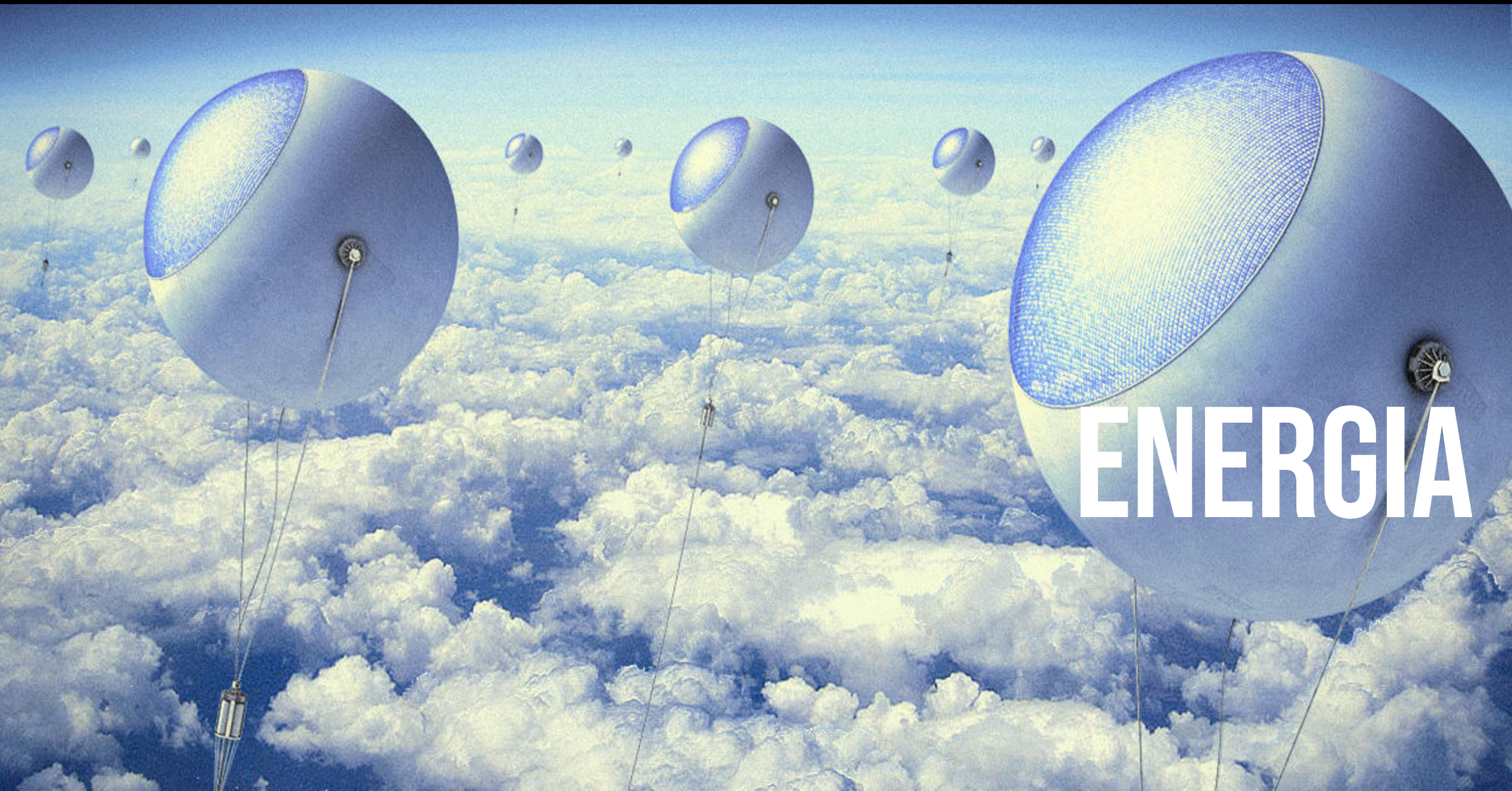


ENERGIA

ENERGIA - KLUCZOWE TRENDY

● Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA), w 2022 roku moce energetyki odnawialnej wzrosną o 320 GW, czyli około 8 proc

● Rosyjska inwazja zmusiła Europejczyków do przyspieszenia inwestycji w fotowoltaikę. Minionego lata panele słoneczne dostarczyły nam 12 proc. energii, podczas gdy przed wojną udział słońca w energetycznym miksie średniorocznie sięgał 6 proc.

● W 2023 roku fotowoltaika ma pobić kolejny rekord wzrostu, osiągając prawie 200 GW. Ekspansja energii wiatrowej i bioenergii pozostanie stabilna, a o 40 proc. niższy będzie przyrost energii wodnej z powodu ograniczonej liczby projektów w Chinach.

● W 2022 roku moce fotowoltaiki sięgnęły prawie 12 GW, z czego trzy czwarte to rozproszone mikroinstalacje. W 2023 mają wzrosnąć do 15,6 GW.

● Po dwóch latach wzrostów spowodowanych rozchwianiem gospodarki i łańcuchów dostaw w 2023 roku spadną koszty inwestycji w OZE. Nieznacznie o 2,7 proc. w energetyce wiatrowej i znacznie więcej w fotowoltaice - spadek CAPEX ma wynieść 7,3 proc.

● W połowie tej dekady powinno dojść też do wielkiego przesilenia jakim będzie globlany spadek zużycia energii pierwotnej.

● Czeka nas też ważna zmiana w kwestii źródeł prądu - zużycie paliw kopalnych w sektorze energii elektrycznej w perspektywie roku 2030 ma spaść z 62 do 40 proc.

● Już 30 krajów Europy nie używa węgla albo przedstawiły plan odejścia od węgla.

● W najbliższych latach znacząco mają wzrosnąć inwestycje w czystą energię - z 1,3 do 2 bln dolarów rocznie.

● Świat ogarnął trend przekształcania elektrowni węglowych w centra produkcji czystej energii.

● Znacząco przyrastają inwestycje w duże farmy fotowoltaiczne - w Polsce na przestrzeni pięciu lat ich moc ma wzrosnąć z 0,6 do 2,6 GW.

● Nowym trendem staje się agrowoltaika, czyli instalacje paneli słonecznych towarzyszące uprawom roślin.

● Innym miejscem, na które coraz częściej trafiają solary, to drogi i chodniki, a także zbiorniki wodne.

● Jedną z głównych nowości jest zastępowanie krzemu innymi, bardziej elastycznymi materiałami fotowoltaicznymi, takimi jak np. perowskity.

● W energetyce wiatrowej dużo zaczyna się inwestować w farmy morskie, gdzie pojawiają się też nowe modele turbin.

● Jako potencjalne źródło energii coraz poważniej traktuje się także energię fal morskich.

● Kluczowym wyzwaniem rozwoju energetyki staje się tania produkcja czystego wodoru. Stąd rozwój nowych, bardziej wydajnych technologii elektrolizy. Cel nadrzędny to pięciokrotne obniżenie kosztów produkcji w 10 lat.

● Wodór ma do odegrania kluczową rolę w magazynowaniu energii, niezbędnym przy tak szybkim wzroście udziału OZE. W tej dziedzinie rozwijane i testowane są alternatywne opcje w klasycznych akumulatorach, z których kolejne firmy i naukowcy chcą się pozbyć drogiego wkładu litowo-jonowego.

● Ważną przemianą systemową jest coraz większa integracja sieci elektrycznej z cieplną, co pozwoli m.in. na tańsze magazynowanie energii.

ENERGIA

Zbyt wolne przyspieszenie w energii odnawialnej

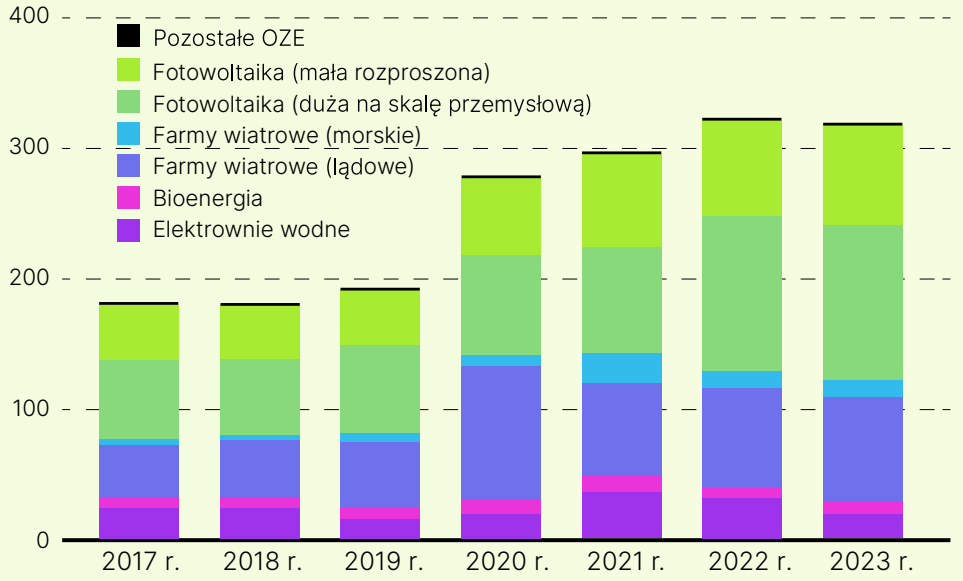
● Według szacunków Międzynarodowej Agencji Energetyki (IEA) w 2022 roku globalne moce energetyki odnawialnej wzrosną o 320 GW, czyli około 8 proc. To wynik lepszy od tego z 2021 roku, gdy wzrost sięgnął prawie 295 GW (6 proc.). Łącznie daje to około 3,3 TW mocy OZE. Jeśli takie tempo się utrzyma prowadzi świat do realizacji, a nawet przekroczenia przewidywanej ścieżki osiągnięcia w 2030 roku zaplecza produkcyjnego o mocy 5,4 TW. Tyle, że według International Renewable Energy Agency (IRENA) to zdecydowanie zbyt mało, aby zrealizować scenariusz, w którym eliminujemy emisje CO_2 do 2050 roku (Net Zero Emission Scenario - NZE). W 2030 roku moce powinny być dwukrotnie większe i sięgać 10,8 TW. Aby to osiągnąć, tempo inwestycji w OZE musi być dwukrotnie większe, a ich moce rosnąć 16 proc. rocznie.

● IEA przewiduje przy tym, że o ile w 2023 r. nie zostaną wdrożone mocniejsze polityki wsparcia, globalne przyrosty mocy ze źródeł odnawialnych utrzymają się na stałym poziomie w porównaniu z 2022 r. Fotowoltaika najpewniej pobije kolejny rekord osiągając w 2023 roku prawie 200 GW. Ekspansja energii wiatrowej i bioenergii pozostanie stabilna, a o 40 proc. niższy będzie przyrost energii wodnej z powodu ograniczonej liczby projektów w Chinach. Stąd IEA przewiduje, że w 2023 roku wielkość inwestycji w odnawialne źródła energii nieznacznie spadnie - do 317 GW. Zaważyć ma o tym jednak nie energetyka wiatrowa czy solarna, ale wodna (spadek o 39 proc.), gdzie koszty materiałowe są najwyższe.

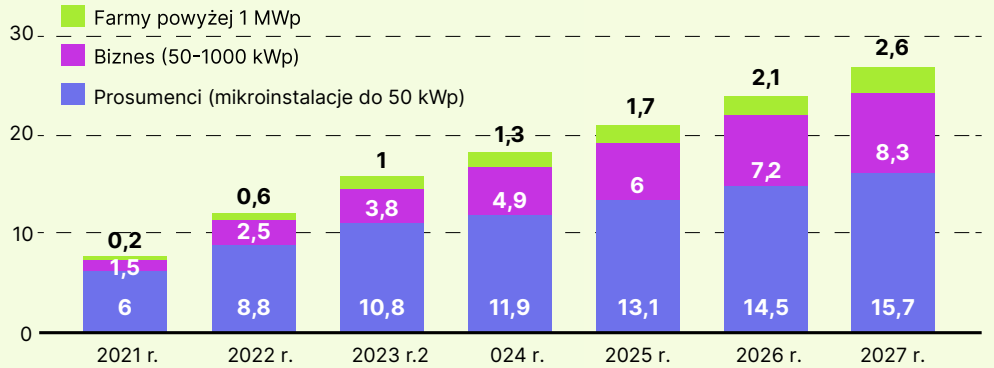
● W Polsce zarówno w ostatnich, jak i najbliższych latach najszybciej będzie się rozwijać fotowoltaika. Największy wpływ miała na to rządowa polityka i programy wsparcia dla prosumentów, którzy zdominowali polski rynek. Dziś prawie 74 proc. wszystkim mocy solarnych to mikroinstalacje prosumenckie (do 50 kWp). Z biegiem czasu ich znaczenie będzie jednak maleć, chociaż pod względem zainstalowanych mocy wciąż będą najmocniej rosnąć - około 7 GWp do 2027 roku (prognozy PMR dla spółki Corab). W tym czasie ich udział zmniejszy się o 59 proc., co oznacza, że wciąż będą trzonem rynku.
W niewiele mniejszym tempie - o około 6 GWp - ma przybywać także instalacji solarnych średniej wielkości, w które przedsiębiorstwa będą inwestować na własne potrzeby. Biorąc obecny poziom (2,5 GWp), przyrost będzie bardzo wyraźny. Otwarcie się URE na większe instalacje i odpowiadające temu aukcje na moce mają ożywić rynek dużych farm, chociaż wciąż w ograniczonej skali - według przewidywań w 2027 roku będzie ich mniej więcej tyle, ile instalacji biznesowych dziś.
Trzeba mieć przy tym na względzie, że przedstawione prognozy, w których ogólna moc fotowoltaiki w ciągu pięciu lat (2022-2027) rośnie z 11,9 do 26,6 GWp, czyli przeszło dwukrotnie, to scenariusz bazowy. W sytuacji kiedy ceny energii na rynku będą niskie, motywacja do inwestycji w OZE będzie mniejsza i wg. PMR moce fotowoltaiki w tym czasie urosną do 20,3 GWp. W scenariuszu wysokich cen energii mamy sytuację odwrotną - w 2027 roku mocy może być już 34,1 GWp, czyli niemal trzy razy więcej niż dziś.

● Jedną z kluczowych barier wzrostu jest wzrost kosztów inwestycji (CAPEX) w kluczowych

Nowe globalne inwestycje w OZE według rodzaju w kolejnych latach



Prognozowany rozwój mocy fotowoltaiki w Polsce (scenariusz bazowy, w GWp)



Dane: URE, PMR

ENERGIA

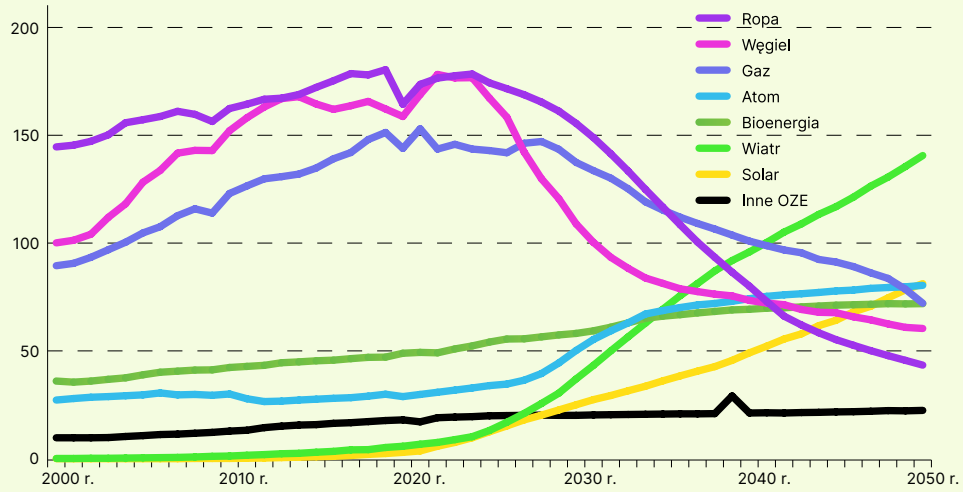
obszarach, czyli fotowoltaice i energii wiatrowej. To efekt wzrostu kosztów surowców i transportu jaki odnotowujemy od 2021 roku, kiedy kryzys pandemiczny rozchwiał światową gospodarkę. Rekordowo niskie ceny inwestycji w 2020 roku w ciągu dwóch lat wzrosły o 14,8 proc. w energetyce wiatrowej (jest to powrót do sytuacji sprzed 2018 roku) i 6,8 proc. w fotowoltaice. Według prognoz IEA trend ten powinien się odwrócić w 2023 roku. Nieznacznie, o 2,7 proc. spadną koszty inwestycji w energetyce wiatrowej. Znacznie większy postęp spodziewany jest w fotowoltaice - spadek CAPEX o 7,3 proc. - gdzie koszty inwestycji znów będę rekordowo niskie. To też będzie napędzać znaczące przyspieszenie inwestycji w farmy słoneczne, które przewiduje IEA.

● Mimo kryzysu i jego skutków dla rozwoju OZE w energetyce niemal dotarliśmy do punktu przełomowego. Według scenariusza NZE już w 2023 roku powinien nastąpić szczyt produkcji energii pierwotnej z paliw kopalnych na poziomie pół mln PJ (Petadżuli), po którym powinien zacząć się łagodny spadek przyspieszający w 2025 roku do przeszło 3 proc., a w 2030 do 5 proc. (Dane: BloombergNEF - BNEF). Pełna realizacja scenariusza NZE jest już coraz mniej realna, więc najprawdopodobniej także szczyt zużycia paliw kopalnych odsunie się w czasie do 2025 roku (Dane: IAE).

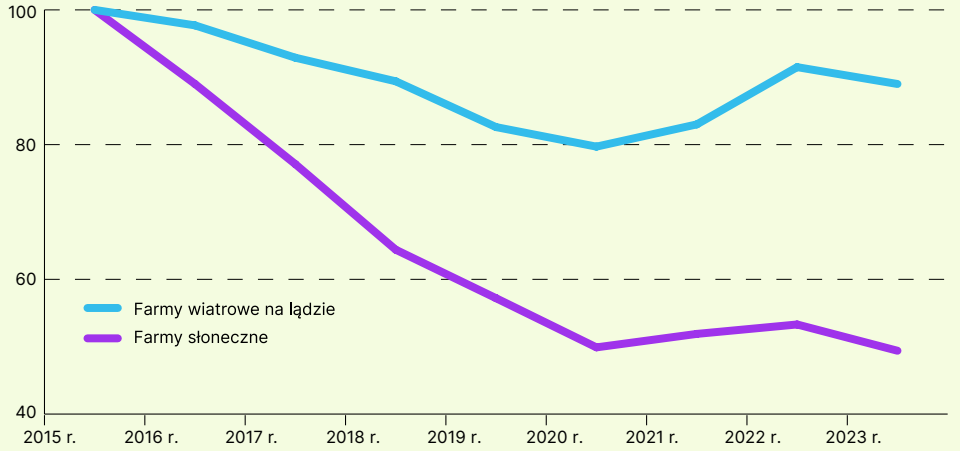
● W ciągu ostatnich dziesięciu lat moce energetyki wiatrowej średnio rosły w tempie około 15 proc. Dużo szybszy był wzrost w fotowoltaice - rocznie średnio na poziomie 35 proc. - co wynikało z efektu bardzo niskiej bazy. Dekadę temu mocy solarnych było pięć razy mniej niż wiatrowych, obecnie ta różnica spłaszczyła się do 30 proc. W roku 2023, przy założeniu trzymania się scenariusza NZE, wzrost mocy farm wiatrowych powinien sięgnąć 17 proc., a solarnych 31 proc. (Dane: BNEF). Najważniejszym trendem jest jednak, że w kolejnych latach tempo wzrostu obu mocy się zrówna (w 2025 roku) i odwróci. Tak przynajmniej przewiduje BNEF - w drugiej połowie dekady moce farm wiatrowych powinny już rosnąć w średnim tempie 23 proc., a solarne 15 proc. rocznie. Założenia są bowiem takie, że to właśnie wiatraki będą głównym generatorem energii elektrycznej. Najpierw w drugiej połowie przyszłej dekady zdystansują węgiel, a w okolicach roku 2040 także ropę i gaz. Finalnie w okolicach roku 2050 powinno być ich 75 proc. więcej niż energii słonecznej.

● W połowie tej dekady, wg. scenariusza NZE, powinno dojść też do innego wielkiego przesilenia jakim będzie globlanym spadek zużycia energii pierwotnej. Świat odczuł to już w 2020 roku, gdy w wyniku kryzysu pandemicznego popyt spadł o prawie 9 proc. (a wcześniej w 2009 roku po kryzysie finansowym). Generalnie od początku wieku wzrost zapotrzebowania na energię ulegał sporym wahaniom, ale średnio utrzymywał się w okoliach 1 proc. Według prognoz BNEF w ciągu najbliższych dwóch lat wzrost popytu spadnie 0,5 proc., a jego długoterminowy spadek zacznie się w 2025 roku. Do końca dekady powinien oscylować wokół 2 proc., aby w przyszłej wzrosnąć do 6 proc.

Zużycie energii pierwotnej według paliw, Net Zero Scenario (w tys. Petajouli)



Koszty inwestycji w Farmy słoneczne i wiatrowe (CAPEX Indeks - 2015 = 100)



Dane: IEA

ENERGIA

13 Niedociągnięć Ekoenergetyki

International Renewable Energy Agency (IRENA) ocenia postępy energetyki na drodze do ograniczenia wzrostu temperatury o 1,5 st. Celsjusza do 2050 (NZE) przez pryzmat 20 wskaźników, z których połowa (10) dotyczy odnawialnych źródeł energii, po 3 elektryfikacji i rozwoju wodoru i po 2 efektywności energetycznej oraz systemów wychwytywania emisji CO_2. W żadnym aspekcie nie wyprzedzamy planów, a aż w 13 jesteśmy poniżej celu.

W obszarze OZE (5/10):
- Zbyt wolno rozbudowujemy moce farm fotowoltaicznych (126 GW rocznie).
- Zbyt niski jest udział OZE w końcowej konsumpcji energii (16 proc.).
- Zbyt wolno rozbudowujemy kolektory słoneczne (25 mln mkw rocznie).
- Zbyt niska jest konsumpcja energii geotermalnej (0,9 EJ).
- Zbyt mało ciepła sieciowego zasila budynki (0,4 EJ).

W obszarze Efektywności Energetycznej (1/2):
- Zbyt niskie są inwestycje w efektywność energetyczną (0,3 bln dol. rocznie).

W obszarze Elektryfikacji (2/3):
- Zbyt mało pojazdów elektrycznych wyjeżdża na drogi (7 mln rocznie).
- Zbyt mało inwestujemy w infrastrukturę do ich ładowania (2 mld dol. rocznie).

W obszarze Wodoru (3/3):
- Zbyt mała jest produkcja czystego wodoru (0,8 Mt).
- Nie podjęliśmy jeszcze inwestycji w infrastrukturę dla czystego wodoru.
- Nie rozwinął się przemysł konsumpcji czystego wodoru.

W obszarze Wychwytywania CO2 (2/2):
- Zbyt niskie są możliwości instalacji CCS do wychwytywania CO_2 ze spalania węgla (0,04 GT CO_2 rocznie).
- Zbyt niskie są możliwości instalacji BECCS do wychwytywania CO_2 ze spalania biomasy (0,001 GT CO_2 rocznie).

ENERGIA

CASE:
WOJNA NAPĘDZIŁA ROZWÓJ ENERGETYKI SŁONECZNEJ

Rosyjska inwazja zmusiła Europejczyków do przyspieszenia inwestycji w fotowoltaikę. Według szacunków Ember, think tanku zajmującego się kwestiami klimatu i energii, tego lata panele słoneczne dostarczyły nam 12 proc. energii, podczas gdy przed wojną udział słońca w energetycznym miksie średniorocznie sięgał 6 proc. Jeszcze większe wrażenie robi wyliczenie Ember, z którego wynika, że fotowoltaika pozwoliła uniknąć potencjalnego importu gazu kopalnego o wartości 29 miliardów euro. Według stowarzyszenie handlu energią słoneczną SolarPower Europe, nowe projekty fotowoltaiczne „przekroczą nawet nasze najwyższe prognozy dotyczące wdrożenia na 2022 rok". W tym roku zostanie zainstalowanych co najmniej 40 gigawatów mocy, co może potencjalnie zasilić ponad 30 milionów domów.

Mamy rozkwit zarówno dużych farm, jak i mikroinstalacji montowanych na dachach domów, sklepów czy fabryk. Nie byłoby to możliwe bez systematycznego i bardzo znaczącego spadku kosztów produkcji panel. „Koszt energii elektrycznej zasilanej energią słoneczną spadł o 90% w ciągu dekady, co czyni ją jednym z najtańszych obecnie źródeł energii elektrycznej" – powiedział Yahoo News Dries Acke, dyrektor ds. polityki w SolarPower Europe. Jak konkurencyjna to technologia najlepiej pokazuje badanie przeprowadzone przez norweską firmę badawcza Rystad Energy. Z jej analiz wynika, że skoro ceny spadły do tak niskiego poziomu, budowa nowych mocy fotowoltaicznych w Europie byłaby 10 razy tańsza niż dalsze eksploatowanie elektrowni gazowych.
W tej beczce miodu jest też jednak łyżka dziegciu. Rezygnując z gazu na rzecz fotowoltaiki Europa z jednego uzależnienia popada w drugie – w ten sposób Rosję zmieniamy na Chiny. Nie jest to tylko problem geopolityczny i nastawienia Pekinu do zachodniego świata. W grę wchodzą znacznie bardziej prozaiczne kwestie związane z nieradzeniem sobie Chin z nawracającymi falami Covidu, które przez bardzo restrykcyjną politykę władz paraliżowały gospodarkę i utrudniały przepływ produktów do Europy.
Odejście od elektrowni gazowych, gdzie prąd produkuje się na żądanie kiedy jest potrzebny, na rzecz fotowoltaiki uzależnionej od cyklu dnia i kaprysów pogody, sprawia przy tym, że znacznie więcej trzeba zainwestować w sieć energetyczną, m.in. tworząc liczne magazyny energii, na co niewielu chętnych chce wydać pieniądze.

ENERGIA

Zielona Energia - Perspektywa roku 2030

● Zakładając, że poszczególne państwa - zwłaszcza Indie i Indonezja - spełnią swoje krajowe zobowiązania do redukcji emisji CO2, zużycie paliw kopalnych w sektorze energii elektrycznej w perspektywie roku 2030 r. zmniejszy się z 62 do 40 proc. Oznacza to, że już w drugiej połowie dekady prąd w większości będzie pordukowany ze źródeł bezemisyjnych, a na koniec dekady udział OZE sięgnie 49 proc.To tzw. Scenariuszu Ogłoszonych Zobowiązań (APS) wg. którego emisje do 2030 roku spadną do 32 Gt CO2 (w porównaniu do 23 Gt CO2 jak w NZE), a do 2050 roku do 12 Gt CO2 (w NZE w 2050 zakładana jest neutralność emisyjna netto), a wzrost temperatury ograniczony zostanie do 1,7 st. Celsjusza, ale dopiero do 2010 roku.

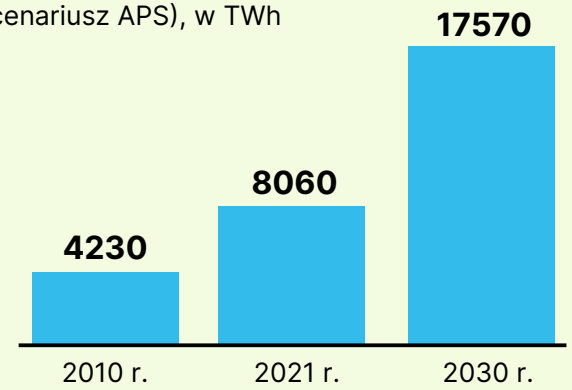
● W tym scenariuszu (APS) w ciągu dekady moce energetyki odnawialnej powinny się powiększyć niemal dwukrotnie. Największy postęp osiągniemy w fotowoltaice gdzie moc zainstalowanych paneli wzrośnie pięciokrotnie. W tym samym czasie energetyka wiatrowa swój potencjał zwiększy trzykrotnie.

●Ton dla przyspieszonego rozwoju czystej energii w gospodarkach rozwiniętych jest nadawany przez nowe pakiety polityczne oraz plany i cele rządowe, w szczególności te określone w: Ustawie o redukcji inflacji (Stany Zjednoczone); planie RePowerEU i pakiecie Fit for 55 (Unia Europejska); Ustawie o zmianach klimatu (Australia); i GX Green Transformation (Japonia).

● Według IAE te nowe polityki na głównych rynkach energii pomagają zwiększyć roczne inwestycje w czystą energię do ponad 2 bilionów USD do 2030 r, co stanowi wzrost o ponad 50 proc. od dzisiaj (w konserwatywnym scenariuszu STEPS, zgodnie z którym nie następuje znaczące przyspiesznie w dążeniu do osiągnięcia neutralności emisyjnej). Czysta energia staje się ogromną szansą dla wzrostu gospodarczego i tworzenia miejsc pracy oraz główną areną międzynarodowej konkurencji gospodarczej:

- Do 2030 r., w dużej mierze dzięki amerykańskiej ustawie o redukcji inflacji, roczne przyrosty energii słonecznej i wiatrowej w Stanach Zjednoczonych wzrosną dwa i pół raza w stosunku do dzisiejszego poziomu, a sprzedaż samochodów elektrycznych siedmiokrotnie.

Produkcja prądu z OZE (scenariusz APS), w TWh

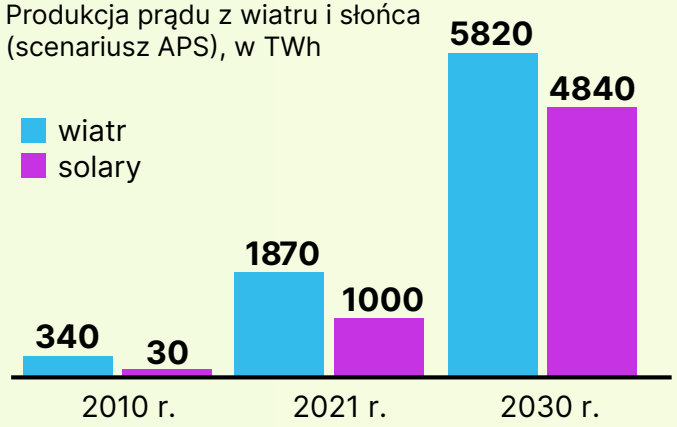


- Nowe cele nadal stymulują masową rozbudowę czystej energii w Chinach, co oznacza, że zużycie węgla i ropy osiągnie szczyt w tej dekadzie.

