



TERAZ ŚRODOWISKO.pl

TRZECIA EDYCJA

Wrzesień 2024

ENERGETYKA

SŁONECZNA

W POLSCE 2024
W TYGLU ZMIAN



AGROWOLTAIKA

Silny europejski trend
i szansa dla Polski

PRZEMYSŁ

Ostatni moment na
wsparcie lokalnej produkcji

PRAWO

Zmiany rozliczeń, dyrektywa
budynkowa i NZIA

Współpraca merytoryczna:



www.spiug.pl

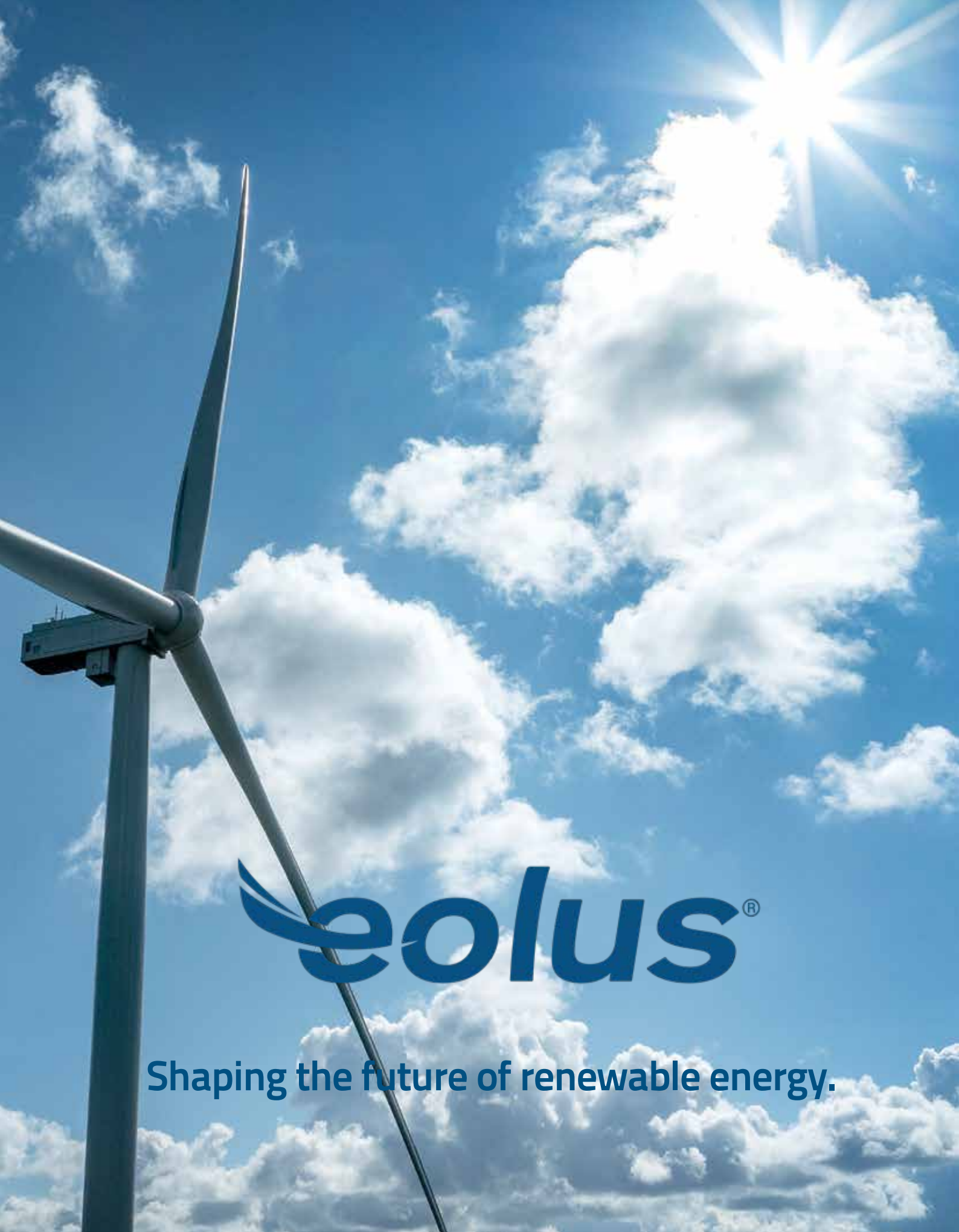


www.ieo.pl



www.stowarzyszeniepv.pl

ISSN 978-83-95777-8-9



eolus[®]

Shaping the future of renewable energy.

WPROWADZENIE



ZWINNE ZARZĄDZANIE SŁOŃCEM



Marta Wierzbowska-Kujda

Redaktor naczelna Teraz Środowisko

Energia ze słońca będzie stanowić coraz większą część miks energetycznego Polski. W elektroenergetyce, jak zapowiada wiceminister klimatu i środowiska Miłosz Motyka, ma stanowić 25% do 2030 r. (s. 12). Rynek, choć nie doskoczył do ambitnych prognoz, osiągnął w 2023 r. imponujących 15,6 mld zł obrotów oraz łączną moc zainstalowaną na poziomie ponad 17 GW (s. 48). W lipcu br. fotowoltaika przekroczyła już 19 GW mocy zainstalowanych (ARE). W 2024 r. wzrost zatem trwa, zwłaszcza w obszarze instalacji wielkoskalowych. Co dalej? Coraz więcej mówi się o agrowoltaice jako polskim potencjale (s. 50), ale też o rozwoju technologii recyklingu paneli PV, zgodnie z trendami GOZ i niezależności surowcowej (s. 48). Tegoroczne zmiany na rynku i ceny dynamiczne (s. 16) stawiają rynkowi poprzeczkę dużo wyżej niż dotąd. Doskoczą do niej ci, którzy wykażą się **wiedzą**, o czym mówi prezes IEO Grzegorz Wiśniewski (s. 26) i **zwinnym podejściem do rozwoju**, do którego nawiązuje prezes PSF Ewa Magiera (s. 46).

Niezwykłe w dyskursie, acz mało widoczne w twardych danych, pozostają kolektory słoneczne. Konieczność dekarbonizacji ciepłownictwa (s. 19) i przemysłu (s. 44), przepisy ETS 2 (s. 45) i potrzeba stabilnych łańcuchów dostaw (s. 20) są okolicznościami, które przygotowują pole do stawiania na tę technologię. Perspektywy objaśnia Janusz Starościk, prezes SPiUG (s. 42), podkreślając – znów – że wiedza i mądre planowanie inwestycji są kluczowe.

Przyglądamy się także wpływowi chińskiego dumpingu na branżę (s. 52) oraz aspektom ekologicznym – temu, na ile farmy słoneczne są w stanie żyć w symbiozie z przyrodą (s. 40). Co jeszcze? Przedstawiciele biznesu opowiadają o sprzężeniu trendów europejskich i polskich, o zwinnym podejściu do cen energii, o optymalizacji, trosce o jakość i projektach hybrydowych, o magazynowaniu energii i remedium na redysponowanie.

... dość dwie słowie – Czytelników zachęcamy do zgłębiania publikacji, Partnerom z serca dziękujemy, wszystkim – życzymy owocnej lektury!



© Cezary Kaaroud

KATARZYNA ZAMOROWSKA



© Prawa zastrzeżone

DAVID ASCHER



© Vincent Colin

DOMINIKA GÓRA



© Prawa zastrzeżone

SZYMON MAJEWSKI



© Prawa zastrzeżone

IDA SAKOWICZ



© Prawa zastrzeżone

SPIS TREŚCI



FAKTY

- 6** LICZBY ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE
- 8** LICZBY ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE

PRAWO I KLIMAT

- 12** WYWIAD MOCNA ROLA W ELEKTROENERGETYCE
- 16** NOWE WYTYCZNE CENY DYNAMICZNE OKIEM URE
- 19** DEKARBONIZACJA ŚWIETLANA PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA
- 20** GOSPODARKA ODBUDOWA PRZEMYSŁU CZY DYWERSYFIKACJA DOSTAW?
- 22** KLIMAT ZIELONY BIZNES SŁOŃCEM STOI
- 23** GŁOS BIZNESU W OX2 CHCEMY MIEĆ REALNY WPŁYW NA TRANSFORMACJĘ ENERGETYCZNĄ KRAJU
- 24** PRAWO DACHY W GOTOWOŚCI. CO ZMIENI DYREKTYWA EPBD?

FOTOWOLTAIKA

- 26** WYWIAD PRZEWAGĄ WIEDZA O RYNKU ENERGII
- 29** GŁOS BIZNESU BXF ENERGIA GOTOWY NA DOSTARCZANIE ENERGII ODNAWIALNEJ W ATRAKCYJNYCH CENACH
- 30** SIECI (RE)DYSPONOWANIE. NAWET 1 TWH UTRACONEJ ZIELONEJ ENERGII W 2024 R.?
- 33** GŁOS BIZNESU OPTYMALIZACJA PROJEKTÓW PV OPŁACI SIĘ WSZYSTKIM
- 34** PRAWO PRZYSPIESZYĆ TRANSFORMACJĘ. ENERGIA SŁONECZNA W OBSZARACH NISKIEGO RYZYKA ŚRODOWISKOWEGO DLA OZE
- 35** GŁOS BIZNESU LEPIEJ DOTOWAĆ MAGAZYNY ENERGII NIŻ KOPALNIE
- 36** LOKALNOŚĆ ZASILANIE ODDOLNEJ TRANSFORMACJI
- 38** BUDYNKI WIELORODZINNE WSPÓLNOTY NIE CHCĄ KRĘCIĆ SIĘ WOKÓŁ SŁOŃCA
- 39** GŁOS BIZNESU FOTOWOLTAICZNE ZESTAWY BALKONOWE – 1 MLN INSTALACJI W NIEMCZECH. A W POLSCE?
- 40** PRZYRODA DLA WSZYSTKICH STARCZY MIEJSCA? FARMY PV A RÓŻNORODNOŚĆ BIOLOGICZNA
- 41** GŁOS BIZNESU ZWIĘKSZONA RÓŻNORODNOŚĆ BIOLOGICZNA NA FARMACH FOTOWOLTAICZNYCH – PIERWSZE WNIOSKI Z PILOTAŻU RWE



KOLEKTORY

- 42** WYWIAD CZAS NA KOGENERACJĘ SŁONECZNĄ
- 44** DEKARBONIZACJA SŁONECZNA TRANSFORMACJA. SYSTEMY SHIP ROZWIĄZANIEM DLA PRZEMYSŁU
- 45** EU ETS2 DEKARBONIZACJA OGRZEWNICTWA – NOWA SZANSA DLA KOLEKTORÓW?

TRENDY

- 46** WYWIAD ZAPOWIEDZI NAZBYT OSTROŻNE
- 48** GOZ Z CZEGO TWORZYĆ FOTOWOLTAIKĘ? SUROWCE KRYTYCZNE Z RECYKLINGU I NIE TYLKO
- 49** GŁOS BIZNESU CARPORTY FOTOWOLTAICZNE – ZAGOSPODARUJ TEREN I PRODUKUJ WŁASNĄ ENERGIĘ
- 50** AGROWOLTAIKA POTENCJALNY ZYSK POLICZONY
- 51** GŁOS BIZNESU OZE TO FENOMEN – PRODUKCJA TANIEJ ENERGII W RĘKACH PRYWATNYCH LUDZI I FIRM
- 52** KONKURENCYJNOŚĆ ENERGIA SŁONECZNA W CHIŃSKIM CIENIU
- 53** GŁOS BIZNESU SPRĘŻENIE ZWROTNE W INWESTYCJACH KRAJOWYCH I ZAGRANICZNYCH NIE JEST PRZYPADKOWE
- 54** GŁOS BIZNESU PROJEKTY HYBRYDOWE – PRZED I PO WPROWADZENIU CABLE POOLINGU



Wydawca: Cogiterra sp. z o.o., z siedzibą przy ul. Twardej 44, 00-831 Warszawa, wpisana do KRS numerem 0000576774. Kapitał zakładowy 5000 zł, NIP 7010508637. Cogiterra jest wydawcą internetowego dziennika Teraz Środowisko – www.teraz-srodowisko.pl – redakcja@teraz-srodowisko.pl +48 570 178 707.

ZESPÓŁ: Dyrektor ds. komunikacji: KATARZYNA ZAMOROWSKA – Redaktor naczelna: MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA – Dziennikarze i redaktorzy: DOMINIKA GÓRA, SZYMON MAJEWSKI – Asystentka redakcji: IDA SAKOWICZ – Prezes spółki: DAVID ASCHER.

W oparciu o przepisy prawa dotyczące własności intelektualnej, żaden z elementów niniejszej publikacji nie może zostać zwielokrotniony, zmodyfikowany, reprodukowany, odtworzony lub udostępniony w jakikolwiek sposób przy pomocy jakiegokolwiek nośnika, w całości lub częściowo bez wcześniejszej pisemnej zgody wydawcy.

Poglądy zawarte w publikowanych materiałach są osobistymi opiniami ich autorów i niekoniecznie muszą odzwierciedlać poglądy Redakcji i Wydawcy. Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych reklam i ogłoszeń.

Zdjęcie na okładce: © APChanel – stock.adobe.com – Projekt graficzny: Hugues Jacquemin – Skład i przygotowanie do druku: Jakub Kordel.

Wydrukowano na papierze z recyklingu przez Drukarnię Advert – ISBN: 978-83-957177-9-6 – Warszawa, 2024 – Cogiterra ©

FAKTY

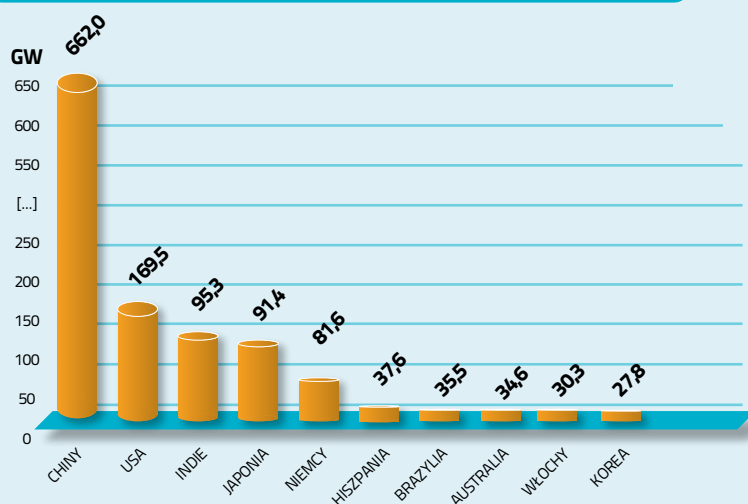
ENERGETYKA SŁONECZNA NA ŚWIECIE

▼ WEDŁUG IRENA*

1418,016 GW – moc zainstalowana w energetyce słonecznej na świecie w 2023 r.

1294 TWh – generacja energii elektrycznej z PV w 2023 r.
– **25,6%** więcej niż w roku poprzednim.

TOP 10 MOCY ZAINSTALOWANYCH W PV NA ŚWIECIE W 2023 R. * *



1411,39 GW
moc zainstalowana PV na świecie w 2023 r.

W samym 2023 r. zainstalowano **347 GW** nowych mocy w energetyce słonecznej na **473 GW** nowych mocy wszystkich źródeł odnawialnych (73%).

W EUROPIE

▼ WEDŁUG IEA***

Międzynarodowa Agencja Energii: **503 mld dol.** – globalna wartość inwestycji w PV (dane na 30 maja 2024 r.)¹

254 868 MW moc zainstalowana w UE w 2023 r.

286,32 GW
moc zainstalowana w PV w Europie w 2023 r.

* Renewable Energy Statistics 2024, IRENA.

** Snapshot of Global PV Markets 2024, IEA PVPS

*** Global annual investment in solar PV and other generation technologies, 2021-2024, IEA



CAR PORTY

FOTOWOLTAICZNE



SPECJALIZUJEMY SIĘ W SPEŁNIANIU OCZEKIWAŃ KLIENTA



www.wiatyparkingowe.pl
**Pełna specyfikacja
produktowa oraz
kontakt**



**POZYSKAJ
OFERTĘ**



Poszukujemy firmy
do współpracy w zakresie
instalacji pv, montażu
oraz obróbki stali



CARPORT TYP **L**



CARPORT TYP **Y**



CARPORT TYP **V**



CARPORT TYP **T**



CARPORT TYP **4N**



Tiga-Cynk Sp. z o.o.
ul. Rybitwa 1B
50-220 Legnica
www.tiga-cynk.pl

Cynkownia Malonice
ul. Fabryczna 3
67-320 Malonice
tel: +48 733 733 803

NIP 691 24 99 468 | KRS 0000438170 | REGON 02988536 | BOO 00008333
Sąd Rejonowy dla Wrocławia Fabrycznej,
Wydział IX Gospodarczy KRS
Kapitał zakładowy: 2 004 000 zł, opłacony w całości

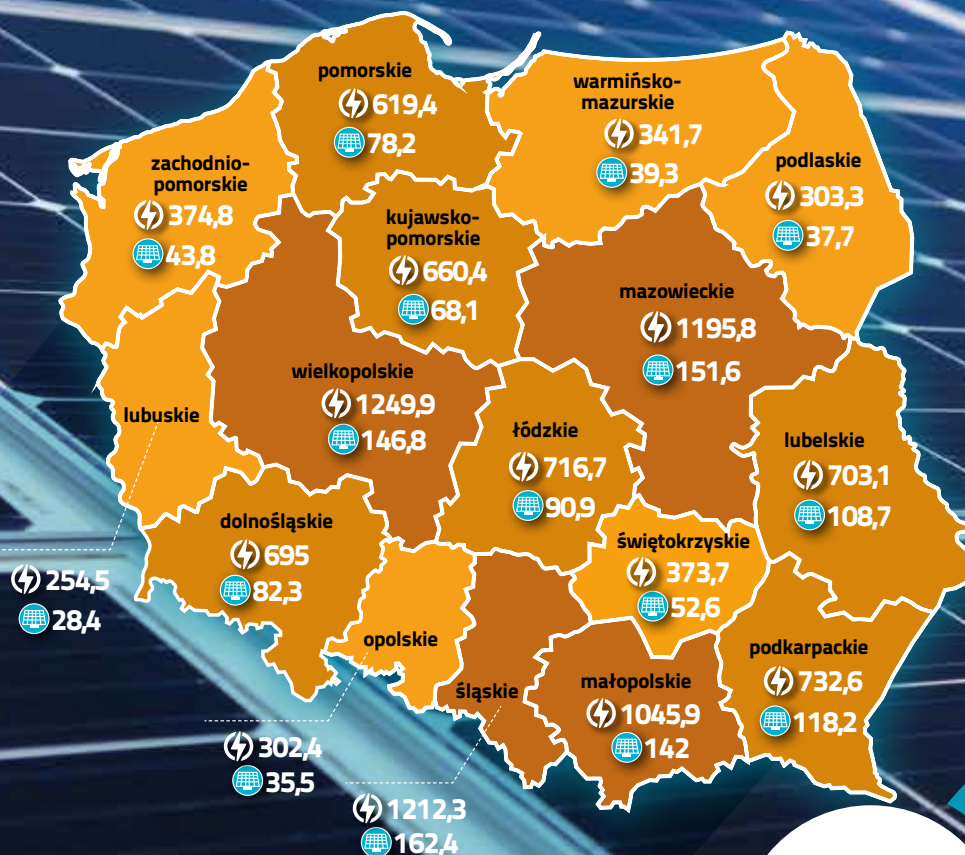
FAKTY

LICZBY

ENERGETYKA SŁONECZNA W POLSCE

MIKROINSTALACJE PV

Mikroinstalacje prosumenckie (o mocy zainstalowanej nie większej niż 0,050 MW).
Dane URE wg stanu na 31 grudnia 2023 r.



