niż normalne odmiany. Dalekosiężnym celem izraelskich naukowców jest takie zorganizowanie upraw, aby glony mogły produkować wodór bezpośrednio w samochodzie.

GRACZE

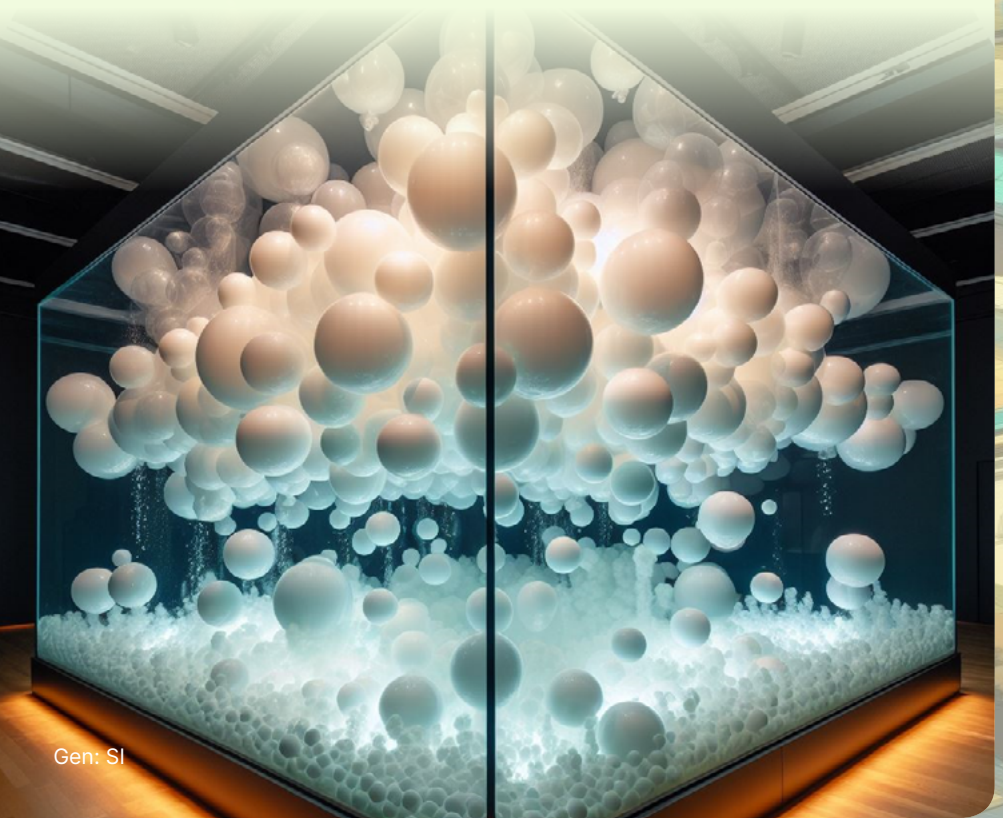
Tel Aviv University
Xiamen University
University of Nottingham Malaysia
Universiti Teknologi Petronas
Dr.HSG University, Sagar
Tsinghua University

ENERGIA

Wodór pod presją i w amoniaku

TREND

Aby wykorzystać potencjał energii OZE, trzeba magazynować ją w postaci wodoru. Jaką technologią się to odbędzie, zależy od sposobu jego użycia: instant lub na wynos. Innymi słowy, czy wykorzystany zostanie na miejscu – jak np. węgiel brunatny – czy trzeba będzie go transportować jak ropę i gaz.



Gen: SI

JAK TO SIĘ ROBI

Jest kilka stosowanych już metod magazynowania wodoru. Najprostsze jest zatłaczanie go pod ziemię do zbiorników lub kawern. Wodór można też skraplać albo sprężyć (zwykle powyżej 200 barów). Czwarta opcja to używanie innych materiałów – ciał stałych lub cieczy – które z nim reagują lub go zaabsorbują. Wiąże się go z tzw. ciekłymi organicznymi nośnikami wodoru (LOHC), ale najpopularniejsze jest wiązanie go z azotem i tworzenie amoniaku (NH_3). Dziś to najbardziej perspektywiczne rozwiązanie, zwłaszcza gdy w grę wchodzi przesyłanie go na duże odległości. Spośród ponad 100 niskoemisyjnych projektów wodorowych związanych z ich dostawą wymienionych w Wood Mackenzie's Hydrogen Project Tracker ponad 85 proc. przewiduje wykorzystanie amoniaku. Nowością jest za to Electriq Powder, czyli wodór w proszku, który uzyskuje się przy użyciu tajemniczego katalizatora KBO2. Przypomina zmieloną kawę (KBH4), jest łatwy w transporcie, a cały proces można prosto odwrócić, odzyskując wodór.