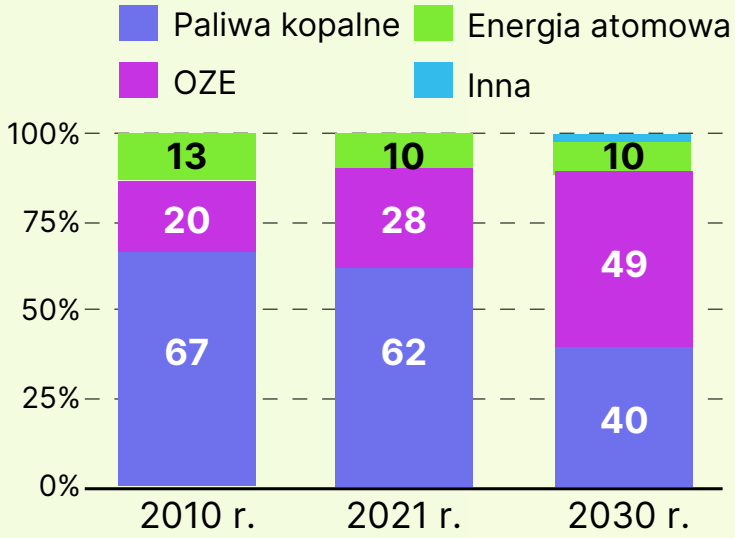
- Szybsze wdrażanie odnawialnych źródeł energii i poprawa wydajności w Unii Europejskiej obniżą w tej dekadzie popyt na gaz ziemny i ropę w UE o 20 proc., a popyt na węgiel o 50 proc., co jest dodatkowym bodźcem wynikającym z potrzeby znalezienia nowych źródeł korzyści gospodarczych i przemysłowych, wykraczających poza rosyjski gaz.

- Japoński program zielonej transformacji (GX) zapewnia znaczny wzrost finansowania technologii, w tym energii jądrowej, niskoemisyjnego wodoru i amoniaku.

Produkcja prądu z wiatru i słońca (scenariusz APS), w TWh



Źródła produkcji prądu (scenariusz APS), struktura



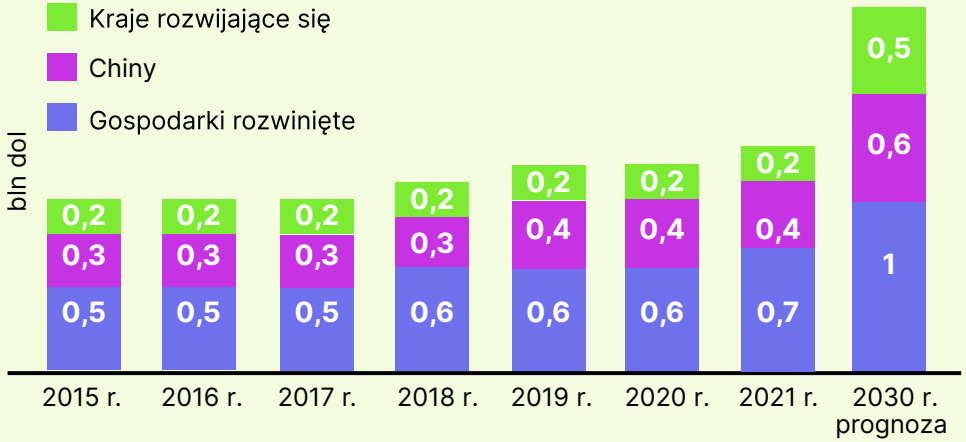
ENERGIA

- Korea chce również zwiększyć udział energii jądrowej i odnawialnych źródeł energii w swoim miksie energetycznym.

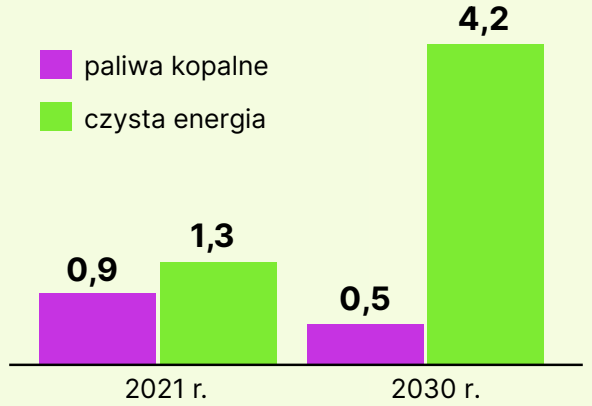
- Indie poczyniły dalsze postępy w osiąganiu krajowego celu w zakresie mocy odnawialnej, wynoszącego 500 gigawatów (GW) w 2030 r., a odnawialne źródła energii zaspokajają prawie dwie trzecie szybko rosnącego zapotrzebowania kraju na energię elektryczną.

● Wbrew pozorom przedstawiony powyżej scenariusz podwojenia inwestycji nie jest ani zbyt ambitny, ani tym bardziej wystarczający. Dla realizacji scenariuszu NZE w 2030 roku Wg. IEA wartość rocznych inwestycji musiałaby być jeszcze dwukrotnie większa i przekraczać 4 bln dolarów. Jeszcze większe oczekiwania przedstawiła International Renewable Energy Agency (IRENA), która w 2030 roku spodziewa się 5,7 bln dolarów rocznie.
Rządy powinny przejąć inicjatywę i zapewnić zdecydowany kierunek strategiczny, ale wymagane inwestycje są daleko poza zasięgiem finansów publicznych. Niezbędne jest wykorzystanie ogromnych zasobów rynków i zachęcenie podmiotów prywatnych do odegrania swojej roli. Dziś na każdego dolara wydanego w skali globalnej na paliwa kopalne przypada 1,5 dolara na technologie czystej energii. Wg. IEA do 2030 roku w scenariuszu NZE każdemu dolarowi wydanemu na paliwa kopalne będzie towarzyszyło 5 dolarów na dostawy czystej energii i kolejne 4 dolary na efektywność i końcowe zastosowania. Z kolei IRENA szacuje, że 0,7 bln USD rocznie z inwestycji w paliwa kopalne powinno zostać przekierowane na technologie transformacji energetycznej

Inwestycje w czystą energię w konserwatywnym scenariuszu STEPS



Wielkość inwestycji potrzebna w sektorze energetycznym w scenariuszu NZE, w bln dol.



Źródło: IEA.

ENERGIA

CASE:
EUROPA BEZ WĘGLA

Już 30 krajów Europy nie używa węgla albo przedstawiły plan odejścia od niego
- 7 z nich w ogóle go nie używało - Litwa, Łotwa i Estonia, Szwajcaria, Albania, 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 w czerwcu 2022 roku ponownie uruchomiła jednak elektrownię w Mellach (246 MW),
- 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 odejść ma Austria. Tę datę wyznaczyła sobie także Francja - pierwotnie miało się to zdarzyć rok wcześniej, ale przez rosyjską inwazję na sezon zimowy 2022-2023 pozostawiono działającą elektrownię Emile Huchet (647 MW),
- w **2024** roku od węgla ma odejść też Wielka Brytania - taką deklarację złożyła podczas szczytu klimatycznego w Glasgow w 2020 roku,
- w **2025** roku od węgla mają odejść aż trzy państwa: Włochy (taką deklarację złożyły już w 2017 roku), Węgry (ostatnia elektrownia Matra o mocy 884 MW miała być zamknięta dopiero w 2030 roku, ale proces ten przyspieszono) oraz Irlandia, której parlament już w 2018 roku podjął decyzję o sprzedaży wszystkich aktywów związanych z paliwami kopalnymi,
- w **2028** roku z węgla zrezygnuje Dania (taką deklarację złożyła już w 2017 roku) i Grecja - pierwotnia 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 Finalndia (w 2019 roku fiński parlament na tę datę wyznaczył zakaz palenia węgla w kraju),
- w **2030** od węgla ma odejść Hiszpania, Słowacja i Rumunia (tu pierwotnie miał to być 2032 rok)
- 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.

W Europie pozostają więc 4 kraje, które nie ogłosiły planów porzucenia węgla. Najważniejsza to Polska, która elektrownie węglowe chce utrzymać aż do połowy wieku. Poza tym do tej grupy należą trzy kraje bałkańskie: Serbia, Bośnia i Hercegowina oraz Kosowo.

Źródło: Beyond Coal

ENERGIA

Wielka zmiana:
Elektrownie czarne na zielone

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

ROZWÓJ

W USA rekomendację do przeprowadzenie tego typu zmian już niemal dekadę temu wydał Departament Energii, a taką strategię przyjęło kilka stanów. Szczególnie powszechne jest to na wybrzeżu w takich stanach jak Illinois, New Jersey i Massachusetts, które dysponują dobrymi warunkami wietrznymi. Wyjątkowo ciekawy jest projekt Quaise Energy, który opuszczoną elektrownię węglową w północnej części stanu Nowy Jork, przekształca w instalację geotermalną.
W Europie dobrym przykładem jest polskie ZE Pątnów-Adamów-Konin, a największe projekty prowadzi Enel - m.in. cztery we Włoszech (w Spezii, Fusine, Civitavecchia i Brindisi) i duże przedsięwzięcie w hiszpańskim Teruel, gdzie 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.

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.

KLUCZOWI GRACZE

Enel
Central térmica de Andorra (Teruel)
Eugenio Montale (Sepzia)
Andrea Palladio (Fusina)
Torrevaldaliga Nord (Civitavecchia)
Federico II (Brindisi)
ZE PAK
Quaise Energy

ENERGIA

Czas na farmy wielkopowierzchniowe

W Polsce przyzwyczailiśmy się do dominacji małych domowych instalacji solarnych, do czego przyczyniła się polityka rządu promując prosumpcję i ograniczając rozwój dużych projektów. A jednak w świecie to właśnie one dominują - stawia się ich niemal połowę więcej - i zyskują na znaczeniu.

ROZWÓJ

Na przestrzeni ostatnich czterech lat (2018-2022) przyrost inwestycji w farmy duże był niemal dwa razy szybszy niż w małą, rozproszoną fotowoltaikę (113,6 proc. vs. 68,1 proc.). Wówczas największa instalacja, indyjska Pavagada Solar Park (2.050 MW) jest dziś już numerem trzy, a łączna moc pięciu największych farm fotowoltaicznych z 2018 roku - około 5 GW - była dwa razy mniejsza niż pierwszej piątki w 2022 roku - 9,7 GW.
Zmianę jeszcze bardziej widać w Polsce. Dwa lata temu, wg. danych Urzędu Regulacji Energetyki, 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).

ZALETY

Przewag rozproszonej energetyki słonecznej która rozwijała się w Polsce jest kilka. Po pierwsze konsumowanie prądu produkowanego na miejscu mniej obciążą sieć, poza tym da się działać na istniejącej infrastrukturze przesyłowej, a na końcu wykorzystuje się też pasywną powierzchnię jaką jest dach.
Duże farmy to jednak przede wszystkim efektywność.
Po pierwsze możliwość optymalnego ustawienia względem słońca, bez konieczności dostosowywania się do zastanych powierzchni. Analogicznie jeśli chodzi o sam 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

Solary na wysypiskach

Równie symboliczne jak zmienianie elektrowni węglowych w farmy wiatrowe czy słoneczne jest przekształcanie składowiska śmieci w ekoelektrownie. Sztafeta pokoleń w świecie, gdzie dni węgla i wysypisk są już policzone. Zasadą jest tu rekultywacja zdegradowanego terenu.

Fot: The Hickory Ridge Landfill

ROZWÓJ

Dotychczas najczęściej rozważaną opcją było przywracanie tych terenów mieszkańcom - np. urządzanie terenów zielonych. W 2013 roku National Renewable Energy Lab, czyli laboratorium Departamentu Energetyki USA, stworzyło jednak opracowanie pokazujące jak taki teren przekształcić w farmę fotowoltaiczną. Pierwszy taki projekt to The Hickory Ridge Landfill w Conley w Georgii o mocy 1 MW, a w 2022 roku było już 21 takich farm o mocy 207 MW. Flagową inicjatywą jest dziś Sunnyside Solar Project koło Houston, gdzie na 100-hektarach zamkniętego wysypiska powstaje elektrownia o mocy 50 MW (będzie w stanie zasilić 5 tys. domów). Potencjał na rozwój kolejnych projektów jest duży. W USA zamkniętych składowisk jest 10 tysięcy 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.

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.

KLUCZOWI GRACZE

Sunnyside Energy
Opeus Energia
Bau-Technik

ENERGIA

Agrowoltaika

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 fotowoltaicznych paneli 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 jest 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.

KORZYŚCI

Przede wszystkim jest to sposób na efektywne wykorzystanie dostępnych gruntów - szczególnie cenne w krajach takich jak Japonia, gdzie ich zasób jest ograniczony. W przypadku samych pszczół ma to istotne znaczenie w związku ze staraniami o odtworzenie populacji owadów trawionych chorobami cywilizacyjnymi, które do gospodarki rolnej samych USA wnoszą 20 mld dolarów rocznie. Stąd kolejne stany przyjęły przyjazne dla zapylaczy standardy farm fotowoltaicznych.
Naukowcy z Uniwersytetów w Lancaster i Reading wyliczyli za to, że gdyby wszystkie uprawy w Wielkiej Brytanii znajdowały się w promieniu 1,5 km od farm fotowoltaicznych mieszczących pasieki, wartość ich plonów mogłaby wzrosnąć o 80 milionów funtów rocznie.
Z kolei w Afryce ciekawej obserwacji dokonali naukowcy z University of Sheffield, World Agroforestry i Latia Agripreneurship Instituten, którzy zauważyli, że plony warzyw pod wysoko ustawionymi panelami (3 m nad ziemą) 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.

GRACZE

Endesa
Fresh Energy
Pine Gate Renewables
Sustainergy

ENERGIA

CASE:
CZYSTA ENERGIA Z POLA DO AUT

Agrowoltaika nie polega tylko na tym, że inwestujący w farmy solarne wprowadzają uprawy na swoje działki. Działa to także w drugą stronę, co pokazał pochodzący z Kalifornii start-up Cruise. ideę „Farm to Table", czyli dostaw żywności prosto z pola okolicznych rolników na stół miejskich konsumentów zmieniono na koncept „Farm to Fleet„, czyli zasilania floty elektrycznych aut prądem wytworzonym przez tych samych lokalnych farmerów. W ten sposób powstała możliwość dodatkowego, prostego zarobkowania dla właścicieli winnic i sadów w w Dolinie Środkowej Kalifornii.

„To kolejny krok w realizacji naszej wizji czystszej przyszłości transportu dla wszystkich. Przyszłość, która na dużą skalę może oznaczać usunięcie 2,9 miliona samochodów napędzanych gazem z naszych dróg, przy jednoczesnym zapewnieniu zrównoważonych dochodów i miejsc pracy dla kalifornijskich farm", przekonuje Rob Grant wiceprezes Cruise odpowiadający za tzw. government affairs oraz wpływ społeczny firmy.

Dysponując własną infrastrukturą do ładowania Cruise sam może pozyskiwać dostawców prądu. I właśnie dlatego postawił na rolników, którzy zainwestowali we własne instalacje fotowoltaiczne, głównie zasilające działające przy farmach chłodnie i sortownie. Jak na każdej farmie fotowoltaicznej i u nich pojawiają się jednak cykliczne nadwyżki w produkcji energii, którą odkupuje właśnie Cruise.

Jest to rozwiązanie atrakcyjne nie tylko dla rolników, ale także samej Kalifornii, która ma najbardziej ambitną w USA politykę redukcji emisji CO_2. Tymczasem Cruise do spółki z BTR Energy, firmą zajmującą się technologiami czystej energii wyliczyli, że nawet przy umiarkowanym wzroście przejechanych kilometrów flota pojazdów elektrycznych zasilanych energią odnawialną może zmniejszyć emisje o 5,5 mln ton CO_2 do 2030 roku. To 22 proc. szacowanej sumy potrzebnej do osiągnięcia celu redukcji emisji jaki postawiła sobie Kalifornia, gdzie transport w największym stopniu przyczynia się do ocieplania klimatu. Łącznie odpowiada za niemal 40 proc. emisji CO_2, z czego samochody osobowe to około 28 proc.

ENERGIA

Solary na drogi

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 mkw (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 i 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 międzystanowej w Georgii przy granicy z Alabamą testuje się różnego rodzaju technologie. Podobne inicjatywy pojawiły się także w Chinach - solarami wyłożono 1 km drogi dojazdowej do miasta Jinan.
Wraz z rozwojem przeziernych paneli słonecznych pojawiły się też pomysły, aby umieszczać ja na wiatach ponad drogami - jak w holenderskim projekcie Butterfly Effect - co jest prostsze niż wykładanie nimi nawierzchni.

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 jak w Butterfly Effect 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

ENERGIA

Farmy na blokowiskach

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.

Fot: SM Wrocław-Południe

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 Spółdzielni Mieszkaniowej Wrocław-Południe. Tu już w ciągu pierwszego roku funckjonowania 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 - w 2021 roku na 21 budynkach toruńskiej Spółdzielni Mieszkaniowej „Kopernik" zamontowano 488 paneli fotowoltaicznych o łącznej mocy 272 kW.
Istotnie i bardzo korzystnie sytuacja zmieniła się w kwietniu 2022 r., gdy weszły w życie przepisy dotyczące tzw. prosumenta zbiorowego. Dzięki nim mieszkańcy mogą wykorzystywać prąd z paneli fotowoltaicznych na wspólnym dachu - wcześniej był używany wyłącznie do zasilania części wspólnych.

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 do 7 lat na zwrot wszystkich wydatków poniesionych przez spółdzielnie, 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)

ENERGIA

Elektrownie balkonowe i okienne

● W miejskiej fotowoltaice liczą się nie tylko dachy. Głód powierzchni jest tak duży, że sięga się także po to, co na elewacji - balkony, a nawet okna. Pierwsza myśl to wykorzystanie balkonów do montażu paneli. Taki pomysł podjęła m.in. sopocka SM Przylesie. Policzyła nawet, że będą dawać 180 MWh prądu, czyli więcej niż te, które wcześniej zainstalowano na dachu - ich możliwości to 130 MWh. Ostatecznie plan jednak porzuciła. Wdrożyli go za to mieszkańcy bloku przy ul. Śląskiej w Szczytnie. Do tego musieli jednak zlikwidować istniejące balkony i wstawili nowoczesne z miejscem na lekko pochylone panele, które zastępują dolną zabudowę tradycyjnych balkonów. Był to ostatni krok w termomodernizacji, który sprawił że jest to pierwszy w Polsce blok mieszkalny samowystarczalny energetycznie.

● Balkony w przeciwieństwie do dachów to jednak powierzchnia przypisana konkretnemu mieszkaniu, przez co daje możliwość inwestycji w rozwiązanie indywidualne, niezależne od reszty mieszkańców. Aby się sprawdziły takie rozwiązanie muszą być maksymalnie proste. I tak o domowej fotowoltaice myślą założyciele niemieckiego start-upu We Do Solar oferującego niewielki zestaw ośmiu paneli fotowoltaicznych, które można łatwo przymocować do balkonu, aby bezpośrednio zasilać swoje urządzenia. Nie trzeba do tego zatrudniać elektryka czy innych specjalistów. Panele zaprojektowano tak, aby były lekkie i łatwe do przypięcia do balustrady balkonowej za pomocą jednego kabla, który wychodzi z modułów. Najlepszym dopełnieniem takiego zestawu jest domowy akumulator do przechowywania energii, który We Do Solar chce niebawem sprzedawać w zestawie. 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 kilogramów rocznie.

● Wystawione na przepływ powietrza balkony mogą być miejscem nie tylko dla paneli słonecznych, ale także mini elektrowni wiatrowych. Prototyp takiego urządzenia - coś pomiędzy sflaczałą piłką, a wymyślnym latawcem - nagrodzony James Dyson Award opracował O-Wind, start-up założony przez inżynierów z Lancaster University. Ich wyzwaniem było stworzenie wiatrowej turbiny, która nie działa jako zawodowa elektrownia produkująca na dużą skalę, ale takiej do domowego użytku. Tyle, że wiatr wiejący na polach i wzgórzach, gdzie zwykle ustawia się wiatraki, jest zupełnie inny niż ten błądzący po miejskich osiedlach. Wysokościowce powodują, że jego kierunki są zmienne, a przy tym ciągnie nie tylko horyzontalnie, lecz też wertykalnie wzdłuż ich ścian. Dlatego klasyczne śmigła w mieście się nie sprawdzają. Stąd tak specyficzny kształt O-Wind. Taki, aby turbina mogła korzystać z podmuchów nadchodzących z różnych stron.

● Kolejną linią styku mieszkania z tym, co na zewnątrz są okna. I tu także wkrótce zaroi się od przeziernych paneli słonecznych, takich które np. wykorzystują kropki kwantowe. Jednym z pionierów tej technologii jest rzeszowska firma ML System. W ich przypadku bardzo istotne jest, że nie ma tu problemu odpowiedniego ustawienia płaszczyzny w stosunku do położenia słońca jak w klasycznych panelach. Kropki kwantowe działają bez względu na kąt padania światła i dlatego nadają się do pokrywania szyb okiennych. Inną ważną właściwością jest to, że kropki kwantowe pochłaniają znaczną część promieniowania podczerwonego, które słońce dostarcza na ziemię ogrzewając ją (a na powierzchni stanowi ono połowę jego promieni), przez co stanowią doskonały izolator termiczny. Pod tym względem są o 30 proc. bardziej efektywne niż normalne szyby, a przy tym nie robi się przez nie ciemno, bo kropki przepuszczają światło widzialne. To szczególnie ważne latem, gdy słońce nagrzewa wnętrze budynku. W pomieszczeniach wyposażonych w takie szyby nie trzeba nawet stosować klimatyzacji.

● Okno nie jest jednak ostatnią barierą dla słońca. Za nim znajdują się jeszcze zasłony, rolety albo żaluzje. I te ostatnie także można wykorzystać jako domowy generator prądu. Do takiego przekonania doszedł ukraiński przedsiębiorca Jewgien Erik i opracował żaluzje SolarGaps, które chroniąc od słońca jednocześnie produkują prąd. Wszystko dzięki materiałowi fotowoltaicznemu naniesionemu na ich żerdzie. Można je regulować samemu, szybko wprowadzając pełne zaciemnienie do domu (żaluzje sterowane są silnikiem, a kontrolować je można za pomocą smartfona). Nie mamy wówczas jednak pewności, że urządzenie będzie działać bardzo efektywnie – pionowe ułożenie takich paneli to nie jest najlepszy kąt pod jakim produkuje się energię słoneczną.
Dlatego Erik opracował algorytm, który automatycznie operuje kątem pochylenia żerdzi. Inspiracją do pomysłu były dla niego obserwacje słoneczników, które cały dzień nastawiają się w stronę słońca. Moc żaluzji to około 100 watt na m kw. przy dobrym świetle. Podłącza się je do domowej instalacji elektrycznej, aby uzupełniały prąd pobierany z sieci, ewentualnie ładuje baterie, które można dostać w pakiecie. Jewgien Erik przekonuje, że dzięki jego urządzeniu można zaoszczędzić do 70 proc. kosztów energii.
Bardzo podobne rozwiązanie wdrożyło też polskie Saule Technologies produkujące ogniwa perowskitowe. Cienkie ich warstwy idealnie nadają się do nanoszenia na żerdzie żaluzji. Rozwiązanie Kinetic przeznaczone jest jednak do montażu, nie w środku pomieszczenia, ale na zewnątrz okna.

ENERGIA

Solary pływające i latające

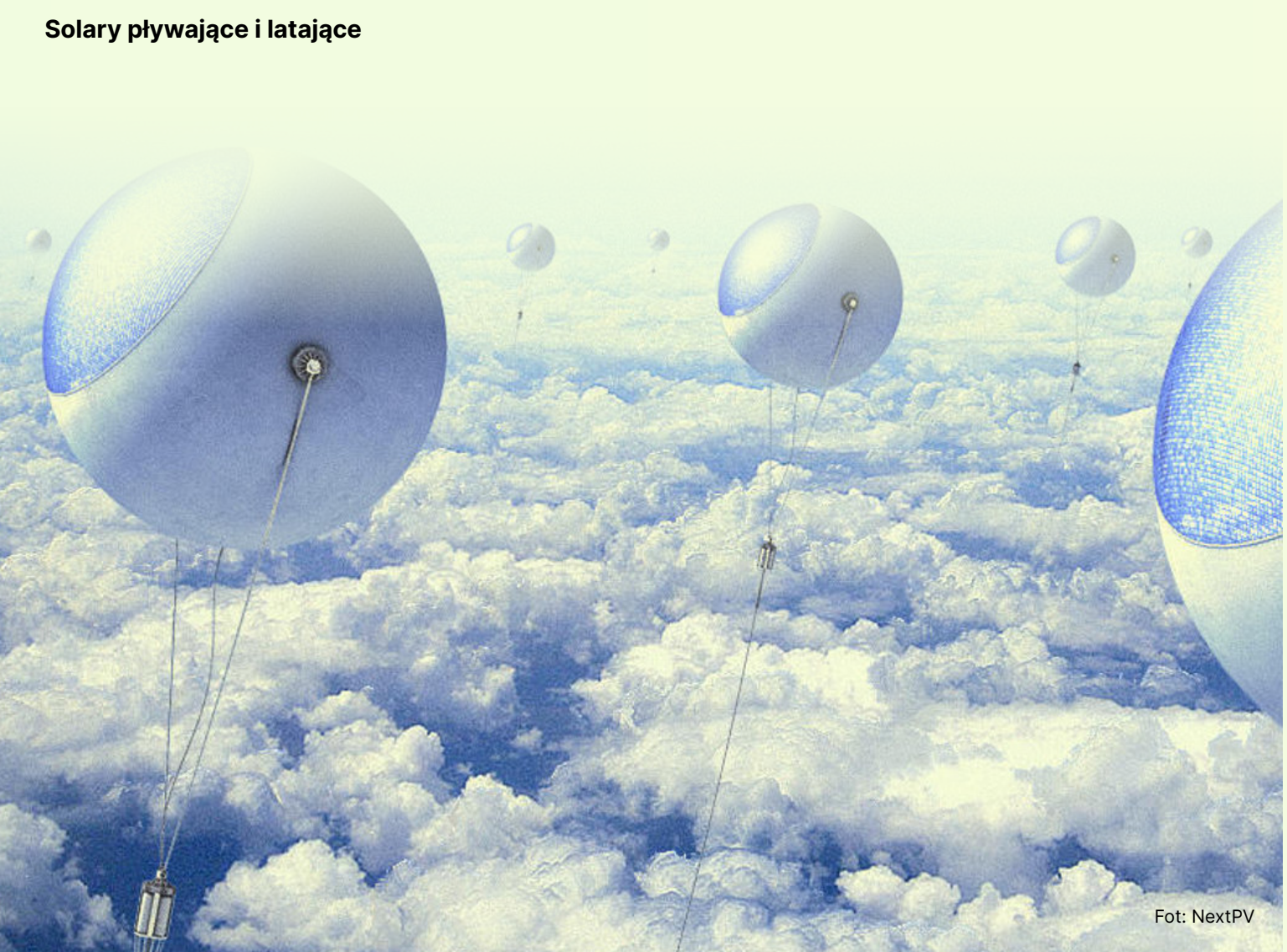
● W poszukiwaniu przestrzeni, na których można rozstawić wymagające pod tym względem farmy słoneczne inżynierowie wypłynęli na otwarte wody. Kusząca jest wizja wodowania farm na morzach i oceanach gdzie, dni słonecznych jest znacznie więcej. Ma jednak poważne ograniczenia. Przede wszystkim przez kapryśność pogody. Istnieje duże ryzyko, że w czasie sztormu pływająca farma ulegnie poważnemu uszkodzeniu albo nawet zniszczeniu. Są to zwykle płaszczyzny o powierzchni kilku tys. mkw i trudno dostosować się im do dużych fal. Pierwszymi, którzy postanowili zmierzyć się z tym problemem byli inżynierowie z Politechniki w Wiedniu. Austriacy opracowali Heliofloat, nowy model pływaka unoszącego platformę, który potrafi absorbować siłę uderzeń fal. Po pierwsze ma otwarte dno, dzięki czemu uderzająca woda może go częściowo wypełniać – uwięzione w nim powietrze wówczas się spręża. Istotną rolę pełni także materiał, z którego wykonane są pływaki. Jest elastyczny i także amortyzuje część uderzenia. Wiedeńscy inżynierowie przewidują, że tego typu pływaki są w stanie utrzymać farmę o wielkości boiska piłkarskiego.

● Pojawiły się już wdrożenia pływających farm, chociaż jeszcze nie na otwartym morzu. Największa taka nawodna farma słoneczna powstała w Singapurze (zdjęcie obok). Zajmuje powierzchnię równą 45 boiskom piłkarskim i produkuje wystarczającą ilość energii elektrycznej do zasilania pięciu oczyszczalni ścieków działających na wyspie. Projekt jest częścią programu państwa-miasta, które chce osiągnąć cel czterokrotnego zwiększenia produkcji energii słonecznej do 2025 roku. Największą jego barierą jest brak ziemi na południowym skrawku Półwyspu Malajskiego, stąd właśnie pomysł, aby 60-megawatową farmę fotowoltaiczną spławić w rezerwuarze Tengeh, oddzielonym sztuczną mierzeją od zachodniej części cieśniny Johor, która z kolei oddziela Singapur od kontynentu. Aby rozwiać obawy dotyczące wpływu projektu na środowisko, singapurska narodowa agencja wodna PUB przed zainstalowaniem paneli słonecznych przeprowadziła ocenę, która miała potwierdzić brak znaczącego wpływu na dziką przyrodę oraz jakość wody. „Została ona starannie zaprojektowana, tak aby poprawić przepływ powietrza i umożliwić światłu słonecznemu przechodzenie przez lustro zbiornika, co jest niezbędna do życia wodnego" – powiedział Jen Tan, szef regionalny w Sembcorp Industries, która była odpowiedzialna za tę inwestycję.
W przeciwieństwie do konwencjonalnych dachowych paneli słonecznych, te pływające mają od 5 do 15 proc. lepszą wydajność ze względu na efekt chłodzenia wody i nie są narażone na zacienianie przez inne budynki. Energia elektryczna generowana przez 122 tys. paneli słonecznych na terenie 45 hektarów powinna sprawić, że Singapur stanie się jednym z niewielu krajów na świecie posiadających system uzdatniania wody w pełni zasilany energią odnawialną. W ten sposób farma przyczyni się do zmniejszenia emisji dwutlenku węgla o około 32 Ktony rocznie, co jest porównywalne z usunięciem z dróg 7 tys. samochodów.