NIE TYLKO PROSUMENCI

Polskie TOP 3
mikroinstalacji
nieprosumenckich

woj. śląskie

2,849

91,48

woj. małopolskie

1,797

57,45

woj. dolnośląskie

1,652

57,13



Moc zainstalowana (MW)



Liczba instalacji (tys.)

1 403 199
łącznie
11,3 GW

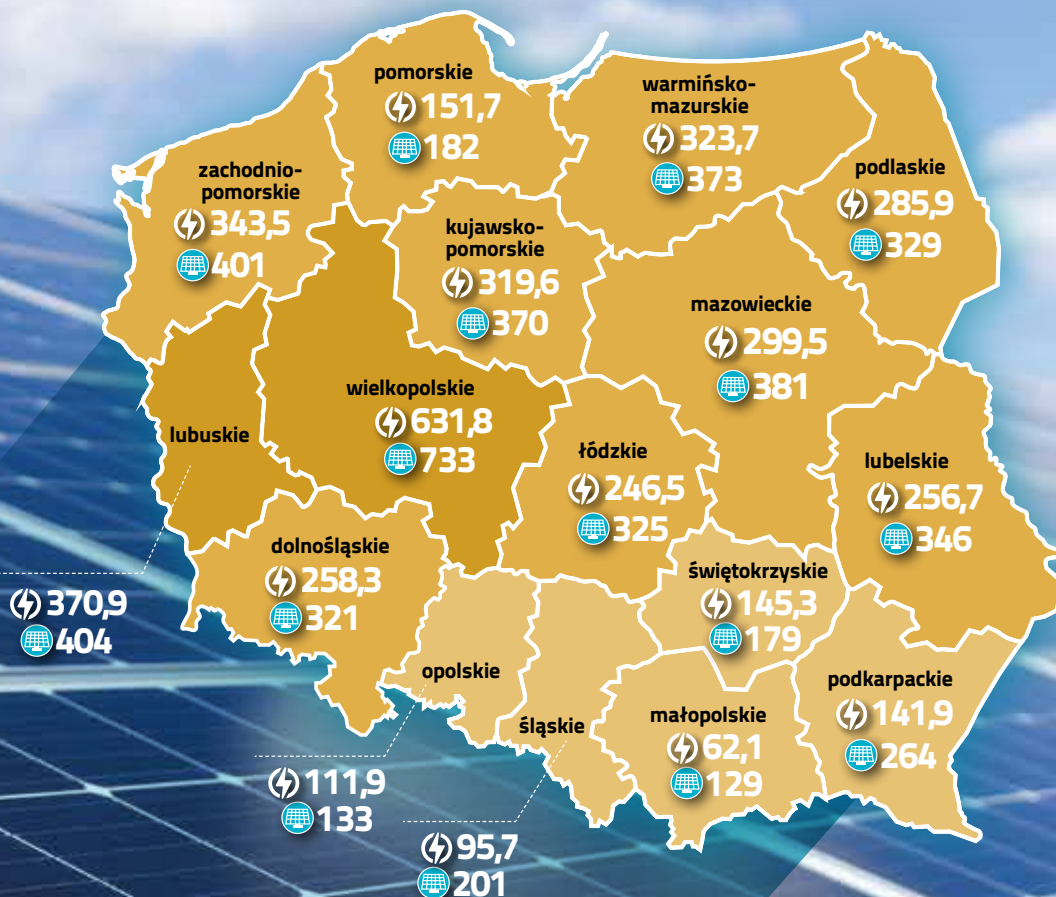
1 386 385
mikroinstalacji
prosumenckich
10,8 GW

16 814
mikroinstalacji
nieprosumenckich
0,5 GW

MAŁE INSTALACJE [MW]

PODLEGAJĄCE WPISOWI DO REJESTRU MIOZE

Dane URE wg stanu na 30 czerwca 2024 r.



Moc zainstalowana (MW)



Liczba instalacji

5071

Liczba instalacji
(RMIOZE)

4 GW

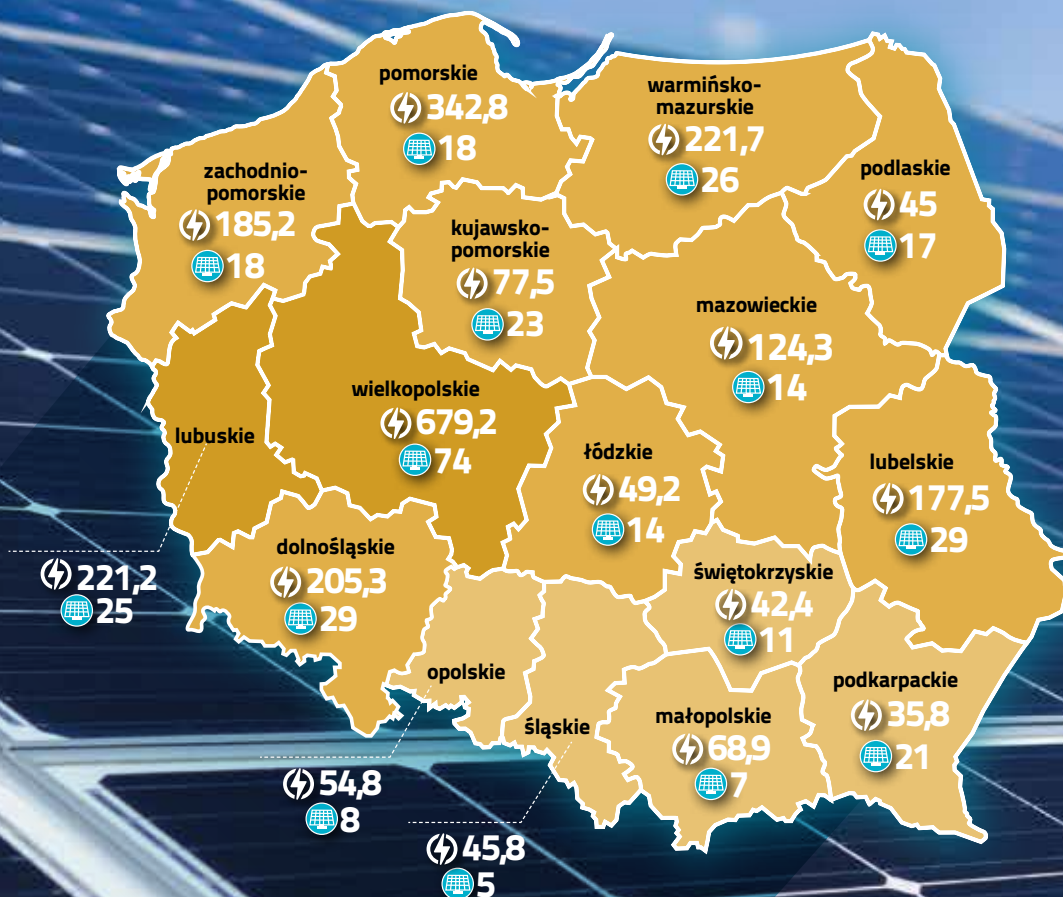
ŁĄCZNA MOC
ZAINSTALOWANA
(RMIOZE)

FAKTY

FARMY WIELKOSKALOWE

INSTALACJE PV O MOCY ZAINSTALOWANEJ WIĘKSZEJ NIŻ 1 MW
(PODLEGAJĄCE KONCESJONOWANIU)

Dane URE wg stanu na 30 czerwca 2024 r.



Moc zainstalowana (MW)



Liczba instalacji

339

Liczba instalacji

2,6 GW

ŁĄCZNA MOC
ZAINSTALOWANA

20

Połączeni dla Energii od 20 lat

Inwestujemy w przyszłość OZE
— wind, solar, biogas i storage

PRAWO I KLIMAT

— Zmiany w systemie rozliczeń dla prosumentów, uproszczenie procedur, obszary przyspieszonego rozwoju OZE, perspektywy dla ciepłownictwa – o najnowszych trendach w obszarze energetyki słonecznej opowiada wiceminister klimatu i środowiska **Miłosz Motyka**.



© Prawa zastrzeżone



WYWIAD

MOCNA ROLA W ELEKTROEN



TERAZ ŚRODOWISKO: Jakie ułatwienia dla rozwoju energetyki słonecznej zakłada procedowany obecnie projekt ustawy o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw – zarówno z perspektywy prosumentów, jak i energetyki zawodowej?

MIŁOSZ MOTYKA: Projektując regulacje, chcemy wykorzystać szansę na przeprowadzenie transformacji energetycznej w Polsce z korzyścią dla obywateli i państwa, a nie wbrew nim. Jeśli chodzi o fotowoltaikę, konsultacje społeczne przekazały nam sygnał o wyhamowywaniu procesów inwestycyjnych. Niestety obecna legislacja nie pozwala na pełne wykorzystanie potencjału energetyki słonecznej. (...) Chcemy, żeby inwestycje w fotowoltaikę były w jeszcze większym stopniu opłacalne i żeby cały rynek na nich zyskiwał w obszarze bilansowania sieci. Pracujemy więc nad ustawą, która m.in. wprowadza zmiany w rozliczeniach prosumentów. Dzięki podniesieniu wartości depozytu prosumenckiego o współczynnik korekcyjny 1,23 i możliwości wyboru między rozliczeniami godzinnymi a miesięcznymi, rocznie będzie można zyskać oszczędności w rachunkach za energię elektryczną. Rozliczenia miesięczne gwarantują minimalną cenę odkupu, o co apelują prosumenci.

Wdrożenie
obszarów
przyspieszonego
rozwoju OZE do
końca br.

W ustawie stawiamy także na skracanie procedur (...).

TŚ: Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki podaje, że w przypadku farmy o mocy zainstalowanej powyżej 1 MW proces trwa nawet do 35 miesięcy.

MM: W OSR zapisaliśmy, że jesteśmy w stanie skrócić ten okres o połowę, co faktycznie przyspieszy realizację tych projektów, a tym samym transformację energetyczną. Poza działaniami uwzględnionymi w projekcie ustawy, chcemy także w niedalekiej przyszłości podjąć kwestię warunków przyłączenia do sieci, wraz z analizą wydanych dotychczas decyzji. Rynek mówi o braku transparentności w tym obszarze. Zobowiązuje nas do tego także jeden

z kamieni milowych KPO. Zależy nam również na lepszym wykorzystaniu środków publicznych, o czym świadczą zmiany m.in. w programie „Mój prąd 6.0” z obowiązkiem instalowania magazynów energii elektrycznej lub magazynów ciepła w parze z mikroinstalacjami fotowoltaicznymi.





32,6%

planowany udział OZE w ogólnym zużyciu energii brutto na poziomie blisko 32,6% w 2030 r.

ENERGETYCE

TŚ: Problemy z permittingiem mają rozwiązać również tzw. obszary przyspieszonego rozwoju OZE, wymagane przez unijną dyrektywę RED III. Zgodnie z kamieniem milowym G1L, do końca br. mamy zmapować potencjał fotowoltaiki oraz lądowej energetyki wiatrowej. Gdzie mogą powstawać takie obszary?

MM: MKiŚ prowadzi prace przygotowawcze w zakresie ram prawnych dla wyznaczenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Wskazanie dokładnej lokalizacji będzie możliwe dopiero po zmapowaniu obszarów o największym potencjale dla rozwoju energetyki odnawialnej na terenie całego kraju. Mogą to być np. tereny poprzemysłowe z dobrze rozwiniętą siecią elektroenergetyczną, gdzie instalacje można szybko przyłączyć i wykorzystywać płynącą z nich energię. Proces ten będzie jednak w pełni możliwy tylko we współpracy z samorządem lokalnym. Do końca roku zaprojektujemy rozwiązania legislacyjne

Fotowoltaika zapewni ok.

25%
energii w systemie elektroenergetycznym do 2030 r.

umożliwiające wdrożenie wymogów zawartych w dyrektywie RED III w tym zakresie.

TŚ: Jak istotny element polskiego miksu energetycznego może stanowić energia ze słońca? Projekt aktualizacji KPEiK mówi o 29,3 GW w 2030 r.

MM: W KPEiK nie chodzi tylko o wymogi unijne. To mapa drogowa dla polskiego biznesu i przemysłu nt. planowanej transformacji i tego, na czym ma się opierać. Projekt ambitnego scenariusza mówi o udziale OZE w ogólnym zużyciu energii brutto na poziomie blisko 32,6% w 2030 r. W elektroenergetyce to 56,1%, w ciepłownictwie i chłodnictwie 35,4%, a w transporcie 17,7%. Nawet teraz da się jednak stwierdzić, że energetyka słoneczna będzie jednym z fundamentów transformacji. Aby jednak efektywnie spełniała swoją rolę, potrzebuje wsparcia w postaci systemu magazynowania energii. Spółki energetyczne pracują dziś nad dużymi magazynami sezonowymi, a ich rozwój będzie wyzwaniem na najbliższe lata. Istotny

jest także rozwój magazynów bateryjnych u prosumentów, o czym wspomniałem w kontekście programu „Mój Prąd 6.0”. Scenariusz aktywnych działań rządu w ramach KPEiK uwzględni pozytywny wpływ magazynowania oraz obszarów przyspieszonego rozwoju OZE; wszystkie te narzędzia przyczynią się do zwiększenia udziału energii słonecznej i źródeł odnawialnych w ogóle (...). Zakładamy, że energia słoneczna będzie stanowić ok. 1/4 energii w systemie. Będzie stanowiła więc niezwykle istotny element, z którym musi wiązać się odblokowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej oraz offshore (...).

TŚ: W jaki sposób MKiŚ zamierza ograniczać problem redysponowania nierynkowego energii, przez branżę fotowoltaiczną uznawany za jedno z zagrożeń dla transformacji energetycznej Polski?

MM: Problem jest i należy go rozwiązać także po to by podnieść, nadwyrężony przez liczne nierynkowe redukcje generacji energii elektrycznej z OZE, poziom zaufania do państwa oraz instytucji publicznych. Niejasne dla wytwórców OZE mogą być zasady dotyczące

zarówno wyłączenia instalacji fotowoltaicznych, jak i warunków przyłączenia. Brakuje szybkich decyzji o rekompensatach w wypadku redysponowania, a wnioski inwestorów są rozpatrywane zbyt długo. Jesteśmy w intensywnym dialogu z PSE, którym również zależy na wykorzystaniu tych mocy. Redukcje wynikają z nadpodaży energii elektrycznej w całym systemie elektroenergetycznym. Musimy inwestować zarówno w sieci dystrybucyjne, jak i przesyłowe, co jest fundamentalną potrzebą rozwojową dla wszystkich niskoemisyjnych źródeł energii, w tym odnawialnych źródeł energii. Nakłady samych PSE do 2034 r. wyniosą 64 mld zł, a wszystkich spółek łącznie ponad 100 mld zł na sieci przesyłowe i dystrybucyjne. Poza tym, skoro redukcje wiążą się z nadpodażą energii elektrycznej, właśnie dlatego tak bardzo potrzebujemy magazynów energii i zachęt dla odbiorców, aby ją zużywali, gdy jest tania. Nie zawsze jesteśmy w stanie wyeksportować energię, zwłaszcza po dobrych cenach, ale będziemy mogli ją magazynować, tak aby spłaszczać różnice w cenach. ①

Rozmawiał Szymon Majewski



PLANOWANIE PRZESTRZENNE POD LUPĄ

Mija rok od wprowadzenia reformy ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym mającej na celu poprawę efektywności systemu planowania przestrzennego. Pełna ocena reformy będzie możliwa oczywiście dopiero po kilku latach jej funkcjonowania, ale już teraz obserwujemy zarówno związane z nią pozytywne zmiany, jak i wyzwania.

Nowe przepisy miały na celu uproszczenie procesów, wprowadzenie nowych narzędzi planistycznych oraz cyfryzację, która miała przyczynić się do szybszej realizacji inwestycji i bardziej zrównoważonego rozwoju. Jak wygląda to w praktyce?

Od 1 stycznia 2026 roku wielkoskalowe inwestycje fotowoltaiczne będą mogły powstawać tylko na podstawie obowiązującego planu miejscowego. Nowe przepisy mogą spowodować zmniejszenie liczby dostępnych lokalizacji oraz zahamowanie rozwoju wielu projektów, zwłaszcza w miejscach, gdzie gminy nie zdążą na czas uchwalić planów ogólnych (według danych NIK w 2021 r. jedynie 31,7% terytorium Polski objęte było miejscowymi planami zagospodarowania przestrzennego).

Obowiązek sporządzenia planów ogólnych okazuje się być nie lada wyzwaniem dla gmin. Samorządy obawiają się ograniczenia elastyczności w dostosowywaniu planów do lokalnych potrzeb. Władze gmin podkreślają, że każda jednostka samorządowa ma swoje specyficzne wyzwania i potrzeby, które trudno jest ująć w ustandaryzowanych planach. Digitalizacja rejestrów i nowe plany ogólne niosą ze sobą konieczność znacznych nakładów finansowych na oprogramowanie i przeszkolenie pracowników. O ile w dużych gminach nie będzie stanowiło to większego problemu, to w mniejszych

jednostkach, które borykają się z problemami budżetowymi, wdrożenie tych rozwiązań może okazać się trudne do zrealizowania. Pojawiają się również obawy, że trudności związane z interpretacją nowych przepisów i brak odpowiednich zasobów mogą opóźnić lub wręcz uniemożliwić pełne wdrożenie nowych regulacji.

Branża OZE jest dynamiczna, a powiedzenie „czas to pieniądź” dobrze ją określa. Reforma wprowadza szereg nowych obowiązków dla gmin, co w fazie początkowej jeszcze bardziej wydłuża procesy planistyczne, a to z kolei może wpłynąć negatywnie na procesy inwestycji OZE i ich opłacalność, a w ogólnym rozrachunku spowolnić tempo transformacji energetycznej.

Pomimo wspomnianych wyzwań, dostrzegamy w reformie dużo korzyści. Zwiększona transparentność działań samorządów oraz digitalizacja planów miejscowych, mogą – w dłuższej perspektywie – przyczynić się do bardziej przejrzystego procesu planowania i ułatwionego dostępu do informacji o istniejących terenach inwestycyjnych. Reforma zakłada również uporządkowanie chaosu przestrzennego, co może prowadzić do lepszego współistnienia inwestycji OZE z innymi projektami infrastrukturalnymi, a co za tym idzie, do bardziej zrównoważonego rozwoju miast i wsi.



Czytaj:



PRAWO I KLIMAT

▼ NOWE WYTYCZNE



CENY DYNAMICZNE OKIEM URE

— 24 sierpnia br. u każdego sprzedawcy energii elektrycznej, obsługującego co najmniej 200 tys. odbiorców końcowych, pojawił się nowy rodzaj oferty adresowanej do odbiorców indywidualnych: umowa z ceną dynamiczną. O zmianach rozmawiamy z **Małgorzatą Kozak**, Dyrektorem Departamentu Rozwoju Rynków i Spraw Konsumentckich w Urzędzie Regulacji Energetyki.

Teraz Środowisko: Jakie są wady i zalety cen dynamicznych dla konsumentów i prosumentów?

Małgorzata Kozak: Oferta umów z cenami dynamicznymi jest skierowana przede wszystkim do odbiorców, którzy znają zasady funkcjonowania rynku energii i potrafią aktywnie zarządzać własnym zużyciem prądu.

Taka oferta może być interesująca dla osób, które bazując na odpowiednich informacjach, magazynowaniu energii oraz technologiach smart home, mogą przesunąć swoje największe zużycie energii na porę dnia, kiedy jest ona najtańsza, na przykład na godziny przedpołudniowe, a ograniczyć jej pobór z sieci, gdy jest ona najdroższa, czyli np. w szczycie wieczornym.