ZALETY I WADY

Amoniak jest preferowany w eksporcie wodoru z kilku powodów, przede wszystkim ze względu na wysoką gęstość energetyczną – trzykrotnie większą niż w przypadku wodoru sprężonego i 1,5 raza większą niż skroplonego wodoru – sprawdzoną technologię syntezy, istniejące łańcuchy dostaw oraz duży potencjał samodzielnego napędzania dekarbonizacji. Tu trzeba jeszcze dopracować metody krakingu, czyli odzyskiwania wodoru z amoniaku, przy których straty energii wciąż sięgają 13-34 proc. (IEA). Dobrym sposobem na zagęszczenie wodoru jest jego skroplenie. Tu wyzwaniem jest konieczność osiągnięcia i utrzymania temperatury kriogenicznej (-253 st. C). To wymaga drogiego sprzętu oraz wykorzystania 30-36 proc. energii zawartej w wodorze do jego upłynnienia. Sprężanie wodoru najlepiej sprawdza się przy rozwiązaniach indywidualnych – dziś to przede wszystkim pojazdy, a wkrótce domowe magazyny energii. Objętość nie stanowi za to problemu, jeśli w grę wchodzi magazynowanie go w podziemnych zbiornikach – kawerna solna o pojemności 500 tys. m sześc. oferuje potencjał około 100 GWh zmagazynowanej energii elektrycznej.

GRACZE

Uniper
NextEra
First Ammonia
Faurecia
Advanced Clean Energy Storage Hub
Texas Brine
Electriq
Zenith Energy Terminals

ENERGIA

CASE: WODÓR KONTRA WODA

W planach produkcji zielonego wodoru na dużą skalę jest szczególny kłopot. Potrzeba do tego ogromnej ilości wody. Dlatego konieczne są tanie technologie produkcji z wody morskiej, a nie słodkiej, która dziś jest podstawą.

Przepis na produkcję wodoru jest w sumie dość prosty. Na 1 kg zielonego paliwa potrzeba 9 litrów wody i 50 kWh czystej energii elektrycznej. Tyle pochłania jednak tylko czysty proces chemiczny, w którym wykorzystuje się wodę destylowaną. Do oczyszczenia słodkiej wody, ale także chłodzenia procesowego potrzebne jest kolejne 10-20 litrów wody (według wyliczeń Rocky Mountain Institute).

Drugi ze składników nie nastręcza wielu problemów, jeśli jednak na koniec dekady produkcja zielonego wodoru miałaby sięgnąć 38 Mt – jak szacuje Międzynarodowa Agencja Energii – to trzeba by do tego użyć 722-1102 mld litrów wody. Dla porównania Polak rocznie zużywa jej 33,5 tys. litrów. Mówimy więc o odpowiedniku zużycia wody przez nawet 21-33 mln ludzi, która nie trafia z powrotem do rzek, ale do pierwotnej postaci wraca dopiero po wykorzystaniu wodoru jako paliwa – w elektrowni, samochodzie czy samolocie.

Nic więc dziwnego, że plan stworzenia gospodarki wodorowej bardzo niepokoi hydrologów, zwłaszcza że zmiany klimatyczne już prowadzą do niedoborów wody.

Analizując sytuację, instytut Rystad Energy zauważył zresztą, że ponad 70 proc. planowanych projektów zielonego wodoru znajduje się w regionach, w których występują niedobory wody. W tej sytuacji coraz poważniej myśli się, jak do produkcji wodoru wykorzystać wodę morską. Największą przeszkodą jest oddzielenie od niej soli.

Najbardziej oczywistym wyjściem jest oczyszczenie, czyli desalinizacja, wody przed jej elektrolizą. To jednak przede wszystkim istotnie zwiększa koszty i obciąża środowisko solnymi odpadami zwykle wylewanymi do morza (co zagraża środowisku naturalnemu). Działają także elektrolizery z tzw. polimerową membraną wymiany protonów (PEM – Proton Exchange Membrane), które pracują z wodą morską. Muszą jednak mieć znacznie trwalszą powłokę na bazie tytanu powlekanego złotem lub platyną. To też zwiększa koszty.