● Potencjał słoneczny większy niż morze, dają tylko przestworza. Czyste niebo ponad chmurami. Do takiego wniosku doszli naukowcy z japońsko-francuskiego konsorcjum badawczego NextPV, które szuka rozwiązań dla fotowoltaiki nowej generacji. Jednym z ich pomysłów jest bardzo śmiały projekt wypełnionych wodorem balonów, które na dużej wysokości, wystawiałyby ku słońcu swoje solarne panele (zdjęcie na następnej stronie). Duże kule zawisłyby w powietrzu na elektrycznych kablach, sięgających 20 km, czyli stratosfery. Już na 6 km chmury widać w dole, co wie każdy latający samolotem, a przy tak dużej wysokości niebo jest idealnie czyste. Metoda nie polega wyłącznie na trywialnym wystawianiu paneli do słońca. Istotnym elementem jest wypełniający balony wodór. W dzień, gdy świeci słońce, zebrana energia tylko częściowo byłaby oddawana do sieci. Część przeznaczona byłaby do produkcji nadwyżkowego wodoru. Z jej wykorzystaniem rozbijane byłyby cząsteczki wody, tworząc tlen wypuszczany w powietrze i wodór, którym dopompowywany byłby balon. W nocy, po zachodzie, zaczynałaby się faza odzyskiwania energii: wodór z balona w reakcji z tlenem znajdującym się w powietrzu produkowałby wodę i dodatkową energię (tak jak w samochodach z napędem wodorowym). To miałby być sposób na pozbycie się podstawowej wady tradycyjnych paneli słonecznych, które produkują prąd wyłącznie w ciągu dnia. Pomysł jest nadzwyczaj elegancki w swoim zamyśle. Tyle, że to na razie tylko koncepcja naukowa i nie oszacowano na ile byłaby opłacalna.

ENERGIA

Solary pływające i latające

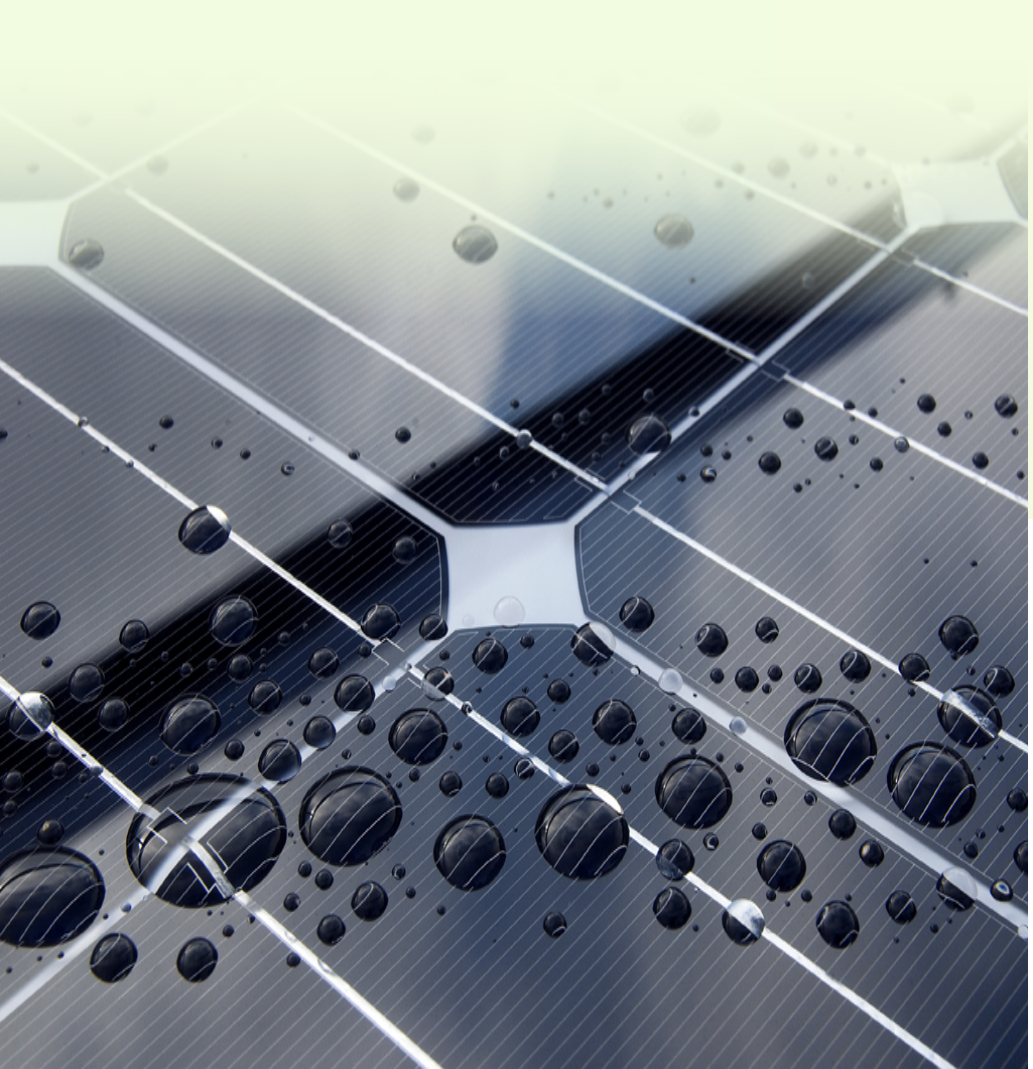


Fot: NextPV

● Można zresztą sięgać jeszcze wyżej niż stratosfera. Kariera paneli słonecznych tak naprawdę zaczęła się w kosmosie. Wówczas to było jedyne miejsce, gdzie produkcja energii z drogich wówczas solarów miała jakikolwiek sens ekonomiczny. Na orbicie nie dało się wytwarzać prądu w inny sensowny sposób. I jest spora szansa, że do kosmosu wrócą. Argumenty wydają się oczywiste. Tu odpada problem nie tylko chmur, ale i nocy. Wyzwaniem pozostaje umieszczenie farmy na orbicie kosmicznej oraz przesył energii na Ziemię. Europejska Agencja Kosmiczna (ESA) uważa, że uwzględniając postęp technologii, ruszenie z takim projektem będzie możliwe za niespełna dwa, trzy lata. Cześć naukowców z ESA zrobiła sobie nawet przerwę w pracy nad strategią eksploracji Marsa, aby skupić się na projekcie słonecznym. Uważają go za bardziej prawdopodobny, realistyczny i mający aktualnie większe znaczenia. Z obliczeń Sanjay Vijendran, naukowca kierującego projektem wynika, że optymalną wysokością na jakiej mogłyby być umieszczone satelity jest 35 tys. km. Wtedy całkowicie uniknęłyby cienia Ziemi, utrzymując stały dopływ silnego światła słonecznego. Przechwycone w kosmosie zostałyby zamienione na mikrofale, a następnie przesłane przez atmosferę ziemską. Odebrane zostałyby za pomocą anteny lub odbiornika elektrycznego o długości około 2 kilometrów. Antena przekształciłaby mikrofale z powrotem w energię elektryczną i skierowała bezpośrednio do sieci. Największym wyzwaniem jest nie sama technologia, ale bezpieczeństwo w trakcie przesyłu. I nie chodzi tylko o żywe organizmy, ale także o kompatybilność transmisji z satelitami lub samolotami, które mogłyby przechodzić przez wiązkę. Naukowcy z ESA przewidują, że poziomy promieniowania odpowiadałby temu emitowanemu przez kuchenkę mikrofalową. Ale technologia musi i tak przejść cały proces rejestracji, aby potwierdzić te zapewnienia.
Kolejnym wyzwaniem pozostaje odporność konstrukcji na kosmiczne warunki, uderzenia śmieci lub meteorytów. Rozwiązaniem mają być zrobotyzowane systemy naprawcze do konserwacji w przestrzeni.
To szybko rozwijający się sektor i wydaje się, że w ciągu dwóch lat ta technologia może być gotowa. ESA liczy na otrzymanie zielonego światła dla inwestycji i przystąpienia do budowy kosmicznej farmy już w 2025 roku.

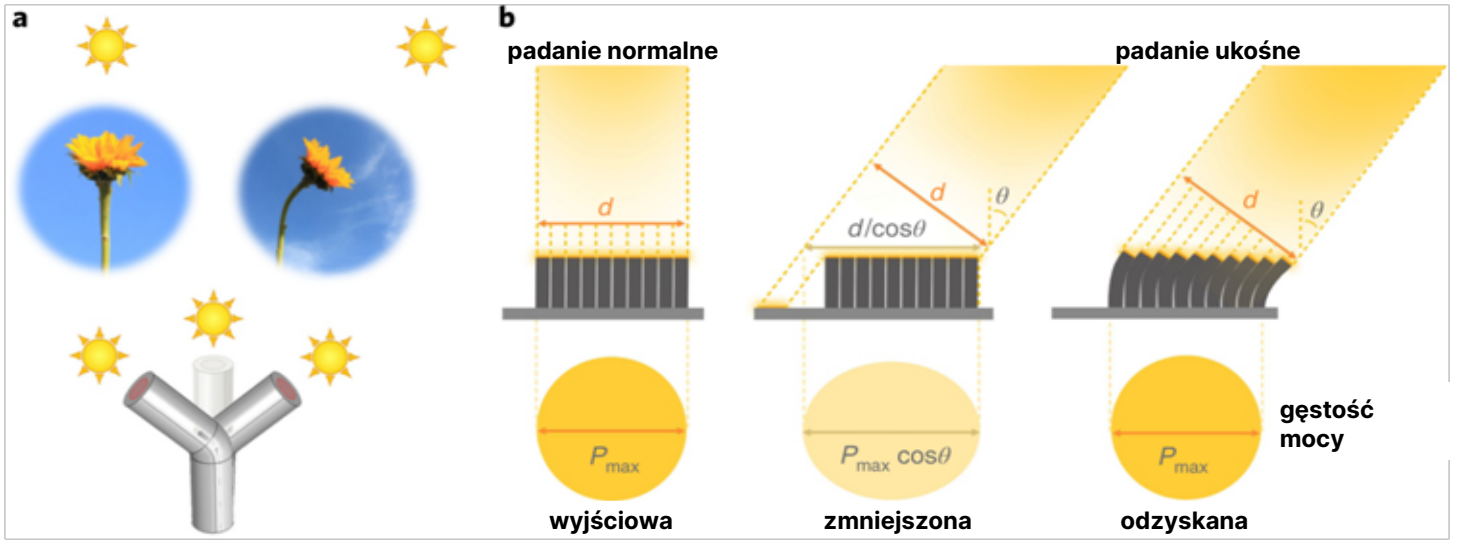
ENERGIA

Solary całodobowe, przeciwdeszczowe i szukające słońca



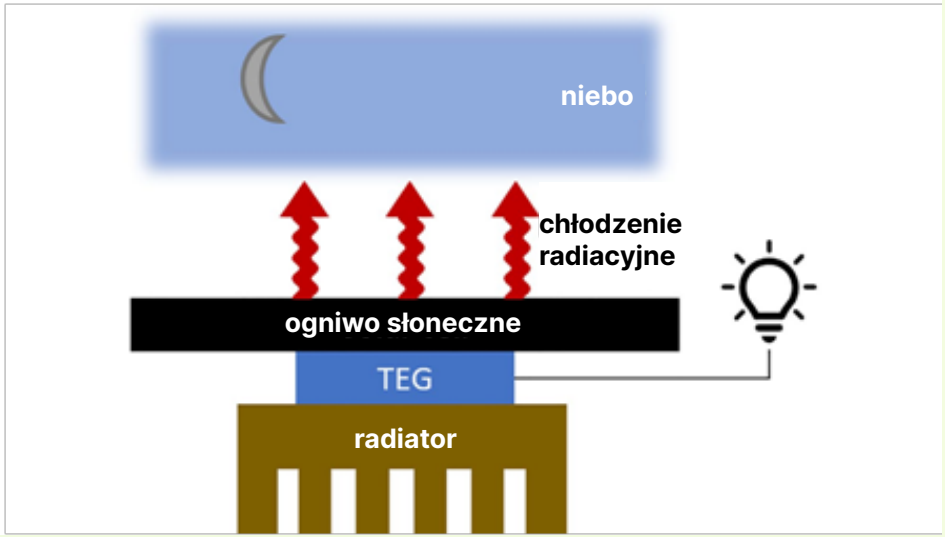
● Panele słoneczne mają cały szereg ograniczeń. Przede wszystkim pracują tylko w słońcu, poza tym ważny jest kąt jego padania, a nawet czystość powierzchni. Naukowcy na całym świecie opracowują technologie, by poradzić sobie z wszystkimi tego typu mankamentami.

● Ważnym udoskonaleniem, które rozwijają jest umiejętność dostosowania się panelu do kąta padania słońca. Zajmuje się tym m.in. zespół pracujący na Uniwersytecie Kalifornia w Los Angeles. Opracował tu pierwsze ogniwo słoneczne o właściwościach fototropicznych, co oznacza, że „śledzi" ono słońce w jego codziennej wędrówce po niebie. Inspiracją był do tego słonecznik, który swoim kwiatem cały dzień podąża za słońcem.
By to osiągnąć, stworzono nowy polimer inspirowany światem roślin. W naturze fototropizm i heliotropizm jest możliwy dzięki łodydze rośliny i jest reakcją na obecność lub brak światła słonecznego. Wynalazek ochrzczony przez twórców imieniem SunBOT (Sunflower-like Biomimetic Omnidirectional Tracker) działa na podobnej zasadzie.
SunBOT składa się z szypułki o długości 1 mm. Zwieńczona jest ona „kwiatem" pokrytym materiałem fotowoltaicznym. Wokół niego znajduje się nanomateriałowy polimer zdolny do przetwarzania światła słonecznego w ciepło. Jego ogrzane fragmenty kurczą się i w ten sposób jest on w stanie „śledzić" źródło światła. Stosowane dotychczas panele przeciętnie były w stanie w ciągu dnia zaabsorbować do 24 proc. światła słonecznego. SunBOT absorbuje do 98 proc. Istnieją wprawdzie już dziś systemy śledzące źródło światła, ale są z nimi związane wysokie koszty początkowe i są bardzo ciężkie, co sprawia, że nie nadają się do montażu na dachach. Zużywają też sporo energii. SunBOT natomiast sam z siebie „kroczy" za światłem bez dodatkowego zużycia energii. Naukowcy widzą wykorzystanie swojego wynalazku przede wszystkim w produkcji prądu na potrzeby mieszkaniowe.



ENERGIA

Solary całodobowe, przeciwdeszczowe i szukające słońca



● Rzecz jasna pomysł na panele słoneczne pracujące nocą wydaje się absurdalny. A jednak zespół z Uniwersytetu Stanforda przeprowadził testy solarów, które wytwarzają energię przez całą dobę. Działa tu znana nam z wakacji nad morzem prosta fizyka różnie nagrzewających się i oddających ciepło ośrodków. W tym przypadku chodzi o ląd i morze, które w ciągu doby wymieniają ze soba bryzę. W panelach robi się z tego prąd. Innowacja bazuje na tym, że także panele słoneczne schładzają się w nocy i to szybciej niż powietrze. Osiągają wówczas temperaturę o kilka stopni niższą niż otoczenie. Są tu więc odpowiednikiem lądu nad morzem. Energia elektryczna może być wytwarzana z różnicy temperatur między chłodzącymi się panelami, a wciąż ciepłym powietrzem wokół nich. Wykorzystuje się do tego generator termoelektryczny. To urządzenie, które wytwarza energię elektryczną, gdy przepływa przez nie ciepło. Panele zostały zbudowane z łatwo dostępnych komponentów, a najdroższą rzeczą w układzie był generator termoelektryczny. Urządzeni to kosztuje, ale zwiększa również moc paneli słonecznych w ciągu dnia. Pracując w odwrotnym kierunku wytwarza energię elektryczną w miarę nagrzewania się paneli. Aby móc zasilać światło w nocy potrzebne jest kilka watów mocy. Obecne urządzenie generuje 50 miliwatów na metr kwadratowy. Oznacza to, że aby oświetlić nocą dom nie korzystający z prądu sieciowego, potrzeba około 20 metrów kwadratowych powierzchni fotowoltaicznej. Jak jednak przekonują autorzy projektu, żaden z tych komponentów nie został zaprojektowany specjalnie do stworzenia panelu, co obniża jego sprawność. „Myślę, że można je jeszcze ulepszyć, ponieważ gdyby każdy z tych komponentów został zaprojektowany specjalnie do tego celu, wydajność mogłaby być lepsza”, powiedział współautor projektu, Shanhui Fan przekonują również, że można go wykorzystać w istniejących solarach dokonując jedynie prostej modernizacji.

● Nie jest to jedyny sposób, aby panel słoneczny produkował prąd, gdy nie świeci słońce. Inną propozycję mają inżynierowie z instytutu nanomateriałów Uniwersytetu w Suzhou, którzy jednak nie postawili na nocną pracę solarów, ale niebo zaciągnęte chmurami, z których leje deszcz. Kluczem jest wykorzystanie siły kropli wody padających na panel i spływających po jej powierzchni. Na klasycznym panelu słonecznym umieszczono, a właściwie nadrukowano, przezroczystą warstwę zawierającą nanogenerator tryboelektryczny (TENG). To właśnie on niesioną przez kroplę moc przekształca w prąd. Rowkowana powierzchnia działa jak elektroda wzajemna, zarówno dla TENG, jak i dla ogniwa słonecznego. Została umieszczona pomiędzy dwoma urządzeniami i przewodzi energię z TENG do ogniwa. Ponieważ polimery są przezroczyste, ogniwo słoneczne może nadal generować energię ze światła słonecznego, jak również z padających kropel deszczu. Zespół zauważa, że ten prosty projekt demonstruje nową koncepcję zbierania energii w różnych warunkach pogodowych.

● Z wodą wiąże się jeszcze jedno wyzwanie, czyli czyszczenie paneli słonecznych. Gromadzący się na nich kurz jest poważnym problemem: może zmniejszyć wydajność nawet o 30 procent w ciągu zaledwie jednego miesiąca. Dlatego regularne czyszczenie jest niezbędne. Obecnie szacuje się jednak, że czyszczenie paneli słonecznych zużywa około 38 miliardów litrów wody rocznie, co wystarczy do zaopatrzenia w wodę pitną nawet 2 milionów ludzi (oczyszczanie wodą stanowi przy tym około 10 proc. kosztów eksploatacji instalacji fotowoltaicznych). Dotychczasowe próby czyszczenia bezwodnego są pracochłonne i często powodują nieodwracalne zarysowania powierzchni, co również zmniejsza wydajność. W marcu 2022 roku zespół naukowców z MIT przedstawił jednak automatyczny, bezwodny i bezdotykowy system ich czyszczenia.
Wykorzystuje odpychanie elektrostatyczne, aby cząstki kurzu odrywały się, a właściwie odskakiwały od powierzchni paneli, bez potrzeby użycia wody lub szczotek. Aby aktywować system, prosta elektroda przechodzi tuż nad powierzchnią panelu słonecznego, przekazując ładunek elektryczny cząsteczkom pyłu, które następnie są odpychane przez ładunek przyłożony do samego panelu. System może być obsługiwany automatycznie za pomocą prostego silnika elektrycznego i prowadnic wzdłuż boku panelu.

ENERGIA

Krzemowe alternatywy

Fot: Saule Technologies

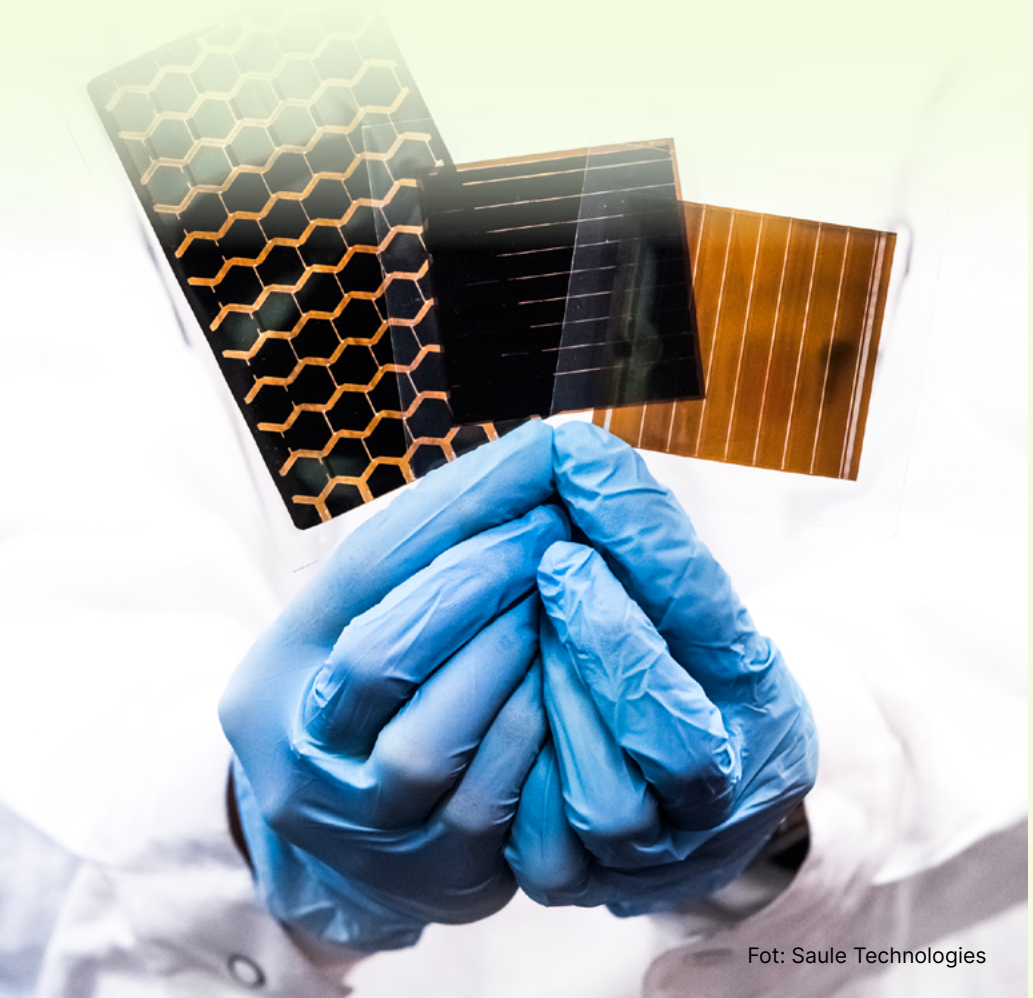
● Przeszliśmy już od fazy poszukiwań alternatywnych dla krzemu materiałów fotowoltaicznych, do fazy ich wdrożenia, a Polska ma w tym względzie znaczący udział. Szczególny był rok 2021, gdy powstały pionierskie w skali świata linie do produkcji ogniw perowskitowych (Saule Technologies - jej zakładane moce mają sięgać 40 tys. m kw. modułów perowskitowych rocznie) oraz bazujące na kropkach kwantowych (ML System o mocy 60 tys. mkw). To już konkretni konkurenci krzemu o pokaźnej efektywności: instytut Fraunhofer ISE potwierdził, że ogniwa perowskitowe Saule Technologies mogą pracować z wydajnością nawet 25,5 proc., a osiągi kropek kwantowych według danych NREL to już ponad 18 proc. (efektywność ogniw krzemowych zbliża się do 30 procent). Zasadniczą przewagą jest jednak ich cienkość oraz elastyczność - są to materiały nadrukowywane na powierzchnię.

● W tej sytuacji kwestią czasu było połączenie tych technologii i stworzenie ogniw słonecznych opartych na perowskitowych kropkach kwantowych (PDQ). Najpierw ekipa z Uniwersytetu Nowej Południowej Walii stworzyła ogniwa wykorzystujące perowskit CsPbI3 (Trójjodku ołowiu cezu) o wydajności 15,1 proc., a później naukowcy z Uniwersytetu Beihang w Chinach na bazie TMSI (jodku trimetylosililu) zaprezentowali ogniwa o o sprawności 16,25 proc.

● Dziś wśród naukowców zajmujących się technikami fotowoltaicznymi nic nie rozbudza takiego entuzjazmu, jak perowskity. Naukowcy z MIT wskazują, że jedną z wielkich zalet perowskitów jest ich duża tolerancja na wady struktury. W przeciwieństwie do krzemu, który wymaga wyjątkowo wysokiej czystości, aby dobrze funkcjonować w urządzeniach elektronicznych, perowskity mogą dobrze funkcjonować nawet z licznymi niedoskonałościami i zanieczyszczeniami. Największą wadą pozostaje za to trwałość. Podczas gdy krzemowe panele słoneczne zachowują do 90 procent swojej mocy wyjściowej po 25 latach, perowskity degradują się znacznie szybciej.
“Z perspektywy badawczej, jedną z zalet perowskitów jest to, że są one stosunkowo łatwe do wykonania w laboratorium – składniki chemiczne łatwo się łączą. To jednak także ich wada. Materiał bardzo sprawnie łączy się w temperaturze pokojowej, ale taże bardzo sprawnie się w nie rozpada. Łatwo przyszło łatwo poszło!”, mówi Tonio Buonassisi, profesor inżynierii mechanicznej na MIT i dyrektor Laboratorium Badawczego Fotowoltaiki.

ENERGIA

Krzemowe alternatywy



Fot: Saule Technologies

● Problem z trwałością perowskitów sprawił, że naukowcy z City University of Hong Kong dodali do nich ferroceny (materiały zawierające żelazo), znacznie poprawiając ich wydajność i stabilność. Wyniki swoich badań opublikowali w kwietniu 2022 na łamach Science. Naukowcy eksperymentowali z przyłączaniem różnych grup chemicznych do pierścieni węglowych ferrocenu i odkryli wersję, która znacznie poprawia spójność warstwy fotowoltaicznej. To zwiększyło stabilność ogniw, które zachowały ponad 98 proc. początkowej wydajności po nieprzerwanej pracy z maksymalną mocą przez 1500 godzin.
Ferroceny poprawiły też wydajność perowskitów. Niższa od krzemowych jest przede wszystkim dlatego, że elektrony są mniej „mobilne" - mają mniejszą zdolność przemieszczania się z warstwy zbierania do warstwy konwersji energii elektrycznej. Tymczasem struktura ferrocenów umożliwia elektronom łatwiejsze przemieszczanie się z warstwy perowskitu do kolejnych warstw, poprawiając efektywność. Testy przeprowadzone przez zespół CityU oraz w laboratoriach komercyjnych pokazują, że sprawność urządzeń perowskitowych z dodaną warstwą ferrocenu może sięgać 25 proc.

● Perowskity nie są przy tym jednym konkretnym materiałem, ale rodzajem struktury i dziś jednym z głównych wyzwań jest poszukiwanie obiecujących kompozycji pierwiastków, które sprawią że ogniwa będą bardziej wydajne, tańsze w produkcji, a przede wszystkim trwałe. Pomóc ma zaprezentowany w kwietniu 2022 roku system uczenia maszynowego, opracowany przez naukowców z MIT i Uniwersytetu Stanforda. Jego zadaniem jest umożliwienie integracji danych z wcześniejszych eksperymentów oraz informacji opartych na osobistych obserwacjach doświadczonych pracowników w procesie uczenia maszynowego. Dzięki temu wyniki są dokładniejsze i już doprowadziły do wyprodukowania ogniw perowskitowych o sprawności konwersji energii na poziomie 18,5 proc.

● Wciąż trwają też poszukiwania kolejnych kandydatów na cienkie i wydajne materiały fotowoltaiczne. Inżynierowie ze Stanforda jako swojego kandaydata wskazali dichalkogenki metali przejściowych (TMD) bardzo sprawnie pochłaniające światło słoneczne. Dotychczas materiał ten miał jednak spore trudności z konwersją energii słonecznej na elektryczną. Dochodzono do 2 proc. i dopiero inżynierom ze Stanfordu udało się wznieść na poziom 5,1 proc. Zapewniają jednak, że to dopiero początek. Przewidują, że po optymalizacji optycznej i elektrycznej mogliby praktycznie osiągnąć sprawność 27 proc.

● Zaletą TMD jest stosunek mocy do masy, który coraz częściej jest podnoszony przy opracowywaniu materiałów fotowoltaicznych. Chodzi o to, aby jak najmniej wpływały na powierzchnie, na którą mają być nanoszone. Prototypo ogniwa zaprezentowanego na Stanfordzie osiągnął 100-krotnie większy stosunek mocy do masy spośród wszystkich dotychczas opracowanych TMD. W tym względzie szczególne osiągnięcia mają jednak inżynierowie, którzy w grudniu 2022 roku zaprezentowali wykonane z półprzewodnikowych atramentów elastyczne ogniwa słoneczne, znacznie cieńsze niż ludzki włos. Ważą jedną setną konwencjonalnych paneli słonecznych, generując 18 razy więcej mocy na kilogram. Są przyklejone do mocnego, lekkiego materiału, co ułatwia ich instalację na stałej powierzchni. Mogą dostarczać energię w ruchu i stąd pomysł, aby nanosić je na tkaniny takie jak np. płótno żeglarskie, tropik namiotu, a nawet ubrania.

ENERGIA

Wiatraki morskie

Fot: David Dixon

● Dotychczas farmy wiatrowe stawiane na morzu (off-shore) to raczej przedmiot gorących dyskusji na temat ich potencjału. W rzeczywistości to tylko ułamek wartości inwestycji, nie tylko w bezemisyjne źródła jako całość (3 - 4 proc.), ale także w samej energetyce wiatrowej. Moce farm morskich w 2022 roku sięgną około 68 GW, czyli około 7,5 proc. całego wiatrowego potencjału. Także udział w nowych inwestycjach jest ograniczony - w 2022 sięgnął zaledwie 14,1 proc. wszystkich inwestycji w wiatraki, a w 2023 ma nawet spaść do 10,9 proc., czyli poniżej średniej z ostatnich siedmiu lat (11,4 proc.). Biorąc jednak pod uwagę szacunki International Renewable Energy Agency (IRENA) dotyczące inwestycji w poszczególne technologie czystej energii, trend ten się odwróci i w kolejnych latach (2024-2030) średni udział nowych mocy farm morskich będzie stanowić ponad 22 proc. wszystkich nowych mocy wiatrowych.