Odbiorcy rozważający wybór umowy z ceną dynamiczną powinni być również przygotowani do systematycznego monitorowania cen energii na giełdzie. Takie informacje publikowane są na stronie

internetowej Towarowej Giełdy Energii. Być może z czasem pojawią się one również u sprzedawców oferujących umowy z cenami dynamicznymi.

Najważniejsze informacje na temat aktualnie dostępnych ofert sprzedaży energii elektrycznej, w tym tych z ceną dynamiczną, można natomiast

znaleźć w przygotowanej przez URE porównywarce, która jest dostępna na stronie maszwybor.ure.gov.pl. Obecnie ma ona ograniczone funkcjonalności, ale pracujemy nad stworzeniem narzędzia bardziej przyjaznego odbiorcom.

Jednocześnie trzeba podkreślić, że zawarcie umowy z ceną dynamiczną przez odbiorcę oznacza rezygnację z przysługującej mu od 1 lipca do końca 2024 r. ochrony w postaci ceny maksymalnej za energię elektryczną na poziomie 500 zł/MWh netto, która została wprowadzona ustawą o bonie

energetycznym.

Z kolei prosumenci muszą pamiętać, że umowa

W badaniach URE z 2023 r. ponad 80% ankietowanych określiła się jako osoby oszczędzające energię



z ceną dynamiczną nie jest podstawą rozliczania energii wprowadzonej do sieci, a jedynie energii pobranej z sieci. Należności za energię oddaną do sieci są rozliczane na innych zasadach. Również rzeczywista cena energii (RCE), która jest podstawą rozliczeń właścicieli fotowoltaiki w net-billingu, nie jest ceną, która może się pojawić w formule cenowej ofert z ceną dynamiczną.

TŚ: Na co należy szczególnie zwrócić uwagę, przy decyzji o podpisaniu umowy z cenami dynamicznymi energii elektrycznej?

MK: Zdecydowanie najważniejszą kwestią jest przedstawienie przez sprzedawcę pełnej formuły cenowej, czyli dokładne poinformowanie odbiorcy o metodzie obliczania ceny energii w danej godzinie oraz wszelkich pozostałych kosztach zawartych w umowie. Ponadto, tak jak przy innych rodzajach umów, należy dokładnie zapoznać się z jej treścią i najważniejszymi warunkami, dotyczącymi na przykład dodatkowych

usług, okresu jej obowiązywania, czy też warunków wypowiedzenia umowy i ewentualnych kosztów z tym związanych.

Należy przy tym podkreślić, że poinformowanie klientów o korzyściach, a także o ryzyku związanym z wyborem taryfy dynamicznej, jest ustawowym obowiązkiem sprzedawców energii.

Warto również nadmienić, że przy okazji wprowadzenia przez sprzedawców umów na sprzedaż energii z cenami dynamicznymi, do URE zaczęły docierać sygnały o nieuczciwych praktykach związanych np. z oferowaniem przy tej okazji instalacji fotowoltaicznych lub dofinansowania na ich zakup. Przestrzegamy przed pochopnym wyborem takich ofert.

TŚ: Jakie trzeba spełnić warunki formalne, techniczne i faktyczne, by móc korzystać z cen dynamicznych?

MK: Podstawowym warunkiem skorzystania z taryfy dynamicznej jest posiadanie przez odbiorcę licznika

PRAWO I KLIMAT

zdalnego odczytu. Proces instalacji tzw. inteligentnych liczników jest w toku, a do końca 2024 r. urządzenia tego typu powinny zostać zainstalowane u 35% odbiorców w całym kraju.

W takie liczniki wyposażeni są natomiast wszyscy prosumenci, czyli osoby produkujące energię elektryczną w przydomowych instalacjach odnawialnych źródeł energii.

Jeśli odbiorca nie posiada licznika zdalnego odczytu, a będzie chciał skorzystać z oferty z ceną dynamiczną, musi go zainstalować na własny koszt. Ceny instalacji nowego licznika różnią się w zależności od operatora i typu licznika.

W tym kontekście warto sprawdzić stronę internetową swojego dystrybutora energii (OSD) lub skontaktować się z biurem obsługi klienta, by uzyskać informacje na temat planowanego terminu wymiany licznika w swoim domu lub mieszkaniu. Być może to kwestia najbliższych miesięcy. Trzeba też podkreślić, że w wyjątkowych sytuacjach, ze względu na np. bardzo małą liczbę zainstalowanych liczników na danym obszarze i brak możliwości zdalnego odczytu przez OSD, nawet posiadacze liczników zdalnego odczytu mogą obecnie nie mieć możliwości skorzystania z oferty z ceną dynamiczną.

TŚ: Czy w Pani opinii jesteśmy społeczeństwem świadomym tego, w jaki sposób oszczędzać energię i być efektywnym energetycznie? Zarówno będąc konsumentem, jak i prosumentem. Czy potrafimy znajdować informacje giełdowe?

MK: Ostatnie lata kryzysu energetycznego, gdy ceny energii i paliw gazowych były ustawowo zamrożone, osłabiły nieco aktywność konsumentów na rynku energii. Trend ten był widoczny chociażby w danych na temat liczby zmian sprzedawców energii i gazu.

Jednocześnie nadal obserwowaliśmy intensywny rozwój rynku mikroinstalacji fotowoltaicznych, których liczba przekroczyła 1,4 mln, a moc zainstalowana 11 GW.

To świadomi odbiorcy, jednak biorąc pod uwagę systemy rozliczeń nie są oni zainteresowani aktywnym działaniem na rynku energii.

W przeprowadzonych w ubiegłym roku przez URE badaniach zdecydowana większość ankietowanych określiła się jako osoby oszczędzające energię (ponad 80%) czy posiadające wiedzę na temat możliwości zmiany sprzedawcy (ponad 90%). Natomiast oszczędzanie energii i umiejętność dostosowania zużycia do zmieniających się cen energii to inne obszary.

TŚ: Jak wygląda praktyka innych państw w obszarze cen dynamicznych? Czy są jakieś dobre praktyki godne polecenia?

MK: Popularność ofert z ceną dynamiczną zależy od sposobu ich wdrożenia, doświadczenia odbiorców, możliwości dostępu do najnowszych technologii oraz tego jak funkcjonują rynki.

Na tle państw europejskich wyróżnia się Norwegia, jednak jest to rynek, gdzie odbiorcy niebędący gospodarstwami domowymi kupują energię głównie na rynku dnia następnego i bieżącego. Jako przedsiębiorcy są przyzwyczajeni do zmienności cen, zatem nie dziwi popularność ofert z ceną dynamiczną wśród gospodarstw domowych.

Ciekawe rozwiązania stosowane są we Francji. Wprowadzono tam maksymalny pułap cenowy, po przekroczeniu którego odbiorca obciążany jest wyłącznie tą ceną z maksymalnego pułapu. To rozwiązanie mają stosować wszystkie przedsiębiorstwa proponujące ofertę z ceną dynamiczną. W Austrii wprowadzono taką możliwość, co oznacza, że nie jest to już obowiązek. Myślę, że ze względu na kryzys i mechanizmy wsparcia odbiorców stosowane przez Państwa Członkowskie, nie możemy jeszcze mówić o pełnej ocenie i wpływie funkcjonowania ofert z ceną dynamiczną na poszczególne rynki.



Czytaj:

Energia UREgulowana – regulator zapytał konsumentów o opinie na temat wybranych aspektów polskiego rynku energii



Urząd Regulacji
Energetyki

ŚWIETLANA PRZYSZŁOŚĆ CIEPŁOWNICTWA

— W 2050 r. 82 tys. na 135,1 tys. teradżuli ciepła sieciowego może pochodzić z zasilanych m.in. energią słoneczną pomp ciepła oraz kotłów elektrodowych. Kolektory słoneczne będą odpowiadać za 2 tys. teradżuli. / SZYMON MAJEWSKI

Powyższe prognozy nt. transformacji polskiego ciepłownictwa do połowy stulecia pochodzą z koncepcji opublikowanej w maju 2024 r. przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju (NCBR)¹. Odpowiedzialni za jej opracowanie eksperci zakładają elektryfikację sektora, który (jako ciepłownictwo i chłodnictwo) według ambitnego scenariusza Krajowego Planu w Dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. powinien w co najmniej 35,4% opierać się na odnawialnych źródłach energii. Jak w raporcie z września 2024 r. "State of the Energy Union Report 2024"² poinformowała Komisja Europejska, w ciągu ostatnich 10 lat udział OZE w ciepłownictwie i chłodnictwie na poziomie unijnym zwiększył się z 18,6% do 24,9%. Jaką rolę w zazielenianiu tego obszaru może odegrać energia ze słońca?

Przenoszenie nadwyżek z lata na zimę

– Bezpieczeństwo sektora ciepłownictwa systemowego wymaga budowy miejskich elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych w pobliżu aglomeracji – piszą autorzy z NCBR. Jak czytamy w raporcie Forum Energii, kreślącym wizję transformacji ciepłownictwa w oparciu o sieci niskotemperaturowe³, w 2035 r. energia słoneczna dostarczana do sieci bezpośrednio lub poprzez pompy ciepła może stanowić 17% całkowitej produkcji w małych systemach ciepłowniczych (do 20 MWt). W 2050 r. może to być już 21%. Modelowanie przyjęte przez ekspertów pokazuje silną pozycję energii ze słońca również w średnich sieciach ciepłowniczych o mocy 20-100 MWt, gdzie udział źródeł słonecznych w 2050 r. ma sięgnąć 29%. Ich znaczenie spada w sieciach dużych (100-500 MWt); bezpośrednie wykorzystanie ciepła z kolektorów w 2050 r. zajmuje poniżej 10% całkowitej produkcji. Duży udział ciepła słonecznego pociąga za sobą wymóg magazynowania sezonowego, tak aby nadwyżki produkcji z lata mogły być wykorzystywane w sezonie grzewczym. – Sezonowe magazynowanie zazwyczaj pozwala na udział do 60% energii słonecznej w całkowitej rocznej produkcji ciepła – stwierdza Forum Energii.

Sector coupling

Technologiom magazynowania ciepła w ciepłownictwie systemowym poświęcony jest obszerny raport, który we wrześniu br. został opublikowany przez Instytut Energetyki Odnawialnej oraz Polską Izbę Magazynowania Energii⁴. Omawiana jest w nim rola magazynów

sezonowych, obejmujących energię zarówno z kolektorów słonecznych, jak i z instalacji fotowoltaicznych; do ich zalet ma należeć m.in. możliwość integracji z innymi zeroemisyjnymi źródłami ciepła, w tym z ciepłem odpadowym. Ziemne magazyny typu PTES (ang. *Pit Thermal Energy Storage Systems*), w których nośnikiem ciepła jest woda, według ekspertów posiadają również olbrzymi potencjał w budowaniu synergii między ciepłownictwem a elektroenergetyką. Tzw. *sector coupling*, a więc integracja obu sektorów, nabiera znaczenia w dobie problemów z zagospodarowaniem nadwyżek zielonej energii; jak czytamy w raporcie, „brak jest realnej alternatywy technologicznej przejmowania rosnących z roku na rok chwilowych nadwyżek energii z OZE”. Połączona z magazynowaniem ciepła technologia Power to Heat przyczynia się do lepszego bilansowania systemu. – Nadmiar energii elektrycznej ze źródeł pogodozależnych, produkowany latem, nie mamuje się przez wymuszoną redukcję generacji, ale znajduje zastosowanie w ciepłownictwie poprzez magazynowanie w sezonowych magazynach ciepła. Ta energia może zostać wykorzystana do ogrzewania w sezonie grzewczym – mówi ekspert Instytutu Energetyki Odnawialnej Mariusz Twardawa.

Zadbać o planowanie przestrzenne

Usługi elastyczności świadczone przez ciepłownictwo dla Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, jak sugeruje Forum Energii, mogą opierać się też o zastosowanie kotłów elektrodowych. – Na rynku rośnie świadomość konieczności *sector couplingu*. Rozwiązania w tym obszarze powinna zawierać m.in. przygotowywana obecnie w Ministerstwie Klimatu i Środowiska strategia dla ciepłownictwa – dodaje Twardawa. Ekspert zwraca uwagę na zainteresowanie programem „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa”, w którym spółki i samorządy mogą ubiegać się o środki m.in. na zakup pomp ciepła, kolektorów słonecznych czy budowę magazynów ciepła. Pewną barierą w zazielenianiu systemów ciepłowniczych mogą być kwestie lokalizacyjne. – Zarówno farmy PV, jak i kolektory czy magazyny ciepła, potrzebują miejsca. Tereny, na których mogą stanąć instalacje, nie zawsze są uwzględnione w miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego jako przestrzeń do infrastrukturalnych inwestycji w OZE. To duże wyzwanie i dla ciepłowników, i samorządów, aby udrożnić możliwość lokalizowania tych źródeł – podsumowuje. 11

¹. „Koncepcja Dekarbonizacji Ciepłownictwa Systemowego”, NCBR, 2024.

². „State of the Energy Union Report 2024”, KE, 2024.

³. „Niskotemperaturowe sieci ciepłownicze. Baza dla modernizacji sektora ciepła”, Forum Energii, 2024.

⁴. „Mapa drogowa dla rynku magazynów ciepła w Polsce”, IEO, PIME, 2024.

▼ GOSPODARKA

ODBUDOWA PRZEMYSŁU CZY DYWERSYFIKACJA D

— Nowa unijna polityka przemysłowa ma tchnąć życie w europejską produkcję zielonych technologii i podnieść jej konkurencyjność. Jakie perspektywy mogą czekać rodzimą branżę fotowoltaiczną? / **SZYMON MAJEWSKI**

Uproszczenie i przyspieszenie procedur zezwoleniowych, kryteria zrównoważonego rozwoju w aukcjach czy kształcenie wykwalifikowanych kadr – oto niektóre z postanowień

rozporządzenia Net Zero Industry Act (NZIA). Dokument przyjęty w ramach planu przemysłowego Europejskiego Zielonego Ładu wyznacza cel, by co najmniej 40% wyprodukowanych w UE wszystkich wdrażanych technologii, stanowiły te neutralne emisyjnie. Do strategicznych technologii, które powinny być traktowane priorytetowo, zaliczono m.in. energetykę słoneczną. Przedstawiciele sektora zabierali głos na wszystkich etapach procedowania rozporządzenia.

– W pełni popieramy postanowienia NZIA dotyczące dostępu do rynku; w szczególności art. 20 wykorzystujący aukcje rządowe do realizacji tych celów poprzez wstępną kwalifikację i kryteria pozacenowe – czytamy we wspólnym stanowisku Solar Power Europe oraz Wind Europe ze stycznia br.¹

Branża domagała się również gwarancji, że wsparcie zostanie skierowane tylko do technologii neutralnych emisyjnie, sprzeciwiając się planom rozszerzenia przedmiotowego zakresu aktu. – Nadeszła pora na (...) zapewnienie masowej produkcji technologii dla odnawialnych źródeł energii, efektywności energetycznej oraz elektryfikacji naszej gospodarki – głosi sygnowany m.in. przez Solar Power Europe list otwarty z października 2023 r. do przedstawicieli państw członkowskich z UE². Po ostatecznym przyjęciu rozporządzenia przez Radę UE w maju 2024 r., dyrektor ds. łańcuchów dostaw w Solar Power Europe Anett

Ludwig kładła nacisk na potrzebę odpowiedniego wdrażania kryteriów pozacenowych w aukcjach³.

Lista długa i nieskuteczna

– Unia powinna zapewnić, aby otoczenie regulacyjne dla producentów technologii fotowoltaicznych pozwalało im zwiększać przewagę konkurencyjną i poprawiać perspektywy bezpieczeństwa dostaw, poprzez dążenie do osiągnięcia do 2030 r. co najmniej 30 gigawatów operacyjnych zdolności produkcji energii fotowoltaicznej w całym łańcuchu wartości fotowoltaiki (...) – czytamy w preambule NZIA. Sceptycyzmu wobec przyszłej skuteczności rozporządzenia nie kryje prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej Grzegorz Wiśniewski. W ocenie eksperta jednym z popełnionych błędów jest nadmierne wydłużenie listy technologii strategicznych.

– Początkowo mówiono o kilku pozycjach, w tym technologiach słonecznych, wiatrowych czy wodorowych. W toku prac nad rozporządzeniem lista urosła do 19 punktów, do których mają dojść dookreślone w rozporządzeniu wykonawczym podkategorie. W praktyce reprezentowana będzie więc niemal każda technologia energetyczna, łącznie z dorzuconą na sam koniec energetyką jądrową, zamiast mniejszej liczby tych o prawdziwie strategicznym znaczeniu dla Europy – punktuje Wiśniewski. Wskazuje, że wobec niemożliwości uzgodnienia ograniczonej listy technologii faktycznie strategicznych, Komisja musiała zdecydować się na dodatkowe rozporządzenie wykonawcze. Krytykuje też długi okres zostawiony na jego wydanie, przez co Unia traci czas bezcenny w globalnej walce o konkurencyjność.

¹ "Time for a technology-specific approach", Solar Power Europe, styczeń 2024.

² "Letter to Ambassadors on the Net-Zero Industry Act ahead of COREPER meeting on 6 October. The meaning of net-zero and how to get it right".

³ "Council approves the Net-Zero Industry Act. Solar Power Europe Statement", maj 2024.

OSTAW?

„Przemysłana
wybiórczość”
receptą na
konkurencyjność
UE

– Na wydanie rozporządzenia wykonawczego Komisja Europejska ma dziewięć miesięcy, świat jednak nie będzie na nas czekać. Wieloletnie subsydia ChRL doprowadziły do zalania rynku zielonych technologii importem z Chin; własny przemysł, dzięki rozporządzeniu IRA oraz polityce celnej, silnie stymulują Amerykanie. Europejska produkcja paneli fotowoltaicznych kona i jeżeli natychmiast UE i rządy nie zaczną działać – a mogą nawet bez ww. rozporządzenia wykonawczego – to niedługo może po niej nic nie pozostać – kontynuuje prezes IEO.

Draghi: różne warianty polityki przemysłowej

Jak zauważa prezes Instytutu Reform Aleksander Śniegocki, założenia NZIA dotyczą nie tylko promocji europejskich technologii, ale i dywersyfikacji dostaw. – Mechanizm premiowania różnorodnych dostawców nie jest tożsamy z local contentem – mówi Śniegocki i powołuje się na opublikowany 9 września br. raport byłego premiera Włoch oraz prezesa Europejskiego Banku Centralnego Mario Draghiego. Draghi, pisząc o wzmocnieniu konkurencyjności unijnej gospodarki, kreśli różnorodne scenariusze dla różnego rodzaju technologii. – Polityka przemysłowa może mieć różne oblicza, a jednocześnie musi uwzględniać ograniczone zasoby, które mamy do dyspozycji. Draghi w raporcie, nad którym pochylili się nowy skład Komisji Europejskiej, sugeruje, że zamiast dotowania unijnej produkcji fotowoltaiki, powinniśmy w większym stopniu skupić się na zabezpieczeniu różnych kierunków importu. Próba odbudowy tej gałęzi przemysłu praktycznie od zera jest zbyt kosztowna, za to rozsądna dywersyfikacja

niezależni nas od jednego dostawcy, a kupując dotowane przez innych – np. USA – technologie będziemy mogli odzyskiwać z nich surowce krytyczne, wzmacniając następnie obieg zamknięty – mówi Śniegocki.