Standardowe elektrolizery PEM kosztują 1,1-1,8 tys. dol./kW mocy, ale IEA oczekuje, że do końca dekady powinny zejść do poziomu 0,3-0,5 dol./kW. Tymczasem zwiększa wydatek do 2,2 tys. dol./kW. Aby były realną opcją, trzeba więc znaleźć tańszy materiał. Pod tym względem pewne sukcesy osiągnęli inżynierowie z Wydziału Inżynierii Mechanicznej Uniwersytetu w Hongkongu, którzy na łamach czasopisma „Materials Today” przedstawili wyniki badań nad nowym rodzajem stali nierdzewnej nadającej się do elektrolizy wody morskiej. Poza standardowo nakładaną warstwą chromu wytworzyli dodatkową warstwę manganową, co zapobiega korozji w środowisku chlorkowym, jakie panuje w wodzie morskiej.

Ma być to zamiennik tytanu i to w dodatku 40 razy tańszy. W ten sposób elektrolizery PEM na wodę morską zbliżyłyby się cenowo do tych na wodę słodką. Na końcu wyzwaniem pozostaje fakt, że użycie słonej wody jest znacznie bardziej ekstensywne. Według wyliczeń naukowców z Centrum Nauki i Technologii Katalitycznej Uniwersytetu Delaware potrzeba jej 20-krotnie więcej niż słodkiej. Oznacza to jeszcze większe zaburzenie środowiska naturalnego.

ENERGIA

Wietrznie zielony zysk

● PUNKT WYJŚCIA

W corocznym raporcie EY ocenia atrakcyjność inwestycyjną państw pod względem inwestycji w odnawialne źródła energii, a indeks RECAI obejmuje 40 największych rynków świata. W raporcie wydanym pod koniec roku 2023 widać, że niezmiennie liderem są Stany Zjednoczone. Na drugim miejscu już drugi rok z rzędu są Niemcy, a za nimi Chiny, Francja i Australia. Polska poprawiła swoją pozycję o 2 oczka i znalazła się na 15. miejscu. Zdaniem Jarosława Wajera, partnera EY, lidera działu energetyki w Polsce oraz regionie CESA, wprowadzając nowe przepisy, będące jednym z wymaganych przez Unię Europejską kamieni milowych niezbędnych do otrzymania funduszy z KPO, Polska zwiększyła udział odnawialnych źródeł energii w swoim miksie energetycznym. I już pod koniec czerwca tego roku moc odnawialnych źródeł energii w Polsce wynosiła 25 GW, czyli o 5 GW więcej niż rok temu.

W październiku 2023 roku została przyjęta unijna dyrektywa RED III dotycząca odnawialnych źródeł energii. Jej głównym celem jest zwiększenie udziału zielonej energii w całej Unii Europejskiej w celu redukcji emisji gazów cieplarnianych. W odróżnieniu od dyrektywy RED II RED III wprowadza bardziej ambitny cel, który zakłada, że do 2030 roku co najmniej 42,5 proc. energii w UE będzie pochodzić z OZE, podczas gdy RED II zakłada ten cel na poziomie 32 proc. Ponadto RED III kładzie większy nacisk na wykorzystanie OZE w sektorze ciepłownictwa i chłodnictwa, gdzie OZE mają wytwarzać 49 proc. energii w budynkach, a zwłaszcza w mikroinstalacjach fotowoltaicznych i pompach ciepła w budynkach jednorodzinnych.

Dyrektywa RED III wprowadza również uproszczone procedury środowiskowe oraz wsparcie dla inwestycji związanych z OZE, co ma przyśpieszyć rozwój sektora. Warto zauważyć, że dyrektywa stanowi kroki Unii Europejskiej w kierunku zwiększenia zrównoważonej produkcji energii i redukcji emisji CO_2. Największym źródłem energii elektrycznej z OZE jest obecnie słońce, na drugim miejscu plasuje się wiatr. Na koniec grudnia 2023 roku moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wyniosła 17 057,1 MW. Wzrost mocy instalacji solarnych w grudniu 2023 roku wyniósł 40 proc. w porównaniu z grudniem 2022 roku, kiedy to zanotowano 12 181,0 MW. Na koniec grudnia 2023 roku moc zainstalowana farm wiatrowych w Polsce wyniosła 9428,3 MW, co stanowi wzrost o 14,3 proc. w porównaniu z grudniem 2022 roku, ale już łączna produkcja energii z fotowoltaiki (PV) w Polsce wyniosła niecałe 15 TWh, a z elektrowni wiatrowych ponad 20 TWh.