● Jednym z krajów, który w tym względzie przedstawił ambitne plany inwestycji jest USA. Do 2030 roku Amerykanie chcą z tego źródła uzyskiwać aż 30 GW energii, co powinno wystarczyć dla ponad 10 mln domów. Krajem, który jeszcze mocniej stawia na energię wiatrową jest Wielka Brytania, gdzie wiatraki dostarczają już 26 proc. prądu. Tu proporcje między farmami onshore i offshore są też całkiem inne - lądowe mają nawet nieco mniejsze znaczenie, dostarczając 12 proc. energii elektrycznej, podczas gdy morskie 14 proc. Brytyjski rząd potwierdził, że dla owianej wiatrami wyspy będzie to podstawowe OZE, a moce do 2030 roku mają się zwiększyć nawet o 40 GW. Aurora Energy Research wyceniła, że będzie to kosztować około 50 miliardów funtów. Podobny cel postawili sobie także Niemcy (Polskie plany to 5,9 GW). W sumie tylko te trzy kraje zapowiedziały więc inwestycje w farmy offshore o mocy 110 GW. Tymczasem według danych IRENA w latach 2023-2030 powinny dostarczyć nieco powyżej 144 GW. Ambitne morskie plany po obu stronach oceanu wpisują się w strategię zmniejszenia zależności od paliw importowanych z Rosji.

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

Wraz z napływem dużych pieniędzy na projekty morskich farm pojawiają się też nowe technologie i pomysły jak najlepiej wykorzystać wodne środowisko. Klasyczne śmigła to jednak dziedzictwo wiatraków sprawdzonych na twardym lądzie.

Fot: World Wide Wind

JAK TO SIĘ ROBI

Nowym sposobem przetwarzania morskich wiatrów na energię elektryczną zajęli się przede wszystkim Skandynawowie. Wspólnym mianownikiem ich projektów jest postawienie na turbinę wiatrową o pionowej osi (VAWT), a nie poziomej (HAWT). Tak jest w przypadku norweskiego World Wide Wind, który opracował potężny maszt o wysokości 400 metrów z dwoma umieszczonymi na różnych wysokościach turbinami (zdjęcie obok). 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. Odpowiedni balast sprawia, że się nie wywracają a tylko lepiej dostosowują do wiatru. W przypadku projektu szwedzkiej 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.

ZALETY

Morskie trubiny 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 w 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 w tym przypadku. Szwedzi swój “wiatrak” chcą uruchomić już w tym roku.

GRACZE

SeaTwirl
World Wide Wind
VertAx Wind

ENERGIA

Czysta energia na horyzoncie

● Według naukowców z Oregon State University fale morskie mogą dostarczyć niemal 2/3 prądu. Oszacowali, że w Stanach Zjednoczonych oblewanych z obu stron falami oceanu w ten sposób da się wyprodukować 2,64 bln KWh rocznie, co odpowiada 64 proc. całkowitej produkcji energii elektrycznej w USA w 2019 roku. Zaznaczają przy tym od razu, że nie łatwo dobrać się do tak potężnej mocy. Technologia energii fal jest trudna do zaprojektowania, koszty początkowe są wysokie, a testowanie na otwartych wodach oceanu jest bardzo trudne z regulacyjnego punktu widzenia.

● Od czegoś trzeba jednak zacząć i dlatego właśnie wystartował pierwszy finansowany przez rząd USA pełnowymiarowy, podłączony do sieci energetycznej ośrodek testowy wykorzystujący energię fal. Projekt PacWave South jest prowadzony przez Oregon State University i obejmuje leżącą 7 mil od wybrzeża „działkę" na oceanie o powierzchni 2 mil kwadratowych. Tutaj deweloperzy i firmy energetyczne będą mogły przeprowadzać testy technologii pozyskiwania energii z fal – w sumie będzie można testować do 20 urządzeń jednocześnie. Inwestycja warta 80 milionów dolarów ma zostać uruchomiona w 2023 roku.

Technologia energii fal wciąż pozostaje w fazie badań i rozwoju, a chociaż eksperci postrzegają ją jako bardzo obiecującą, to wciąż daleko do tego, aby miała poważny wpływ na wytwarzanie prądu – w 2019 roku globalny rynek energii fal został wyceniony na 43,8 miliona dolarów, a oczekuje się, że do 2027 roku będzie wart 3 razy więcej.

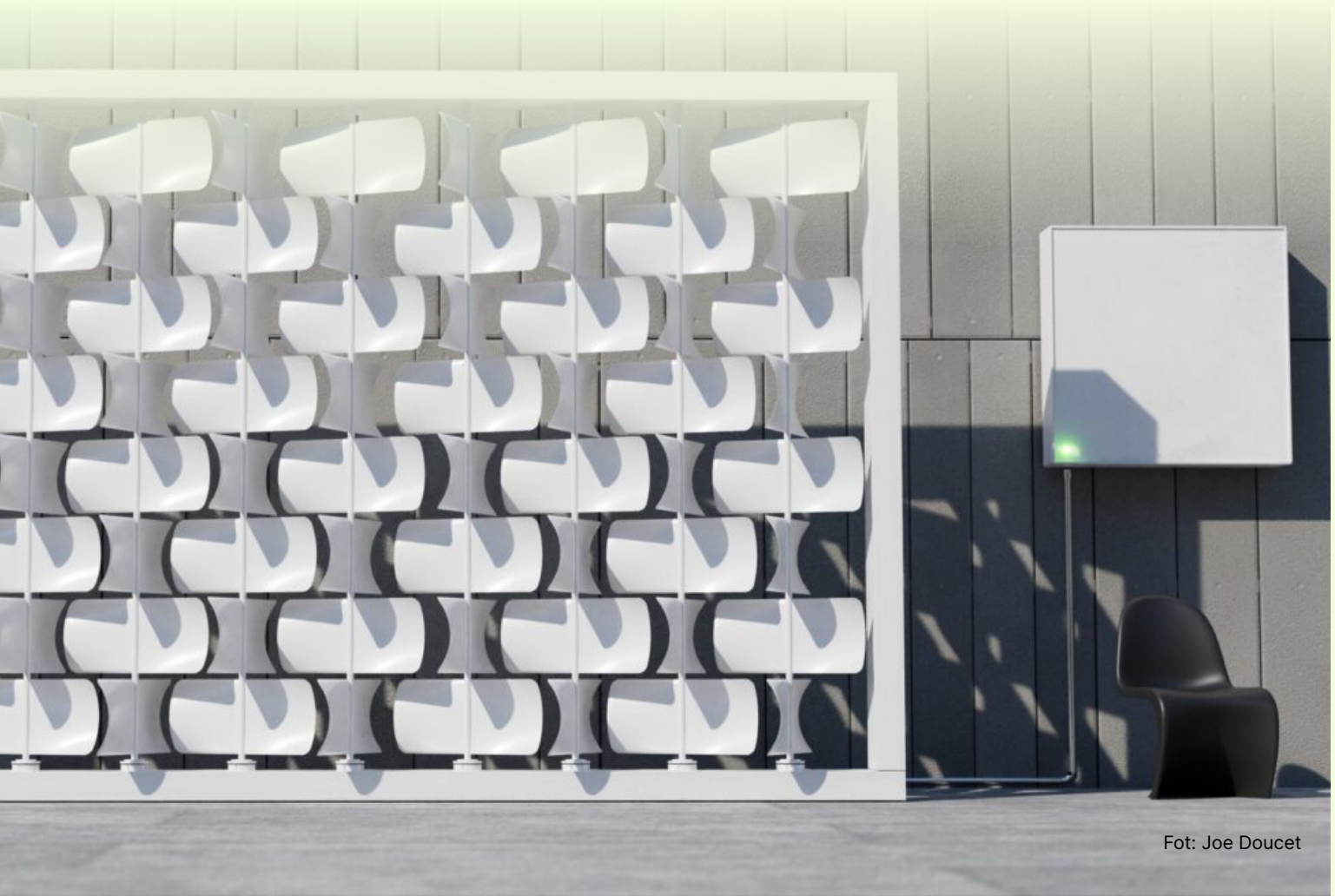
● Branża oczekuje nowych pomysłów i nowego podejścia. Dotychczas, aby pozyskać energię fal sięgano po różnego rodzaju podwodne turbiny czy też „kiwające się" na powierzchni urządzenia przypominające boje. Teraz brytyjsko-cypryjska firma Sea Wave Energy Limited (SWEL) zaproponowała coś znacznie bardziej efektywnego. Jej konwerter energii fal o nazwie Wave Line Magnet przypomina coś na kształt pływającego mostu, składającego się z wąskich segmentów (zdjęcie obok). Dzięki nim urządzenie doskonale mimikuje zachowanie się powierzchni wody i faluje razem z morzem. Ta unikalna interakcja pozwala wydobywać z fali energię w sposób kontrolowany, bez zakłóceń. Bezproblemowa i beztarciowa interakcja jest kluczową cechą technologii. Pozwala na pracę w harmonii i zsynchronizowaniu z dużą powierzchnią wody. Wysokie poziomy mocy wytwarza niezależnie od profilu fali czy warunków pogodowych.

„Nasza technologia w każdej chwili może dostarczać znaczną moc przy niskich kosztach, minimalnej konserwacji i może być wdrażana w dowolnym środowisku falowym", zaznaczają twórcy SWEL. Niskim kosztom sprzyja prosta konstrukcja Wave Line Magnet bazująca na tych wąskich segmentach. Są to łatwe do składania i wymiany moduły, co obniża koszty konserwacji i szybkość naprawy. Do ich tworzenia potrzebna jest niewielka ilość materiałów (w końcu muszą być na tyle lekkie, aby unosić się na wodzie) i nie jest wymagana żadna specjalna technologia. Dzięki temu są tanie i szybkie w produkcji. Wisienką na torcie jest to, że mogą być produkowane z materiałów pochodzących z recyklingu.

● W 2022 roku sporo entuzjazmu wzbudziło nowe podejście do pozyskiwania energii, określane jako rozproszone technologie wbudowanych konwerterów energii (DEEC-Tec). Stoi za nim National Renewable Energy Laboratory (NREL), czyli główna amerykańska instytucja zajmująca się rozwojem technologii OZE. Celem jest generowanie czystej energii elektrycznej z każdego ruchu jaki można zarejestrować na ziemskim globie, a pierwsze pomysły dotyczą właśnie wykorzystania energii fal, prądów i pływów. Chodzi o to, aby DEEC-Tec wbudować np. w urządzenie przypominające wodnego węża, które faluje na powierzchni wody. Jego segmenty wyposażone we współpracujące ze sobą konwertery pozostają w ciągłym ruchu. Inny pomysł to elastyczna bariera wkopana w morskie dno, która pod naporem pływów wody wygina się w różne strony. I także ona byłaby wyposażona w cały szereg konwerterów. Innowacyjność podejścia polega na tym, że gdy większość urządzeń wykorzystuje jeden generator do przekształcania energii oceanu, DEEC-Tec gromadzi wiele swoich małych konwerterów tworząc jeden większy układ. Elastyczne konwertery energii fal, znane również jako flexWEC, mogą wykorzystywać fale i przekształcać je w energię użytkową w całej swojej strukturze. Tak więc bez względu na to, gdzie i jak energia fal oddziałuje ze strukturą urządzenia, konwertery energii będą tam, aby przekształcić tę falę w energię. Ponieważ flexWEC nie skupia energii fal oceanicznych w pojedynczym elemencie, ani w jednym systemie przenoszenia mocy, unikają także gromadzenia sił fal oceanicznych, które mogłyby potencjalnie wyłączyć lub uszkodzić maszynę.

ENERGIA

Nie tylko śmigła



Fot: Joe Doucet

● Klasyczne śmigła kręcące się wysoko w górze to nie jedyny pomysł na wykorzystanie energii jaką powietrze owiewa ziemię. Jak można to robić inaczej kilka lat temu przedstawili naukowcy z Uniwersytetu Stanowego w Ohio. Opracowali model, w którym energię wytwarzały malutkie drzewka kołyszące się na wietrze. Nie chodzi o prawdziwą zieleń, ale elektromechaniczne struktury, które dynamikę swojego ruchu zapożyczają właśnie od drzew. Istota sprawy tkwi w ich umiejętności absorpcji i to nie tylko podmuchów powietrza, ale także drgań. Urządzenia byłyby całkiem niewielkie. Dzięki temu w energię elektryczną będą mogły przerabiać drobny wiatr i mikrodrgania, ale także w przeciwieństwie do klasycznych turbin wiatrowych nie będą hałasować – można by je więc stosować w mieście.

● Coś jest na rzeczy, bo podobną koncepcję rozwija hiszpański start-up Vortex Bladless, którego projekt drgającej, bezłopatkowej turbiny jest laureatem konkursu innowacji społecznych Instytutu Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Ideą tej konstrukcji, wyglądające jak pusty maszt poszerzający się u góry, jest wykorzystanie siły zawirowań powietrza. Takie wiry zwykle nie były sprzymierzeńcami człowieka. W samolotach tworzą się na końcu skrzydeł i powodują niepotrzebne opory, a jeszcze gorzej jest w architekturze, gdzie zawirowania powietrza mogą prowadzić wręcz do uszkodzenia konstrukcji. Wir wprowadza maszt w drgania, wzmacniane jeszcze magnesami umieszczonymi u jego podstawy. Taki, "rozbujany" Vortex energię kinetyczną przekształca na elektryczną za pomocą podłączonego do niego alternatora. Ze względu na brak łopat i o 95 proc. mniejszy hałas niż wiatraki można instalować także w terenach zabudowanych, gdzie zwykłe turbiny nie mają wstępu.
Specyficzna konstrukcja rodzi też bardzo praktyczną zaletę: Vortex jest znacznie tańszy w produkcji, niż klasyczna siłownia wiatrowa - mniejsze jest nie tylko zużycie materiałów, ale także nakład mocy produkcyjnych i to o 60 proc.. Rzecz jasna nie jest tak sprawny jak zwykły wiatrak, ale proporcje przeważają na jego korzyść. Gdy wiatr wieje z prędkością ok. 40 km/h, Vortex potrafi przechwycić 40 proc. energii wiatru. To wynik o 30 proc. niższy niż w przypadku konwencjonalnej turbiny, podczas gdy sam maszt jest ponad połowę tańszy.

ENERGIA

● Na bezłopatkowe, chociaż wirnikowe, turbiny postawiła także Aeromine Technologies.
To urządzenie - rodzaj tuby - które zbiera wiatr omiatający budynek. Stąd stawia się go na skraju dachu, gdzie wychwytuje i wzmacnia przepływ powietrza przy prędkości wynoszącej zaledwie 8 km/h. Działa na podobnej zasadzie jak płaty w samochodzie wyścigowym. Twórcy technologii chwalą się, że ich turbina generuje do 50 proc. więcej energii niż równoważne rozwiązania solarne - pojedyncza turbina Aeromine 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.

● Za szukanie najmniejszych podmuchów wiatru omiatającego budynki wzięli się też naukowcy z Nanyang Technological University (NTU) w Singapurze. Zaprojektowali prosty i tani kombajn wiatrowy, który może wytwarzać energię elektryczną przy prędkości wiatru zaledwie dwóch metrów na sekundę. To niewielkie urządzenie o wymiarach 15 na 20 cm i niewielkich możliwościach - generuje do 3 woltów i 290 mikrowatów energii elektrycznej. W sam raz, aby zastąpić baterie w czujnikach monitorowania stanu konstrukcji i światłach LED stosowanych w mostach oraz drapaczach chmur.

● Do niewielkich bezłopatkowych turbin stosowanych w budynkach zaliczyć można także opisywany wcześniej projekt O-Wind, ale dziś najciekawiej wyglądają projekty tworzenia wyposażonych w wirniki ścian i ogrodzeń. Takich, które mogą stać przy każdym domu i na każdym podwórku. Już w 2020 roku takim właśnie projektem tzw. panelu wiatrowego polscy innowatorzy - Rafał Juszko, Arkadiusz Zemlak i Tomasz Gruszka - wygrali konkurs start-upowy Warm Up Your Business. Zasada jest tu prosta. Na prostokątnej ramie montowane są pionowe turbiny wiatrowe (rodzaj wirnika), które bezgłośnie obracają się nawet przy umiarkowanym wietrze. Prądnice są więc elementem konstrukcji, która może np. pełnić rolę ogrodzenia i zasilać stojący obok budynek.

Polski pomysł nie jest w tym względzie wyjątkiem, bo podobne wdrożenie po drugiej stronie oceanu prowadzi amerykański projektant i przedsiębiorca Joe Doucet. Jego ściana turbin wiatrowych składa się z siatki kwadratowych lub prostokątnych tafli wirujących jednocześnie wzdłuż 25 osi. Podobnie jak w przypadku polskiego projektu, rozmiary te mogą być jednak dostosowywane do lokalizacji, funkcji i potrzeb. Z symulacji jakie przeprowadził Joe Doucet wynika, że taki jeden segment 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.

Fot: Vortex Bladless

ENERGIA

Geotermia

Według badań naukowców MIT energia geotermalna może teoretycznie dwukrotnie pokryć całkowite zapotrzebowanie świata na energię.

● Na tle innych odnawialnych źródeł energii (OZE) ciepło wypływające z wnętrza ziemi ma dwie niewątpliwe przewagi: można je kontrolować i płynie nieprzerwanie. Zapewnia to stabilność dostaw energii, co jest główną bolączką systemów pozyskiwania energii ze słońca i wiatru. A jednak geotermia ma bardzo niewielki, bo zaledwie 0,3-proc. udział w produkcji energii elektrycznej na świecie. Z jednej strony problemem jest brak technologii, która pozwoliłaby skutecznie pozyskiwać ją w każdych warunkach geologicznych, z drugiej - nawet tam, gdzie jest to możliwe - często brakuje wiedzy i zdecydowania, by inwestować w geotermalne instalacje. Autorzy raportu opublikowanego przez Bloomberg NEF nazwali energię geotermalną “solidnym, obfitym źródłem energii, które od dziesięcioleci walczy o wyrwanie się ze swojego niszowego statusu”. W ostatnim czasie zmienia się to jednak dzięki rozwojowi nowej generacji technologii geotermalnych.

● Od 2000 r. sektor geotermalny rozwijał się w średnim tempie około 3,5% rocznie. Przyspieszenie nastąpiło po 2015 roku, wzrost wykorzystania energii pochodzącej z wnętrza Ziemi rósł 5 proc. rocznie, a w przypadku

ENERGIA

używania jej do ogrzewania oraz chłodzenia wzrost ten wynosił nawet 9 proc rocznie. I właśnie ten obszar jest szczególnie obiecujący dla rozwoju geotermii. Według danych Międzynarodowej Organizacji Energii Odnawialnej (IRENA) z marca 2023 roku, łączna wartość zainstalowanych mocy energii geotermalnej służącej do ogrzewania i chłodzenia wynosi 107 gigawatów energii cieplnej (podczas gdy dla energii elektrycznej ta moc to 16 gigawatów), co pokrywa około 3 proc. światowego zapotrzebowanie. Z tego gruntowe pompy ciepła odpowiadały za 72 proc. tej mocy. Eksperci IEA uważają, że produkcja energii geotermalnej wzrośnie do 857 TWh do 2050 r., w porównaniu z obecnie generowanymi 94 TWh. Zaś według firmy konsultingowej Rystad Energy inwestycje geotermalne mają osiągnąć 85 miliardów dolarów w latach 2020-2030.

● Zasoby geotermalne mają wiele konkurencyjnych często pomijanych zalet. Chodzi nie tylko o niski poziom emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia projektu (11,3 gramów CO_2 na kWh), ale też niski ślad węglowy wykorzystania naturalnych zasobów. Przykładem może być zapotrzebowanie na wodę w przeliczeniu na jednostkę wyprodukowanej energii, które szacuje się na 0,66 litra/kWh. Do tego dochodzi możliwość wydobywania rzadkich, krytycznych minerałów z punktu widzenia nowoczesnej gospodarki - takich jak lit z solanek geotermalnych - mający duże znaczenie w produkcji baterii do samochodów elektrycznych.

- Energia geotermalna ma do odegrania kluczową rolę w przejściu na czystą energię wraz z innymi odnawialnymi źródłami energii, bo jest nie tylko zrównoważonym źródłem ogrzewania i chłodzenia - mówi Arkadiusz Biedulski, prezes UOS Drilling, największej prywatnej spółki wiertniczej w Polsce, świadczącej usługi m.in dla branży geotermalnej.

- Dzięki przyspieszeniu inwestycji w rozbudowę zmiennej mocy z elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, rośnie rola geotermii, jako elastycznego źródła energii wspierającego stabilność sieci elektroenergetycznej. Jej największa przewaga tkwi w tym, że jest obecnie jedynym niezależnym od pogody, opłacalnym źródłem energii odnawialnej. Innymi słowy, jest “zawsze włączona”.

ENERGIA

● Z symulacji Międzynarodowej Agencji Energii (IAE) wynika, że bez przyspieszenia rozwoju sektora geotermalnego, nie uda się zrealizować zeroemisyjnych celów netto dla całej gospodarki do roku 2050. W porównaniu do innych rodzajów OZE w geotermii trzeba się liczyć z wysokimi kosztami początkowymi i wysokim ryzykiem dotyczącym zasobów, zwłaszcza na wczesnych etapach rozwoju. Sama eksploatacja geotermalnego źródła nie jest kosztowna, pod warunkiem że spełnia wymagania pod względem temperatury oraz wydajności. Ale to trudno stwierdzić przed dokonaniem pierwszego odwiertu. - By dostać się do źródła ciepła i przekształcić go w użyteczną formę energii, musimy wykonać głębokie odwierty, które zawsze są obarczone jakimś ryzykiem wynikającym z geologicznej struktury terenu, na którym działamy - tłumaczy Arkadiusz Biedulski z UOS Drilling. Jest to trudne, kosztowne i stanowi główną barierę inwestycyjną. Dlatego, by zbliżyć się do celów określonych przez IEA i uwolnić niewykorzystany dotychczas potencjał geotermii konieczne są cztery rzeczy:

a) inwestycje w zasoby geotermalne oraz ich promocja i lepszy dostęp do wiedzy na temat zalet tej energii,

b) ograniczanie podpowierzchniowego ryzyka geologicznego związanego z pracami poszukiwawczymi, poprzez finansowanie badania parametrów termicznych skał na potrzeby geotermii,

c) wdrażanie projektów pilotażowych wykazujących techniczną wykonalność projektu, co służyć będzie działającym na tym rynku podmiotom, inwestorom i konsumentom zainteresowanym tego rodzaju energią,

d) rozwój technologicznych innowacji obniżających koszty projektów geotermalnych i zwiększających szanse na wykorzystanie energii geotermalnej na obszarach, na których wcześniej wydawało się to nieopłacalne (tak jak stało się to na przykład z gazem łupkowym).

● Komisja Europejska szacuje, że 25 proc. europejskiej populacji mogłoby w opłacalny sposób korzystać z ogrzewania geotermalnego. Oznacza to ogromne przeskalowanie tego rynku, który napędzać miałyby innowacje i inwestycje w zieloną stabilną energię. Nowym trendem w ostatnich latach jest rosnące zainteresowanie wykorzystaniem zasobów geotermalnych o niskiej i średniej temperaturze.

ENERGIA

Motorem pozwalającym wykorzystać te zasoby jest postęp technologiczny (m.in rozwój technologii cyklu binarnego) oraz zastosowanie dużych pomp ciepła

● Duża skalowalność inwestycji geotermalnych sprawia, że sektor budzi coraz większe zainteresowanie wśród globalnych graczy z branży energetycznej, naftowej i gazowej. Przede wszystkim jest dla nich szansą na dywersyfikację swojej działalności, poprzez rozwój segmentu geotermalnego dzięki doświadczeniu pozyskanemu w procesie wytwarzania energii geotermalnej oraz ropy i gazu. Chodzi między innymi o zastosowanie zaawansowanych technologii pierwotnie opracowanych w przemyśle naftowym i gazowym oraz o wykorzystanie w procesie transformacji energetycznej ogromnej i wysoce wyspecjalizowanej infrastruktury, należącej do spółek z sektora energetycznego. Magnesem przyciągającym nowych graczy są też nowe możliwości wynikające z rozwoju nowych technologii EGS (udoskonalone systemy geotermalne) i AGS (zaawansowane systemy geotermalne) przez inwestycje

w czystą energię. Do tego dochodzą synergie wynikające z podobieństw technologicznych w zakresie wykonywania odwiertów geotermalnych i węglowodorowych.

● Udoskonalone lub zmodyfikowane systemy geotermalne (EGS) poprawiają przepuszczalność systemów geotermalnych poprzez stymulację hydrauliczną, chemiczną i termiczną. Stymulację można przeprowadzić w części struktur geologicznych, które spełniają wymagania co do temperatury, ale dopływ wody termalnej lub przepuszczalność skał nie pozwalają na ekonomiczne wydobycie ciepła przy użyciu obecnych technik. W takich przypadkach wydajność otworów może być zwiększana przez ich stymulację, tworzenie nowych pęknięć oraz otwieranie i poszerzanie tych istniejących. W ten sposób powstaje przestrzeń, w której woda (lub inny płyn nośny) może swobodnie krążyć w gorącej skale, pochłaniając ciepło i wytwarzając parę w procesie podobnym do tego, który zachodzi naturalnie w gejzerach. Rozwiązania EGS przypominają proces szczelinowania hydraulicznego, szeroko rozpowszechnionego w Stanach Zjednoczonych przy wydobyciu gazu łupkowego. Podobnie jak przy szczelinowaniu, proces ten jest obarczony ryzykiem wywołania lokalnych niewielkich wstrząsów, ale jak pokazały firmy działające na rynku gazu jest to ryzyko, które w większości lokalizacji można kontrolować.

● Zaawansowane systemy geotermalne (AGS) to głębokie, duże, sztuczne obwody o zamkniętej pętli, w których krąży płyn roboczy podgrzewany przez skały podpowierzchniowe w procesie przewodzenia i wymiany ciepła. Jednakże wymagane są znacznie dłuższe odwierty (do 10 kilometrów), krzyżowo ze sobą łączone i zapętlone, aby zwiększyć powierzchnię wymiany ciepła, co przekłada się na wyższe koszty wiercenia. Z drugiej strony, ponieważ AGS nie wymagają zbiornika wodonośnego o dobrej przepuszczalności, mają potencjał do zastosowania w prawie każdym miejscu na świecie, niezależnie od warunków geologicznych. A to z kolei znacząco zmniejsza ryzyko i ułatwia oszacowanie produkcji ciepła „ze stosunkowo dużą pewnością". Jednocześnie nie jest wymagana stymulacja zbiornika, co ogranicza ryzyko wystąpienia aktywności sejsmicznej i zmniejsza zużycie wody.

● Najlepszym parametrem pokazującym opłacalność inwestycji w geotermalne źródła jest cena, jaką za korzystanie z tej energii płacą indywidualni odbiorcy. Przykładowo, ceny ciepła oferowanego przez cztery polskie duże geotermie (Podhalańską, G-Term Energy, Pyrzyce, Poddębice) kształtowały się w tym roku przedziale 35-101 zł/GJ, w zależności od warunków geologicznych danej lokalizacji oraz kosztów przeprowadzonych inwestycji. Nie da się tych cen bezpośrednio porównać z kosztami ciepła z tradycyjnych węglowo-gazowych źródeł, bo te zrobiły się tak wysokie, że pod koniec zeszłego roku zostały wprowadzone budżetowe rekompensaty, by ciepłownie mogły obniżyć cenę ciepła dostarczanego indywidualnym odbiorcom. Ale można odnieść się do cen ciepła sprzed budżetowej interwencji oferowanych przez pięć przykładowych ciepłowni (Morąg, Kutno, Stargard, Skierniewice, Bytom), które kształtowały się w przedziale 97-293 zł/Gj, w zależności od lokalizacji. Były to więc ceny średnio 3-4 razy wyższe. Konieczność wprowadzenia rekompensat w celu zatrzymania dalszego wzrostu cen ciepła pozyskiwanego z węgla i gazu ze względu na ryzyko ubóstwa energetycznego pokazuje kolejną przewagę ciepła geotermalnego, które jest niezależne od globalnych zmian cen surowców.

ENERGIA

● Przykładem tego, jak efektywnie i opłacalnie można w polskich warunkach produkować ciepło z źródeł termalnych jest G-Term Energy. Jest to druga co do wielkości w Polsce instalacja geotermalna dysponująca mocą na poziomie 15-40 MW (moc instalacji jest uzależniona od warunków pogodowych wpływających na temperaturę powrotu w sieci ciepłowniczej). Uruchomienie instalacji miało miejsce w 2005 roku, ale dopiero zaangażowanie się nowego inwestora i wykonanie kolejnych otworów chłonnych w latach 2016-2020, pozwoliło temu projektowi osiągnąć ekonomiczną skalę. Dziś G-term wydobywa wodę geotermalną za pomocą dwóch otworów produkcyjnych. Po oddaniu ciepła na wymienniku ciepła, już schłodzona solanka zatłaczana jest z powrotem do złoża poprzez pięć otworów chłonnych. Takie rozwiązanie zapewnia nie tylko odnawialność złoża. Teoretycznie jeden otwór chłonny obsługuje dwa otwory produkcyjne. W Stargardzie ich większa liczba wymuszona została wysoką mineralizacja złoża (blisko 150 gramów/dm3), przez co rozpuszczone w wodzie związki osadzają się na ścianach odwiertu w strefie zatłaczania co powoduje konieczność przeprowadzania każdego roku prac poprawiających chłonność otworów zatłaczających. Jednocześnie jest to główny koszt związany z eksploatacją geotermalnego źródła. - Tylko dzięki zakończonej w zeszłym roku inwestycji umożliwiającej produkcję ciepła dla mieszkańców Stargardu Szczecińskiego udało się obniżyć szacowaną roczną emisję gazów cieplarnianych o 23,4 tys. ton równoważnika CO_2 - tłumaczy Arkadiusz Biedulski, prezes UOS Drilling, które wykonało geotermalne odwierty.