O przemysłową rezerwę

Odwołując się do NZIA oraz ww. raportu, Aleksander Śniegocki wymienia kolejny wariant: przyciąganie inwestycji do Europy w celu utrzymania lokalnej bazy przemysłowej i miejsc pracy. – Dobrym przykładem jest transformacja przemysłu motoryzacyjnego – jeżeli Europa nie zwiększy szybko swojego potencjału w elektromobilności, zagraża nam bardzo bolesne załamanie tego sektora. Jednocześnie widzimy, że europejskie koncerny motoryzacyjne mają problem z samodzielną transformacją. W tym przypadku dla europejskiej polityki przemysłowej kluczowe jest zapewnienie nowych inwestycji na terenie UE – nawet jeżeli będą one w części oparte na technologiach amerykańskich lub chińskich – stwierdza, dodając, że polityka przemysłowa Unii musi być „wybiórcza i przemysłana”. Obok dywersyfikacji importu oraz przyciągania inwestycji firm spoza kontynentu, UE musi zadbać o wzmocnienie własnej rezerwy przemysłowej na „czarną godzinę”, zwiększając odporność na załamania łańcuchów dostaw czy geopolityczne szantaże. Ze względu na koszty i złożoność interwencji w tym obszarze, Europa musi jednak skupić się na łańcuchach dostaw i technologiach rzeczywiście krytycznych dla naszego bezpieczeństwa. Niewykluczone, że znajdzie się tu miejsce dla ograniczonego wsparcia wobec wybranych elementów branży fotowoltaicznej. ❶

PRAWO I KLIMAT

KLIMAT

ZIELONY BIZNES
SŁOŃCEM STOI?

— Dekarbonizacja. Konieczna ze względu na postępującą zmianę klimatu (i regulacje prawne), jest wciąż piętą achillesową polskich firm. Fotowoltaika jest i będzie istotnym ogniwem w rejsie do neutralności emisyjnej. / MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA



O utracie konkurencyjności z powodu wysokiego śladu węglowego mówią twórcy raportu „Konkurencyjność klimatyczna 2.0” Fundacji Climate Strategies Poland. Wskazują m.in., że raportowanie ESG nie wystarczy. Konieczne jest faktyczne obniżanie śladu węglowego. –

Zmiana klimatu jest realnym i stale nasilającym się zjawiskiem fizycznym, spowodowanym przez ciągły wzrost emisji, będący odzwierciedleniem aktywności gospodarczej firm i braku skuteczności w rzeczywistym redukowaniu emisji. Ze względu na szerokie zrozumienie potencjalnych i występujących konsekwencji zmian klimatu Unia Europejska prowadzi aktywną politykę zmierzającą do wdrożenia prawdziwej transformacji – i ten kierunek na pewno nie ulegnie zmianie – przypominają autorzy. – Polska na tym tle (...) jest w bardzo niekorzystnej pozycji startowej. Za kilka lat pozostanie prawdopodobnie ostatnim dużym państwem członkowskim Unii Europejskiej z tak wysokimi emisjami sektora energetycznego, co będzie się przekładać na emisyjność całej gospodarki – czytamy.

W trendzie instalacje on-site

Fotowoltaika może odegrać rolę jednego z medykamentów na chorą piętę. Raport wskazuje na nią w pierwszych trzech z dziesięciu działań w kierunku „realnej dekarbonizacji”. Po pierwsze, wylicza instalacje PV na dachach lub gruntach należących do firm (on-site). Zwrot z inwestycji przychodzi po kilku latach i jest szybszy przy finansowaniu zewnętrznym. Autorzy zauważają, że do pełnej dekarbonizacji energii elektrycznej w firmie potrzeba więcej – instalacje PV on-site mogą pokryć do 20% zapotrzebowania na energię elektryczną. Jest jednak i zaleta pozaekonomiczna. – Z punktu widzenia śladu węglowego redukują one emisje w ujęciu zarówno location-based, jak i market-based, gdyż w ramach autokonsumpcji pomagają zmniejszyć dostawę energii z sieci od dostawców zewnętrznych – czytamy. Tę ostatnią przewagę posiada także druga rekomendacja – budowanie instalacji near-site, w tym fotowoltaicznych, które mogą być od 2023 r. połączone z przemysłem za pomocą linii bezpośredniej. Trzeci obszar to umowy PPA z fizyczną dostawą energii, które również mogą bazować na energii z instalacji PV.

Fotowoltaika wchodzi w fazę mądrzejszego planowania projektów

– Jeżeli chodzi o fotowoltaikę, wciąż widzimy potencjał rozwojowy i jej ważną rolę w dekarbonizacji. Mocy jest dużo w systemie i wpływa na obniżenie cen. W obrębie tej technologii głównym trendem będzie stawianie źródeł on-site przez firmy i w tym wydaniu fotowoltaika wciąż będzie dla odbiorców atrakcyjna. Myślę, że zapotrzebowanie biznesu trzeba liczyć w setkach megawatów nowych mocy rocznie – stwierdza Szymon Kowalski, wiceprezes Fundacji ReSource Poland Hub, dodając, że z punktu widzenia systemu, priorytetem byłoby przyłączanie nowych mocy wiatrowych, by „wypłaszczyć” profil wytwarzania energii elektrycznej. Czy potrzebny jest znaczący przyrost mocy PV z perspektywy dużych odbiorców nastawionych na kontrakty PPA? – Z punktu widzenia instalacji off-site, moce dostępne dziś na rynku są wystarczające. Wciąż podpisane są kontrakty PPA, planowane są kolejne w tym roku, ale widać dość duże nasycenie – wskazuje. Jak podaje Fundacja Resource Poland Hub, tylko od stycznia do maja br. roku podpisano w Polsce 15 umów cPPA na 840 GWh/rok energii elektrycznej łącznie. Raport „Rynek cPPA w Polsce” wskazuje na brak wyraźnych przewag między instalacjami fotowoltaicznymi a wiatrowymi w podpisywanych umowach.

Podobne zdanie w kwestii dominacji instalacji on-site, jeśli chodzi o ścieżki dekarbonizacji polskich firm, wyraża Łukasz Dobrowolski, dyrektor ds. strategii klimatycznych i rynku energii w Fundacji Climate Strategies Poland. – Emisyjność energii elektrycznej z farm fotowoltaicznych według GHG protocol wynosi 0 kg CO₂/MWh energii, a średni heading w polskim systemie elektroenergetycznym to 685 kg CO₂/MWh. Ten oczywiście spada, bo cały system się dekarbonizuje. Jeśli biznes chce się jednak dekarbonizować szybciej niż system – wciąż w 61 procentach bazujący na węglu – to własne farmy fotowoltaiczne są na ten moment dobrą ścieżką – komentuje Łukasz Dobrowolski. Taki trend się utrzyma. – Oczywiście trzeba dziś patrzeć szerzej, uwzględniając zmiany na rynku energii elektrycznej i modelu cenowego – fotowoltaika wchodzi w fazę mądrzejszego planowania projektów. Część firm buduje np. swoje instalacje z orientacją wschód-zachód lub rozważa magazyny energii. Inwestycje są dziś bardziej złożone, ale potencjał jest jeszcze duży – konkluduje. ①



W OX2 chcemy mieć realny wpływ na transformację energetyczną kraju

— Dostrzegamy rosnącą potrzebę inwestowania w energię ze źródeł odnawialnych – bezpieczeństwo i niezależność energetyczną Polski i Europy, które są warunkowane m.in. dynamicznym rozwojem OZE – wskazuje Katarzyna Suchcicka, Prezes OX2.

Teraz Środowisko: Za nami pierwsze półrocze w Unii Europejskiej, kiedy farmy wiatrowe i fotowoltaiczne w krajach unijnych wyprodukowały więcej prądu niż elektrownie na paliwa kopalne takie jak gaz czy węgiel. Pani zdaniem jest to przejściowa moda czy trwały trend?

Katarzyna Suchcicka: Biorąc pod uwagę kierunek, jaki europejskiej energetyce nadały cele polityki Unii Europejskiej, inwestycje w odnawialne źródła energii nie są przejściową modą, a jednym z filarów transformacji energetycznej regionu. Fakt, że w pierwszej połowie tego roku farmy wiatrowe i słoneczne w trzynastu krajach unijnych wyprodukowały więcej prądu niż elektrownie na paliwa kopalne takie jak gaz czy węgiel tylko to potwierdza. W całej UE produkcja energii słonecznej wzrosła w pierwszym półroczu 2024 r. o 21% w porównaniu do analogicznego okresu rok wcześniej. Możemy traktować to jednocześnie jako dowód na dobrze wykonaną już dotychczas pracę, ale również impuls do dalszego rozwoju ku zwiększeniu mocy OZE w systemie. Tylko w maju farmy wiatrowe i słoneczne odpowiadały łącznie za 1/3 energii wyprodukowanej w Polsce, a udział węgla osiągnął najniższy poziom w historii i wyniósł 57%. Jest to naprawdę imponująca zmiana, biorąc pod uwagę, że 5 lat temu, w maju 2019 r., węgiel dostarczał nam 80% energii.

W Polsce fotowoltaika jest zdecydowanym liderem wśród odnawialnych źródeł energii, ponieważ stanowi około 60% mocy zainstalowanej w całym sektorze OZE. W OX2 jesteśmy świadomi, że technologia PV jest jedną z niezbędnych do przeprowadzenia transformacji energetycznej. Chcemy być jej częścią, dlatego obecnie realizujemy m.in. projekt farmy fotowoltaicznej Rutki o mocy 100 MWp. Planujemy również kolejne inwestycje w odnawialne źródła energii mimo coraz częstszego redysponowania mocy OZE, które szczególnie dotyczy wielkoskalowe farmy fotowoltaiczne.

TŚ: Jakie wyzwania stoją przed rozwojem wielkoskalowej fotowoltaiki w Polsce? Jak ma się do nich redysponowanie OZE, jak postrzega je branża?

KS: Nie można zaprzeczyć, że w Polsce narasta problem, w związku z czym ograniczana jest praca farm fotowoltaicznych szczególnie w godzinach największego nasłonecznienia, a co za tym idzie – największej generacji zielonej energii, której tak bardzo potrzebuje polska gospodarka. Operatorzy Systemu Przesyłowego coraz częściej stosują tę praktykę, by zarządzać nadmiarem energii.

Problem braku elastyczności sieci przesyłowych jest jednak głębszy i okresowe wyłączanie farm go nie rozwiąże – to działanie doraźne, które nie usuwa przyczyn zjawiska, a jedynie maskuje wieloletnie zaniechania w obszarach narzędzi elastyczności i magazynowania. Zielona energia, w ten sposób bezpowrotnie stracona, mogłaby się przyczynić do zintensyfikowania tempa wzrostu i wzmocnienia konkurencyjności polskich przedsiębiorców. Należy też dodać, że perspektywa masowego ograniczania generacji OZE znacząco pogarsza klimat inwestycyjny wokół polskiego rynku – zniechęca nowych inwestorów oraz instytucje finansowe do angażowania środków w nowe źródła odnawialne oraz do zawierania długoterminowych umów sprzedaży energii cPPA.

W 2023 r. ograniczono aż około 40 GWh energii słonecznej, a skala wyłączeń gwałtownie wzrasta od początku 2024 r., przekraczając 350 GWh do połowy maja. W OX2 wierzymy, że jednym z rozwiązań tego problemu są magazyny energii, które pracując wraz z dużymi instalacjami PV, są szansą na stabilną sieć elektroenergetyczną i gwarancję dostaw zielonych megawatów. To właśnie one, wraz z przyspieszeniem procedur inwestycyjnych i promocją innowacyjnych rozwiązań z zakresu OZE, są przyszłością fotowoltaiki w Europie.

TŚ: OZE a bezpieczeństwo energetyczne. Jaka rola, Pani zdaniem, przypada w tym kontekście magazynom energii?

KS: W OX2 nie bez powodu dostrzegamy rosnącą potrzebę inwestowania w energię ze źródeł odnawialnych, które obejmuje też technologie magazynowania – bezpieczeństwo i niezależność energetyczna Polski i Europy są warunkowane m.in. dynamicznym rozwojem OZE, który jest nierozdzielnie związany z technologiami magazynowania. Szacunki mówią, że do 2030 r. globalna pojemność magazynów energii będzie rosła w tempie 31% rocznie.

Wychodząc naprzeciw oczekiwaniom polskiego rynku, już w 2022 r. zakontraktowaliśmy w aukcji głównej rynku mocy 21 MW obowiązku mocowego dla magazynu energii w Osieku Jasielskim, którego moc znamionowa wynosi 50 MW. Chcemy mieć realny wpływ na transformację energetyczną kraju, co nie byłoby możliwe bez wsparcia zielonych źródeł energii, a tak właśnie postrzegamy magazyny – m.in. jako jeden ze sposobów na uchronienie wielkoskalowych farm fotowoltaicznych od nierynkowej redukcji generacji źródeł PV.

PRAWO I KLIMAT

PRAWO

DACHY W GOTOWOŚCI. CO ZMIENI DYREKTYWA EPBD?



© AHATMAKER-STOCK.ADOBE.COM

Dyrektiva o charakterystyce energetycznej budynków (EPBD), obowiązująca od 28 maja br., jest elementem tzw. pakietu Fit for 55. Według jej założeń, w 2050 r. wszystkie unijne budynki mają być bezemisyjne. Wpisuje się w nią idea *solar ready*.

Sektor budynków, jak podaje Komisja Europejska, odpowiada za ok. 40% konsumpcji energii elektrycznej, ponad 50% zużycia gazu i ok. 35% związanych z energią emisji gazów cieplarnianych w Unii Europejskiej. Dekarbonizacja w tym sektorze jest konieczna do osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Zgodnie z dyrektywą EPBD (ang. *Energy Performance of Buildings Directive*) wszystkie nowe budynki mają być projektowane w zgodzie z ideą *solar ready*. Oznacza to techniczne przygotowanie do zainstalowania instalacji produkujących energię ze słońca. Regulacje dyrektywy będą wchodzić w życie w różnych terminach.

Do 31 grudnia 2026 r. panele PV lub kolektory słoneczne będą obowiązkowo montowane na dachach nowych budynków publicznych i niemieszkalnych o powierzchni użytkowej powyżej 250 m², a rok później obbligo będzie dotyczyć także tego typu budynków poddawanych gruntownej renowacji, ale zajmujących powierzchnię większą niż 500 m². Do 31 grudnia 2029 r. obowiązkiem zostaną objęte wszystkie nowe budynki mieszkalne, a także nowe zadane parkingi dla samochodów fizycznie przylegające do budynków. Odpowiednie środki i regulacje prawne wspierające te działania powinny zostać opisane w krajowych planach renowacji budynków.

Solar ready z wyjątkami

Dr Justyna Glusman, wiceburmistrzynie warszawskiej Ochoty oraz członkini Forum Ekspertów Zrównoważonego Budownictwa, podkreśla, że to etap projektowania budynku jest kluczowy w procesie działań zgodnych z dyrektywą. – *Najważniejsze jest to, żeby brać pod uwagę, w jaki sposób budynek będzie zaopatrywany w ciepło i energię już na początku etapu projektowego, a nie potem – kiedy mamy już gotowy projekt i wydane pozwolenie na budowę* – mówi. Dodaje także, że sprawy konkretnych budynków powinny być rozpatrywane indywidualnie. – *Budynek musi mieć oczywiście odpowiednie położenie, bo jeżeli jest np. zlokalizowany w lesie, to niekoniecznie damy radę sprawić, by był solar ready, choć odpowiednie rozmieszczenie paneli na budynkach częściowo zacienionych pozwala uniknąć spadku wydajności* – komentuje ekspertka.

Czas na renesans rynku kolektorów słonecznych?

Tzw. dyrektywa budynkowa zakłada sprawiedliwe finansowanie poszczególnych źródeł energii. Zdaniem Janusza Starościka, prezesa Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych (SPiUG), zarówno panele fotowoltaiczne, jak i instalacje kolektorów słonecznych czy systemów hybrydowych PVT, powinny być traktowane w równy sposób podczas tworzenia programów wsparcia finansowego.

Zapytana o tę kwestię Glusman podkreśla, że trudno wyrokować, jak będą wyglądały przepisy w praktyce. – *Dyrektywa pozostawia rządowi państw dość dużą elastyczność i to one zdecydują, jak będzie wyglądać strategia wspierania systemów – które powinny być wspomagane bardziej, a które mniej. Ważną kwestią będą tutaj też właściwości historyczne dotyczące sieci i ich jakości. Te czynniki będą warunkować konkretne decyzje rządzących. Może to być szansa dla kolektorów słonecznych, ale nie dla wszystkich budynków będzie funkcjonował jeden model* – tłumaczy. Jeśli chodzi o popularyzację hybrydowych instalacji wytwarzających energię ze słońca, specjalistka twierdzi, że jest ona możliwym efektem wprowadzenia EPBD – ale

nie bezpośrednim, a pośrednim, wynikającym ze zwrócenia uwagi społeczeństwa na to, dlaczego właściwie powinniśmy przystosowywać budynki do nowych zaleceń.

– *Dyrektywa budynkowa dotyczy w większym zakresie nie samego systemu dostarczania, ale zużycia energii w budynku, czyli doprowadzenia do sytuacji, w której ten będzie zużywał jej jak najmniej na chociażby ogrzewanie czy oświetlenie. Choć nacisk jest położony na ten element, dywersyfikacja źródeł jest jego oczywistym uzupełnieniem. Wraz z popularyzacją kwestii jakości i struktury budynku, wpływu na wysokość rachunków i ślad węglowy, naturalnym efektem będzie popularyzacja ekologicznych sposobów zaopatrzenia w ciepło i energię elektryczną, co w konsekwencji spopularyzuje konkretne systemy – tak fotowoltaikę, jak kolektory słoneczne* – twierdzi Glusman. ❶

DOMINIKA GÓRA



Czytaj:



INTERNETOWY DZIENNIK BRANŻOWY

CZYTAJ
NASZE
INNE PUBLIKACJE



 www.teraz-srodowisko.pl

**OTWARTY
DOSTĘP**

- Aktualności rynkowe, prawne i technologiczne
- Opinie uznanych ekspertów
- Baza aktów prawnych
- Kalendarz wydarzeń branżowych
- Oferty pracy w sektorze
- Dobre praktyki samorządów



FOTOWOLTAIKA

— Taryfy dynamiczne oznaczają przejście na nowe modele biznesowe. Wraz z otoczeniem geopolitycznym i ekonomicznym już weryfikują działalność branży fotowoltaicznej. Jak? Odpowiada **Grzegorz Wiśniewski**, prezes Instytutu Energetyki Odnawialnej.

▼ WYWIAD “

PRZEWAGĄ WIEDZA O RYNKU ENERGII

”



© PRAWA ZASTRZEŻONE

TERAZ ŚRODOWISKO: Fotowoltaika w Polsce utrzymała wolumenowy przyrost – w 2023 r. zainstalowano 4,6 GW, a w 2022 r. – 4,7 GW nowych mocy. Wynik 15,6 mld zł na koniec 2023 r. był jednak poniżej oczekiwań (prognozy IEO z 2022 r. mówiły o 20 mld zł). Co na to wpłynęło?

GRZEGORZ WIŚNIEWSKI: Rzeczywiście, po raz pierwszy od 2017 r. sytuacja na rynku znacząco odbiegła od naszych szacunków i warto się temu przyjrzeć. Zmienił się składnik prognoz związany z obrotami na rynku inwestycji i na rynku energii. Branża PV zarabiała pierwotnie niemal w 100% na nowych inwestycjach. Tych zrealizowanych jest już sporo i dziś w 25% zarabia również na bieżąco na sprzedaży energii elektrycznej na rynku energii, a ten przechodził zwariowane zmiany, jeśli chodzi o ceny energii i ich profil. Rok 2023 okazał się też czasem znacznego spowolnienia nowych inwestycji w farmy PV z powodu wydłużających się procedur inwestycyjnych i walki o warunki przyłączenia oraz braku zabezpieczonego finansowania. W związku z czarnym PR-em net-billingu, znacznie gorzej rozwijał się też rynek prosumencki. Częściowo odpowiada za to sama branża PV. Podniósłszy w 2022 roku larum, że nowy system ją pogrąży, spowodowała, że prosumenci odeszli od rachunku ekonomicznego i – pomimo wzrostu cen energii w drugiej połowie 2022 roku i pierwszej połowie 2023 roku – powstrzymali się z inwestycjami. Sytuację pogorszyły skutki mrożenia cen energii oraz niespotykanej skali inflacja (i wzrost płac ekip instalatorskich). Na obroty miał też wpływ spadek cen energii w 2023 roku, a wraz z nim ograniczone przychody (i mniejsze inwestycje). Do tego doszło zwiększanie się

spreadów pomiędzy maksimum i minimum ceny, a co za tym idzie – wzrost kosztu profilu fotowoltaicznego (PV produkowała wtedy, kiedy ceny były niższe).