Średnia roczna prędkość wiatru waha się w granicach 3-4 m/s. Wiatr jest czystym, darmowym i łatwo dostępnym odnawialnym źródłem energii. W 2030 roku może pomóc ograniczyć emisję dwutlenku węgla w Europie o 270 mln ton – to równowartość rocznej emisji CO_2 w Hiszpanii.

● INWESTYCJA

– Technologia pozwala nam już przejść w stu procentach na OZE. Korzystając z darmowej energii wiatru i słońca, oszczędzamy miliardy dolarów, wysyłanych co roku za granicę w zamian za kopaliny niszczące nasze zdrowie i klimat. Stabilność sieci zapewni rozwój magazynów energii, a elektrownie konwencjonalne jeszcze przez pewien czas powinny pełnić funkcję jedynie bloków dyspozycyjnych do czasu pełnej integracji systemu elektroenergetycznego. Co więcej, ta sezonowość oznacza, że inwestując w OZE, można liczyć na zysk przez

ENERGIA

cały rok – mówi Maciej Musiał, prezes grupy kapitałowej INWE, zarządzającej projektami inwestycyjnymi z zakresu energii odnawialnej.

Zwiększenie nacisku na transformację energetyczną w kierunku OZE udziela się inwestorom finansującym bieżące projekty. A zapotrzebowanie na energię w najbliższych dziesięcioleciach będzie rosło przez rozwój elektromobilności.

– Przejście w stu procentach na OZE w Polsce oznacza konieczność dostawienia 30 tys. wiatraków o mocy 2 MW każdy, 17 tys. farm słonecznych o mocy 6,5 MW oraz 5 tys. wiatraków na morzu o mocy 5 MW każdy. To oznacza, że długo jeszcze zapotrzebowanie będzie przewyższało możliwości – mówi Paweł Mazur, członek zarządu INWE.

Od 2013 roku holding dawał szerokiej grupie odbiorców dostęp do projektów, które wspierają transformację energetyczną. Do października 2023 indywidualne podmioty korzystały z możliwości inwestowania w te projekty realizowane zgodnie z ideą crowdfundingu udziałowego. Polegały one na dołączaniu w roli wspólnika do spółki, która realizuje konkretny projekt. Inwestor pośrednio stawał się współwłaścicielem majątku, jego nadwyżki kapitałowe były chronione przed inflacją, a udziały mogły być dziedziczone, z myślą o następnych pokoleniach.

W 2023 roku:

26 mln zł wypłat dla inwestorów łącznie

Średnia kwota inwestycji w elektrownie wiatrowe – 112 tys. zł

Średnia kwota inwestycji w farmy fotowoltaiczne – 156 tys. zł

Średnia kwota inwestycji w nieruchomości – 99 tys. zł

Średnia kwota inwestycji w start-upy – 90 tys. zł

Obecnie INWE zarządza 70 spółkami celowymi, które powstały dla 1,8 tys. inwestorów indywidualnych. Średnio inwestor przeznaczał 150--250 tys. zł na tego typu inwestycję, przy czym łączna wartość jednego projektu elektrowni wiatrowej lub fotowoltaicznej wahała się od 5 do 20 mln zł. W swoim modelu inwestycyjnym INWE obejmowało 10-25 proc. udziałów w każdej spółce po wartości minimalnej, a zarząd pełni funkcję w modelu win-win, korzyści czerpiąc na takich samych zasadach jak inwestorzy, proporcjonalnie do wygenerowanego zysku.

Zwiększająca się skala działania, zmiany w przepisach oraz chęć dalszego rozwoju sprawiły, że INWE rozpoczęło współpracę z inwestorami profesjonalnymi i jest w trakcie przygotowywania swojego pierwszego funduszu – niebawem złoży wniosek o jego rejestrację. Będzie on kontynuował zaangażowanie grupy w transformację energetyczną Polski.