● Rozwój technologii EGS i AGS ma pomóc przezwyciężyć problem uwarunkowań geologicznych utrudniających pozyskiwanie energii z ziemi. Innym - prostszym i tańszym w zakresie inwestycji sposobem jej pozyskania jest geotermia niskotemperaturowa. – Zdając sobie sprawę z ograniczeń związanych z głębokimi odwiertami geotermalnymi, rozwijamy usługę wierceń dla potrzeb płytkiej geotermii, która wykorzystuje ciepło pozyskiwane z dużo mniejszych głębokości, 70–100 m – tłumaczy Arkadiusz Biedulski. Przykładem jest geotermalna inwestycja w Studzienicach, przeprowadzona przez spółkę z grupy UOS - GGTS Solutions. W ramach projektu wykonane zostało 20 odwiertów o głębokości 99 m. Do wytwarzania ciepła zainstalowane zostały dwie rewersyjne pompy ciepła o mocy grzewczej 42 kW i chłodniczej 50 kW. To wystarcza do pokrycia zapotrzebowania na ciepło budynku biurowego o kubaturze 5,4 tys. m^3 oraz hali warsztatowej o kubaturze 10 tys. m^3, jak również do schłodzenia biurowca w okresie letnim. Uzupełnienie całej instalacji o panele PV (o mocy 100 kW) ustawione na dachu inwestycji optymalizuje koszty eksploatacji pokrywając ok. 1/3 zapotrzebowania na prąd potrzebnego do napędu pomp ciepła. Dzięki uwzględnieniu instalacji na etapie projektowania biurowca, można było zoptymalizować wykorzystanie powierzchni i obniżyć koszty inwestycji. Odwierty zrealizowane zostały pod parkingiem oraz halą warsztatową. Łączny koszt inwestycji wyniósł ok. 760 tys. zł. Geotermia niskotemperaturowa - mimo że mniej efektywna biorąc pod uwagę finalną cenę ciepła - dobrze wpisuje się w strategię stopniowego zmniejszania emisji CO_2 ze względu na niższe koszty i możliwości większej ilości lokalizacji.

ENERGIA

Energetyka wodna wszędzie gdzie pozwala grawitacja

Fot: Turbulent

● O elektrowniach wodnych przez lata myślało się w sposób bardzo konwencjonalny - na kolejne rzeki nakładano wędzidło turbiny zasilającej prądnicę. A przecież każdy ciek wodny może generować prąd. Nawet rura kanalizacyjna. Taki eksperyment podjęto kilka lat temu w Portland, gdzie w ciągu rur kanalizacyjnych zainstalowano cztery specjalne segmenty opracowane przez firmę LucidEnergy, w których znajdują się turbiny wodne podłączone do generatorów umieszczonych bezpośrednio nad rurą. Przepływająca rurą woda obraca je i produkuje prąd. Aby instalacja miała uzasadnienie, robi się ją w miejscu, gdzie rurociąg podąża w dół, a strumień wody napędzany jest siłą grawitacji i nie potrzeba pomp, które same zużywają prąd. Jej przewagą jest fakt, że w przeciwieństwie do rzek, tutaj poziom przepływu wody jest stały, co zwiększa sprawność instalacji. Prąd wytworzony w portlandzkich kanałach trafia do sieci – rocznie jest to 1,1 GWh, co wystarcza na zasilenie 150 domów. Stąd całe przedsięwzięcie finansuje się samo, na bazie 20-letniej umowy odbioru energii podpisanej z miejscowym zakładem energetycznym. Wedle założeń, w tym czasie instalacja ma przynieść 2 mld dol., co zwróci koszt inwestycji wraz z finansowaniem i kosztami utrzymania oraz pozostawi nadwyżkę dla inwestorów. A żywotność instalacji jest większa niż 20 lat.

● Pomysł na elektrownię w wodociągach to nie jednorazowy eksperyment, o czym świadczy najlepiej fakt, że wdrożony został także w Polsce za sprawą szczecińskiego ZWiK. Podobnie jak w Portland istotą pomysłu jest naturalny spadek terenu, po którym biegną rury. W Szczecinie wykorzystano różnicę poziomów pomiędzy jeziorem Miedwie a Zakładem Produkcji Wody w Pomorzanach dokąd rurociągiem jest doprowadzana woda z tego zbiornika. Spadek wynosi tu przeszło 30 metrów, więc prąd wody wystarczy do tego, aby zainstalować turbinę wodną o mocy 140 kW. Dzięki temu rocznie zakład wyprodukuje dodatkową 1 GWh energii, więc praktycznie tyle, ile w Portland.

● Jeszcze bardziej śmiały pomysł na miejską elektrownię wodną przedstawił polski start-up Aquares, który postanowił wykorzystać siłę deszczu. Wszystko za sprawą inteligentnie zaprojekotwanych mikroinstalacji retencyjnych rozsianych po mieście, które nie dość że zbierają wodę, to jeszcze produkują prąd.

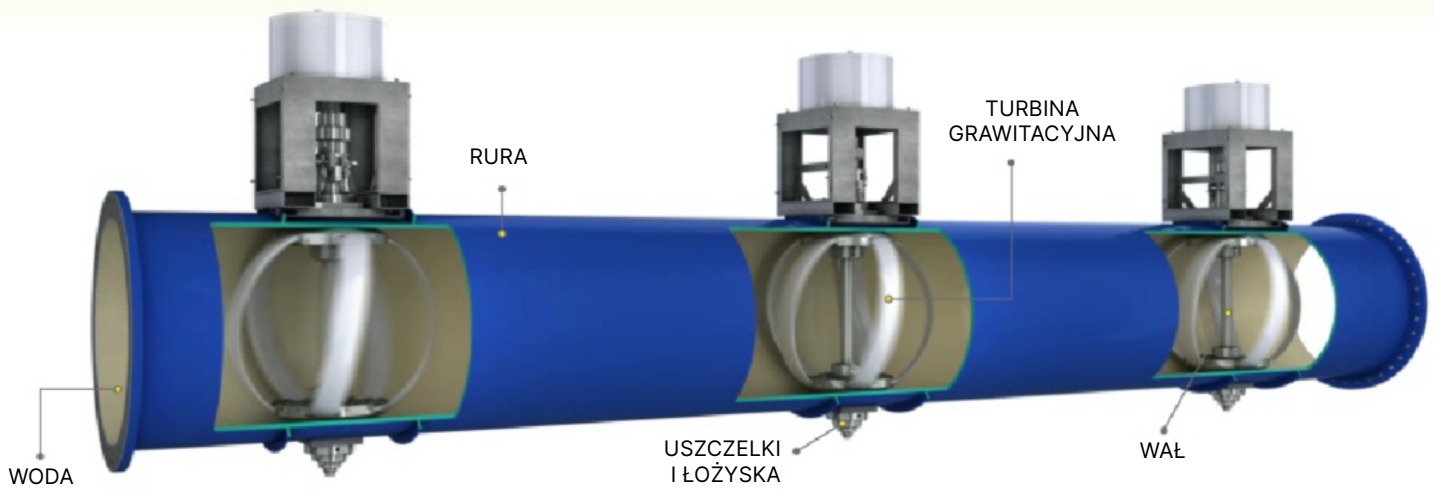
ENERGIA

Mechanizm jest tu bardzo prosty i jak to w hydroelektryce bazuje na sile grawitacji. Tyle że tu woda nie wypływa ze źródła w górach, ale leje się z nieba, więc czerpie się z siły grawitacji oferowanej przez naturę. Układ wykorzystuje dwa zbiorniki, oba retencyjne. Dolny, zakopany w ziemi pod kawałkiem miejskiej zieleni (z trawnikiem, krzewami i drzewami), przez co woda przesącza się tu też bezpośrenio z opadów. Górny jest ustawiony pionowo na fasadzie budynku i połączony z rynnami, tak aby przechwytywał deszczówkę z dachu. W ten sposób odciąża miejską kanalizację zmniejszając ryzyko jej przepełnienia w czasie nawałnic. Wypełnia się w czasie deszczu, a zgromadzona woda po zmroku jest spuszczana do dolnego zbiornika. Wówczas umieszczona na jej drodze prądnica produkuje energię zasilającą latarnie znajdujące się w sąsiedztwie. To najprostszy schemat działania, gdy opady są obfite. Gdy deszczu jest zbyt mało, aby wypełnić zbiorniki, w ciągu dnia włącza się dodatkowa pompa zasilana panelem słonecznym, która pompuje wodę z dolnego do górnego zbiornika, aby całkiem go wypełnić. Po zmroku układ się odwraca i woda spływa na dół zasilając oświetlenie. W ten sposób system zaproponowany przez Aquares działa jak elektrownia szczytowo-pompowa.

● W energetyce wodnej nie ma więc fundamentalnych zmian w technologii, ale w funkcjonalności, a przede wszystkim topografii - turbinę wodną można zainstalować wszędzie, gdzie spływa woda. Taki pomysł przyświecał belgijskiej firmie Turbulent, która tworzy niewielkie i przyjazne środowisku urządzenia zainspirowane naturą. Zaczęli w 2016 roku w belgijskim Cleerbeek uruchamiając pilotażową mikroelektrownię o mocy 2,2 kW. „Nasza turbina typu Vortex została zaprojektowana jako ciągła, elastyczna i ekonomiczna alternatywa dla istniejących elektrowni wodnych o niskiej wydajności", podkreślają założyciele Turbulent. Turbiny działają przy tym bez zapór i są łatwe do zainstalowania, zarówno w naturalnych strumieniach wodnych, jak i systemach kanalizacyjnych. Dzięki temu jest to też rozproszone źródło mocy. Obracają się w poziomie wykorzystując naturalne wiry tworzone przez płynącą wodę.

● Twórcy Turbulent wymieniają długą listę zalet swojej technologii: nie wymaga konserwacji, jest przyjazna dla ryb, zdalnie monitorowana, nie stanowi zagrożenia powodziowego i charakteryzuje się długim okresem eksploatacji. „Jako technologia „run-in-river" Turbulent ma jeden z najniższych śladów węglowych wśród wszystkich technologii wytwarzania energii elektrycznej, ponieważ wymaga znacznie mniej surowców (stali, betonu) niż większość z nich." przekonują twórcy firmy, podkreślając przy tym, że koszt mikroelektrowni wodnej Turbulent jest znacznie niższy niż koszt tradycyjnej elektrowni wodnej i konkurencyjny w stosunku do elektrowni słonecznej z akumulatorami. „Aby wyprodukować taką samą ilość energii ciągłej jak turbina Turbulent, trzeba by zainstalować elektrownię słoneczną o wielkości boiska piłkarskiego. Turbina Turbulent potrzebuje tylko 8 proc. tej powierzchni", dodają.

Stąd technologia ta szybko zyskała popularność na całym świecie – poza Europą trafiła m.in. do Chile, Kongo i na Daleki Wschód do Tajlandii, na Filipiny, a nawet na indonezyjską Bali. Mówimy tu już o znacznie większych instalacjach, spośród których największa jest dopiero realizowana na Tajwanie, gdzie będzie pracować elektrownia o mocy 600 kW.



ENERGIA

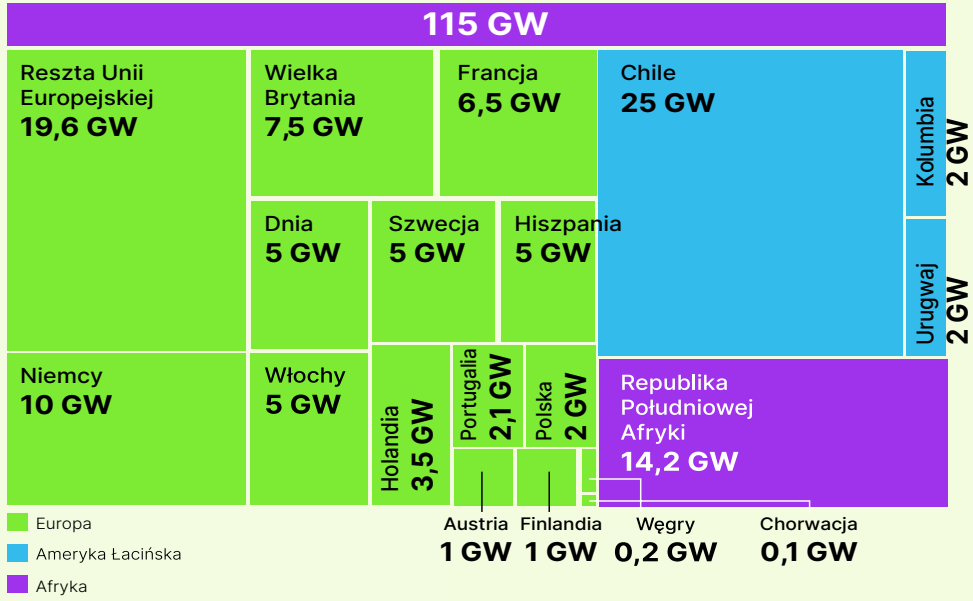
Wodór

● Do października 2022 r. ponad 60 krajów opracowało lub przygotowało strategie wodorowe. W ramach tych planów kilka krajów przyjęło cele w zakresie ekologicznego wodoru, najczęściej określane jako wydajność elektrolizera. Dziś ich łączna moc to zaledwie 1,4 GW, ale gdy przyjęte cele zostaną zrealizowane w 2030 roku, moc wzrośnie do 100 GW.

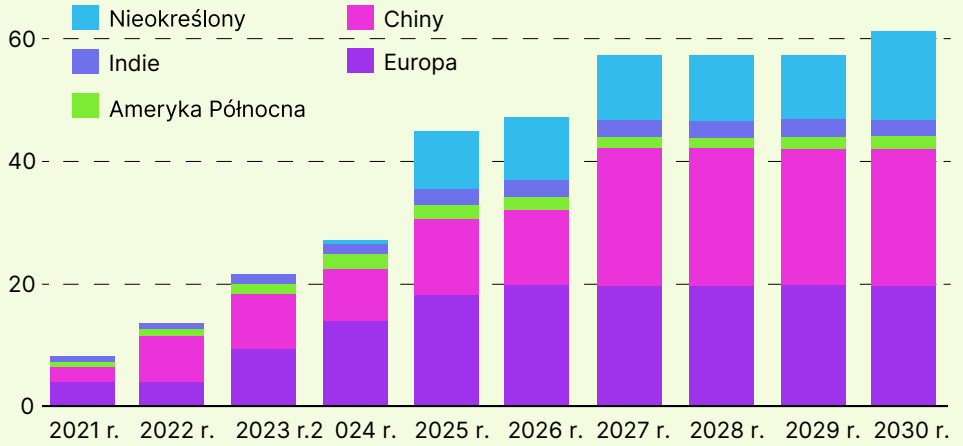
● Kluczową rolę odgrywa tu Europa, której pakiet REPowerEU wyznacza cel, jakim jest krajowa produkcja 10 mln ton odnawialnego wodoru do 2030 r. Ma to być alternatywa dla gazu ziemnego, węgla i ropy naftowej w branżach wytwórczych oraz w sektorze transportu. Wzrost produkcji zielonego wodoru przekłada się na konieczność zwiększenia mocy zainstalowanej elektrolizerów do 65 GW w 2030 r.

● To jednak zdecydowanie za mało. Według szacunków IEA realizacja wszystkich projektów będących w przygotowaniu może doprowadzić do uruchomienia znacznie większej mocy elektrolizerów na poziomie 134-240 GW (do 2030 r). Inwestycje w elektrolizę rosną jednak z bardzo niskiego poziomu i wymagają znacznego przyspieszenia. Aby osiągnąć scenariusz zerowej emisji netto w połowie wieku (NEZ), do 2030 roku moce wytwórcze wodoru trzeba by zwiększyć do 700 GW.

● Kluczowe jest więc zwiększenie mocy produkcyjnych samych elektrolizerów. Dziś sięgają około 8 GW rocznej produkcji (IEA), a Europa i Chiny odpowiadają za 80 proc. światowych mocy produkcyjnych. Zgodnie z zapowiedziami firm globalne moce produkcyjne elektrolizerów do 2030 roku mogą jednak osiągnąć 65 GW rocznie z zachowaniem dominującej pozycji Europy i Chin.



Docelowa łączna moc elektrolizerów do roku 2030, globalnie, dane na wrzesień 2022



Planowane zdolności produkcyjne elektrolizerów według regionów, 2021-2030, w GW rocznie

Źródło: IEA

ENERGIA

Wodorowa paleta barw - Technologie produkcji wodoru

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 mln ton) 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 emisją dużej ilości CO_2 - około 9-12 kg CO2/kg H2.

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 wyprodukowany przy okazji CO_2 jest przechwytywany i magazynowany w instalacjach typu CCS lub CCU.

Wodór turkusowy
Wodór otrzymany w procesie pirolizy metanu lub w procesie przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych. Piroliza prowadzoną 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.

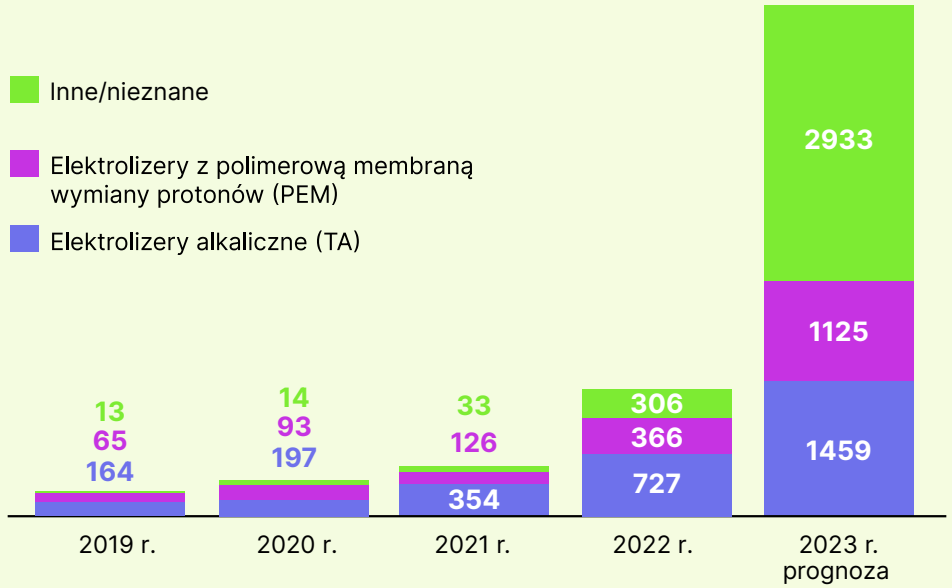
Wodór różowy/fioletowy/purpurowy/czerwony
To swoista wariacja na tema zielonego wodoru - wszystkie cztery kolory oznaczają wodór produkowany w procesie elektrolizy, tyle że zasilanej energią jądrową.

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

● Jeśli chodzi o elektrolizę, dwie dominujące na rynku technologie to elektrolizery alkaliczne (TA) i PEM (Proton Exchange Membrane). Oba różnią się od siebie stanem skupienia elektrolitu. Alkaliczny pracuje z ciekłym elektrolitem, natomiast drugi z nich wykorzystuje elektrolit polimerowy, a dokładnie polimerową membranę wymiany protonów - stąd PEM. Elektrolizery alkaliczne to bardziej dojrzała technologia, jednak dziś obie znajdują się na tym samym poziomie gotowości. Biorąc pod uwagę liczbę i skalę rozwijanych projektów, IEA ocenia, że w najbliższym czasie projekty alkaliczne utrzymają większy udział w rynku niż elektrolizery PEM.

● Jak przekonują eksperci IEA, koszty inwestycji w elektrolizer są trudne do porównania w różnych systemach, ponieważ często brakuje informacji o kluczowych parametrach systemu, takich jak temperatura, napięcie, gęstość prądu i ciśnienie. Jednak po uwzględnieniu inflacji redukcje kosztów technologii alkalicznej były na ogół umiarkowane w ostatnich dziesięcioleciach, podczas gdy technologia PEM wykazała znaczne redukcje kosztów, które obecnie zbliżają się do tych z systemów alkalicznych. Zostały osiągnięte głównie dzięki badaniom i rozwojowi, przy braku znaczącej penetracji rynku. Nakłady inwestycyjne (CAPEX) w przypadku obu technologii mieszczą się obecnie w przedziale 500 - 1,4 tys. dol/kW dla elektrolizerów alkalicznych i 1,1 - 1,8 dol/kW dla elektrolizerów PEM.

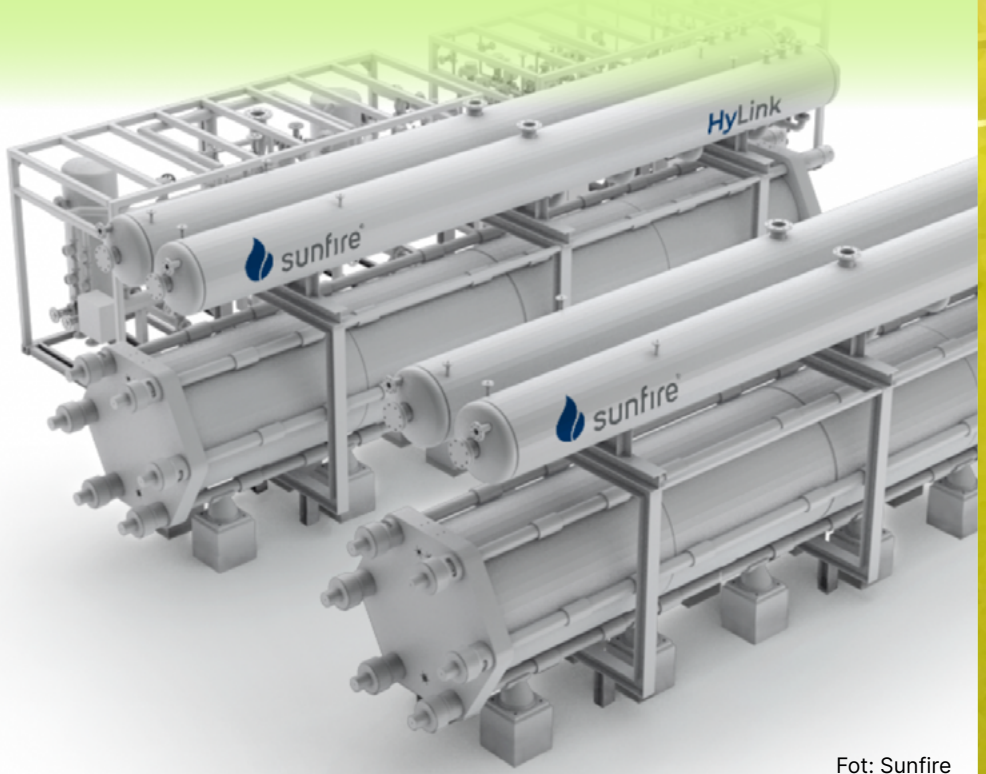
Całkowita zainstalowana moc elektrolizy według technologii, w MW



ENERGIA

Elektroliza na gorąco

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. Celscjusza) 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 miliona 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 wykorzystania 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

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 ujemny wraca do anody, gdzie z kolei odziela 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 bar i 1 bar. 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 ją do kategorii TRL4 (wczesny prototyp). Jednak widząc tempo jej rozwoju w 2022 roku skorygowała w górę ocenę, przesuwając ją 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 zaprezentował 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

Wodór pięć razy tańszy w 10 lat

● Kluczowym wyzwaniem w wytwarzaniu zielonego wodoru jest jednocześnie zwiększenie mocy produkcyjnych i obniżanie kosztów procesu. Stąd pojawił się m.in. program Hydrogen Shot zainicjowany przez Departament Energii USA, który obecny koszt produkcji paliwa wodorowego sięgającego 5 dolarów za kilogram, w ciągu dekady chce obniżyć o 80 proc. - do 1 dolara za kilogram. Podąża za tym wart 9,5 miliarda dolarów program inwestycyjny, którego celem jest stworzenie co najmniej czterech centrów czystego wodoru zlokalizowanych w różnych częściach USA. Ostrożniejsi są analitycy Rethink Energy, którzy konserwatywnie szacują, że całkowity koszt zielonego wodoru wyniesie 1,54 dol. za kilogram, na co będzie się składać energia elektryczna (0,90 dol za kg), nakłady inwestycyjne (0,27 dol. za kg), woda (0,22 dol. za kg) i koszty operacyjne (0,14 dol za kg).

● Jedną z propozycji na tańszą produkcję wodoru przedstawili naukowcy z University of Science and Technology w Arabii Saudyjskiej (KAUST), którzy znacząco uprościli technologię. “Zaprojektowaliśmy, wykonaliśmy i przetestowaliśmy reaktor fotoelektrochemiczny, który bilansuje koszty systemowe przez swoją zwartą budowę, użycie skoncentrowanego światła słonecznego oraz wykorzystanie elektrolitu alkalicznego, przez co uzyskujemy niższe koszty katalizatora i nie musimy zarządzać z zewnątrz temperaturą procesu.”, w naukowych słowach tłumaczą autorzy projektu. Zdaniem profesora Hichama Idrissa, głównego badacza, odkrycie to znacznie obniży koszty produkcji wodoru w drodze elektrolizy. Nie będzie potrzeby stosowania obwodów sterujących, złączy i innych narzędzi pomocniczych, które powodują, że proces jest kosztowny. Idriss przyznaje jednocześnie, że koszt jego technologii wciąż jest wyższy od klasycznych „emisyjnych” metod produkcji wodoru, a jednocześnie wciąż ma sporo wyzwań związanych z rozbudową systemu do skali przemysłowej. Dlatego wciąż pracuje nad swoim rozwiązaniem.

● Kolejnym usprawnieniem, które przedstawiła ekipa z wydziału inżynierii chemicznej The University of Melbourne, ma być wytwarzanie zielonego wodoru z pary wodnej. Oznacza to, że jego produkcję będzie można prowadzić nawet w miejscach, gdzie nie występują zbiorniki wodne. Podstawowa metoda produkcji jest taka sama, jak przy użyciu wody, czyli przez jej elektrolizę. Aby mówić o zielonym wodorze, proces ma być napędzany energią odnawialną i tu właśnie samo miejsce produkcji ma znaczenie. Jak bowiem zaznaczają naukowcy, rozbieżność geograficzna między dystrybucją energii ze źródeł odnawialnych a dostępnością słodkiej wody stanowi poważne wyzwanie dla wytwarzania wodoru. Dotyczy to przede wszystkim fotowoltaiki. Tam, gdzie świeci najintensywniej i liczba dni z bezchmurnym niebem jest największa, siłą rzeczy utrzymują się wysokie temperatury. To sprawia że słodka woda jest towarem deficytowym. Najlepszym przykładem jest sama Australia, ale miejsc o dużym potencjale jest bardzo wiele, także np. na południu Europy. Zespół inżynierów przedstawił metodę bezpośredniej produkcji wodoru z powietrza. Wiszące w nim kropelki wody wychwytują za pomocą elektrolitu higroskopijnego, a później poddają elektrolizie zasilanej energią słoneczną lub wiatrową. Stworzony przez nich prototyp urządzenia działał przez 12 kolejnych dni ze stabilną wydajnością na poziomie 95 proc. To tzw. wydajność Faradaya (ew. sprawność Coulomba), która określa stosunek między ilością gazu możliwego do wytworzenia podczas elektrolizy a rzeczywistym efektem finalnym. Ten tak zwany moduł bezpośredniej elektrolizy powietrznej (DAE) może pracować w naprawdę suchym środowisku o wilgotności względnej 4 proc. Na pustyni wskaźnik ten wynosi mniej więcej 20 proc.

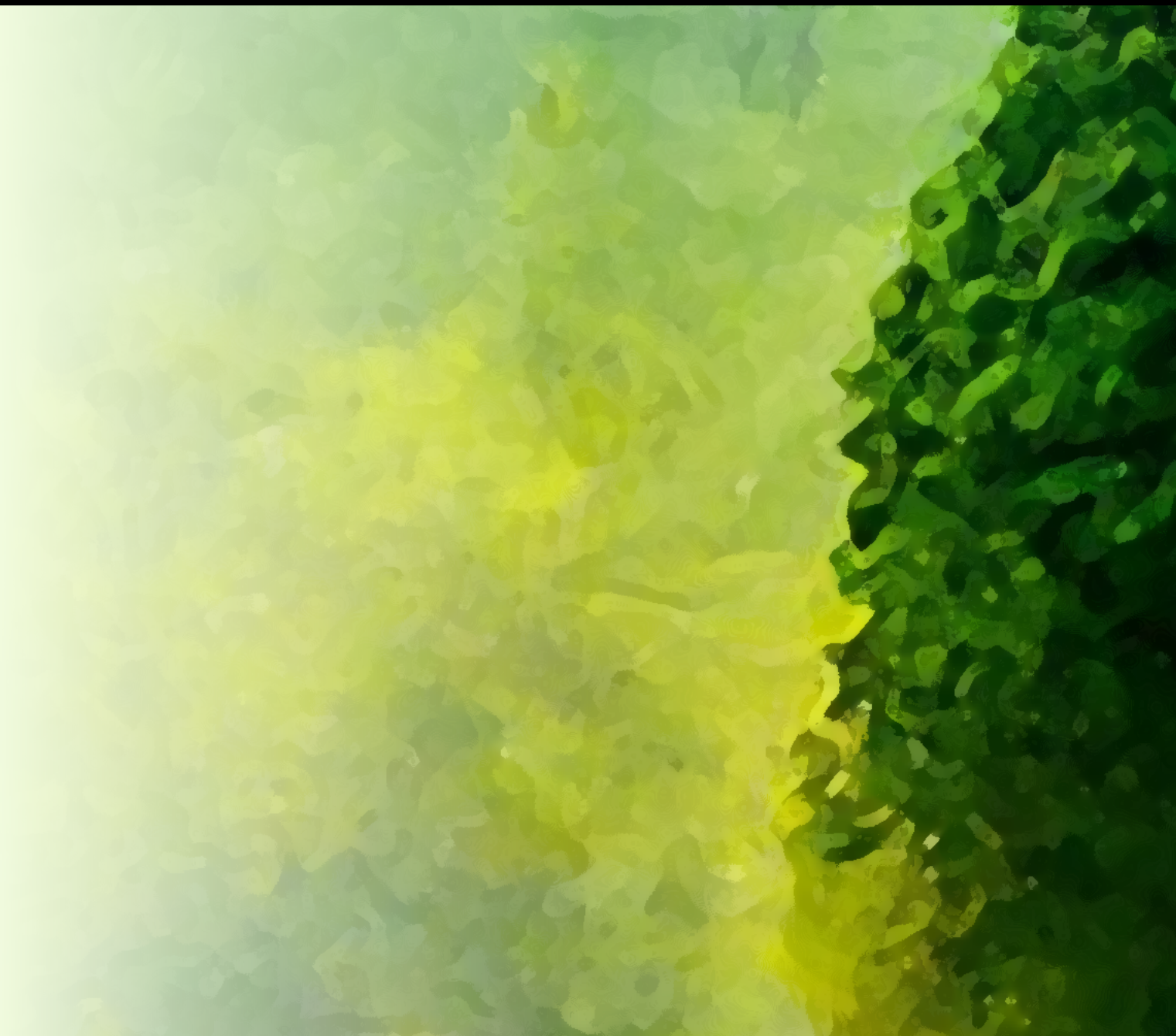
● Inżynierowie pracują także nad udoskonaleniem elektrolizerów średniotemperaturowych, które pracują w warunkach 300 - 600 st. Celsjusza (w przeciwieństwie do opisanych wcześniej elektrolizerów wysokotemperaturowych, gdzie potrzebne jest ciepło powyżej 600 st. Celsjusza). Urządzenia te nigdy nie działały tak wydajnie, jak mówi teoria. Średniotemperaturowe elektrolizery

ENERGIA

wykorzystują tak zwane protonowe ceramiczne ogniwa elektrochemiczne. To rodzaj kanapki z gęstym elektrolitem, umieszczonym pomiędzy dwiema porowatymi elektrodami. Sam rdzeń składający się głównie z baru, ceru i cyrkonu bardzo dobrze przewodzi protony. Kiedy jednak umieści się go w tym trójwarstwowym urządzeniu, przewodnictwo protonowe całej komórki znacząco spada - wynosi tylko około 50 proc. przewodności masy. Stąd inżynierowie materiałowi z Battelle Energy Alliance oraz MIT podjęli się analizy problemu i trafili na bardzo proste rozwiązanie: zmatowili górę elektrolitu przy użyciu kwasu, który wytrawił rowki na powierzchni, tak aby lepiej przylegał do porowatej powierzchni elektrody. Porównali to do piaskowania powierzchni przed nałożeniem farby w celu zwiększenia przyczepności. Ich ogniwa potraktowane kwasem przy napięciu 1,5 Volta i temperaturze 600 st. Celsjusza wytwarzały około 200 proc. więcej wodoru na powierzchnię niż jakiekolwiek poprzednie ogniwo tego typu i działały dobrze do 350 st. Celsjusza przy niewielkim spadku wydajności podczas dłuższej pracy.