Czynnikiem spadkowym w obszarze CAPEX-u był także potężny dumping cenowy ze strony Chin, który zaczął być widoczny na rynku już w IV kw. 2023 roku, a niektóre dumpingowe kontrakty były zawierane już w II kw. Doszło do zapchania magazynów europejskich panelami starego typu po bardzo niskich kosztach. To miało przyspieszyć inwestycje. Nastąpiła niesamowita sytuacja: ogniwa i moduły z Chin w 2022 roku stanowiły 55% kosztów inwestycji, a na koniec 2023 roku – już 25%. Spadły ceny jednostkowe modułów o 1/3, a wraz z nimi obroty – o ok. 1/4.

TŚ: Jakie są obecne wyzwania?

GW: Widzimy wiele czynników hamujących. Krytyczną ścieżką jest dostęp do terenów inwestycyjnych, sieci energetycznej, kapitału i rodzimych technologii. Oczywiście nie da się utrzymać ciągłego tempa wzrostu na poziomie 50-100% i musiała nastąpić korekta, jednak zapotrzebowanie na zieloną energię wymaga utrzymania przyrostu wolumenów 4-5 GW rocznie.

Wyzwaniem i polem przewag będzie wiedza. Dotąd przewagę dawały zorganizowane zasoby finansowe – a branża PV dorobiła się bardzo szybko – bazujące na starych modelach biznesowych. Na naszych oczach następuje zmiana. Było powszechne oczekiwanie wzrostu mocy PV i realizacja marzeń o „zapewnieniu energii z PV w całej galaktyce”. Dziś trzeba znać swój rynek energii! A ten zmienia

1/4 obrotów spadła przez dumping cen modułów



się jeszcze szybciej niż sytuacja branży, bo mamy przejście na ceny dynamiczne.

TŚ: Jak to się przekłada na praktykę?

GW: Przestają działać wszelkie stare zasady dla prosumentów (np. montujemy na południe, dodajemy pompę ciepła, działamy na net-meteringu i przewymiarowujemy instalacje) – a w tym obszarze działają mikro i małe firmy, które wolno się uczą. Wyzwaniem będzie to, by fałszywe oferty, wynikające z niewiedzy lub agresywnej strategii sprzedażowej, nie zalały rynku, ale by firmy wzmacniały kompetencje – inaczej mogą zabić rynek prosumencki. Moglibyśmy wzorować się na Stanach Zjednoczonych, gdzie działa gwarantujące jakość stowarzyszenie Solar Energy Industry Association – Amerykanie kupują panele tylko od jego członków, a nieuczciwa oferta wyklucza ze stowarzyszenia.

Branża PV miała wejść na rynek energii zgodnie z planem znanym od czasów tzw. „pakietu zimowego” z 2016 r. i dyrektyw z 2019 r. Musi więc go zrozumieć. A rynek PV nie polega na sprzedaży modułów, inwerterów i łączeniu ich kablami oraz montowaniu na dachu, ale na zagwarantowaniu klientowi przychodów z inwestycji. Póki co nikt nie dba o to, by powstrzymać nieodpowiedzialnych sprzedawców. Jeśli tak zostanie – akceptacja społeczna minie. Zrozumienie rynku energii, prognoz cen energii, spreadów, sprzężeń zwrotnych i granie na cenach ujemnych są kluczowe. Ich brak uniemożliwi funkcjonowanie na rynku. Czas na inną ekspozycję paneli (wschód-zachód), na dywersyfikację

(w kierunku długoterminowych magazynów energii, w szczególności ciepła) i budowę instalacji agroPV.

Prosumenci, także biznesowi, potrzebują nauczyć się rozmawiać z szeroko rozumianą branżą magazynów energii. Dotacje rynku mocy do magazynów – a w szczególności dotacje dla prosumentów – spowodowały, że instalatorzy sprzedawali dodatkowo z dotacją „pszczołkę”, niewielki magazyn baterijny. Ta jednak niewiele rozwiąże: pojemność 4MWh czy zdolności magazynowania od pół godziny pracy instalacji PV do dwóch godzin dla prosumentów, nie pomogą przy coraz większych wahaniami cen i zapotrzebowania na energię. Prosumenci z takimi magazynami i tak są wyłączani automatycznie po przekroczeniu napięcia przez ograniczenia sieciowe. W dużych systemach, gdzie magazyn jest w rynku mocy, też będzie kanibalizm cen po przesuwaniu szczytów generacji o dwie godziny. Rozwiązaniem są magazyny średnio- i długoterminowe. Jeśli stawiać magazyny bateryjne, to na 4-8 godzin (co jest kosztowne), a najlepiej inwestować w magazyny ciepła. Te magazynują energię od ośmiu do 24 godzin w domu, a kilka miesięcy w dużych systemach.

Wśród wyzwań jest jeszcze populizm. Nacisk na cenę i szybkie stawianie instalacji nie popłaci. „Chińskie dobre, bo tanie”? Otóż, jeśli stracimy local content, znikną miejsca pracy, podatki, wartość dodana, a potem spadnie wsparcie społeczne i polityczne dla PV. A później, gdy padną europejscy producenci, w 2025-2026 r. Chińczycy i tak podniosą ceny, bo nic ich nie będzie ograniczało. Branża musi to przepracować – w innym wypadku znajdzie się w dramatycznej

FOTOWOLTAIKA

sytuacji. Biznes cyniczny zarobi krótkoterminowo, ale potem będzie musiał się szybko zamknąć; firmy przemysłowe i innowacyjne powinny być wspierane, bo inaczej nie powstaną.

TŚ: W 2024 r. na pierwszy plan wychodzą instalacje wielkoskalowe. Gdzie będą się rozwijać?

GW: Mamy prawie 20GW wydanych warunków przyłączenia dla dużych farm PV i one będą się rozwijać, dając znacznie tańszą energię nie tylko dla inwestorów – z tego korzystamy wszyscy. Kończą się jednak dalsze możliwości przyłączeniowe i jest to problem, ale obecnie już nie najważniejszy. Dziś przy dużych farmach, po reformie rynku bilansującego z 14 czerwca br., trzeba mieć umowę na odbiór energii w momentach, gdy będą wyłączane – przez PSE (niemożność zbilansowania) lub OSD (przekroczenie napięcia) – albo dopłacać do ujemnych cen energii. Tu jest kilka rozwiązań, bo rekompensaty nie będą utrzymywały się wiecznie i nie pokrywają wszystkich strat. Na terenach przemysłowych PV może wykorzystać linię bezpośrednią, np. zawierając kontrakty z ciepłownictwem. Czas przejść z okresu radosnego rozwoju farm – niczym w piaskownicy – do rozwoju przemyślanego i dojrzałego, który już

na etapie projektowania przewiduje, jak będą one działały na rynku. Zarówno producenci modułów, ogniw i inwerterów, powinni mieć ramowe kontrakty z inwestorami, by je produkować z myślą o nabywcy, jak i stawiający dużą farmę powinien mieć wstępne umowy na odbiór określonego profilu generacji i dzielić profil tej generacji. Bo w nowym modelu rynku nikt nie

będzie stawiał na jednego odbiorcę, ale na portfolio kilku odbiorców, którzy różnią się profilem zapotrzebowania i ceny energii.

Dużym wyzwaniem będzie finansowanie, bo sektor bankowy zorientuje się, że zakładał stałe ceny energii na 20 lat średnioroczne, a one zmieniają się co godzinę, a nawet co kwadrans; a sieć coraz częściej nie będzie odbierała produktu. Konieczny jest dialog z sektorem bankowym, by się nie przestraszył – to nadal bardzo dobre, potrzebne inwestycje, wymagające jednak więcej zrozumienia.

Powyższe, zasadniczo trudne zmiany, pomimo przejściowych niedogodności, są dobre i dla wytwórców energii z OZE, i dla jej odbiorców, i dla całej branży PV – jednak, jeśli ta się nie dostosuje, zostanie zmarginalizowana. . ❶

**Zapotrzebowanie
na zieloną energię
wymaga
utrzymania
przyrostu
wolumenów
4-5 GW rocznie.**

Rozmawiała **Marta Wierzbowska-Kujda**



BXF Energia gotowy na dostarczanie energii odnawialnej w atrakcyjnych cenach



© Prawa zastrzeżone

— Umowy PPA zyskują na popularności jako sposób na zabezpieczenie dostaw zielonej energii w niestabilnych czasach. To idealny moment na decyzję. Kluczem do sukcesu jest właściwy dobór partnerów – przekonuje **Piotr Świecki**, prezes zarządu BXF Energia.

Teraz Środowisko: Gdzie po roku jest BXF Energia, nowa spółka założona przez Budimex i Ferrovial?

Piotr Świecki: BXF Energia ciągle się rozwija i coraz bardziej skupia się na samodzielnym rozwoju swojego portfela. Spółka jest w trakcie realizacji projektów o potencjalnej przyszłej mocy ponad 1100 MW. Ponad połowa tej wartości to projekty wiatrowe i hybrydowe (PV + wiatr). Projekt „Magnolia” od września 2023 r. produkuje zieloną energię, którą sprzedajemy do jednej z giełdowych spółek poprzez umowę PPA (Power Purchase Agreement); projekt „Kamelia” budujemy z kolei na potrzeby Budimexu. Zakupiliśmy też jeden projekt gotowy do budowy – „Azalię”, mającą 60 MW i w maju rozpoczęliśmy prace budowlane. Naszym celem jest wyprodukowanie pierwszej zielonej kilowatogodziny w połowie przyszłego roku.

W kolejnych miesiącach chcemy nadal rozbudowywać nasz portfel projektów, a w przypadku „Azalii” zostało nam zawarcie umowy sprzedaży energii elektrycznej w formule PPA. To ważne, ale też wymagające zadanie.

TŚ: Dlaczego PPA pomiędzy wytwórcą OZE a odbiorcą energii jest dla Was atrakcyjne a zarazem wymagające?

PŚ: Umowa PPA pomiędzy wytwórcą OZE a odbiorcą energii jest dla nas atrakcyjna, ponieważ pozwala na stabilizację finansową obu stron i daje możliwość zabezpieczenia długoterminowego przepływu przychodów. Dla odbiorcy to szansa na ochronę przed wahaniami cen energii, redukcję ryzyka kosztów operacyjnych oraz realizację celów z zakresu ESG, takich jak obniżenie śladu węglowego i zwiększenie udziału czystej energii w produkcji. Zależy nam na wykorzystaniu czystej energii na budowach, co wpisuje się w nasze założenia zrównoważonego rozwoju. Jednak PPA to także wyzwanie, ponieważ wymaga solidnego zaangażowania od obu stron. Kluczowy jest odpowiedni dobór partnerów – solidnych i odpowiedzialnych, co z kolei pozytywnie wpływa na postrzeganie przez instytucje finansowe. Silni partnerzy mogą liczyć na lepsze warunki finansowania, co przekłada się na niższy koszt energii dla odbiorcy końcowego.

Niemniej, należy pamiętać, że rynek PPA jest w Polsce stosunkowo młody i dynamicznie się rozwija – od pierwszych umów w 2018 roku do dzisiaj zawarto ich około 80. To oznacza, że zarówno my, jak i nasi klienci, wciąż uczymy się tego, jak najlepiej zarządzać takimi umowami. Wymaga to jasnych decyzji zarządów

i skoordynowanego wysiłku zespołów prawnych i technicznych. Mimo wyzwań, korzyści w postaci stabilizacji na rynku energii i długoterminowej ochrony przed ryzykiem sprawiają, że warto podjąć się tego zobowiązania.

TŚ: Co jest zatem głównym wyzwaniem przy takiej umowie?

PŚ: Znalezienie odpowiedniego partnera, który spełnia trzy kluczowe kryteria: dopasowanie profilu produkcji do profilu konsumpcji, odpowiedni wolumen energii oraz solidność finansową. Choć wydaje się to oczywiste, jest to aspekt często pomijany – a odgrywa kluczową rolę w długoterminowej współpracy. W energetyce odnawialnej jesteśmy całkowicie zależni od warunków pogodowych, co sprawia, że prognozowanie produkcji jest trudniejsze. Dlatego najbardziej transparentnym modelem jest formuła *pay as produced* – odbiorca płaci za rzeczywiście wyprodukowaną energię, co ogranicza spekulacyjny charakter transakcji. To podejście minimalizuje ryzyko konfliktów, które mogłyby się pojawić na przestrzeni 10-12 lat trwania umowy. Kluczowe jest więc, aby profil produkcji był jak najbliżej dopasowany do profilu zużycia energii odbiorcy, co ogranicza koszty bilansowania i zapewnia konkurencyjną cenę energii. Alternatywnie, odpowiednio duży odbiorca energochłonny posiadający kilkukrotnie większe zapotrzebowanie od oferowanego wolumenu, może go wchłonąć w całości.

Solidność finansowa partnera jest również ważna. Strony zobowiązują się do wzajemnych gwarancji, co jest dokładnie analizowane przez banki finansujące inwestycje. Sama umowa PPA, szczególnie w formule wirtualnej, ma także wpływ na sprawozdania finansowe firm, co wymaga odpowiedzialności i przejrzystości po obu stronach. BXF Energia jest gotowa na podjęcie tych wyzwań, dysponując projektem, który od 2025 roku będzie dostarczał zieloną energię po konkurencyjnych cenach. Jesteśmy otwarci na współpracę z odpowiedzialnymi partnerami, zarówno przy projekcie „Azalii”, jak i przy przyszłych inicjatywach.

TŚ: Jakie inne wyzwania identyfikujecie?

PŚ: Jednym z największych wyzwań, z którymi musimy się zmierzyć, jest uzyskiwanie warunków przyłączeniowych. Problem ten dotyczy nie tylko Polski, ale ma charakter globalny. W ubiegłym roku skala odmów w Polsce wyniosła aż 84 GW, co pokazuje, jak poważne są trudności w dostępie do sieci.



FOTOWOLTAIKA

SIECI

(RE)DYSPONOWANIE. NAWET 1 TWH UTRACONEJ ZIELONEJ ENERGII W 2024 R.?

— Do połowy maja 2024 r. przymusowe wyłączenia produkcji energii ze słońca objęły ponad 350 GWh. To niemal dziewięć razy więcej niż w roku poprzednim, kiedy wynik „zamknął się” w ok. 40 GWh. Wokół sprawy występują też wątpliwości prawne. / **SZYMON MAJEWSKI**

Powyższe dane przytacza Polskie Stowarzyszenie Fotowoltaiki (PSF), które w raporcie „Nierynkowe redysponowanie fotowoltaiki w Polsce 2024” przyjrzało się problemowi czasowego ograniczenia wytwarzania i wprowadzania do sieci energii ze źródeł odnawialnych. Zjawisko, nazywane nierynkowym redysponowaniem lub curtailmentem, ma miejsce wskutek decyzji operatora systemu przesyłowego – Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) i, jak informuje PSF, dotyczy przede wszystkim wielkoskalowych farm fotowoltaicznych. Główne przyczyny diagnozowane przez ekspertów, to ograniczona przepustowość sieci i trudności z bilansowaniem systemu – zwłaszcza w okresie równoczesnego niskiego zapotrzebowania na energię i wysokiej produkcji OZE. Problemów następcą też utrzymanie odpowiednich parametrów jakościowych energii elektrycznej, takich jak częstotliwość i napięcie.

Nawet 15% rocznej generacji dużych źródeł PV

Według PSF całkowita wielkość energii objętej redukcją w 2024 r. może wzrosnąć z 400 GWh do nawet 1 TWh. Obecna skala redukcji przekracza 2% rocznych możliwości generacyjnych źródeł fotowoltaicznych i wiatrowych – pozostaje więc relatywnie niewielka. – *Mając jednak na uwadze fakt, że większość ograniczeń dotyczy „dużej” generacji fotowoltaicznej (...), której moc zainstalowana nie przekracza 5 GW,*

wielkość ta staje się istotna, bowiem może docelowo sięgnąć nawet 15% rocznej generacji tej grupy źródeł OZE – czytamy w raporcie. Jak zauważają autorzy, przymusowe wyłączenia zaczynają być w praktyce traktowane przez operatora jako zasadnicze rozwiązanie bilansujące system, co „nie usuwa przyczyn zjawiska”, ale stanowi zagrożenie dla krajowej transformacji energetycznej. Ograniczenie generacji OZE oznacza stratę dla polskiej gospodarki – która potrzebuje zielonej energii – a także wysokie koszty rekompensat. – Już w perspektywie kilku lat wysokość takich odszkodowań może sięgać nawet kilkuset milionów złotych rocznie – ocenia PSF, wskazując na konsekwencje dla rachunków wystawianych odbiorcom końcowym.

Pogorszenie klimatu inwestycyjnego

W raporcie czytamy również o pogorszeniu klimatu inwestycyjnego wokół rynku OZE w naszym kraju, powodowanym przez redysponowanie. – *Wysoki poziom curtailmentu może zniechęcić inwestorów do finansowania nowych projektów fotowoltaicznych, które są główną siłą napędową transformacji energetycznej w Polsce – tłumaczy prezes PSF Ewa Magiera. Utrata potencjalnych przychodów przekłada się na możliwość pokrycia kosztów operacyjnych i spłaty kredytów; tymczasem rozpatrywanie wniosków i wypłata rekompensat postępują bardzo wolno. Zjawisko odbija się też na stronach umów cPPA (zarówno sprzedających, jak i kupujących energię), które w długoterminowych kontraktach muszą wyceniać ryzyko wyłączeń. Kosztów*

350 GWh

– ilość poddanej
redukcji energii
ze słońca
do maja 2024 r.

jest więcej – biznes ponosi je m.in. w związku z droższym utrzymaniem bezpieczeństwa i ciągłością pracy instalacji fotowoltaicznych.

Polskie prawo niezgodne z unijnym

Sprawa budzi także wątpliwości prawne. W ocenie PSF legislacja odnosząca się do redysponowania jest niezgodna z ustawodawstwem unijnym. Problem tkwi m.in. w przepisach wprowadzonych na mocy nowelizacji ustawy Prawo energetyczne w 2023 r.¹, które modyfikują przepisy unijnego rozporządzenia nr 2019/243 w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej², odnoszącego się także do redysponowania. Tymczasem, jak zauważa radczyni prawna dr Magdalena Porzeżyńska, rozporządzenia obowiązują bezpośrednio w krajowych porządkach prawnych. – *Założeniem rozporządzenia jest jednolite uregulowanie wszystkich zagadnień we wszystkich państwach członkowskich UE. Gdyby unijny ustawodawca dopuszczał większą elastyczność w zakresie redysponowania, przyjąłby dyrektywę – wyjaśnia.*

Polskie przepisy wprowadzają odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw, co – niezgodnie z prawem unijnym – ma wykluczać wytwórców z możliwości uzyskania rekompensaty. Porzeżyńska mówi też o braku uwzględnienia zasad obiektywizmu, niedyskryminacji i proporcjonalności. – *Jest zupełnie nieczytelne, dlaczego to elektrownie*

słoneczne najczęściej podlegają ograniczeniom. Wyłączenia – ich częstotliwość i zakres – są niespodziewane i nieprzejrzyste; z punktu widzenia branży operator ma pod tym względem całkowitą dowolność – opowiada prawniczka. Nowe regulacje, w jej ocenie, powinny więc ograniczyć arbitralność decyzji o redysponowaniu, zobligować operatora do ich uzasadniania oraz określić jasne kryteria stosowania wyłączeń. Porzeżyńska zaznacza, że curtailment jest zjawiskiem powszechnie występującym w Europie, należy jednak poddać je spójnym normom prawnym. – W innym przypadku Polsce grożą wysokie kary ze strony Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej oraz postępowanie wyjaśniające Komisji Europejskiej. Zrzucać się na nie wszyscy podatnicy – ostrzega.