– Policzyliśmy, że gdyby nasze już zrealizowane instalacje wiatrowe i fotowoltaiczne były jedynymi, to zasilalibyśmy całą Polskę przez cztery godziny. Skala może nie jest duża z perspektywy branży, ale realizujemy projekty o łącznej wartości 400 mln zł. W roku 2024 oddamy kolejne 13 farm – mówi Paweł Mazur.

● ZYSK

Farmy fotowoltaiczne i elektrownie wiatrowe mają odwrotną roczną charakterystykę, przez co wzajemnie się uzupełniają. Elektrownie słoneczne pracują głównie latem, podczas gdy wiatraki zimą. Dzięki temu całkiem naturalna jest możliwość uzyskiwania wypłat z proponowanych projektów OZE we wszystkich czterech kwartałach w roku. Dzięki połączeniu dwóch rodzajów projektów – opartych na wietrze i słońcu – wspólnicy spółek celowych mogą liczyć nawet na cztery wypłaty w roku. Z elektrowni wiatrowych wypłaty przewidziane są na kwiecień i październik, natomiast z fotowoltaiki na styczeń i lipiec.

W roku 2021 łączna kwota inwestycji wynosiła 54 mln zł. Rok później, w 2022, zainwestowano łącznie 95 mln zł. W 2023 roku wartość ta przekroczyła 70 mln zł.

Jednocześnie inwestorzy otrzymali wypłaty w wysokości 24,8 mln zł w 2022 roku oraz 26 mln zł w roku 2023.

Z danych INWE wynika, że stopa zwrotu w projektach wiatrowych i fotowoltaicznych w dwóch ostatnich latach była wyjątkowo atrakcyjna. Przy czym projekty fotowoltaiczne charakteryzują się wyższym poziomem bezpieczeństwa zarówno na etapie realizacji, jak i eksploatacji, co uzasadnia większe kwoty inwestowane w ten sektor. Elektrownie wiatrowe natomiast są w stanie generować wyższe stopy zwrotu.

– Coraz częściej spotykamy się też z inwestorami, którzy decydują się na projekty indywidualne. Są to osoby lub właściciele firm, którzy sami mogliby zorganizować podobne przedsięwzięcie, jednak wolą inwestować pasywnie, w projekt prowadzony przez ekspertów z danej dziedziny – mówi Paweł Mazur.

● BEZPIECZEŃSTWO INWESTYCYJNE

Atutem farm fotowoltaicznych są stosunkowo niskie koszty utrzymania w porównaniu z innymi źródłami wytwarzania energii, ponieważ

ENERGIA

większość kosztów związanych z fotowoltaiką dotyczy początkowych nakładów inwestycyjnych. Instalacja fotowoltaiczna budowana jest w oparciu o fabrycznie nowe podzespoły, a same panele charakteryzują się długą żywotnością, nawet do 25 lat. Ten segment rynku charakteryzuje się też wysoką przewidywalnością produkcji związaną z cyklem dziennej i rocznej ekspozycji na światło słoneczne. Dzięki algorytmom sztucznej inteligencji inwestorzy są już dziś w stanie precyzyjnie prognozować przyszłą produkcję z farmy fotowoltaicznej.

– Inwestycję cechuje wysoka przewidywalność produkcji, wysoki poziom dostępności, niska awaryjność instalacji, małe ryzyko przerwania produkcji oraz możliwość relatywnie taniego ubezpieczenia tego ryzyka – mówi Maciej Musiał.

Zdaniem ekspertów z INWE udziały w elektrowni słonecznej mogą być składnikiem portfela inwestycyjnego zwiększającym jego poziom bezpieczeństwa. Z punktu widzenia bezpieczeństwa ważne jest również, że w skład majątku spółki posiadającej taką elektrownię wchodzą nie tylko sprzęt i infrastruktura towarzysząca, ale także wartości niematerialne, takie jak pozwolenia, decyzje, koncesje. Inwestycja bazuje na realnej wartości, czyli majątku, który można zidentyfikować, zmierzyć, ubezpieczyć, odtworzyć czy ulepszyć, a zatem zwiększyć jego wartość. Obecnie INWE zamierza kierować propozycję do inwestorów profesjonalnych w ramach planowanego funduszu.