● Naukowcy z Battelle Energy Alliance oraz MIT przyszłość elektrolizerów średniotemperaturowych widzą m.in. w energetyce atomowej, gdzie wytwarza się duże ilości ciepła odpadowego. Takie projekty już się toczą - elektrownia Nine Mile Point firmy Constellation otrzymała grant Departamentu Energetyki USA na program pilotażowy, w ramach którego zostanie zainstalowany elektrolizer membranowy do wymiany protonów. „Skala działania elektrowni jądrowych jest wyjątkowo dostosowana do skalowania produkcji wodoru", zauważa Colleen Wright, wiceprezes ds. strategii korporacyjnej w Constellation. Wodór przechodzi od badań i rozwoju do fazy komercyjnej. Nazywaliśmy to „gimnazjalnym balem", gdzie wszyscy stoją w kręgu, czekając, kto pierwszy podejmie to wyzwanie i zatańczy. A jest wielu dużych graczy, którzy są gotowi podjąć to ryzyko", dodaje.

● Przy całym optymizmie jakim przepełnia branżę wodorową Huyen N. Dinh, dyrektor HydroGEN, konsorcjum kilku krajowych laboratoriów Departamentu Energii USA, zauważyła, że minęło ponad 40 lat, zanim energia słoneczna i wiatrowa stała się konkurencyjna kosztowo, a teraz przemysł, rząd, krajowe laboratorium i liderzy akademiccy mają nadzieję na osiągnięcie podobnych redukcji kosztów paliwa wodorowego w znacznie krótszym czasie.



ENERGIA

CASE:
JAK PRODUKOWAĆ WODÓR CZYSTO I BEZEMISYJNIE

Jeden z najbardziej zaawansowanych projektów produkcji oraz wykorzystania zielonego i niebieskiego wodoru mają Brytyjczycy. To rozległa sieć HyNet, tworzona przez Cadent, czyli lokalnego dostawcę gazu, która w wodór ma zaopatrywać całą północno-zachodnią Anglię. Sercem ma być fabryka wodoru umieszczona w samym centrum regionu w sąsiedztwie estuarium rzeki Mersey, dokładnie w pół drogi między Liverpoolem, a Manchesterem. Do jego wytwarzania potrzebne będą dwa kluczowe surowce, oba pochodzące z morza. Pierwszy to gaz ziemny, wydobywany już z podwodnych odwiertów, a drugi to prąd produkowany na farmach wiatrowych stawianych na morzu (Cadent przewiduje też, że będzie wykorzystywał nadwyżki mocy szczytowej farm wiatrowych i solarnych działających na miejscu). Skutkiem ubocznym procesu będzie produkcja CO_2.

W HyNet nie zamierzają go jednak puszczać z dymem w atmosferę, ale na miejscu wychwytywać i rurociągiem także wyprawić w morze. Tam dwutlenek węgla miałby być zatłoczony do podziemnych wyrobisk, które pozostały po wydobyciu z nich gazu – Anglicy już mają upatrzone miejsce na zmagazynowanie 130 mln ton CO_2. To sprawi, że przetwórstwo metanu będzie bezemisyjne.

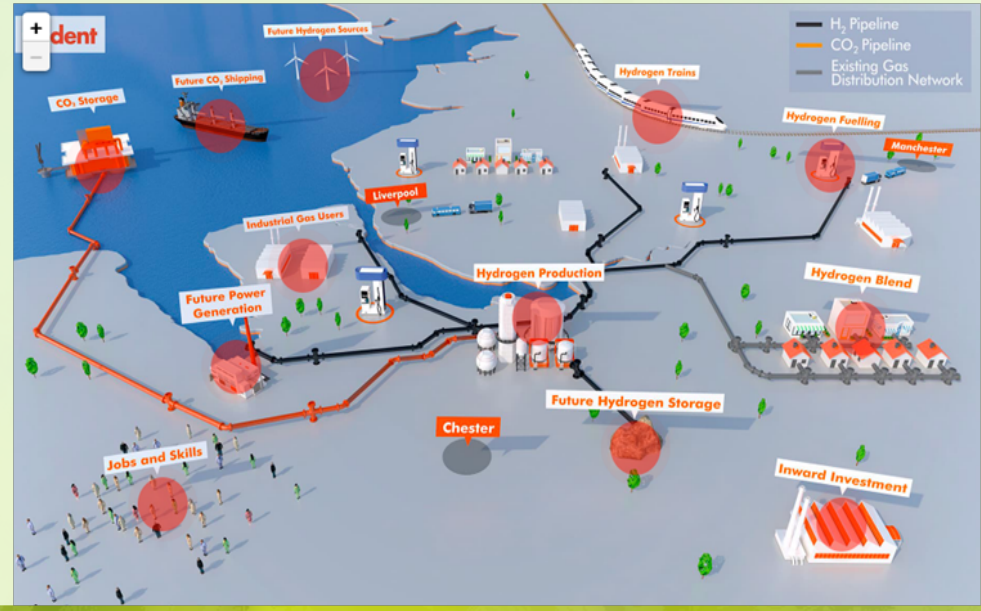
Przy tego typu produkcji w skałach można upychać nie tylko produkt uboczny, ale także ten podstawowy, czyli wodór. Twórcy HyNet mają już więc upatrzone miejsce na przechowywanie wodoru – w tym przypadku są to leżące nieopodal fabryki kawerny pozostałe po wydobyciu soli, które mogą pomieścić 455 mln m3 gazu. Tego typu wykorzystywanie istniejącego zaplecza mocno wpłynie na obniżenie kosztów przedsięwzięcia.

To tyle, jeśli chodzi o produkcję. Cadent ma już też pomysł na to, komu dostarczyć wodór. Na pewno będzie to kilkanaście zakładów, które potrzebują wodoru do produkcji (używany jest m.in. przy wytwarzaniu nawozów), a dziś używają go i pozyskują w sposób tradycyjny w towarzystwie emisji CO_2. Pod tym względem HyNet miałby więc nieco wyczyścić przemysł.

Drugi kluczowy kierunek to transport. Wodorem będą zasilane nie tylko auta, ale także pociągi (to alternatywa przede wszystkim dla składów spalinowych jeżdżących po torach, którym nie towarzyszy sieć trakcyjna).

Trzecie nieoczywiste zastosowanie go to dodawanie wodoru do gazu ziemnego, którym zasilane są piece ciepłownicze i domowe kuchenki. W takim połączeniu wodór będzie stanowił około 20 proc. paliwa i o tyle zmniejszy towarzyszącą mu emisję CO_2. Projekt jest więc wszechstronny i całkiem obiecujący.

Długa jest jednak droga do jego urzeczywistnienia. HyNet wystartował w 2018 roku i do 2023 roku ma powstać prototyp instalacji, który wykaże jej sprawność. Drugi etap (do roku 2026) to w pełni funckjonalna instalacja, która będzie wychwytywać 1 mln ton CO_2 rocznie i w ciągu kolejnej dekady zostanie powiększona tak, że jej moc przerobowa sięgnie 25 mln ton rocznie (do 2050 ma być jeszcze czterokrotnie większa).



ENERGIA

Po co ten wodór

● Projekt HyNet - opisany na poprzedniej stronie przewiduje m.in. dodawanie wodoru do gazu sieciowego w stężeniu do 20 proc. Podobny projekt o nazwie H100 Fife prowadzi szkocka spółka gazownicza SGN. Do odbioru wodoru dostosuje system gazowy w 300 domach w Levenmouth na wschodnim wybrzeżu Szkocji. Jest to pilotaż zaplanowany na pięć lat do marca 2027 roku. Brytyjczykom zależy na przetestowaniu jak wodór będzie sobie radził w roli paliwa, gdyż piecyki gazowe to bardzo powszechne źródło ciepła na wyspach (wg. danych z 2017 roku używane było w 38 proc. domów). Podstawową barierą jest jednak dostosowanie infrastruktury przesyłowej. Wodór jest nieporównywalnie mniejszą cząstką niż metan (CH_4), która poza czterema atomami wodoru ma jeszcze cząstkę węgla o 12-krotnie większej masie atomowej. Stąd jego skłonność do ucieczek - zwłaszcza w każdym miejscu łączenia gazociągów - będzie znacznie większa.

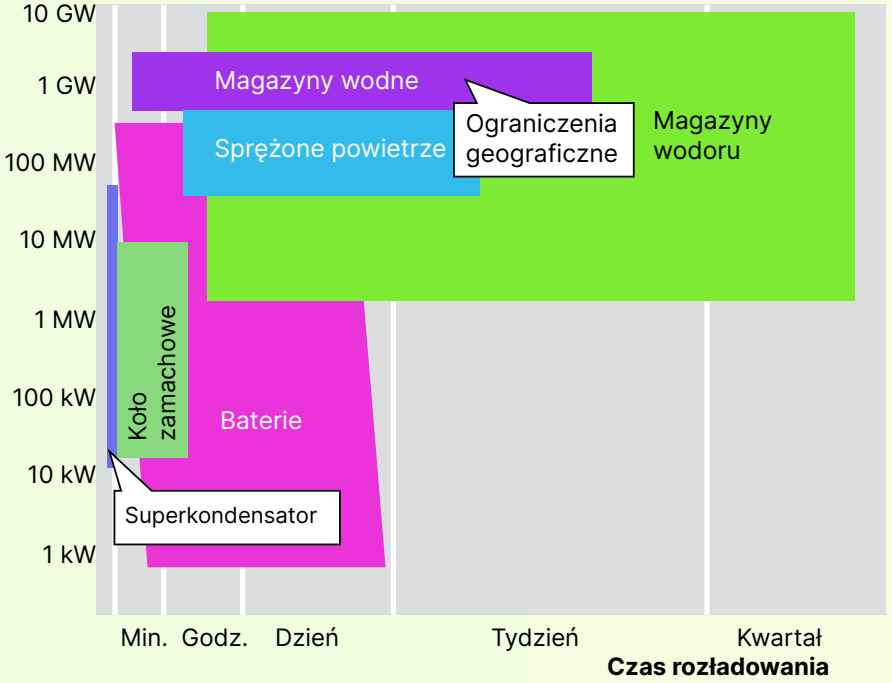
● Druga słabość to znacznie wyższe koszty ogrzewania wodorem niż gazem ziemnym - z badań brytyjskiego Cornwall Insight wynika że różnica sięga aż 70 proc. Stąd w sytuacji kiedy mowa o rozproszonym systemie ogrzewania domów bez możliwości korzystania z ciepła sieciowego, wskazuje się raczej na jego elektryfikację. „Ogrzewanie wodorem z energii odnawialnej jest sześć razy mniej wydajne niż używanie tej samej energii elektrycznej w pompie ciepła. Nie znam ani jednego poważnego analityka energetycznego niezwiązanego z przemysłem gazowym, który uważałby, że ogrzewanie wodorowe będzie czymś sensownym", zaznacza Michael Liebreich, założyciel Bloomberg New Energy Finance.

● To sprawia, że promująca zieloną transformację brytyjska Fundacja MCS rozpoczęła nawet kampanię przeciwko wykorzystywaniu wodoru do ogrzewania domów. Temat nagłaśnia z obawy przed tym, aby z wodorowymi inwestycjami nie zabrnąć w ślepą uliczkę. „Firmy paliw kopalnych mają plany promowania niebieskiego wodoru i dostarczania tego drogiego gazu do domów. Będzie to oznaczać budowę niezwykle kosztownych obiektów do wychwytywania dwutlenku węgla, kosztujących miliardy i stwarzających problem z odpadami związanymi z przechowywaniem tysięcy ton CO_2", zaznacza MCS, zachęcając także do elektryfikacji indywidualnego ogrzewania.

● 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. Model jest bardzo prosty i bazuje na wykorzystaniu pików produkcji prądu przez wiatraki oraz farmy słoneczne, gdy podaż jest zdecydowanie wyższa niż popyt. Te nadwyżki miałby być kierowane do elektrolizerów. Wodór wyprodukowany w nich przy najniższych cenach prądu byłby magazynowany, a jego energia uwalniana i przekształcana na energię elektryczną - w tzw. ogniwach wodorowych - w czasie wzrostu popyt na prąd. W ten sposób można go wykorzystywać na poziome całego systemu w dużych instalacjach, ale także w energetyce rozproszonej. W przyszłości każdej domowej instalacji fotowoltaicznej, będzie mógł towarzyszyć elektrolizer i magazyn wodoru (nad takim rozwiązaniem pracuje m.in. polska firma Sunex).

● W tym względzie bardzo ważne jest porównanie parametrów różnego rodzaju magazynów energii, zwłaszcza tych najpopularniejszych: akumulatorów elektrycznych, wodnych magazynów ciepła i właśnie magazynów wodoru. Jak widać z zestawienia przygotowanego przez IEA, baterie 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 są zarówno pojemne, jak i gromadzące energię na długo. Dziś ich podstawowym ograniczeniem są koszty.

Pojemność



Źródło: IEA Energy Technology Roadmap Hydrogen and Fuel Cells

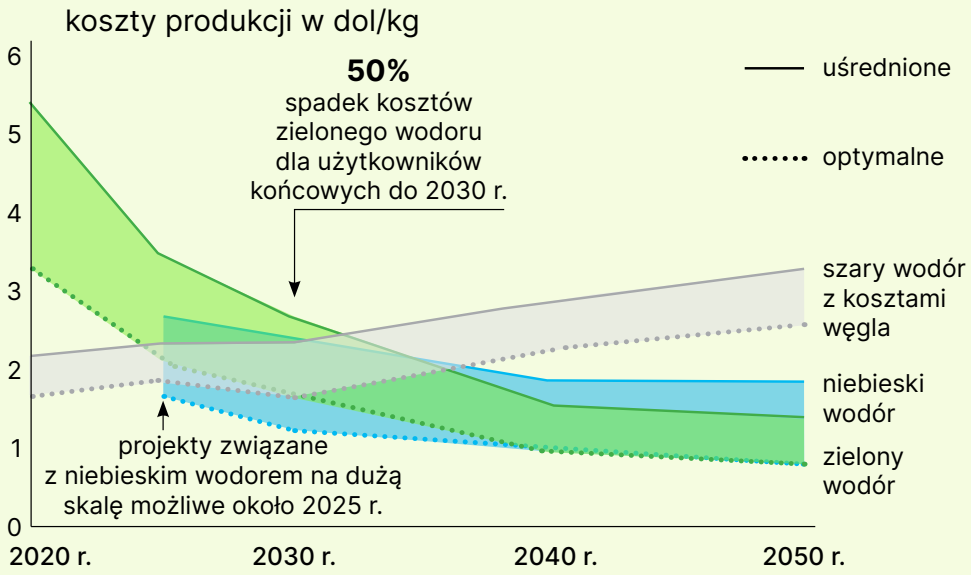
ENERGIA

Kolej na wodór

● W ostatnich latach wodór (H_2) przyciągnął wiele uwagi w debacie na temat transformacji energetycznej i dekarbonizacji. Według International Renewable Energy Agency (IRENA), wodór ma zaspokoić do 12% światowego zapotrzebowania na energię do 2050 r. Przejście na wodór nie sprowadza się jedynie do wymiany paliwa, ale wymaga ogromnych inwestycji oraz wspólnych działań jego producentów, dostawców infrastruktury do przesyłu czy tankowania wodoru oraz producentów zasilanych nim pojazdów.

● Dziś wodór odpowiada za mniej niż 2% obecnego zużycia energii w Europie i jest wykorzystywany głównie do produkcji nawozów i tworzyw sztucznych. Jednocześnie 96% wykorzystywanego paliwa to wodór szary, otrzymywany w procesie reformingu metanu z parą wodną, a jego wadą jest wysoka emisyjność (na każdy kilogram wodoru emituje się 8–10 kg CO_2). Kluczowe jest przejście na wodór zielony uzyskiwany poprzez zasilany energią pochodzącą ze źródeł odnawialnych proces elektrolizy, rozbijający wodę na wodór i tlen.

Popyt na zielony wodór doprowadzi do spadku jego ceny



ENERGIA

I to ten rodzaj wodoru ma odegrać zasadniczą rolę w procesie transformacji energetycznej.

● Do połowy 2022 roku na całym świecie ogłoszono ponad 1500 projektów związanych z wodorem, a ponad 60 krajów już opracowało lub opracowuje strategie wodorowe. Aktywność i zainteresowanie możliwościami wykorzystania nowego surowca widać zarówno w sektorze prywatnym jak i publicznym. Wiosną zeszłego 2022 roku Komisja Europejska ogłosiła Plan REPowerEU polegający na uniezależnieniu Europy od rosyjskich paliw kopalnych na długo przed 2030 r., co daje dalszy impuls gospodarce wodorowej. Plan przewiduje, że aby zastąpić importowany rosyjski gaz, trzeba zwiększyć plany produkcji wodoru z 5 mln ton (zgodnie z Fit for 55) o dodatkowe 15 mln ton.

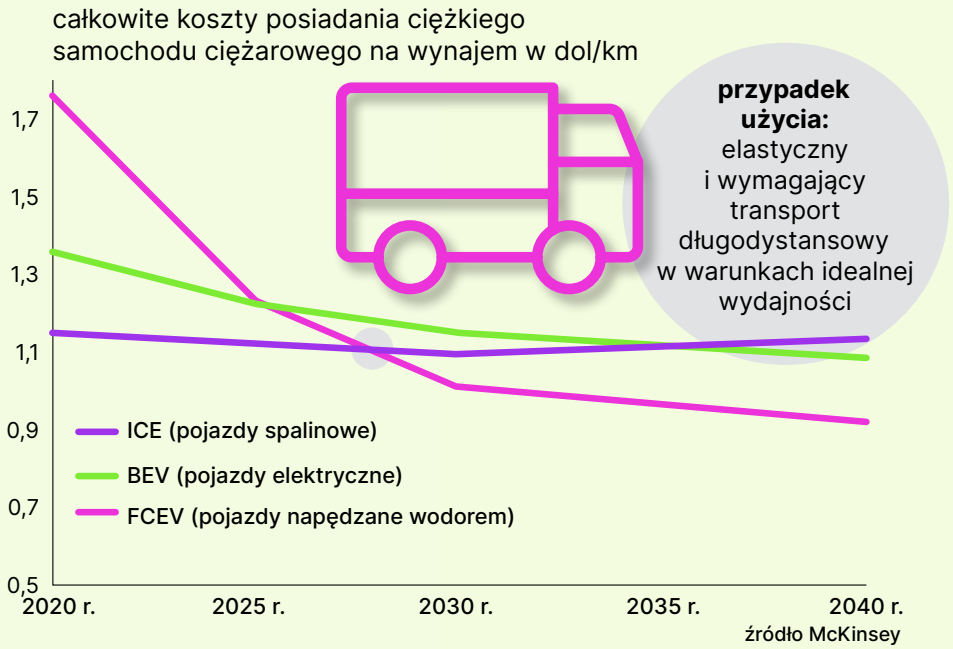
● Aby wspomóc i przyspieszyć proces przechodzenia na gospodarkę wodorową, Komisja Europejska ogłosiła dwie ważne inwestycje. Po pierwsze powstanie Europejski Bank Wodoru, dofinansowany 3 mld euro, który ma pomóc w wypełnieniu luki inwestycyjnej na rynku wodoru oraz zrównoważeniu przyszłej podaży i popytu surowca. Po drugie, zatwierdziła wsparcie publiczne w wysokości 5,2 mld euro dla projektu IPCEI Hy2Use, służącego rozwojowi rynku ekologicznego wodoru. Wspierane mają być duże projekty infrastrukturalne i technologiczne w obszarze zero- i niskoemisyjnego wodoru. Oczekuje się, że ta kwota uruchomi dodatkowe 7 mld euro inwestycji prywatnych.

● Oxford Institute for Energy Studies podkreśla znaczenie dwóch kluczowych czynników, które mogą przyczynić się do obniżenia kosztów produkcji ekologicznego wodoru: innowacje technologiczne i środki wsparcia polityki. Jeśli chodzi o postęp technologiczny, główny nacisk kładziony jest na minimalizację zużycia rzadkich materiałów do elektrolizerów, wydłużenie okresu eksploatacji stosu i zwiększenie rozmiaru systemu, aby można było prowadzić produkcję na dużą skalę oraz skrócenie czasu zimnego rozruchu (układy ze stałym tlenkiem).

● Produkcja zielonego wodoru kosztuje od dwóch do trzech razy więcej niż szarego lub niebieskiego wodoru (IRENA 2022a). Na przykład w lipcu 2022 r. zielony wodór kosztował w Europie około 13 euro za kilogram, podczas gdy szary wodór kosztował 6,50 euro za kilogram (według danych ING). Jednak koszt produkcji zielonego wodoru spada dzięki prowadzonym inwestycjom, trendowi spadków kosztów energii wiatrowej i słonecznej oraz oczekiwanemu długookresowemu wzrostowi cen paliw kopalnych. Wood Mackenzie szacuje, że do 2040 r. średnie koszty produkcji ekologicznego wodoru zrównają się z kosztami wodoru wytwarzanego z paliw kopalnych. Zgodnie z Aurora Energy Research, w niektórych krajach, takich jak Niemcy, stanie się to nawet szybciej, bo już w roku 2030 r., gdy cena jego produkcji spadnie do 2-3 euro.

● Kluczowym czynnikiem obniżającym koszty produkcji zielonego wodoru będzie efekt skali planowanych inwestycji.

Nadchodzi duży spadek kosztów paliwa wodorowego



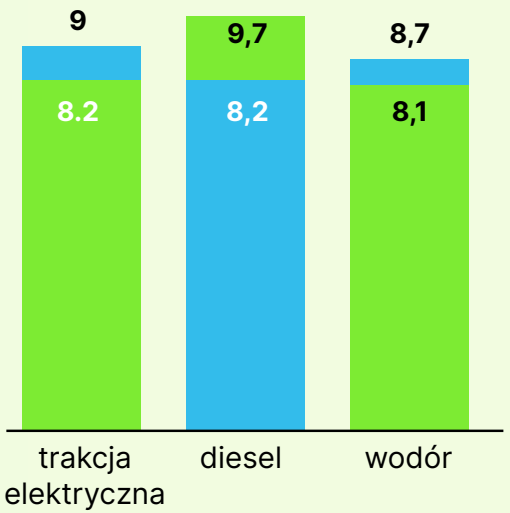
źródło McKinsey

Przewiduje się, że do 2030 roku nakłady inwestycyjne ponoszone na elektrolizery (urządzenia wytwarzające wodór o czystości nawet na poziomie 99 proc.) spadną do ok. 200-250 USD na jeden kW mocy. To o 30-50% mniej niż przewidywano w zeszłym roku, a to dzięki przyspieszonym planom inwestycyjnym oraz szybszemu skalowaniu łańcuchów dostaw elektrolizerów. Ze względu na popyt i zainteresowanie elektrolizerami w zeszłym roku ich producenci ogłosili zwiększenie możliwości produkcyjnych o ponad 3 GW rocznie. Do tego dochodzi uśredniony spadek kosztu energii. Znów dzięki przyspieszeniu inwestycji w tym sektorze koszt odnawialnej energii ma być nawet o 15% niższy niż wcześniej oczekiwano. Międzynarodowa Agencja Energii (IEA) szacuje, że w latach 2022–2027 Europa przeznaczy 7 GW mocy odnawialnej energii wiatrowej i słonecznej na produkcję wodoru, zachęcona celami dekarbonizacji oraz potrzebą wzmocnienia bezpieczeństwa energetycznego (przez zastąpienie rosyjskiego gazu). Liderem jest Hiszpania, która odpowiada za połowę wzrostu w Europie, a za nią uplasowały się Niemcy, Szwecja, Dania, Holandia i Polska.

ENERGIA

Perspektywy całkowitego kosztu użytkowania zespołu trakcyjnego w Europie

w USD/100 km



● Sektor transportowy poszukuje dziś najbardziej efektywnych strategii dekarbonizacji i z tego powodu wodór budzi ogromne nadzieje. Jak z każdą rewolucyjną innowacją, największe szanse na jej dynamiczne wdrażanie mają sektory B2B. Dlatego na wodór coraz mocniej stawia branża kolejowa. Nowe paliwo może dość szybko zastąpić napędy spalinowe w lokomotywach, tam gdzie są one jeszcze używane. W Europie znaczący procent sieci kolejowej wciąż nie jest zelektryfikowana, a w Polsce 40% linii klejowych nie jest i nawet po modernizacji nie będzie zelektryfikowanych, co pokazuje potencjał tego rynku. Dodatkowo Polska ma szansę zostać jednym z liderów wodorowej rewolucji ze względu na posiadane zasoby do produkcji pojazdów szynowych. Z jaką szybkością działają na tym rynku polskie firmy pokazuje Pesa, która wejście na ten rynek ogłosiła w grudniu 2019 roku. A na początku roku 2023 zakończyła ostatni etap badań homologacyjnych wodorowej lokomotywy manewrowej SM42-6Dn. 5 czerwca Prezes Urząd Transportu Kolejowego podpisał świadectwo dopuszczające lokomotywę Pesa do eksploatacji. To historyczne wydarzenie dla rynku kolejowego w Polsce, bo jest to pierwszy pojazd szynowy zasilany wodorem, który może wyjechać na tory. W lipcu tego roku mają rozpocząć się szkolenia maszynistów, a potem eksploatacja lokomotywy na terenie Petrochemii w Płocku, a później także w jednym z terminali Portu Gdynia.

● Lokomotywa SM42 - 6Dn jest pierwszym szynowym pojazdem w Polsce, do której do zasilania wykorzystano zielone paliwo w postaci wodoru. Lokomotywa ta przeznaczona jest do prowadzenia prac manewrowych terenie bocznic, portów, terminali intermodalnych i w ruchu lokalnym. Dużo większy potencjał tkwi jednak w pasażerskich pojazdach napędzanych wodorem. Bydgoska Pesa zaprezentowała w lutym tego roku tego koncepcję pasażerskiego pojazdu elektrycznego HEMU zasilanego z dwu źródeł – trakcji elektrycznej i ogniw wodorowych. Pociąg budowany na bazie platformy Regio 160, mogący w zależności od konfiguracji pomieścić od 280 do ponad 400 pasażerów, na jednym tankowaniu wodoru może przejechać co najmniej 600 kilometrów. Jego zasięg będzie jednak znacznie większy, ponieważ zasilanie z ogniw wodorowych będzie wykorzystywane tylko na odcinkach tras niezelektryfikowanych, a tam gdzie linie kolejowe są zelektryfikowane zasilanie składu odbywać się będzie klasycznie poprzez pantograf z trakcji elektrycznej. To rozwiązanie idealne z z punktu widzenia np. regionalnych przewoźników kolejowych poszukujących całkowicie bezemisyjnych pociągów, dzisiaj bowiem takie mieszane, częściowo zelektryfikowane trasy obsługiwane są pojazdami z silnikiem diesla. Rozwiązanie to może dobrze sprawdzić się również na przykład na trasie Warszawa-Hel, gdzie dziś z powodu brak trakcji za Gdynią podróż znacznie się wydłuża.