Samobilansowanie i elastyczność systemu

Rekomendacje z raportu PSF odnoszą się do konkretnych zmian, takich jak uchylenie art. 7 ust. 2e ustawy Prawo energetyczne (wprowadzającego odgórny wymóg uwzględnienia w umowie przyłączeniowej postanowień skutkujących brakiem niezawodności dostaw) oraz art. 31 jej nowelizacji, mówiącej o wymogu dostosowania zawartych umów o świadczenie przesyłania energii elektrycznej albo umów o świadczenie usług dystrybucji energii elektrycznej o brak postanowień gwarantujących niezawodność dostaw energii. Zmienić ma się również przepis ograniczający możliwość redysponowania

FOTOWOLTAIKA

jedynie do jednostek wykorzystujących energię ze słońca lub wiatru, a uproszczeniu powinny ulec zasady związane z wyliczaniem wysokości i trybem ubiegania się o rekompensatę.

Czego jeszcze domaga się branża? Dalsze postulaty mówią o prognozowaniu generacji z OZE (operator może dokonać proporcjonalnego ograniczenia mocy wszystkich pogodozależnych Modułów Wytwarzania Energii względem prognozy, przy zapewnieniu w systemie sterowalnej rezerwy na potrzeby bilansowania) i zwiększaniu stopnia wykorzystania mocy przyłączeniowej. Chodzi po pierwsze o współdzielenie pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji oraz magazyny (*power pooling*). Kolejne rozwiązania to *cable pooling* – a więc współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej i pasma mocy przez źródła o zróżnicowanym profilu generacji oraz wprowadzenie zachęt do modernizacji lub modyfikacji już przyłączonych Modułów Wytwarzania Energii. Miałyby się to odbywać

np. poprzez ograniczenie generacji szczytowej (*peak shaving*). Kolejne wymienione w raporcie zmiany systemowe powinny zwiększać elastyczność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, także poprzez ograniczenia generacji szczytowej już przyłączonych jednostek wytwórczych i rozszerzenie lub przesunięcie w profilu generacji oraz przez kompleksowe wsparcie dla magazynowania energii. W ostatnim z tych punktów zawierają się takie recepty, jak elektryfikacja ciepłownictwa czy magazynowania energii z OZE w ciepłe. ①

–

¹ Ustawa z dnia 28 lipca 2023 r. o zmianie ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw.

² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie rynku wewnętrznego energii elektrycznej.

© M-Production — stock.adobe.com

Szukasz nowych kontaktów biznesowych?
Myślisz o rozwoju za granicą?
Chcesz współpracować z największymi inwestorami w Polsce?



DOŁĄCZ DO FRANCUSKO-POLSKIEJ IZBY GOSPODARCZEJ (CCIFP)

- NETWORKING •
- REPREZENTACJA INTERESÓW •
- ROZWÓJ NA RYNKU FRANCUSKIM I POLSKIM •
- WIEDZA I WYMIANA DOŚWIADCZEŃ •

Francusko-Polska Izba Gospodarcza (CCIFP)
Al. Jerozolimskie 93, 02-001 Warszawa
www.ccifp.pl
ccifp@ccifp.pl
tel. 22 521 21 40



Optymalizacja projektów PV opłaci się wszystkim



© Prawa zastrzeżone

— Rynek OZE to dynamiczna gra, a ceny komponentów i energii cechuje nieustanna zmiana. Dlaczego potrzebujemy zrównoważonej transformacji energetycznej? Czy przewymiarowanie instalacji PV może być opłacalne? Wyjaśnia Marek Marzec, wiceprezes ONDE.

Teraz Środowisko: Na czym może polegać optymalizacja projektów OZE, w szczególności farm PV?

Marek Marzec: Projekt OZE powinien być optymalizowany kosztowo i efektywnościowo właściwie na każdym etapie. Bardzo skutecznym sposobem na uzyskanie maksymalnej energii z farmy fotowoltaicznej może być przewymiarowanie instalacji od 30 do nawet 50% po stronie mocy zainstalowanej. W ONDE każdy projekt podlega dogłębnej analizie kosztowej, która jest podstawą do podjęcia decyzji inwestycyjnej. Dotychczas moc przyłączeniowa, określona w warunkach, w większości przypadków równała się mocy zainstalowanej 1:1; od jakiegoś czasu natomiast operatorzy akceptują zwiększenie mocy zainstalowanej. Zwiększenie mocy zainstalowanej jest szczególnie uzasadnione przy dzisiejszych, relatywnie niskich cenach paneli PV. Co dzięki temu zyskujemy? Po pierwsze maksymalnie wykorzystujemy koszty instalacji przyłączeniowej. Po drugie, przy instalacji 1:1 nie osiągniemy zakładanej mocy przyłączeniowej, ponieważ zawsze są jakieś straty w transformacji energii, plus charakterystyka pracy inwerterów, co średnio pozwala osiągnąć ok. 90% mocy zainstalowanej na wyjściu. Dlatego chcemy zainstalować więcej; mimo że w godzinach szczytowych część tego parku fotowoltaicznego będzie trzeba odłączyć, to już w godzinach porannych i popołudniowych cała farma może produkować pełną parą. Dzięki temu spłaszczamy profil produkcji. Ważne, że wprowadzamy do sieci określoną w umowie przyłączeniowej moc.

TŚ: Czy hybrydyzacja projektów także pozwala na spłaszczenie profilu produkcji?

MM: Hybrydowe projekty wykorzystują inne właściwości krzywych produkcji, gdyż projekty wiatrowe i słoneczne mają przeciwstawne profile. Wiatr wieje zwykle nocą oraz zimą i jesienią, a słońce świeci najdłużej wiosną, latem i oczywiście w dzień, więc szczególnie w okresach okołopołudniowych – krzywe produkcji rzadko kiedy będą się nakładały.

Możliwość cable poolingu pojawiła się stosunkowo niedawno; na etapie developmentu mamy sporo takich tematów w ONDE. Dzięki temu, że mamy na tym samym przyłączy farmę wiatrową i fotowoltaiczną to dzielimy koszty inwestycji na 1MW w jednej i drugiej technologii. Drugi plus – może jeszcze ważniejszy – jest taki, że jeśli posiadamy warunki przyłączenia do sieci dla jednej technologii, to tę drugą możemy podłączyć i w ten

sposób zrealizować dodatkowy projekt. Drugi z tych projektów jest przyłączany bezkosztowo, co stanowi ogromną korzyść dla inwestorów, ale też dla całego systemu elektroenergetycznego. Operatorzy nie muszą bowiem rozbudowywać sieci i stacji elektroenergetycznych (np. o pole liniowe), aby przyłączyć ten drugi projekt. W okresie przejściowym, póki operatorzy istotnie nie rozbudują sieci, cable pooling jest doskonałym remedium.

TŚ: Jakie są perspektywy na przyszłość?

MM: Jestem optymistą co do rozwoju energetyki słonecznej w Polsce, jak i innych źródeł OZE, w tym przede wszystkim wiatru na lądzie. Z pewnością jednak, by uniknąć strat wynikających z redysponowania, pilnie potrzebujemy systemowego odbioru zielonej energii przez magazyny, wodór, a może też inne technologie. Kluczem tego wszystkiego jest, moim zdaniem, zrównoważona transformacja energetyczna. Musimy inwestować w nowe odnawialne moce wytwórcze. Stwórzmy mapę drogową dla każdej technologii i budujmy po 2-3 GW rocznie – to zapewni zrównoważony wzrost.

TŚ: Dokumenty strategiczne powstają, KPEiK jest właśnie aktualizowany i ma trafić do konsultacji...

MM: No tak, ale zauważmy, że są one mało wiarygodne, ponieważ każdy rząd ma swoją strategię i swoją politykę. Natomiast cały rynek oczekuje pewnego stabilnego uzgodnienia, konsensusu. Jeśli inwestorzy będą wiedzieć, że konsekwentnie – rok po roku – realizujemy wiarygodne założenia osiągnięcia przykładowo 50 czy 60 GW mocy w instalacjach OZE na lądzie, to firmy na tej podstawie będą tworzyć swoje strategie rozwoju.

TŚ: Mówi Pan o zrównoważonym rozwoju źródeł OZE. Jaki ten rozwój jest teraz?

MM: Jeśli zapytać branżę, to wszyscy niemal jednym głosem powiedzą: „za wolno”. ONDE zajmuje się nie tylko developmentem własnych projektów, ale druga odnoga naszego biznesu to wykonawstwo – głównie projektów wiatrowych. Cała branża budowlana i działająca wokół inwestycji, życzyłaby sobie ambitnego i stabilnego rozwoju. Nikt nie chciałby jednak, by w jednym roku było 10 GW mocy, a potem przez pięć kolejnych lat nic. To nikomu by nie służyło.

Rozmawiała Katarzyna Zamorowska



► PRAWO

PRZYSPIESZYĆ TRANSFORMACJĘ. ENERGIA SŁONECZNA W OBSZARACH NISKIEGO RYZYKA ŚRODOWISKOWEGO DLA OZE

— Proces uzyskiwania zezwoleń przy inwestycji w farmę fotowoltaiczną o mocy 50 MW trwa nawet do 35 miesięcy. Obszary przyspieszonego rozwoju OZE mają go skrócić niemal trzykrotnie. / **SZYMON MAJEWSKI**

Przytoczone powyżej szacunki Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki, które obejmują m.in. wydanie decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, przyłączeniu do sieci dystrybucyjnych czy pozwolenia na budowę, podaje w opracowaniu Instytut Reform¹. Odpowiedzią na problem przewlekłego permittingu jest narzędzie wprowadzone w ub.r. przez dyrektywę RED III, podnoszącą unijne cele w zakresie energetyki odnawialnej do 42,5% udziału w końcowym zużyciu energii do 2030 r. Mowa o tzw. obszarach przyspieszonego rozwoju OZE, na których procedury zezwoleniowe mają trwać nie dłużej niż 12 miesięcy. Państwa członkowskie muszą je wyznaczyć do 21 lutego 2026 r., wcześniej jednak należy zmapować krajowy potencjał OZE. W przypadku Polski termin ten jest przyspieszony przez zapisy KPO; kamień milowy G1L obliguje nas do przedstawienia potencjału instalacji fotowoltaicznych oraz wiatrowych na lądzie do końca 2024 r. Przyspieszenie permittingu zakładają też pozostałe kamienie milowe z reformy G3 1.1, będącej rozdziałem REPowerEU. Wraz z końcem roku upływa też termin przyjęcia krajowej legislacji wdrażającej wymogi dyrektywy.

Obszary Niskiego Ryzyka Środowiskowego

Choć, jak piszą eksperci z Instytutu Reform, proces inwestycyjny w elektrownie słoneczne jest średnio o połowę krótszy od ścieżki jaką przechodzą inwestycje wiatrowe, ten i tak trwa długo – nawet do trzech lat w przypadku wielkoskalowych elektrowni (powyżej 1 MW). Mniej czasu, bo maksymalnie 13 miesięcy, zajmuje proces uzyskiwania decyzji dla instalacji o mocy do 1 MW. – *Największą wskazywaną przez branżę barierą w procesie inwestycyjnym są problemy z przyłączeniem do sieci* – czytamy w raporcie. Dane Urzędu Regulacji Energetyki pokazują 7448 odmów przyłączenia ze strony operatorów sieci dystrybucyjnych w 2023 r. – o 425 więcej niż w roku wcześniejszym. Górna granica 12 miesięcy w obszarach przyspieszonego rozwoju OZE ma dotyczyć zarówno procedur środowiskowych, jak i decyzji o przyłączeniu. Instytut Reform rekomenduje określenie obszarów, przy implementacji RED III do polskiego prawa, jako Obszarów Niskiego Ryzyka Środowiskowego dla inwestycji w OZE. – *Dzięki wyznaczeniu obszarów na poziomie centralnym lub wojewódzkim, Regionalne Dyrekcje Ochrony Środowiska (RDOŚ) będą wiedziały, gdzie można szybciej wydawać decyzje. Gminy z kolei uzyskają wskazówki w zakresie dopuszczających inwestycje m.in. w fotowoltaikę potencjalnych zmian w planach ogólnych lub miejscowych planach zagospodarowania przestrzennego* – mówi współautor raportu, ekspert Instytutu Reform Rafał Bajczuk. Zaznacza przy tym, że przeznaczanie obszarów przez samorządy na miejsce inwestycji w OZE będzie dobrowolne, co ma

zapobiec ewentualnym protestom społecznym i poprawić wizerunek energetyki odnawialnej.

Tereny poprzemysłowe

Obszary powinny cechować się zarówno dostępem do infrastruktury oraz bliskością odbiorców energii z OZE, jak i minimalnym wpływem na środowisko. Wytyczne Komisji Europejskiej wskazują potencjalne lokalizacje – tereny poprzemysłowe, kopalnie czy składowiska odpadów. Wszędzie tam mogą powstawać instalacje fotowoltaiczne, stawiane również na dachach i fasadach budynków czy łączone z infrastrukturą transportową. – *Kolejnym potencjalnym miejscem (...) mogą być sztuczne zbiorniki wód śródlądowych, jeziora i zbiorniki wodne, które mają niską wartość dla różnorodności biologicznej. Pokrycie ich powierzchni modułami fotowoltaicznymi mogłoby przyczynić się wręcz do ograniczenia parowania wody* – czytamy w raporcie. To samo dotyczy miejskich oczyszczalni ścieków², gdzie fotowoltaika może dodatkowo zaspokajać ich zapotrzebowanie na energię. Krajowe ustawodawstwo wdrażające RED III może też promować stosowanie takich rozwiązań jak agrowoltaika.

Szansa na uporządkowanie transformacji

– *Czekamy na legislacyjną propozycję Ministerstwa Klimatu i Środowiska w zakresie wdrożenia dyrektywy RED III i obszarów przyspieszonego rozwoju OZE. Źródła odnawialne, w tym fotowoltaika, rozwijały się dotąd w Polsce w sposób niezaplanowany i chaotyczny; narzędzie z dyrektywy jest szansą na zmianę tego trendu, tak aby z energii ze słońca w większym stopniu mógł korzystać m.in. przemysł. To także szansa na poprawę planowania przestrzennego oraz rozwój infrastruktury sieciowej i magazynów energii. Kiedy poznamy już krajowe cele w dziedzinie energetyki słonecznej³, obszary niewątpliwie pomogą je łatwiej osiągnąć* – wskazuje Rafał Bajczuk. Rekomendacje Instytutu Reform mówią również o zwiększeniu zatrudnienia we współodpowiedzialnych za wdrażanie obszarów instytucjach RDOŚ. Think-tank zaleca także przyjęcie osobnej i niepowiązanej z innymi kwestiami – takimi jak liberalizacja przepisów odległościowych dla energetyki wiatrowej – ścieżki ustawowej dla implementacji dyrektywy. ①

¹ „Rozsądne przyspieszenie: rekomendacje dla wdrożenia obszarów przyspieszonego rozwoju OZE”, Instytut Reform, Warszawa 2024.

² „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2025–2034. Dokument główny”, PSE, 2024.

³ W ambitnej wersji Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu (KPEiK).

Lepiej dotować magazyny energii niż kopalnie



© Prawa zastrzeżone

— Branża OZE przeżyła już niejedną próbę ograniczenia, jak również całkowitego zahamowania inwestycji. Zamiast tego potrzebne jest wsparcie dla magazynów energii i dostęp do zielonej energii dla biznesu, w tym gigantów technologicznych, przekonuje **Krzysztof Wojtyś**, prezes Qair Polska.

Teraz Środowisko: Jakie są najistotniejsze wyzwania związane z realizacją inwestycji w OZE w Polsce?

Krzysztof Wojtyś: Z punktu widzenia inwestorów, najistotniejszą kwestią są stabilne i jasne regulacje prawne. Tymczasem ciągle jesteśmy zaskakiwani różnymi pomysłami – jak nie podatkowymi, to innymi elektryzującymi całą branżę propozycjami, jak np. 1,5 km reżimy odległościowe od terenów obszaru Natura 2000. Brak jednego spójnego planu transformacji energetycznej oraz ciągle pojawiające się projekty legislacyjne, które mają na celu zahamowanie inwestycji w OZE powoduje, że takie projekty są bardzo ryzykowne. Dlatego też Polska spadła w rankingach atrakcyjności inwestycji w projekty OZE w Europie z 15 na 18 lokatę. Ciągłym problemem są sieci elektroenergetyczne, wyłączenia instalacji i długi czas dewelopmentu, który dzisiaj wynosi osiem lat.

TŚ: Czy umowy cPPA cieszą się popularnością?

KW: W rankingu podpisanych umów cPPA Polska awansowała o kilka miejsc. Widzimy rosnące zapotrzebowanie na zieloną energię i jako lider umów cPPA na polskim rynku otrzymujemy wiele zapytań. Wiąże się to przede wszystkim z koniecznością spełnienia wymogów ESG, jak również z wyraźnym wzrostem elektryfikacji gospodarki. Dziś spory procent tak potrzebnej dla biznesu energii z OZE jest marnowany poprzez odłączanie źródeł w szczycie produkcji, tymczasem technologia magazynowania energii wychodzi naprzeciw tym problemom. Uważam, że należałoby zastanowić się, czy część środków przeznaczanych z budżetu państwa nie powinna zostać relokowana na wsparcie dla magazynów energii. Magazyny mogą stanowić rezerwę szybkiego reagowania w KSE. Kilka gigawatów nowej mocy OZE wraz z magazynami energii jesteśmy w stanie postawić dużo szybciej niż elektrownię atomową.

Najwięksi gracze, typu Microsoft, Google, Apple czy Amazon, mówią otwarcie o tym, że trendem przyszłości jest sztuczna inteligencja, która notabene potrzebuje kilkakrotnie więcej energii niż ta, która jest obecnie zużywana przez przeglądarki internetowe. Aby nie wyhamować rozwoju automatyki, robotyki i sztucznej inteligencji, musimy produkować coraz więcej odnawialnej energii elektrycznej, bo firmy technologiczne są zainteresowane wyłącznie takim rodzajem energii. Generalnie biznes chce być odpowiedzialny i poważnie traktuje wymogi ESG.

TŚ: Ale czy biznes jest w stanie z OZE skorzystać?

KW: W kontekście naszej rozmowy warto przywołać przykład inwestycji Qair na Mauritiusie. To mały wyspiarski kraj, na którego terenie mamy farmy słoneczne i wiatrową. Tamtejszy rząd zakontraktował nas na postawienie magazynu energii, który ma o cztery godziny opóźnić szczyt produkcji energii z fotowoltaiki, tak by moc, która jest produkowana w trakcie dnia, była magazynowana i rozładowywana wieczorem. Rząd uznał, że wyprodukowana energia odnawialna jest zbyt cennym zasobem, by ją marnować. W Polsce potrzeba właśnie takiej perspektywy. Szanować zasoby, nie marnować energii z OZE, korzystać z najnowszych rozwiązań technologicznych w obszarze magazynowania energii i w ten sposób budować niezależność energetyczną.