● PRZYSZŁOŚĆ

Zgodnie z danymi Polskiego Stowarzyszenia Energetyki Wiatrowej potencjał rozwoju łącznej mocy projektów wiatrowych na lądzie i na morzu w Polsce do 2030 roku wynosi od 21,3 do 26,6 GW, w porównaniu z 9,63 GW na koniec 2023 roku.

W całej Unii Europejskiej łączna moc elektrowni wiatrowych wynosi obecnie 255 GW, w tym 30 GW w offshore, a do 2030 roku ma wzrosnąć do 500 GW. To oznacza, że na koniec 2023 roku polskie elektrownie wiatrowe stanowiły 3,78 proc. łącznych mocy zainstalowanych w UE. Do 2030 roku ten udział miałby wzrosnąć do 4,26 proc. w przypadku scenariusza wolniejszego rozwoju na lądzie oraz do 5,32 proc. w przypadku scenariusza optymistycznego.

– Mamy w temacie inwestycji w OZE jeszcze sporo do zrobienia i dlatego opracowaliśmy właśnie kolejny wehikuł inwestycyjny – mówi Paweł Mazur.

W ramach spółki powstał podmiot, który ma działać jako zarządzający alternatywną spółką inwestycyjną. Obecnie trwają prace nad przygotowaniem dokumentacji niezbędnej do złożenia wniosku o rejestrację, tak by zarządzający mógł działać na rynku regulowanym.

– Tym razem ofertę skierujemy też do banków i funduszy celowych, nie tylko w Polsce. A na naszych biurkach leżą już dwa projekty inwestycyjne, wartość jednego z nich wynosi 100 mln zł – zapowiada Paweł Mazur.

Względna produkcja energii w polskich warunkach z wiatru i słońca (PV) przy produkcji energii z obu źródeł w cyklu rocznym w stosunku 2,5:1 (GWh)

Względna produkcja energii w polskich warunkach z wiatru i słońca w kolejnych miesiącach roku przy średniorocznej produkcji z wiatru 2,5-krotnie większej niż z fotowoltaiki (konkretne wartości nie są istotne, gdyż interesuje nas względna produkcja z wiatru i słońca; jeśli przeskalujemy moc farm wiatrowych i PV o ten sam czynnik, ilustracja pozostanie bez zmian).

Źródło grafiki: Marcin Popkiewicz, *Zrozumieć transformację energetyczną*

Fakty (źródło INWE)

• Wśród 50 miast europejskich z najbardziej zanieczyszczonym powietrzem aż 36 jest w Polsce (według danych WHO).

• W Polsce znajduje się elektrownia węglowa, która jest największym trucicielem Europy, emitującym 38 mln ton CO_2 do atmosfery rocznie (według raportu „Europe's Dark Cloud").

• Smog zabija 67 tys. Polaków rocznie (według danych NFZ).

• Rosną wymagania Unii Europejskiej dotyczące poziomu produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

• Unijna dyrektywa RED III zakłada, że do 2030 roku co najmniej 42,5 proc. energii w UE będzie pochodzić z OZE.

ENERGIA – SŁOWNICZEK

Instytucje:
UNEP (United Nations Environment Programme) - Program Organizacji Narodów Zjednoczonych ds. Środowiska powołany w 1972 roku w celu prowadzenia przez ONZ działań w zakresie ochrony środowiska i stałego monitorowania jego stanu na świecie.
IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) - Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu, naukowe i międzyrządowe ciało doradcze utworzone w 1988 na wniosek członków ONZ, przez Światową Organizację Meteorologiczną (WMO) oraz Program Środowiskowy Organizacji Narodów Zjednoczonych (UNEP). Celem IPCC jest dostarczenie obiektywnej, naukowej informacji na temat zmiany klimatu.
IEA (International Energy Agency) - Międzynarodowa Agencja Energii, organizacja afiliowana przy OECD i kluczowe źródło informacji o sektorze energetycznym.
IRENA (International Renewable Energy Agency) - Międzynarodowa Agencja Energii Odnawialnej, mająca na celu promowanie wykorzystywania energii odnawialnej. Założona przez 75 państw, w tym Polskę, na konferencji międzyrządowej w Bonn 26 stycznia 2009 roku. Sygnatariuszami Statutu IRENA jest 148 państw oraz Unia Europejska.