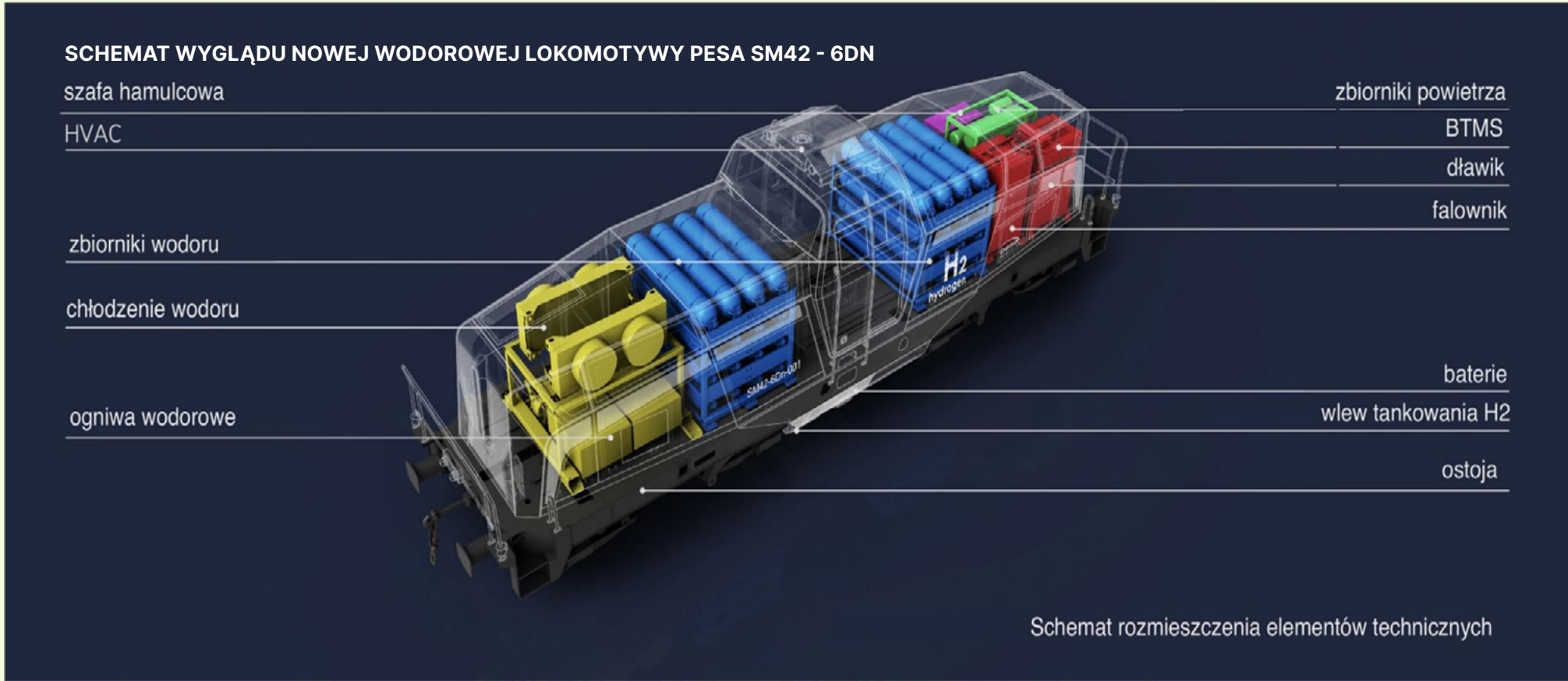
W przypadku pojazdów szynowych przewagą napędów wodorowych nad zasilaniem z baterii są przede wszystkim czas tankowania / ładowania oraz zasięg. Tankowanie pociągu wodorowego trwa ok. 30 minut, a ładowanie baterii dającej podobną moc to kilka godzin. Zgromadzona energia pozwala pociągom wodorowym przejechać 600-900 km, a pociąg bateryjny jest w stanie na jednym ładowaniu przejechać do 80 km.

ENERGIA

27 proc.

rocznie będzie rósł europejski rynek wodorowych pojazdów szynowych do 2030 roku

● W Polsce, podobnie jak w Europie szybko rośnie zainteresowanie rozwiązaniami wodorowymi w transporcie szynowym. Ale ponieważ technologia jest dopiero na początku drogi nie można oferować przewoźnikom samego taboru kolejowego. Klienci zainteresowani są tylko kompleksowym rozwiązaniem, w skład którego - poza pojazdami szynowymi - wchodzą dostawy wodoru i systemy tankowania pojazdów. Taki model pojawił się w pierwszych przetargach na zakup wodorowych pociągów w Niemczech, Włoszech a ostatnio także Rumunii. Dlatego Pesa zdecydowała się na współpracę z Orlenem, by wspólnie zaoferować klientom dostawy taboru, wodoru i infrastruktury tankowania, w wersji stacjonarnych lub mobilnych stacji. W sytuacji, gdy wraz z spadkiem kosztu paliwa wodorowego barierą dla nowej technologii przestaje być cena, a głównym wyzwaniem pozostaje "obsługa" takich pojazdów, zwłaszcza brak rozwiniętej infrastruktury tankowania. Podobnie jak na rynku samochodów elektrycznych, dopiero popyt na pojazdy wodorowe, pociągnie za sobą inwestycje w infrastrukturę. Do 2030 roku Orlen planuje budowę ponad 50 stacji tankowania wodoru, z czego 30 w Polsce, a pozostałe w Czechach i Słowacji. Konsultanci z Roland Berger szacują potencjał europejskiego rynku wodorowych pojazdów szynowych na 20 proc. w 2030 roku



Schemat rozmieszczenia elementów technicznych

ENERGIA

Zielone porty lubią H2

Nad wykorzystaniem wodoru do zazielenienia swoich procesów biznesowych pracują dziś Port w Gdyni, Orlen i Pesa

● Co sprawia, że dany port kontenerowy odnosi sukces? Theo Notteboom, profesor specjalizujący się w ekonomii morskiej na Ghent University uważa, że składa się na to zestaw kilku powtarzających się cech: korzystna lokalizacja, dogodne połączenia morskie, nowoczesna infrastruktura logistyczna, dobrze funkcjonujący i wydajny ekosystem przemysłowy, rozwinięta sieć rurociągów, silna baza klientów oraz leżące w pobliżu duże klastry przemysłowe.

● To wszystko są czynniki umożliwiające portom morskim nie tylko odgrywanie kluczowej roli w gospodarce transportowej, ale także stawanie się jednym z kluczowych graczy w nowej gospodarki opartej na wodorze. Mogą stać się centrum importu, tranzytu i produkcji wodoru. Swoją szansę w tym procesie dostrzegły już porty położone w deltach trzech rzek: Renu, Mozy i Skaldy. W niewielkiej odległości względem siebie znajdują się tu aż cztery porty wchodzące w skład Top10 portów w Europie: Rotterdam (1), Antwerpia-Brugia (2), Amsterdam/Ijmuiden (4) Północny Port Vlissingen/Ghent (10). Jest to najważniejszy system portowy w Europie (przechodzi przez niego 27 proc. trafiających na kontynent towarów), dobrze skomunikowany i leżący na przecięciu kluczowych węzłów transportowych kontynentu.

● To sprawia, że porty mogą wykorzystać wodorowy przełom na dwa sposoby. Po pierwsze mają szansę stać się centrum jego przeładunku, magazynowania, dystrybucji, a nawet częściowej produkcji surowca. Po drugie mogą wykorzystać zgromadzony wodór do zazielenienia swoich procesów biznesowych, kluczowych dla działania portu. Dobrym przykładem jak mogłoby to wyglądać jest projekt realizowany w tej chwili np. w porcie w Valencii. Nad podobną koncepcją pracują podmioty skupione wokół projektu „Zielonego Portu Gdynia", w tym m.in. Orlen i PESA.

● Realizowany w Polsce projekt z czołowymi firmami zaangażowanymi w sektorze wodorowym zakłada on stopniową eliminację wszystkich urządzeń zasilanych dieslem na rzecz bezemisyjnych, przede wszystkich zasilanych wodorem. Projekt obejmuje nie tylko wymianę napędów wózków widłowych, suwnic, lokomotyw czy agregatów na zasilane wodorem, ale również budowę całego eko-systemu – od pozyskiwania czystej energii z OZE /Offshore i PPV/, zasilanie z tych źródeł elektrolizerów, produkcję czystego wodoru, jego gromadzenie i budowę stacji tankowania, aż do zasilania nim funkcjonujących w porcie zeroemisyjnych urządzeń i pojazdów, w tym lokomotyw manewrowych, które ze względu na wielkość zbiorników mogą stać się kluczowymi czynnikami budującymi duży popyt na wodór w pierwszym okresie funkcjonowania systemu. Dodatkową zakłada się, że stacja tankowania wodorem w Porcie Gdynia zostanie tak zlokalizowana, by mogły z niej korzystać także pociągi pasażerskie i autobusy komunikacji miejskiej zasilane H2.
To razem sprawia, że porty mają szansę stać się ważnym centrum energetycznym i surowcowym dla zielonego wodoru napędzając globalne przejście na czystą energię.

ENERGIA

Wodór pod presją i w amoniaku

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?

JAK TO SIĘ ROBI

Jest kilka stosowanych już metod magazynowania wodoru. Najprostsze jest zatłaczanie go pod ziemię do kawern po opróżnionych złożach paliw kopalnych, soli czy nawet wody. 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, przy czym będzie on przeznaczony na rynki eksportowe.

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. Celscjusza). 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

ENERGIA

Biowodór z alg

● Algi już dawno uznano za jedno z potencjalnych paliw przyszłości. Długi czas traktowano je jako biomasę pełną tłuszczów i skrobi, z których da się robić np. biodiesla. Algi można jednak także przetwarzać na paliwo bardziej ekologiczne. Są świetnym źródłem wodoru. 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 wodoru z tych enzymów. Co więcej, wyhodowali algi, które produkują pięć razy więcej hydrogenzay niż normalne odmiany. Dalekosiężnym celem izraelskich naukowców jest takie zorganizowanie upraw, aby glony mogły produkować wodór bezpośrednio w samochodzie.

● Naukowcy z Xiamen University oraz University of Nottingham Malaysia zwracają uwagę, na to że nowe podejście do alg jako źródła wodoru, a nie biodiesla czy bioetanolu całkiem zmienia perspektywę ich wykorzystania. Energochłonność procesu przygotowania biopaliw ciekłych znacznie przewyższa energię potrzebną do przetworzenia surowców biomasowych w paliwa gazowe, takie jak biowodór. Wskazują jednocześnie, że potrzebne są dalsze badania, aby skutecznie zwiększyć tempo produkcji biowodoru w mikroalgach. W szczególności chodzi o badanie regulacji beztlenowych szlaków metabolicznych mikroalg i ulepszenie istniejących systemów fermentacji.

● Jeśli chodzi o stronę praktyczną, to technologia produkcji biowodoru z mikroalg obejmuje głównie produkcję fermentacyjną (np. produkcję biowodoru z fotofermentacji, produkcję biowodoru z ciemnej fermentacji i produkcję biowodoru z foto-ciemnej fermentacji połączonej) oraz produkcję w procesie fotosyntezy (np. bezpośrednia produkcja biowodoru z fotolizy biologicznej i produkcja biowodoru z pośredniej fotolizy biologicznej). Najbardziej wydajna produkcja odbywa się przy użyciu zmodyfikowanych genetycznie szczepów alg, których pozbawia się poszczególnych składników odżywczych - najlepiej sprawdził się niedobór siarki w porównaniu z niedoborem azotu, fosforu i magnezu.

● Naukowcy z Xiamen University oraz University of Nottingham Malaysia 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 USD/mkw. W tej sytuacji koszt produkcji biowodoru wyliczony został na 15 USD/GJ. Biorąc pod uwagę, że 1 GJ mieści się w 7,7 kg gazu, daje to wynik na poziomie 2 dolarów za 1 kg wodoru. Technologia wydaje się więc bardzo obiecująca zważając na fakt, że obecnie produkcja zielonego wodoru kosztuje około 5 dolarów za kg.

ENERGIA

Prąd organiczny i mineralny

● Dla jednych czysta ciekawostka, a dla innych znak czasu: produkowanie prądu wprost z materii organicznej bez jakiegokolwiek procesu spalania. W ten sposób dużych mocy się nie osiągnie, ale do punktowych zastosowań jest jak znalazł. Nic bardziej ekologicznego. Przypomina się szkolny eksperyment fizyczny, w ramach którego baterie robiono z ziemniaków. Polega to na utworzeniu tzw. ogniwa galwanicznego, w którym elektrolit, czyli ziemniak, wchodzi w reakcję chemiczną z wbitymi w niego elektrodami – gwoździami miedzianymi i ocynkowanymi. To one stają się źródłem prądu, tak jak w każdej baterii. Tego typu rozwiązania szczególnie dobrze sprawdzają się w miejscach, gdzie trudno wytworzyć energię w bardziej konwencjonalny sposób.

● Z ziemniakami problem był jednak taki, że prąd był słaby, a źródło energii szybko się wyczerpywało. Tymczasem Holendrzy ze start-upu Plant-e chcą, aby rośliny dzięki fotosyntezie stale produkowały prąd, którym już zasilają ładowarki do telefonu, hotspoty WiFi, a nawet 300 ulicznych świateł LED. Elektrod nie wtykają prosto w rośliny, ale w ziemię dokoła nich. Zasada działania organicznej elektrowni opiera się na nadwyżkach energii jakie rośliny wypracowują w procesie fotosyntezy. To, czego nie potrafią wykorzystać do własnego wzrostu w postaci cukrów, za pośrednictwem korzeni uwalniają do gleby. Tam materiał organiczny rozkładany jest przez bakterie i to właśnie ten proces uwalnia elektrony. Baterie są więc całkiem ekologiczne, bo bazują na produktach ubocznych. Swoje farmy z prądem składają w zestawy, które może zakupić każdy, kto chce korzystać z naturalnego prądu. Najmniejsza „bateria" kosztuje 135 euro i pozwala zasilać lampkę LED-ową. Twórcom projektu najbardziej zależy jednak, aby ich technologię upowszechnić w biednych agrarnych rejonach świata, gdzie energia elektryczna wciąż nie dotarła. Na razie sprzedali niecałe 3 tys. produktów do 28 krajów świata.

● Innym organicznym źródłem prądu jest glukoza. Taka, którą jemy i pijemy na co dzień. Jest to paliwo, które napędza każdą komórkę naszego ciała, dlaczego więc nie może zasilać implantów medyczne. Tak uważają inżynierowie z MIT i Uniwersytetu Technicznego w Monachium. Zaprojektowali nowy rodzaj glukozowego ogniwa paliwowego, które przekształca glukozę bezpośrednio w energię elektryczną. Urządzenie jest mniejsze niż inne podobne rozwiązania i ma grubość zaledwie 400 nanometrów, czyli około 1/100 średnicy ludzkiego włosa. Generuje niewiele energii, bo około 43 mikrowatów na centymetr kwadratowy, ale do zastosowań medycznych to wystarczy. Naukowcy proponują, aby przekształcić je w ultracienkie folie lub powłoki i owinąć wokół implantów. Pasywnie zasilać elektronikę, wykorzystując obfite zapasy glukozy w organizmie. Zamiast używać baterii, która może zajmować 90 procent objętości implantu, można zrobić urządzenie z cienką warstwą i mieć źródło zasilania bez śladu objętościowego", mówi Jennifer L.M. Rupp z MIT.

● Jedzenie - w różnych postaciach - to jednak nie jedyne całkowicie naturalne źródło prądu. Może być nim także woda, zwłaszcza zjonizowana woda morska, którą można potraktować jako elektrolit. Z taką właśnie myślą kolumbijski start-up Edna opracował urządzenie Waterlight, które przetwarza słoną wodę na prąd. Wewnątrz przenośnego generatora słona woda w kontakcie z magnezem ulega jonizacji, a w efekcie produkuje energię elektryczną dającą oświetlenie i możliwość naładowania telefonu czy radia. Pół litra wody starcza na 45 dni elektryczności. Waterlight służy jako przenośne źródło światła, ale dzięki portowi USB może także ładować małe urządzenia. Jest wodoodporne, zbudowane z odnawialnych materiałów i może działać przez 5,6 tys. godzin, a więc nawet 2-3 lata. Podobnie jak Plant-e zostało opracowane z myślą, aby produkować prąd w rejonach, pozbawionych dostępu do energii elektrycznej, a położonych nad morzem - od piaszczystych rejonów na północy Kolumbii, przez kraje Afryki, a na Syrii kończąc.

ENERGIA

Piezoelektryczne chodniki

Piezoelektryczne to specyficzne materiały, które wytwarzają ładunki pod wpływem naprężeń mechanicznych. Rozwiązanie wydaje się niszowe, ale prace nad jego wykorzystaniem postępują, zwłaszcza jako lokalnego źródła prądu off-grid.

Fot: Pavagen

ROZWÓJ

Jednym z pionierów był Goodyear, który wpadł na pomysł piezoelektrycznych opon. Nacisk, jaki wywiera na nie samochód - najlepiej elektryczny - może generować dodatkowy prąd. Pojawiły się także meble wykorzystujące materiały piezoelektryczne i skłonność ludzi do bujania się na krzesłach oraz fotelach. Bardziej obiecujące wydaje się jednak wykorzystanie tych materiałów w nawierzchniach. W Londynie Bird Street w ramach pilotażu ułożono chodnik, na którym przeciętny przechodzień wytwarzał prąd o mocy 5 W. Największe wrażenie zrobił jednak projekt wykorzystania tych samych materiałów do wyłożenia boiska piłkarskiego w Lagos, stolicy Nigerii. Dzięki temu grać można do późnego wieczora, bo sami piłkarze, biegając produkują prąd do zasilania oświetlenia. Jeszcze bardziej efektywne jest wykorzystanie piezoelektryków na parkietach tanecznych, bo tam energii kinetycznej do przekształcenia jest naprawdę sporo.

KORZYŚCI

Piezoelektryki najbardziej kojarzą się z zapalniczkami w których są wykorzystane do wskrzeszania zaledwie iskry. Na powierzchniach wykładanych tego typu materiałami takich jak Bird Street przechodnie generowali tyle energii ile potrzeba do zasilania lamp LED dających światło o mocy ok. 450 lumenów. Naukowcy z Uniwersytetu Tongji oszacowali, że energia potencjalna w nawierzchni asfaltowej może sięgać nawet 150 kW/h na pas ruchu na kilometr.
Na wspomnianych już parkietach piezoelektyki są wykorzystywane do zasilania barwnych świateł, ale wprowadza się je także do sklepów. Sięgał już po nie Adidas, Samsung, Uniqlo, a nawet polska Żabka. Piezoelektryczną wykładzinę wykorzystuje się także na peronach kolejowych oraz lotniskach, takich jak londyńskie Heathrow czy Skyzone w Birmigham.
Przed tą technologią stoi jeszcze sporo wyzwań. Pierwsza kwestia to zbierana energii przez przetworniki. Dziś ich wydajność sięga 30 - 35 proc. Bardziej prozaiczną kwestią jest samo mocowanie piezoelektryków, zwłaszcza w materiałach ścierających się, które nie leżą płasko na ziemi. Takich jak chociażby opony.

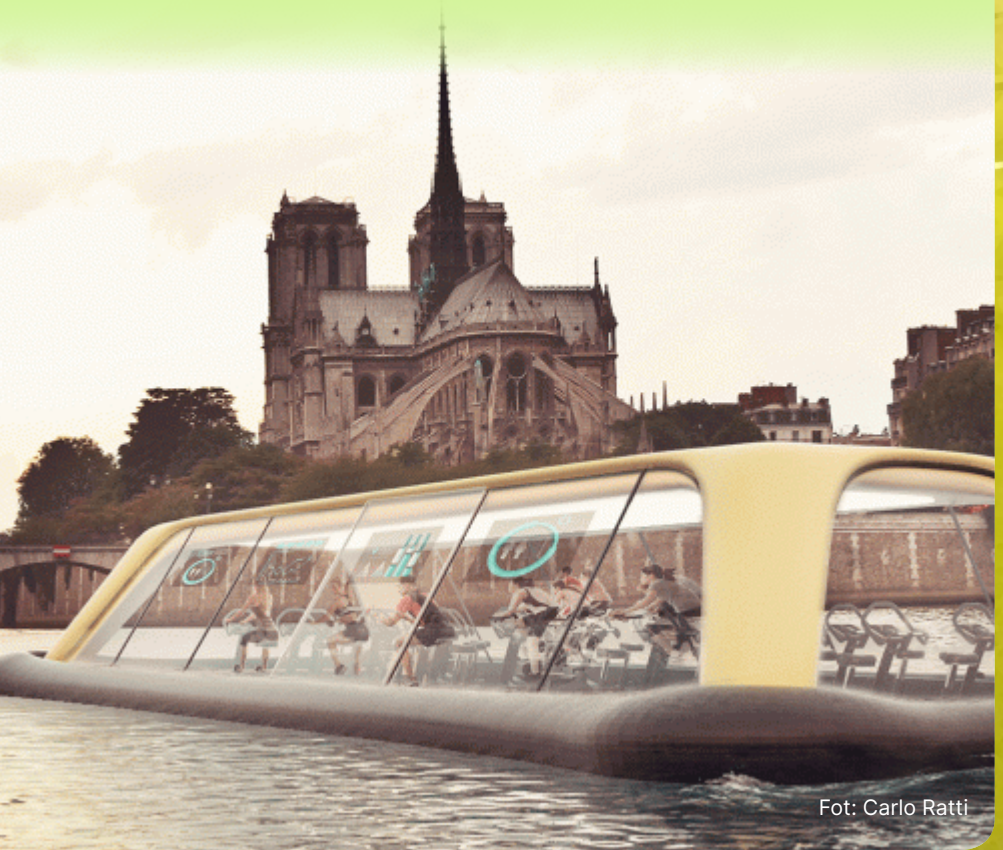
GRACZE

Pavegen
Moov (Nathalie Teugels)
Omega Piezo
Smart Material
Goodyear

ENERGIA

Siłownie-elektrownie

Skoro uprawiając sporty z dużym wysiłkiem spalamy mnóstwo kalorii, to dlaczego nie wykorzystać tego i nie przekształcić w prąd. Takie rozwiązanie już działają.



Fot: Carlo Ratti

JAK TO SIĘ ROBI

Jako jeden z pierwszych potencjał wykorzystania ludzkiego potu wypatrzył Carlo Ratti włoski architekt, a jednocześnie szef MIT Senseable City Lab. Zrobił to w swoim, oryginalnym stylu i stworzył projekt Paris Navigating Gym, czyli siłowni, która miałaby być jednocześnie łodzią pływającą po Sekwanie (na zdjęciu obok). Długa na 20 metrów mogłaby pomieścić 45 osób ćwiczących na rowerach stacjonarnych, które nie tylko najłatwiej użyć jako prądnice, ale jednocześnie stają się wyjątkowo popularnymi urządzeniami fitness (o czym chociażby świadczy kariera SoulCycle). Carlo Ratti w swoim sposobie myślenia nie jest osamotniony - pojawiły się już pomysły na domowe rowery do ćwiczeń i produkcji energii. Podobny pomysł pojawił się w Amsterdamie, tyle że tu dotyczy rowerów, które jeżdżą po mieście. Przemierzając codzienne trasy z dynamem na kole ładują akumulator, a parkują czy to pod pracą, czy pod domem, podczepia się go do specjalnego stojaka S-Park wpiętego do sieci energetycznej – w ten sposób oddają wypracowaną energię.

KORZYŚCI

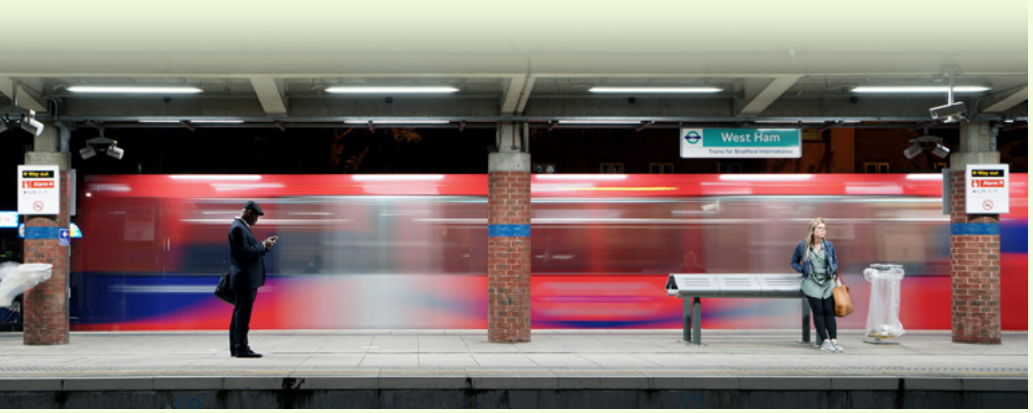
Jak duże można mieć nadwyżki prądu ze zwykłego roweru, najlepiej pokazuje amsterdamski projekt S-Park, gdzie cała nadwyżka trafia do obiegu. A tutejsi mieszkańcy zdrowo pedałują, łącznie pokonując 1,25 mln mil dziennie. Daje to około 19,5 tys. Kwh, energię wystarczającą na do zasilenia 4 tysięcy mieszkań. W warunkach domowych wygląda to nieco skromniej. Godzina jazdy na rowerze generuje około 0,10 - 0,12 kWh. Tymczasem dzienne zużycie prądu na pojedynczego członka czteroosobowej rodziny to około 1,5 kWh. Taki godzinny trening starczy więc na 7,3 proc. zużycia. Więcej może powiedzieć fakt, że taka godzina jazdy na rowerzy dostarczy energii na 4 godziny pracy na MacBooku Air.

GRACZE

Carlo Ratti
S-Park
Mueng
BH Fitness

ENERGIA

Geotermia - odzysk ciepła



● Ciepło odpadowe, czyli jego nadwyżka wytwarzana podczas procesów przemysłowych lub normalnego funkcjonowania infrastruktury, to jedna ze wstydliwych bolączek współczesnej produkcji. Świat marnuje 67% wytwarzanej przez siebie energii, często właśnie w postaci ciepła. W 2020 r. same Stany Zjednoczone wygenerowały prawie 2,100 TW zmarnowanej energii, co w przybliżeniu odpowiada ilości energii elektrycznej wyprodukowanej przez 764 tys. turbin wiatrowych. Stąd idea, aby tę straconą energię odzyskiwać. Na razie robimy to na małą skalę - przemysłowy odzysk ciepła w UE szacuje się na 3 eksadżule rocznie, co jest odpowiednikiem 75 mln ton ropy (dla porównania polskie rafinerie przerabiają jej 25 mln ton rocznie). Wygląda to nawet imponująco, ale stanowi około 1 proc. pełnego potencjału technicznego.

● Jest kilka ważnych przeszkód, aby upowszechnić wykorzystanie ciepła odpadowego. Jednym z pierwszych jest cena - często właściciel ciepła odpadowego i lokalny dostawca energii mają różne poglądy na temat wartości określonej ilości ciepła. Kolejnym 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. Wiąże się z tym brak ram prawnych dla ciepła odpadowego, które niwelowałyby wiele ryzyk związanych z inwestycjami w odzysk ciepła. Dziś to jeden z głównych powodów, dla których wykorzystanie ciepła odpadowego się nie rozwija, ale konkuruje z zachętami do inwestycji w inne formy energii odnawialnej.

● Szczególny potencjał odzysku ciepła odpadowego mają miasta. W UE szacuje się go na 1,2 eksadżuli, co odpowiada około 10 proc. jej całkowitego zapotrzebowania na ciepło. Miejskie ciepło odpadowe może być generowane z wciąż ciepłych ścieków, serwerowni, a nawet metra. Największy potencjał ma kanalizacja. Jak szacuje amerykańska firma International Wastewater Systems (IWS), potencjał ciepłowniczy to około 350 mld KWh, czyli około 40 mld dolarów. “To naprawdę doskonała energia odnawialna, bo możesz ją przechwycić, zużyć i powtórzyć to następnego dnia. Skrajnie efektywny sposób na wykorzystywanie ciepła” – mówi Lynn Mueller, założycielka International Wastewater Systems. System w którym ciepła woda ściekowa używana jest do podgrzania wody płynącej w przeciwnym kierunku: do łazienki, kuchni albo ogrzewania na dużą skalę, wprowadza się w kolejnych miastach Europy. Jak przekonuje Mueller, w takich systemach można nawet w 95 proc. zaopatrywać się z ciepła odzyskanego ze ścieków. Na mniejszą skalę dobrze działa to np. na osiedlach domów jednorodzinnych: ciepła woda, która trafia do ścieków w jednym gospodarstwie może być użyta do podgrzania jej u sąsiadów.

● W krajach rozwiniętych ogromny potencjał ma także wykorzystanie ciepła z serwerowni, które średnio produkują od 20 do 50 MW energii, a według think tanku Energy Innovation największe centra danych produkują ponad 100 MW energii, co wystarczy do zasilenia 80 tys. domów. Dziś powszechne jest balansowanie ciepła klimatyzacją, która dodatkowo zużywa energię. Podłączenie do sieci cieplnej serwerów jest więc podwójnym zyskiem. I ten potencjał został już dostrzeżony. Zgodnie z prognozami International Data Corporation, do 2025 roku rynek ogrzewania centrów danych może być wart 2,5 mld dolarów (w porównaniu z 750 mln dolarów w 2018 roku). Najbardziej zaawansowani są skandynawowie, którzy potrzebują dużo ciepła i mają duże zaplecze jeśli chodzi o centra danych. W Szwecji powstała nawet wspierana przez biznes i lokalne władze inicjatywa Stockholm Data Parks, której celem jest ogrzewanie domów za pomocą ciepła odpadowego generowanego przez miejskie centra danych - do 2035 roku chce dostarczyć 10 proc. potrzebnej energii. Jeszcze bardziej ambitny projekt mają w Helsinkach, gdzie dwa nowe potężne centra danych Microsoftu mają zabezpieczyć 40 proc. ciepła w fińskiej stolicy. Dodając do tego 20 proc. ciepła odpadowego ze ścieków, Helsinki staną się miastem z najbardziej ekologicznym ogrzewaniem.

● Najmniej oczywistym źródłem ciepła odpadowego jest metro. Powstaje ono w czasie hamowania pociągu. Systemy rekuperacji energii nie są niczym nowym. Zazwyczaj zmienia się ją na prąd i oddaje do sieci. W Islington w północnym Londynie zdecydowano inaczej. Ciepło jakie podczas zatrzymywania się na stacjach wytwarza przebiegająca niedaleko kolejka metra Northen Line skierowano do sieci ciepłowniczej. W ten sposób już tej zimy ogrzane było 450 domów. A to tylko początek, drobny element programu ogrzewania brytyjskiej stolicy odzyskaną energią. The Greater London Authority (GLA) szacuje, że dostępne ciepło odpadowe starczy na zaspokojenie 38 proc. grzewczych potrzeb Londynu.

ENERGIA

Magazyny prądu

W długiej perspektywie największy potencjał na magazynowanie energii na dużą skalę ma wodór (o czym pisalismy wcześniej). Tymczasem rozwijane i testowane są alternatywne opcje w klasycznych akumulatorach, z których kolejne firmy i naukowcy, chcą się pozbyć drogiego wkładu litowo-jonowego.