TŚ: W jaki sposób zabezpieczacie swoje kontrakty?

KW: Jako zielona spółka energetyczna w swoim portfelu mamy różne modele finansowe: część projektów jest zabezpieczona przez aukcje, spora część przez kontrakty bilateralne cPPA, część przez zielone certyfikaty. Niektóre projekty nie są zabezpieczone żadną taryfą, tylko podlegają tradingowi na giełdzie w ramach rynku bieżącego albo w kontraktach krótkoterminowych, ewentualnie rocznych lub dwuletnich. W naszej strategii przewidujemy rozwój różnych technologii, które będą działały w różnych systemach wsparcia lub bez nich. Do każdego projektu i każdej aukcji podchodzimy indywidualnie.

TŚ: Jakie plany na najbliższą przyszłość?

KW: Osiągnęliśmy 500 MW zainstalowanej mocy w Polsce, podłączyliśmy dwie farmy fotowoltaiczne (jedna o mocy 80 MW zlokalizowana w województwie zachodniopomorskim stanowiąca bardzo ciekawy projekt przyłączony na 110 kV oraz druga o mocy 30 MW w województwie wielkopolskim z systemem trackerów). Obecnie mamy w Polsce ok. 260 MW mocy operacyjnych w wietrze i ok. 240 MW w fotowoltaice. Na najbliższe lata przewidujemy głównie rozwój farm słonecznych, ale i wiatrowych oraz magazynów energii. Jeśli zakładamy, że w 2030 r. będziemy mieli w kraju powyżej 50 GW OZE, to ambicją Qair jest mieć ponad 5% udziału w rynku w tych trzech technologiach. Na dziś dysponujemy projektami z zabezpieczonymi warunkami przyłączenia o mocy 2 GW i mocno wierzymy, że uda nam się ten cel osiągnąć.

Rozmawiała Katarzyna Zamorowska



FOTOWOLTAIKA

▼ LOKALNOŚĆ

ZASILANIE

ODDOLNEJ TRANSFORMACJI

— Na 39 spółdzielni energetycznych zarejestrowanych w wykazie KOWR, wszystkie posiadają instalacje fotowoltaiczne¹. Dla obywatelskich wspólnot energia ze słońca okazuje się pierwszym, kluczowym krokiem na transformacyjnej drodze. / **SZYMON MAJEWSKI**

W

sierpniu 2024 r. łączna moc zainstalowana paneli słonecznych w zarejestrowanych spółdzielniach energetycznych wyniosła 7,09 MW. Odpowiada ona łącznie 165 instalacjom, z czego posiadającą ich 15 rekordzistką okazała się spółdzielnia Nasza Energia ze śląskich gmin Mszana, Godów i Świerklany. Największą mocą zainstalowaną – wynoszącą 1,07 MW – dysponowała za to spółdzielnia Biodar w Ustroniu Morskim. Instalacja o mocy 0,02 MW w spółdzielni w Pucku jako jedyna z wymienionych w wykazie posiadała magazyn energii. Spółdzielnie, uznawane za ważny czynnik decentralizacji systemu energetycznego oraz zwiększania jego bezpieczeństwa, przynoszący społeczne, ekonomiczne i środowiskowe korzyści², są w 100% zdominowane przez energetykę słoneczną. Jak czytamy w opublikowanym wiosną br. raporcie Polskiej Zielonej Sieci oraz Beyond Fossil Fuels³, wynika to m.in. z utrudnień dla inwestycji w instalacje wiatrowe, spowodowanych restrykcyjnymi przepisami odległościowymi.

Panele słoneczne na dobry początek

Kolejne wyjaśnienie przedstawia Agnieszka Stupkiewicz, radczyni prawna z Fundacji Frank Bold i specjalistka w zakresie energetyki obywatelskiej.

– Fotowoltaika jest stosunkowo tanim źródłem wytwórczym, podczas gdy np. inwestycja w biogazownię to wydatek rządu kilkunastu, a nawet kilkudziesięciu milionów złotych. Instalacje wiatrowe również są znacznie droższe – mówi. Dzięki boomowi prosumenckiemu, energia ze słońca pozostaje także lepiej „oswojona” społecznie, a jej powszechność w polskim krajobrazie niweluje poczucie niepewności związane z wyborem wciąż nowatorskiej formuły jaką stanowią spółdzielnie. – *Wiemy jak wygląda i przebiega instalacja fotowoltaiki, a jej zamontowanie na dachu własnego domu jest czymś normalnym. Spółdzielni energetycznych w Polsce jest nadal stosunkowo mało, a model ich funkcjonowania pozostaje słabo rozpoznany. Na zasadzie swoistych projektów pilotażowych lokalne wspólnoty mogą więc czuć się bezpieczniej, inwestując w niewielkie i znane źródło wytwórcze* – wyjaśnia Stupkiewicz. Jak dodaje, większość powstałych dotąd spółdzielni jest niewielka i została utworzona przez trzy podmioty; mniejsze instalacje PV sprawdzają się w testowaniu spółdzielczych rozwiązań.

Przetarcie szlaków

Spostrzeżenia badaczki potwierdzają spółdzielcy. We wspomnianym raporcie wypowiada się m.in. Janusz Buda, były górnik, a obecnie prezes rady nadzorczej



7,09 MW

Łączna moc zainstalowana
fotowoltaiki
w spółdzielniach
energetycznych
(KOWR, sierpień 2024)

w posiadającej najwięcej instalacji Śląskiej spółdzielni Nasza Energia. – *Na razie opieramy się o fotowoltaikę, bo to najłatwiejsze na samym początku. Z czasem możemy sięgać po inne rzeczy, ale musimy się umocnić, żeby mieć wpływy i obroty* – mówi. O wpływie energetyki słonecznej na obniżenie rachunków, przedstawiciel Naszej Energii miał okazję przekonać się jako prosument. Pionierska rola fotowoltaiki jest widoczna również w spółdzielni socjalnej Sąsiedzi z Pieniężna w woj. warmińsko-mazurskim – podmiocie, który po Naszej Energii posiada najwięcej, bo 12 instalacji (ex æquo ze spółdzielnią gminy wiejskiej Hrubieszów). Następny planowany krok to modernizacja systemu ogrzewania z wykorzystaniem pomp ciepła.

Kierunek: dywersyfikacja

Do dywersyfikacji źródeł energii będzie motywować logika obowiązujących przepisów. Jak zaznacza Agnieszka Stupkiewicz, jednym z założeń spółdzielni energetycznych jest jak najwyższy poziom autokonsumpcji, która odciąża system elektroenergetyczny i umożliwia realne zaoszczędzenie na rachunkach. Mimo że przyjęta w ubiegłym roku nowelizacja ustawy o OZE czasowo obniżyła minimalny próg pokrycia potrzeb własnych spółdzielni i jej członków z 70 do 40% (dla spółdzielni zarejestrowanych w KOWR do końca 2026 r.), zasada pozostaje aktualna. – *Spółdzielnie sprawdzają się więc najlepiej, gdy ich członkowie – zarówno osoby fizyczne, jak i prawne – cechują się różnorodnym profilem poboru energii elektrycznej. Dobrze, gdy np. obok gospodarstw domowych, występują odbiorcy*

ze zwiększonym zużyciem w innych godzinach – mówi prawniczka. Bardziej zbilansowany model wymaga też kolejnych, obok fotowoltaiki, źródeł wytwórczych o innym profilu produkcji. Wzrost stymulowanej przez dywersyfikację źródeł autokonsumpcji jest przydatny również z punktu widzenia przyłączeń do sieci (NGOs uznają je za jedną z kluczowych barier dla energetyki obywatelskiej). Przyjęta w 2023 r. nowelizacja zapewnia preferencyjny dostęp spółdzielniom, które wykażą, że w każdej godzinie są w stanie skonsumować 50% wytworzonej energii.

Choć wykaz KOWR wymienia tylko 39 podmiotów, spółdzielni energetycznych zarejestrowanych w KRS jest ponad 100. Pole do rozwoju i korzystania ze sprzyjających regulacji jest więc spore. Agnieszka Stupkiewicz uważa, że realne wzmocnienie energetyki obywatelskiej musi wydarzyć się na poziomie strategicznych celów państwa. – *Spółdzielniom oraz innym społecznościom pomogą ambitne cele, wyrażone m.in. w KPEiK. Należy potraktować je jako ważny filar przyszłego miksu energetycznego – w przeciwnym wypadku, spółdzielnia będzie coraz więcej, ale nie będą w stanie stworzyć istotnego odsetka mocy w systemie* – podsumowuje. ¹¹

¹ Dane Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa na 14 sierpnia 2024 r.

² „Elektryzujące wspólnoty. Transformacja polskiego sektora elektroenergetycznego przez lokalne źródła odnawialne”, Polska Zielona Sieć, Beyond Fossil Fuels, 2024.

³ Tamże.

FOTOWOLTAIKA

▼ BUDYNKI WIELORODZINNE

WSPÓLNOTY NIE
CHCĄ KRĘCIĆ SIĘ
WOKÓŁ SŁOŃCA

— W ubiegłym roku w polskim prawie zaistniało pojęcie „prosumenta lokatorskiego”. Legislacyjne zmiany miały m.in. zwiększyć zainteresowanie fotowoltaiką wśród spółdzielni mieszkaniowych. / DOMINIKA GÓRA



Wprowadzenie formuły prosumenta lokatorskiego, dodatkowo wzbogacone możliwością otrzymania Grantu OZE oferowanego przez Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK), wiązało się ze sporymi nadziejami na to, że do korzystania z odnawialnych źródeł energii uda się przekonać przedstawicieli spółdzielni mieszkaniowych. Proponowane przez BGK wsparcie finansowe, o które można ubiegać się od lutego ub.r., ma wynosić 50% kosztów ponoszonych przez inwestorów w ramach zakupu, montażu, budowy lub modernizacji już istniejącej instalacji OZE (w ostatnim przypadku warunkiem jest wzrost zainstalowanej mocy instalacji o min. 25%). Po ponad 1,5 roku od startu programu, ze strony wspólnot mieszkaniowych do instytucji wpłynęło 2177 wniosków o przyznanie środków¹.

Jacek Janas, prezes Polskiego Stowarzyszenia Zarządców Nieruchomości w Warszawie (PSZN), w rozmowie z nami przyznaje jednak, że spółdzielnie wciąż nie są zainteresowane inwestowaniem w technologie OZE. – *Mając kontakty z wieloma wspólnotami stwierdzam, że głównym problemem jest fakt, iż one wcale nie chcą robić instalacji fotowoltaicznych – przynajmniej te, które znam. Powody są różne – m.in. brak powierzchni dachowych (jeśli są dachy, to są też tarasy, balkony etc.) czy budynki wchodzące w skład starego budownictwa, których mieszkańcy, często ludzie starsi, po prostu nie są zainteresowani tego typu technologiami. W takich przypadkach kwestie określania prosumenta jako zbiorowego czy lokatorskiego przestają mieć znaczenie – mówi. Zaznacza również, że sytuacji nie zmieniają kolejne przepisy, wśród których można by wymienić choćby działanie w zgodzie z ideą solar ready. Trudność, jak stwierdza, tkwi w samej technologii i mentalności ludzi, którzy hipotetycznie mogliby*

zdecydować się na jej instalację. – Dla przykładu – dziesięć lat temu, kiedy zaczynała się szersza przygoda z fotowoltaiką, jeden pan z gdyńskiej spółdzielni powiedział, że konkretny obszar dachu obłożył panelami i zakłada, że inwestycja zwróci mu się w okresie w sześciu/siedmiu lat. Tylko że wtedy mógł z takiego panelu uzyskać ok. 32 Wp energii – dziś byłoby to min. 470 Wp – wspomina, dodając, że odpowiedzialny zarządca musi zastanowić się nad sensem inwestowania w coś dzisiaj, jeśli „jutro może okazać się to przeżytkiem, a wtedy wydatek mógłby się nie zwrócić”. Zauważa, że do zagadnienia w szczególności ostrożnie muszą podchodzić małe miejscowości – położone na ich terenach osiedla, które są w stanie generować dużo energii elektrycznej ze źródeł pogodozależnych, mogą narażać resztę wsi na ryzyko jej

wyłączeń, spowodowanych ograniczonymi zasobami transformatorów energetycznych.

Prezes PSZN nie widzi też potencjału zmiany podejścia mieszkańców w programach oferujących wsparcie pieniężne. Stwierdza, że technologia musiałaby być darmowa, by członkowie spółdzielni się na nią zdecydowali. – *Przekona mieszkańców konkretnej wspólnoty, których liczba może oscylować nawet wokół tysiąca, na wydanie jakiegokolwiek sumy pieniędzy jest bardzo trudno – lokatorzy często nie mogą pozwolić sobie na otrzymanie zysków np. po dziesięciu latach, gdyż nie wiedzą nawet czy wciąż będą mieszkali w danym miejscu. To rozwiązanie może sprawdzać się lepiej w przypadku osób budujących własne domy, z którymi wiążą daleko idące plany – konkluduje nasz rozmówca. A do skorzystania z grantu nie wystarczy determinacja zarządców spółdzielni, potrzebne jest za to uzyskanie większości głosów za sfinansowaniem instalacji wśród właścicieli lokali. ①*

Wspólnoty
mieszkaniowe złożyły
do tej pory

2177

wniosków o przyznanie
Grantu OZE

¹. Dane przekazane przez BGK; stan na 13 września br.

Fotowoltaiczne zestawy balkonowe – 1 mln instalacji w Niemczech. A w Polsce?



© Prawa zastrzeżone

— W Polsce fotowoltaika wtorkowa zaczyna przebiegać się do świadomości społecznej, jednak brak pełnego zrozumienia jej specyfiki negatywnie odbija się na jej rozwoju. Przykładem zapisy programu „Mój Prąd 6.0”, mówi **Robert Pabierowski**, CEO & Founder OneStep.Solar.

Teraz Środowisko: Czym są balkonowe zestawy fotowoltaiczne?

Robert Pabierowski: Fotowoltaika balkonowa to nazwa popularna choć myląca, ponieważ znaczna część tego typu zestawów fotowoltaicznych montowana jest na ogrodach, tarasach, ścianach albo dachach wiat i garaży. Czyli tam, gdzie tradycyjne instalacje dachowe nie są możliwe lub nie są opłacalne. Stąd dużo lepszym terminem jest określenie „fotowoltaika wtorkowa” – ze względu na sposób jej podłączenia do instalacji elektrycznej – wtorką do zwykłego gniazdka.

Typowa instalacja wtorkowa składa się z dwóch modułów solarnych podłączonych do mikrofalownika z limitem mocy 800W – ten limit jest kluczowy, bo to właśnie tu przebiega granica „istotności” instalacji. Powyżej 800W potrzeba już standardowego przyłączenia wykonanego i zgłaszanego przez certyfikowanego instalatora.

Fotowoltaika wtorkowa jest prosta w instalacji przez użytkownika, a jej standaryzacja i pominięcie kosztów fachowców, bez kompromisów po stronie bezpieczeństwa, obniżają nakłady początkowe. Kluczowym wyróżnikiem tego typu instalacji jest wynikająca z niskiej mocy urządzenia wysoka autokonsumpcja, która przy tak małych instalacjach wynosi zwykle od 70 do 100%. Oznacza to, że większość energii generowanej przez panele fotowoltaiczne jest zużywana od razu, bez potrzeby oddawania jej do sieci energetycznej. Dzięki temu okres zwrotu jest nie tylko bardzo atrakcyjny – w polskich realiach ok. 5-7 lat – ale też właściwie niezależny od rynkowych cen za odsprzedażaną energię.

TŚ: Jak ocenia Pan program „Mój Prąd 6.0” w zakresie wsparcia dla balkonowych zestawów PV?

RP: Co prawda program „Mój Prąd 6.0” poszerza zakres wsparcia m.in. o fotowoltaiczne zestawy balkonowe, lecz jednocześnie stawia przed potencjalnymi beneficjentami programu bariery, które wykluczają niemal większość mikroinstalacji balkonowych, w tym wszystkie zestawy wtorkowe do samodzielnego montażu.

Aby uzyskać dofinansowanie na mikroinstalację (w tym także tę zamontowaną na balkonie), jej moc nie może być mniejsza niż 2 kW. Przy standardowej szerokości panelu wynoszącej 172 cm, aby spełnić wymogi dotacji, potrzeba prawie 9 m balustrady. Tymczasem doświadczenia z niemieckiego rynku,

na którym powstał trend fotowoltaiki balkonowej, wskazują, że najatrakcyjniejsze dla przeciętnego miejskiego mieszkania są te zestawy, które można zamontować samodzielnie, czyli właśnie o mocy 0,8 kW. I to takich właśnie instalacji zamontowano w Niemczech ponad milion w ciągu ostatnich trzech lat!

TŚ: Czy nie ma innych możliwości uzyskania wsparcia dla takich systemów?

RP: Sprawdzamy możliwości dotacji w ramach samorządowych programów wsparcia OZE, ale każde miasto ma trochę inne regulacje. Jesteśmy w dialogu z samorządami; mam nadzieję, że wkrótce będziemy mogli komunikować dobre wieści.

TŚ: Życzyłby sobie Pan niemieckiego podejścia do tego tematu w Polsce?

RP: Zdecydowanie. Przede wszystkim w Niemczech jest zerowy VAT na fotowoltaikę kupowaną przez konsumentów na własne potrzeby. Od 2024 roku stawka 0% obowiązuje także w Austrii. To zdecydowanie najlepszy mechanizm, nie generujący dodatkowej papierologii a jednocześnie dający realne wsparcie użytkownikom. Fotowoltaika balkonowa została zdefiniowana jako osobna kategoria, której przyznano ułatwienia formalno-procesowe, takie jak np. uproszczony do minimum proces zgłaszania takiej instalacji do operatora sieci lub regionalne programy edukacyjne i dotacyjne. Niedługo w życie wejdą także przepisy jasno określające, kiedy taki zestaw może być zamontowany na balkonie w bloku, tym samym odchodząc od arbitralnych decyzji wspólnot i spółdzielni.

TŚ: Jak widziecie swoją rolę w rozwoju polskiego rynku?

RP: W OneStep.Solar korzystamy w najlepszych praktyk wypracowanych na niemieckim rynku przez naszych partnerów technologicznych, dzięki czemu oferujemy unikalną, kompleksową gwarancję nawet do 25 lat także przy samodzielnym montażu. Jednocześnie, będąc w stu procentach polską firmą, zapewniamy optymalne dopasowanie technologii do lokalnych przepisów i realiów, dzięki czemu wspieramy klientów w całym procesie, tak aby uzyskali najlepszy zwrot z inwestycji przy minimum wysiłku. Zapraszamy do kontaktu wszystkich zainteresowanych tą kategorią. Teraz pora na polski milion instalacji wtorkowych!

Rozmawiała **Katarzyna Zamorowska**

<https://onestep.solar/>

Więcej
w wywiadzie
on-line



FOTOWOLTAIKA

PRZYRODA

DLA WSZYSTKICH STARCZY
MIEJSCA? FARMY PV

A RÓŻNORODNOŚĆ BIOLOGICZNA

— Farmy fotowoltaiczne mogą pozytywnie wpływać na różnorodność biologiczną – wynika z badań naukowych. Trwałe zabezpieczenie ochrony przyrody przy inwestycjach wymaga jednak odpowiednich środków. / SZYMON MAJEWSKI

P

anele fotowoltaiczne umieszczane na gruntach rolnych mogą zwiększać różnorodność występujących lokalnie gatunków kwiatów, a więc i dzikich zapylaczy – informuje Fundacja Kwietna¹, powołując się na wyniki badań podsumowanych w czasopiśmie „Renewable and Sustainable Energy Reviews”². Korzyści mogą odczuwać m.in. populacje trzmieli, pszczoł miodnych i samotnych czy motyli. Równocześnie, w niektórych okolicznościach instalacje mogą być neutralne lub wręcz szkodzić bioróżnorodności; autorzy przytoczonego artykułu przedstawiają rekomendacje środków maksymalizujących pozytywne oddziaływanie farm. Znajdziemy wśród nich m.in. zapewnienie dogodnych warunków do gniazdowania, zagwarantowanie łączności z okolicznymi siedliskami, utrzymanie niskiej intensywności koszenia czy ułatwienie dostępu do bazy żerowej.