Inicjatywy:
COP (Conferences of the Parties) - Coroczna Konferencja ONZ w sprawie zmian klimatu. Pierwsza odbyła się w 1995 roku w Berlinie, na trzeciej podpisano Protokół z Kioto (1997), międzynarodowe porozumienie dotyczące przeciwdziałania globalnemu ociepleniu. W tym roku 29 COP odbędzie się w Baku.
Porozumienia Paryskie - porozumienie zawarte w 2015 roku podczas 21 Konferencję ONZ w sprawie zmian klimatu, zobowiązujące wszystkie kraje aby do 2020 roku przedstawić długoterminowe scenariuszy ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Jednym z kluczowych celów Porozumienia jest ograniczenie globalnego ocieplenia znacznie poniżej 2° C, a docelowo do 1,5° C względem epoki przedprzemysłowej.
NDC (Nationally Determined Contributions) - zobowiązania do redukcji emisji, które podjęły poszczególne kraje wprowadzi. Są to polityki i działania, które stanowią wkład w osiągnięcie globalnych celów określonych w Porozumieniu Paryskim.

Scenariusze IEA:
STEPS (Stated Policies Scenario) - Scenariusz uwzględnia obecnie planowane moce produkcyjne dla technologii czystej energii. Odzwierciedla obecne (przyjęte do końca sierpnia 2023 roku) polityki poszczególnych krajów związane z produkcją energii, a także te które są w fazie rozwoju.
APS (Announced Pledges Scenario) - Scenariusz, który zakłada, że wdrożone zostaną wszystkie zobowiązania klimatyczne podjęte przez rządy i przemysł na całym świecie od końca sierpnia 2023 r. Obejmuje m.in. ustalone na szczeblu krajowym wkłady w redukcję emisji (Nationally Determined Contribution - NDC) oraz długoterminowe cele zero netto i zakłada, że wszystkie one zostaną spełnione w całości i na czas.
NZE (Net Zero Emissions by 2050 Scenario) - Scenariusz, który wyznacza ścieżkę dla globalnego sektora energetycznego do osiągnięcia zerowej emisji CO_2 netto do 2050 roku (został w pełni zaktualizowany w 2023 roku). Odzwierciedla cel Porozumienia Paryskiego ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5° C do 2050 roku.

Scenariusze IRENA:
PES (Planned Energy Scenario) - Scenariusz opartym na rządowych planach energetycznych oraz innych przyjętych celach i politykach - z grubsza odpowiada scenariuszowi STEPS IEA
1.5° C Scenario - Scenariusz zakładający realizację celów Porozumień Paryskich i ograniczenie wzrostu temperatury do 1,5° C.

Technologie
CCS (Carbon capture and storage) - system do wychwytywania, przesyłu i gromadzenia strumienia dwutlenku węgla ze źródeł przemysłowych.
CCUS lub **CCS/U** (Carbon capture, utilization, and storage) - analogicznie jak w CCS, dwutlenek węgla się wychwytuje, ale może on być nie tylko magazynowy lecz także używany jako surowiec.
BECCS (Bioenergy with carbon capture and storage) - to proces wydobywania z biomasy energii przy jednoczesnym wychwytywaniu i gromadzeniu CO_2.
DAC (Direct Air Capture) - to instalacje wychwytujące emisje bezpośrednio z powietrza. Jeśli mają przestrzeń do gromadzenia CO_2, używa się wówczas skrótu **DACCS**.
NCS (Natural climate solution) - naturalne rozwiązanie klimatyczne zmniejszające emisję dwutlenku węgla, takie jak np. leśnictwo. Uwzględnia m.in. **reforestację** czyli odbudowę zielonej tkanki oraz **aforestację**, czyli sadzenie lasów w miejscach, gdzie ich dotychczas nie było.
CSP (Concentrated Solar Power) - to instalacje solarne, które za pomocą luster lub soczewek koncentrują światło słoneczne. To wiązka o bardzo wysokiej temperaturze (ok. 500° C), która napędza silnik cieplny (zwykle turbinę parową) podłączony do generatora energii elektrycznej lub napędza reakcję atermochemiczną.

PARTNERZY RAPORTU GREENBOOK 2024

Greenbook 2024, Kwiecień 2024
Opracowanie i redakcja: Green is Good / Miasto2077
Opracowanie graficzne: AC Jaworscy | cezary.jaworski@sumer.pl
Kontakt: redakcja@miasto2077.pl