Fot: Energy Dome

JAK TO SIĘ ROBI

Konkurentem dla nich może być chociażby mocznik. Taką baterię opracowali naukowcy z Uniwersytetu Stanforda. Jeszcze prostsze wydaje się użycie 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. W lipcu 2022 roku naukowcy z MIT zaprezentowali np. pierwszą na świecie baterię z płynnego metalu - stopów wapnia i antymonu oddzielonych stopioną solą. Inny zespół tej uczelni przewodzony przez prof. Yet-Ming Chianga opracował z kolei nową technologię akumulatorów żelazowo-powietrznych, które wykorzystują tlen atmosferyczny jako katodę i metalową anodę, a 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 znajdującą się w skorpuach owoców morza.

KORZYŚCI

Urokiem nowych technologii, takich jak bateria z CO_2, jest ich niski koszt produkcji - wykorzystuje się tu wyłącznie wodę, stal i CO_2. Surowce łatwo dostępne na rynku, co umożliwia szybką komercjalizację oraz bezpieczną pracę urządzenia. Niskie koszty są też 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. Z kolei naukowcy z University of Maryland dowodzą, że nawet po tysiącu cykli pracy ich chitynowe ogniwo utrzymuje 99,7 proc. efektywności.

GRACZE

Energy Dome
Elemental Excelerator
Ambri
Form Energy

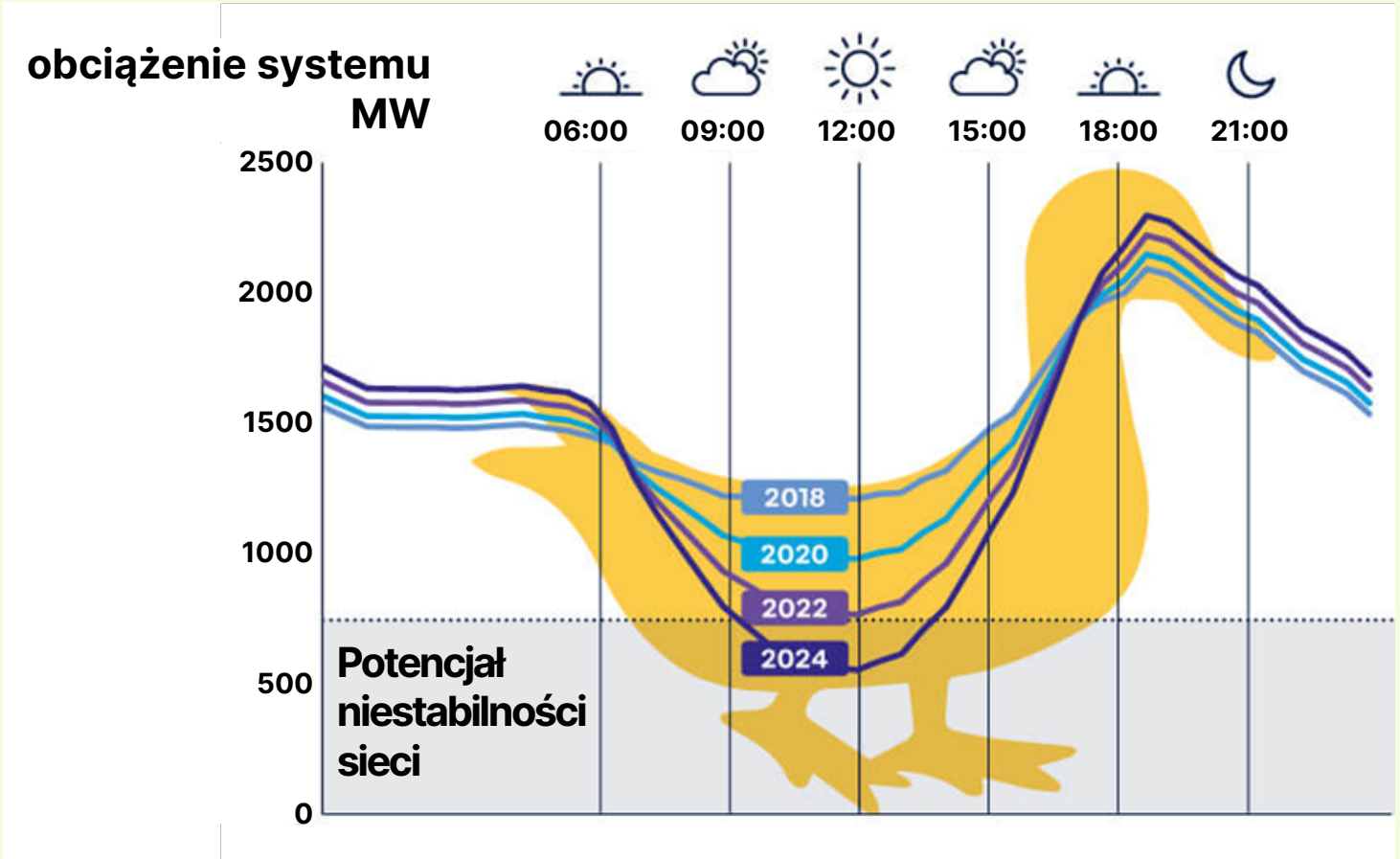
ENERGIA

Baterie szczytowe

● To, jaki elektrolit wybierze się do akumulatora nie jest jedynym, a nawet nie najważniejszym wyzwaniem związanym z magazynowaniem energii. Chodzi o stworzenie rozwiązania systemowego, w sytuacji gdy wzrost odnawialnych źródeł energii pogłębia tzw. krzywą kaczki (Duck curve). Chodzi o to, że farmy słoneczne zaburzyły dobowy cykl produkcji i zużycia energii. Wciągu dnia nie tylko pojawiły się nadwyżki mocy z dużych instalacji, ale rozproszona fotowoltaika, gdzie energię używa się na miejscu sprawiła że spadł pobór prądu z sieci. Różnica pomiędzy popytem a podażą z roku na rok się powiększa przysparzając "kaczce" coraz większego brzucha (na zdjęciu obok).

● To sprawia, że stabilizacja sieci jest coraz trudniejsza i coraz ważniejsze jest gromadzenie energii w piku produkcji i uwalnianie jej do sieci, gdy OZE przestają dostarczać prąd. Jest to nienowa koncepcja wykorzystywana m.in. przy budowie elektrowni szycztowo-pompowych, gdzie wykorzystywano siłę grawitacji. Jest to układ dwóch zbiorników wodnych położonych na różnych wysokościach, gdzie przy pikach produkcji energii wodę silnikami wtłaczało się na górę, aby uwolnić ją, gdy zapotrzebowanie na prąd rosło. Wówczas spływająca woda zasilała turbinę jak w elektrowni wodnej. Interesujące, że była to technolgia towarzysząca m.in. elektrowniom atomowym, gdzie reaktora nie dawało się "przykręcić". Prąd całą dobę wytwarzano ciągle, także gdy spadało na niego zapotrzebowanie (np. między 2.00, a 6.00 rano). Wówczas ładowana była elektrownia. Dziś rozwiązanie służące do regulacji zmiennego popytu służy do wypłaszczania skutków zmiennej podaży.

● Wykorzystanie siły grawitacji stosuje się także dziś i to nie tylko w elektrowniach szczytowo-pompowych. Znacznie tańsze niż taka instalacja jest ułożenie torów na wzniesieniu i dostarczenie kilku wagonów z lokomotywą. Tak działa Advanced Rail Energy Storage (ARES). Projekt opiera się o ten sam system przemiany energii kinetycznej w potencjalną i z powrotem. Także tutaj wykorzystuje się siłę grawitacji i różnicę wysokości. Na górę nie wtłacza się jednak hektolitrów wody, ale kamienne bloki. Na górę ciągną je elektryczne składy kolejowe kiedy prądu jest dużo, a kiedy trzeba go odzyskać wystarczy te same obciążone kamieniem wagony puścić swobodnie z góry. Energia jest odzyskiwana w czasie ich hamowania (to tzw. hamowanie rekuperacyjne). Wytwarzane wówczas ciepło związane z tarciem hamulców, przetwarzane jest na prąd. Mechanizm ten od dawna wykorzystywany jest w normalnych pociągach (np. w TGV). Pierwsza taka instalacja o mocy 50 MW - nazwana GravityLineTM - powstaje w Pahrump w Nevadzie.



ENERGIA

● To jednak sięganie po bardzo klasyczne metody wymiany energii, które wiążą się z nowymi inwestycjami. Bardziej “smart” jest ładować moc szczytową w istniejące już zaplecze magazynowe. Są nimi coraz liczniejsze samochody elektryczne. Jednym z miast, które jako pierwsze rozwija ten model jest Utrecht. Podstawą techniczną projektu prowadzonego przez We Drive Solar jest, aby rozproszone po mieście ładowarki były dwukierunkowe, czyli nie tylko pozwalały kierowcom na pobór prądu, ale także oddawanie go do sieci (tzw. Vehicle to Grid - V2G). W tym względzie projektem referencyjnym jest Green-Parking utworzony w sąsiedztwie kompleksu biurowego przy Archimedeslaan. Jego dach o powierzchni 5 tys. mkw pokryty został 2 tys. paneli słonecznych, a sam parking został wyposażony w 250 ładowarek dwukierunkowych (docelowo ma być ich 450). W ten sposób w ciągu słonecznego dnia samochody będą się ładować, a stojąc tam dostatecznie długo, gdy zajdzie słońce, ten sam prąd wytworzony wcześniej przez solary mogą oddać do sieci, zasilając stojące po sąsiedzku biuro, gdzie wówczas trzeba będzie już np. włączyć oświetlenie. W ten sposób staną się stabilizatorem systemu energetycznego, który potrzebuje zasilania nie tylko w czasie wietrznego i pogodnego dnia.

● Na razie setki, a 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 – w Utrechcie ratusz planuje już zakup 150 pojazdów. Kolejny 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.

● Upowszechnienie modelu V2G rozpatruje się też w innych regionach. Naukowcy MIT w swoim studium przypadku teoretycznego systemu zasilania w Nowej Anglii oszacowali, że udział zaledwie 13,9 proc. z 8 mln osobowych aut elektrycznych w regionie wyparłby 14,7 gigawatów stacjonarnego magazynowania energii. Dałoby to dodatkowe 700 mln dolarów oszczędności — przewidywanych kosztów budowy nowej infrastruktury do ładowania.

Fot: Allauddin Yousafzai

ENERGIA

Magazynowanie energii w sieci elektro-cieplnej

Fot: MGA Thermal

● Konieczność magazynowania coraz większej ilości 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 technologie te nadal nie są dobrze dostosowane do magazynowania dużej ilości energii. Największą i wciąż wyjątkowo trudną do przeskoczenia 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 jest w rzeczywistości 50 do 100 razy bardziej wydajne niż magazynowanie 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.

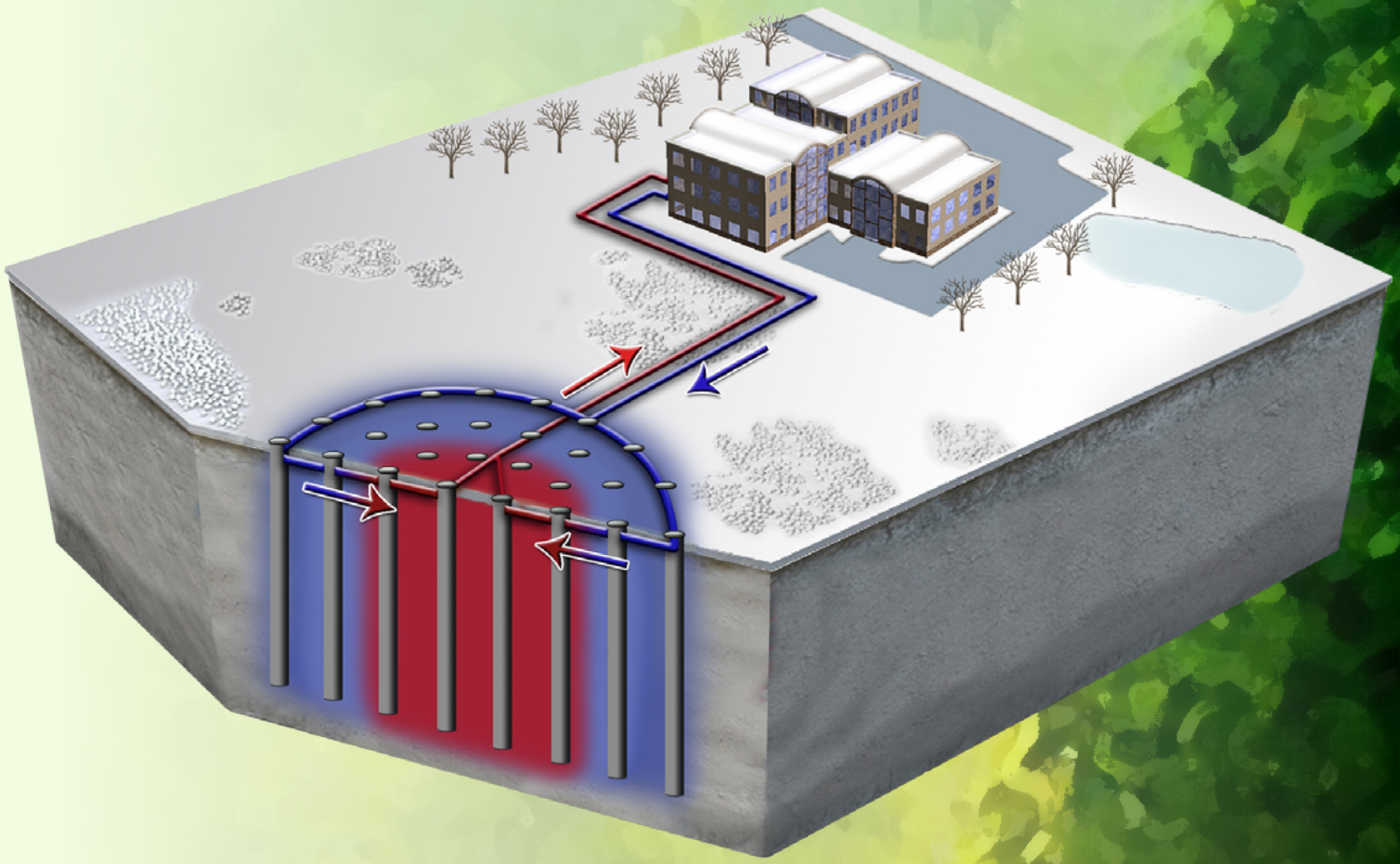
● Technologii jest tu kilka, a jedna z najbardziej powszechnych to akumulatory gruntowe BETS (Borehole Thermal Energy Storage). W tym przypadku zamiast budować duże zbiorniki, np. na wodę, która jest najprostszym i najtańszym czynnikiem akumulującym ciepło właściwe, idzie się w naturę. Tutaj ciepło jest magazynowane 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 ziemi. Przywodzi to więc na myśl coś w rodzaju udoskonalonej instalacji geotermalnej z pompą ciepła. Podstawowa różnica to dwukierunkowość działania. Tutaj „złoże ciepła” można nie tylko rozładowywać, ale także ładować ciepłą wodą podgrzaną, gdy mamy nadwyżki prądu. A gdy przyjdą zimne dni, magazyn z ciepłem będzie pełny.

● Nieco inne podejście do sprawy ma start-up Polar Night Energy, który jako magazyn ciepła wykorzystuje ogromne silosy o grubych ścianach wypełnione jednak nie zbożem, ale piaskiem. To naprawdw duże kopy piasku sięgającej 100 ton. Jest on ogrzewany za pomocą gorącego powietrza wdmuchiwanego przez rury, a jego temperatura może sięgnąć aż 600 st. Celsjusza. To też pokazuje jego przewagę nad wodą, którą nagrzewa się do temperatury kilkakrotnie niższej. 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 (jak wiadomo setki komputerów ogromnie się nagrzewają, więc najlepiej zamiast je chłodzić klimatyzatorami „przepompować” to ciepło i wykorzystać do ogrzewania).

ENERGIA

Najpierw mamy więc kilka miesięcy nagrzewania sterty piachu, a później cały sezon oddawania tego ciepła do sieci grzewczej.

● Magazyny ciepła nie muszą być jednak wyłącznie instalacjami wielkoskalowymi. Udowodnili to australijscy naukowcy z Uniwersytetu w Newcastle tworząc coś w rodzaju ekologicznego zamiennika węgla. To sprasowany metalowy blok, który po naładowaniu energią odnawialną z paneli słonecznych lub wiatraków oddaje ciepło, napędzając turbiny klasycznych elektrowni. Nowy materiał, zwany Miscibility Gap Alloy (MGA) – tłumacząc wprost stop z luką mieszalności – nawet wyglądem przypomina duże, równo przycięte kostki węgla. Punktem wyjścia dla pomysłu był fakt, że nie ma problemu z wymiennością energii cieplnej i elektrycznej. Stąd myśl, że skoro prąd z tak cyklicznych źródeł energii, jak słońce czy wiatr i tak trzeba gromadzić, to może lepiej zrobić to w postaci ciepła.
Takie podejście ma jeszcze jedną zaletę: pozwala wykorzystać istniejącą już infrastrukturę do klasycznej produkcji prądu, czyli elektrownie węglowe, gdzie pracują turbiny napędzane parą. MGA po prostu zastępują tu węgiel przy podgrzewaniu wody. Tyle, że nie trzeba ich spalać, bo same oddają ciepło, a ich równiutki kształt łatwo pozwala zwiększać i zmniejszać moc – wystarczy dostawić kolejną warstwę kostek. „MGA mają wysoką gęstość energii, bardzo wysoką przewodność cieplną i zakres temperatury pracy dostępny poprzez wybór stopu oraz szereg zalet związanych ze złożonością instalacji i eksploatacją, które czynią je bardzo obiecującymi materiałami do magazynowania ciepła.” piszą we wnioskach australijscy naukowcy, podkreślając że stanowią przy tym wyłącznie ułamek kosztów – około jedną ósmą – konkurencyjnej technologii magazynowania energii w bateriach litowo-jonowych. A poza tym jest to materiał poddający się całkowitemu recyklingowi.



ENERGIA

CASE:
OGNIWA TERMOFOTOWOLTAICZNE

Gromadzenie nadwyżek prądu w bateriach litowo-jonowych to kosztowny luksus. Inżynierowie z MIT i National Renewable Energy Laboratory (NREL) zaprojektowali jednak ogniwo termofotowoltaiczne (TPV), które ma rozwiązać ten kluczowy problem energetyki odnawialnej. Jego niezwykła umiejętność przekształcania ciepła w prąd sprawi, że energię będzie można przechowywać w magazynach ciepła.

„Ogniwa termofotowoltaiczne były ostatnim kluczowym krokiem w kierunku wykazania, że baterie termiczne są realną koncepcją" — mówi prof. Asegun Henry z Wydziału Inżynierii Mechanicznej MIT. „To absolutnie kluczowy krok na drodze do rozpowszechnienia energii odnawialnej i przejścia do całkowicie zdekarbonizowanej sieci", dodaje. Chodzi o to, że przechowywanie energii elektrycznej jako ciepła jest w rzeczywistości 50 do 100 razy bardziej wydajne niż magazynowanie jej w bateriach elektrycznych.

Naukowcy planują włączyć ogniwo TPV do baterii termicznych działających w formie sieci. System pochłaniałby nadmiar energii ze źródeł odnawialnych, takich jak słońce i magazynował tę energię w silnie izolowanych warstwach gorącego grafitu. Gdy potrzebna jest energia, na przykład w pochmurne dni, ogniwa TPV przekształcają ciepło w energię elektryczną i wysyłają energię do sieci energetycznej.

Ważna jest jego wysoka wydajność sięgająca 40 proc., czyli więcej niż tradycyjne turbiny parowe, które w energię elektryczną przekształcają około 35 proc. ciepła. Istotna różnica polega na tym, że ogniwo termofotowoltaiczne (TPV) - podobne do ogniw fotowoltaicznych (PV) - wychwytuje i przekształca w energię elektryczną fotony o wysokiej energii z rozpalonego do białości źródła ciepła. Grafit, o którym wspominają inżynierowie jest naprawdę gorący, bo jego temperatura sięga od 1,9 do 2,4 tys. st. Celsjusza. To zbyt gorąco dla jakiejkolwiek turbiny. Dlatego naukowcy wzięli na warsztat półprzewodnikowe alternatywy — silniki cieplne bez ruchomych części, które mogłyby potencjalnie wydajnie pracować w wyższych temperaturach. Takim silnikiem jest właśnie ogniwo termofotowoltaiczne.

W całej sprawie wydajność to sprawa zasadnicza. To, co zaprezentowała ekipa MIT i NREL nie jest całkiem nowe. Do tej pory większość ogniw TPV osiągnęła wydajność zaledwie około 20 proc., z rekordem na poziomie 32 proc. Droga do bicia kolejnych rekordów jest więc otwarta.

Fot: MIT

ENERGIA

Klimatyzacja dla klimatu

● Tak jak przed branżą cieplną największym wyzwaniem jest jej elektryfikacja, to na przeciwnym biegunie - w schładzaniu pomieszczeń - ten problem nie istnieje. Tu prąd jest podstawą, a gra się toczy o rozwój systemów klimatyzacyjnych bez zwiększania śladu węglowego, a nawet jego zmniejszenie - chłodzenie odpowiada za około 8,5 proc. światowego zużycia energii elektrycznej. Wyzwanie spore, bo obecnie około 5 mld ludzi żyje na obszarach o znacznych potrzebach w zakresie chłodzenia pomieszczeń. Jednak tylko jedna trzecia gospodarstw domowych ma klimatyzator, głównie w krajach rozwiniętych. Gorzej, że wiele używanych obecnie klimatyzatorów podlega jedynie niskim normom wydajności, a jedna piąta zapotrzebowania na energię elektryczną do chłodzenia w gospodarkach wschodzących i rozwijających się nie jest w ogóle objęta żadnymi normami.

● Prawdziwe wyzwania dopiero jednak przed nami. Według szacunków IEA do 2050 r. zmiany klimatyczne i wzrost liczby ludności zwiększą liczbę ludzi o znacznych potrzebach związanych z chłodzeniem do 7 mld. Biorąc pod uwagę dotychczasowe trendy, Agencja prognozuje, że zapotrzebowanie na energię elektryczną do chłodzenia pomieszczeń zbliży się do 5.200 TWh - w tym 2.800 TWh w krajach rozwijających się - ponieważ liczba klimatyzatorów do 2050 roku wzrośnie z obecnych 1,5 mld do 4,4 mld., przy 90 proc. wzrostu na rynkach wschodzących i gospodarkach rozwijających się. Wzrost popytu i tak jest jednak ograniczany o ponad połowę w wyniku wysiłków zmierzających do poprawy wydajności klimatyzatorów oraz stosowania pasywnych rozwiązań chłodzących w budynkach.

● Rozwiązania pasywne wiążą się przede wszystkim z samą konstrukcją budynku i użytymi materiałami. A dziś nie tylko można dbać o termoizolacyjność ścian, lecz także samych szyb. Przezierne materiały fotowoltaiczne, takie jak kropki kwantowe mają bowiem tę umiejętność, że przepuszczają fale światła widzialnego, ale emitowanej przez słońce podczerwieni już nie, przez co ograniczają nagrzewanie się pomieszczeń. Ważne są też proste zabiegi, jak np. malowanie dachów na biało - naukowcy z Purdue University opracowali nawet farby, które odbijają 98,1 proc. światła słonecznego, dzięki czemu w upalny dzień powierzchnię da się schłodzić o 4 - 5 st. Celsjusza. Fundamentalną kwestią pozostaje wreszcie sam projekt budynku. Dobrym przykładem jest Tajlandia, gdzie wiedzą, co to upał i centra handlowe (takie jak K Village, SeenSpace czy Commons) konstruują tak, aby wymusić obieg powietrza. To rozwiązania stosowane tutaj od wieków.

● Jednym z najbardziej oryginalnych, a przy tym pasywnych i bardzo tradycyjnych metod jest po prostu gromadzenie śniegu zimą. Od dawna robi tak m.in. sztokholmski Sundsvall Hospital. Zimą dobrze zbity śnieg gromadzi w zaizolowanym podziemnym magazynie. Kiedy przychodzą letnie upały, zachowany śnieg miesza z wodą i wpuszcza ją do tego samego obiegu rur i kaloryferów, który zimą służy do ogrzewania pomieszczeń.

● Po stare metody chłodzenia - tym razem z Indii i Persji - sięgnął też kalifornijski start-up SkyCool Systems. Aby opisać działanie swojej nowej technologii jej twórcy odwołują się do doświadczenia chłodnej nocy: gdy Słońce znika z horyzontu, Ziemia (wraz z tym, co ją pokrywa) oddaje ciepło, a znaczną jego część bezpowrotnie traci. Dwa tysiące lat temu ludność Środkowego Wschodu wykorzystywała ten mechanizm do uzyskiwania lodu, tam, gdzie temperatura nie spadała poniżej zera. Duże i płytkie naczynia ceramiczne napełniano wodą, starannie okładając je sianem, które służyło za izolację. Na noc, gdy temperatura zbliżała się do zera, naczynia wystawiano na zewnątrz. Choć wydaje się to sprzeczne z intuicją, ciepło emitowane przez wodę obniżało jej temperaturę do poziomu niższego niż temperatura powietrza, co pozwalało jej zamarznąć. Na tej samej zasadzie w letnie poranki możemy znaleźć na trawie rosę lub szron.
Założycielami SkyCool Systems jest trzech badaczy z Uniwersytetu Stanforda, którzy wymyślili materiał przyśpieszający emisję ciepła, a ściśle biorąc materiał, który jest w stanie absorbować i emitować ciepło we właściwych proporcjach. Wynalazek przypomina panel słoneczny: płaski metalowy panel pokryty jest specjalnym tworzywem, które odbija energię słoneczną tak skutecznie, że temperatura wewnątrz może spaść nawet o 5-10 st. Celsjusza poniżej temperatury na zewnątrz. System rurek ukrytych pod panelem pozwala na oziębienie zawartego w nich płynu i odprowadzenie go do odpowiedniego systemu chłodzenia. Firma ma już na koncie kilka projektów, m.in. sklepów oraz centrów danych.

ENERGIA

● Podobnym urządzeniem pod koniec 2022 roku pochwalili się naukowcy z MIT. “Nowością jest połączenie funkcji chłodzenia radiacyjnego oraz funkcji chłodzenia wyparnego, a do tego wykorzystujemy izolację termiczną” – powiedział Zhengmao Lu jeden z autorów instalacji, która działa na kampusie uczelni. Chłodzenie wyparne wykorzystuje odparowaną wodę do chłodzenia gorącego powietrza, podczas gdy chłodzenie radiacyjne, w przeciwieństwie do klimatyzatorów, które nie emitują ciepła do otaczającego środowiska, ale bezpośrednio w przestrzeń ponad naszymi głowami. Wyniki pokazały, że w intensywnym świetle słonecznym urządzenie schłodziło obszar pod panelem do 9,3 st. Celsjusza.

● Trwają również prace nad ulepszeniem obecnie działających klimatyzatorów. Robi to m.in. start-up Transaera. Sercem ich projektu są wysoce porowate materiały zwane metalowymi ramami organicznymi (MOF), które biernie pobierają wilgoć z powietrza podczas pracy maszyny. Rzecz w tym, że tradycyjne maszyny wykorzystują coś, co nazywa się parownikiem, zimną cewką do wyłapywania wody z powietrza poprzez skraplanie. Sęk w tym, że zimna wężownica, aby zbierać wilgoć musi mieć znacznie niższą temperaturę niż ta w pomieszczeniu. Cały ten proces pochłania około połowy energii elektrycznej zużywanej przez tradycyjne klimatyzatory. Tymczasem dzięki MOF można biernie zbiera wilgoć gdy powietrze dostaje się do systemu. Następnie ciepło odpadowe maszyny jest wykorzystywane do suszenia materiału, aby był gotowy do ponownego użycia.

● Równolegle do pracy nad udsokonaleniem technologii chłodzenia drugim kluczowym trendem jest rozwój systemów dostarczających chłodu z sieci. Jest to sytuacja analogiczna z jaką mamy do czynienia w ogrzewaniu, gdzie można samemu je produkować, albo korzystać z ciepła miejskiego rozprowadzanego po całych dzielnicach. Tego typu technologię w największym stopniu rozwinęli Szwedzi. Stockholm Exergi stworzyło rozległą sieć chłodniczą o długości 250 km, która dociera już do 670 budynków. Odbiorcy to przede wszystkim biurowce, centra handlowe czy hotele, ale pojawiły się też budynki mieszkalne, których użytkownicy wybrali taką właśnie centralną klimatyzację. Razem jest to już 7 – 8 mln mkw. powierzchni. Duże zainteresowanie dostawami chłodu nie dziwi między innymi z przyczyn czysto funkcjonalnych. Nie ma tu zabawy z monotowaniem 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. Podstawowa sprawa to wykorzystanie chłodnej wody jezior otaczających miasto – ich moc chłodząca to 90 MW – do tego dochodzą pompy ciepła, które produkują tzw. chłód odpadowy, a na końcu też różnego typu agregaty chłodnicze, m.in. specjalnie zaprojektowane klimatyzatory ewaporacyjne, które zużywają znacznie mniej energii niż klimatyzatory sprężarkowe. Bilans jest taki, że system nie tylko ogranicza pobór mocy, której potrzebowaliby mieszkańcy do schłodzenia pomieszczeń mieszkalnych i biur. Wszystko jest zaplanowane tak, aby opierać się przede wszystkim na energii odzyskanej lub odnawialnej, której wykorzystanie w sieci chłodniczej sięga już ok 83 proc.

PARTNERZY, DZIĘKI KTÓRYM MÓGŁ POWSTAĆ GREENBOOK 2023

acer
amplus
EKO ENERGETYKA SMART ENERGY SYSTEMS
elemental
ERGO HESTIA
GERM ENERGY GEOTERMIA STARGARD
Grenevia
IMPACT INVENTING WAYS TO MANAGE YOUR ENERGY
LPP
MARVIPOL development
mBank
pesa
POLMLEK
PST
UOS Drilling

PARTNER MEDIALNY

Forbes

Greenbook 2023, Marzec 2023
Opracowanie i redakcja: Green is Good / Miasto2077
Opracowanie graficzne: AC Jaworscy | cezary.jaworski@sumer.pl
Kontakt: redakcja@miasto2077.pl