Inwentaryzacja przyrodnicza

Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska przypomina o konieczności wykonania inwentaryzacji przyrodniczej przed wydaniem pozwoleń na realizację inwestycji. – *Pozwala to na wykluczenie zajęcia obszarów cennych przyrodniczo, gdzie występują wartościowe siedliska, rzadkie gatunki roślin, żerowiska czy miejsca rozrodu rzadkich gatunków ptaków, tereny podmokłe oraz cenne dla krajobrazu rolniczego zadrzewienia śródpolne* – wskazuje GDOŚ. Takie dane umożliwiają ocenę wpływu inwestycji, wraz z działaniami minimalizującymi negatywne skutki oraz środkami kompensującymi. Przykładowo prace mogą być wstrzymywane w okresie rozrodu i migracji ptaków. GDOŚ podaje nam przykład raportu oddziaływania na środowisko, który wskazywał, że inwestor nie wykorzysta całej dostępnej powierzchni, chroniąc miejscowe zadrzewienia śródpolne oraz tereny podmokłe. Sugestie instytucji obejmują też zachowanie na farmach powierzchni biologicznie czynnej i obsianej rodzimymi gatunkami roślin, a także zachowanie wolnej przestrzeni nad gruntem, która umożliwi migrację małych zwierząt. Według zaleceń Fundacji Kwietnej, wskazane jest sianie nowych pasów kwiatnych, tworzenie stref buforowych cieków wodnych oraz żywopłotów z rodzimych gatunków, w tym gatunków biocenotycznych.

Korytarze dla zapylaczy

O perspektywie inwestora rozmawiamy z Martą Głód, dyrektor ds. rozwoju projektów w OX2. Jak przekonuje, polityka firmy zakłada „więcej niż neutralny” dla różnorodności biologicznej bilans działań w inwestycjach w OZE. – *Bez zaproponowania rozwiązań, żaden projekt nie otrzyma zielonego światła od zarządu. Na farmie Rutki o zainstalowanej mocy ponad 100 MW, której pełna operacyjność jest przewidziana na I kwartał 2025 r., zaplanowaliśmy zasiewy łąk i traw tuż pod modułami fotowoltaicznymi. Przewidujemy też nasadzenia roślin tworzących naturalne miejsca odpoczynku i gniazdowania ptaków* – mówi Głód. Możliwość pozytywnego wpływu dużych instalacji PV na owadożerne gatunki ptaków zbadano w 32 miejscach na Słowacji. Jak stwierdzają autorzy badania, różnorodności biologicznej może pomóc „projektowanie i zarządzanie ukierunkowane na dziką przyrodę”³. Przedstawicielka OX2 opowiada także o korytarzu migracyjnym dla zapylaczy, utworzonym poprzez nasadzenia rodzimych gatunków roślin. – *Część terenu na gruncie rolniczym pozostanie nieobsiana, tak żeby powróciła na nim naturalna sukcesja. Z czasem będziemy mogli stwierdzić, jak wpłynęło to na lokalną bioróżnorodność* – dodaje.

Skrócić procedury

Według Marty Głód, wydawanie decyzji środowiskowych dla inwestycji na zdegradowanych terenach porolniczych powinno trwać maksymalnie 6-8 miesięcy, podczas gdy obecnie zajmuje nawet do 1,5 roku. Ekspertka wskazuje na rozwiązanie godzące potrzeby rozwoju mocy odnawialnych z ochroną przyrody, jakim są obszary przyspieszonego rozwoju OZE zakładane przez dyrektywę RED III. – *Wytypowanie obszarów, które nie wymagają dogłębnych analiz środowiskowych, byłoby ogromnym ułatwieniem dla wszystkich, również dla administracji* – stwierdza. Podobnego zdania jest GDOŚ, uznając wprowadzone przez unijną legislację narzędzie za próbę pogodzenia „dbałości o środowisko naturalne” z budową kolejnych źródeł czystej energii. – *Staranna analiza danych w celu wyselekcjonowania konkretnych terenów pozwoli na osiągnięcie tego niezbędnego kompromisu* – konstatuje Generalna Dyrekcja Ochrony Środowiska. ①

¹ „Fotowoltaika a bioróżnorodność”, Fundacja Kwietna, 2024.

² „Opportunities to enhance pollinator biodiversity in solar parks”, „Renewable and Sustainable Energy Reviews” vol. 145, lipiec 2021.

³ „Solar parks can enhance bird diversity in agricultural landscape”, „Journal of Environmental Management” vol. 351, kwiecień 2024.

Zwiększona różnorodność biologiczna na farmach fotowoltaicznych – pierwsze wnioski z pilotażu RWE



© Prawa zastrzeżone

— Brakuje kompleksowych krajowych badań o wpływie farm PV na bioróżnorodność. Dlatego RWE wprowadza pilotażowy projekt biomonitoringu swoich farm fotowoltaicznych; o motywacjach i przebiegu badania w rozmowie z [Anną Januszevską](#), Dyrektorem Zespołu Wsparcia i Ekspertyz, Krajowym koordynatorem ds. bioróżnorodności, RWE Renewables Polska

Teraz Środowisko: Jaka jest rola bioróżnorodności w strategii RWE i co dzieje się w tym temacie w Polsce?

Anna Januszevska: Zrównoważony rozwój jest podstawą naszej strategii rozwoju, dzięki której RWE jako globalny lider OZE wnosi znaczący wkład w sukces transformacji energetycznej i dekarbonizacji systemu energetycznego. Spółka zamierza osiągnąć zerowy poziom emisji netto do 2040 roku, a dążenie do pozytywnego wpływu na bioróżnorodność jest ważnym filarem tej strategii w portfolio lądowych farm wiatrowych oraz solarnych. RWE prowadzi pilotażowy projekt biomonitoringu, którego celem jest zbadanie w jaki sposób można stworzyć korzystne warunki dla zwiększania bioróżnorodności na terenach farm fotowoltaicznych. Ponieważ polskie ramy regulacyjne koncentrują się raczej na nieszkodzeniu bioróżnorodności, podejście RWE sięga jeszcze dalej.

TŚ: Jakie są założenia tego projektu? Jak długo on trwa? Czy znane są już pierwsze wnioski?

AJ: 1,5 roku temu rozpoczęliśmy badanie tego, w jaki sposób można stworzyć korzystne warunki dla zwiększania różnorodności biologicznej na terenach farm fotowoltaicznych. Biomonitoring obejmuje 20 jednomegawatowych (1MW) farm fotowoltaicznych (każda o powierzchni ok. 1 ha), zlokalizowanych w różnych częściach województwa wielkopolskiego, niegraniczących ze sobą. Oprócz tego wyznaczyliśmy „niezabudowane” obszary kontrolne – pola oraz łąki; badanie obejmuje więc tzw. trójkę: farma PV, łąka i pole. W 10 z 20 farm wprowadziliśmy dodatkowe działania na rzecz poprawy bioróżnorodności. Polegały one na tym, że wzdłuż ogrodzenia zasialiśmy pasy roślin kwitnących, usypaliśmy przemy piasku dla zapylaczy oraz położyliśmy kłody martwego drewna. Dodatkowo ustawiliśmy pojemniki na biomasę, żeby deponować pokos na miejscu (teren jest koszony regularnie dwa razy w roku).

Monitoring obejmuje faunę (owady, ptaki, gady, płazy, nietoperze i inne ssaki) oraz florę. Monitorujemy także temperaturę i wilgotność, oprócz tradycyjnych narzędzi takich jak lornetki, fotopułapki i rejestratory dźwięku, testujemy również kamery termowizyjne. Badania są prowadzone w ścisłej współpracy z naukowcami z Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu.

Pierwsze wnioski z badania są bardzo pozytywne. Okazuje się, że ogrodzony teren elektrowni słonecznych w sposób naturalny staje się pewnego rodzaju rezerwatem, który sprzyja rozwojowi

bioróżnorodności. Przykładowo – w strefie przy granicy z polem, pojawiają się owady, które żerują na pasożytach żywiących się uprawami rolniczymi (ta sama zależność występuje na miedzach polnych). Farmy fotowoltaiczne są dogodnym środowiskiem dla rozwoju wielu gatunków roślin i zwierząt. Roślinność na terenie elektrowni słonecznych jest podobna do tej występującej na łąkach (pod względem liczby gatunków) Brak typowych zabiegów rolniczych, takich jak częste koszenie, orka czy nawożenie, zapewnia owadom odpowiednie warunki do życia i rozwoju. Badania przeprowadzone przez naukowców potwierdzają również, że powierzchnie farm stanowią unikatową ostoję dla owadów, które znajdują tu stabilne warunki do rozwoju i zimowania, a wraz z nadejściem kolejnego sezonu mogą kolonizować okoliczne grunty rolne. Jest to również istotne dla produkcji rolnej – populacje owadów drapieżnych ograniczają występowanie szkodników na polach uprawnych. Pomiary potwierdzają, że jest to również niezwykle atrakcyjny obszar dla różnych gatunków ptaków.

TŚ: Badania jeszcze trwają, a szczegółowy zbiór danych z monitoringu podlega analizie naukowców. Jaki będzie kolejny krok?

AJ: Projekt zakłada co najmniej dwuletni monitoring, a analiza ogromu danych to czasochłonny proces.

Mimo iż fotowoltaika w Polsce jest rozwijana od lat, to wciąż brakuje przekrojowych i pełno sezonowych badań przyrodniczych z krajowego podwórka, które mogłyby stanowić rzetelne kompendium wiedzy przydatnej organom administracji publicznej. Zdarza się, że instytucje wydające decyzje środowiskowe, wyciągają wnioski na podstawie wybiórczych danych, co skutkuje rekomendacjami dla inwestorów, które nie są adekwatne do polskich warunków (w przestrzeni publicznej przywoływane są np. wyniki amerykańskich badań). Naszym celem jest wywołanie szerokiej dyskusji między przedstawicielami środowisk naukowych i inwestorami, która pozwoliłaby na uzyskanie szerokiego zakresu danych dotyczących zarówno fauny, jak i flory. Pozyskane dane muszą następnie zostać zinterpretowane w wiarygodny sposób. Już teraz widzimy, że program spełnia założenia pozyskania reprezentatywnych danych, o dużej wartości statystycznej. Po zakończeniu programu planujemy opublikować raport z wnioskami i rekomendacjami.

Rozmawiała **Katarzyna Zamorowska**



KOLEKTORY

— Zwrot z inwestycji w kolektory słoneczne przychodzi po kilku latach. Dlaczego wydają się być poza powszechnym horyzontem i dlaczego się w nim znajdują, mówi **Janusz Starościk**, prezes Stowarzyszenia Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych.

▼ WYWIAD

CZAS NA KOGENERACJĘ SŁONECZNĄ



© Prawa zastrzeżone



TERAZ ŚRODOWISKO: Jak podaje Solar Heat Europe, ciepło w Europie jest odnawialne tylko w 25%, co zapewnia głównie spalanie biomasy. Czy kolektory słoneczne znajdują tu swoje miejsce?

JANUSZ STAROŚCIK: Na pewno, choć obecne wyniki sprzedaży jeszcze tego nie potwierdzają. W 2023 r. na świecie było 560 GWth mocy zainstalowanych w kolektorach słonecznych, wzrost netto wyniósł 18 GWth, czyli ok. 3%. Spadki ukazują, że branża ciepłownicza nie jest tak silnym lobby jak elektroenergetyka. W ramach Solar Heat Europe przygotowujemy wytyczne w sprawie wykorzystania kolektorów słonecznych do ciepła procesowego i ciepłownictwa systemowego; w Polsce wiedza na ten temat jest niemal zerowa. Mimo to, z ankiet IEO wynika, że obecnie ponad 40 lokalnych przedsiębiorstw energetyki ciepłej (PEC) jest zainteresowanych wykorzystaniem kolektorów słonecznych jako elementów instalacji grzewczych. W lecie mogłyby pokrywać zapotrzebowanie na ciepłą wodę użytkową w całości lub w dużej części, w zimie stanowiłyby „doładowanie” ogrzewania, we współpracy z sezonowym magazynem ciepła – bo kolektory w zimie też działają, wbrew powszechnym przekonaniom. Mały magazyn ciepła o pojemności kilku/kilkunastu metrów sześciennych potrafi nagrzać się w krótkim czasie w zależności od konfiguracji instalacji. Świadomości brakuje.

TŚ: Widać zmiany?

JS: Do rozwoju, poza świadomością, potrzebna jest też kalkulacja ekonomiczna kosztów eksploatacji – słońce nie wystawia rachunków. Zero kosztów „paliwa” daje przy obecnych kosztach energii zwrot nawet po ok. 5-6 latach (kiedyś po 15 latach) w zależności od wielkości instalacji. A ceny nośników energii są raczej w dalszym ciągu niestabilne.

TŚ: Stałe ceny ciepła na minimum 20 lat ma zapewnić ciepło sieciowe ze słońca (ang. *solar district heating*). Korzysta z niego już ponad 300 miast Europy. Kiedy czas na Polskę?

JS: W tych 300 miastach są typowe instalacje ciepłownicze; jeśli wliczymy także wspomaganie systemów kolektorami jako dodatkowe wsparcie o mniejszej mocy, to będzie już ponad 600 miast. Trudno o konkretny horyzont czasowy dla naszego kraju. W Polsce problemem jest bariera administracyjna. Dla instalacji powyżej 70kW jest już potrzebny szereg pozwoleń, środowiskowych, administracyjnych itp. Zaproponowaliśmy stanowisko w sprawie przepisów środowiskowych i warunków technicznych, które uprościłoby ten proces i czekamy na reakcję Ministerstwa Klimatu i Środowiska. Strategia dla Rozwoju Ciepłownictwa ma być gotowa do końca roku, ale konieczne jest zatwierdzenie tekstu wstępnego KPEiK, bo do tego ma odnosić się strategia.

Mamy jednak pionierskie przykłady Lidzbarku Warmińskiego czy Opola. Widzimy tam kombinacje hybrydowe, a zatem najwłaściwsze podejście do wykorzystania energii odnawialnej. Należy to wyraźnie podkreślić: OZE między sobą nie są konkurencją, a wspierają się nawzajem – tylko taka optyka sprzyja zmniejszeniu kosztów pozyskania energii w dobre wahania jej cen oraz gwarantuje bezpieczeństwo energetyczne na poziomie lokalnym.

Widać coraz szerszy rozwój PVT, czyli „kogeneracji słonecznej”, z wykorzystaniem kolektorów słonecznych i PV na jednej powierzchni. Z powierzchni kolektora hybrydowego PVT czerpiemy zarówno energię elektryczną, jak i ciepło, w stosunku 1:3 (na jednostkę uzyskujemy trzy razy więcej ciepła niż energii elektrycznej). Panele się nadmiernie nie nagrzewają, bo odzyskiwane ciepło jest wykorzystywane od ogrzewania, a moduły PV są chłodzone instalacją powrotną i sprawność układu jest dzięki temu większa.

„Czas na Polskę” przyjdzie, gdy zmienimy także podejście do

**5-6 lat
czas zwrotu
z inwestycji
w kolektory**



© Prawa zastrzeżone ...

dofinansowań. Obecne programy pomocowe psują rynek. W swoim stanowisku SPIUG podkreśla, by nie dofinansowywać użytkownika końcowego w tak wysokim stopniu jak teraz, ale w ramach tej samej puli pieniędzy wspierać wytwórców europejskich. Promowany powinien być także efekt końcowy, czyli uzysk ciepła i do niego przyporządkowane wsparcie, a nie samo urządzenie (które może pochodzić spoza UE i być dofinansowywane z funduszy europejskich). Możliwe jest opracowanie mechanizmu gwarantującego, że producenci – otrzymując dotacje – nie będą podwyższali cen przy utrzymaniu właściwego zysku. Co istotne – przy stałym odbiorze produkowanych urządzeń, spadłyby koszty produkcji.

TŚ: Na ile możemy jeszcze rozmawiać o perspektywach rozwoju, gdy w Polsce rynek w 2023 r. skurczył się o 38%? Czy to już koniec kolektorów ciepła nad Wisłą?

JS: Nie! Owszem, dwa lata temu sprzedawaliśmy ponad 300 tys. m², a teraz 2,5x mniej. W pierwszym półroczu 2024 r. mamy 55% spadku. Trzeba jednak wiedzieć, z czego to się bierze. Powodem takiej sytuacji, jest struktura sprzedaży – kolektory słoneczne były pierwszą ofiarą szerokiego stosowania wsparcia finansowego dla konkretnej technologii, co – jak widać – jest błędem, niestety powtarzanym do tej pory. Błąd w założeniach polega na przekonaniu, że kolektor opłaca się wtedy, kiedy jest dofinansowanie. Moglibyśmy przejść już przecież na daily-business; na tę samą błędną ścieżkę trafiła teraz fotowoltaika i pompy ciepła: „musi być dofinansowanie”, bo inaczej nie będzie sprzedaży.

Druga sprawa – mamy grupę instalatorów szybko przyuczonych, często w bardzo niewystarczającym stopniu, ale bez technicznych umiejętności. A jak zabiera się za to ktoś z brakami w umiejętności, to efektem są błędnie dobrane i wykonane instalacje. Mamy też wielu architektów czy projektantów, którzy nie słyszeli nigdy o kolektorach

lub z braku wiedzy fachowej boją się dotykać tego tematu. Oczywiście są też ograniczenia, a instalacja kolektorów nie wszędzie jest sensowna. Trzeba mieć miejsce na bufor ciepła, ekspozycję dachu południową i brak jego zacienienia w ciągu roku (w tym w zimie) oraz dobrze dobrać instalację.

TŚ: Kiedy odbicie?

JS: Myślę, że w ciągu dwóch lat, sądząc po ilości zapytań. Mówi się o domach jednorodzinnych i wielorodzinnych, kilku przedsiębiorców pyta o ciepło procesowe, żeby obniżyć koszty produkcji. Nie należy promować kolektorów słonecznych na siłę – niech rynek ruszy stabilnie i rośnie konsekwentnie, niech pojawi się wzrost o 20-30%, za to z jakościowymi instalacjami, które będą dobrym ambasadorem technologii, pokazującym, że to się opłaca.

TŚ: Jak zapatruje się Pan na ostatnią propozycję KPEiK w kontekście większej ilości ciepła z OZE?

JS: W piątek, 6 września 2024 r., odbyła się w MKiŚ prezentacja założeń KPEiK. Ze strony Ministerstwa padła deklaracja poważnych konsultacji tego dokumentu, ale w dalszym ciągu nie znamy tekstu, który ma liczyć podobno 600 stron, więc za wcześniej na jakiegokolwiek opinie. Trzymamy jednak MKiŚ za słowo, że transformacja ciepłownictwa i ogrzewnictwa w kierunku jego zazielenienia będzie potraktowana poważnie, ale także w taki sposób, żeby to było realizowane konsekwentnie, ze zwróceniem uwagi na zrównoważenie w procesie transformacji, żeby nie zagrozić bezpieczeństwu odbiorców zaopatrzenie w ciepła i nie spowodować skokowego wzrostu kosztów ogrzewania do nieakceptowalnych przez odbiorców poziomów. ①

**Promowany
powinien być
efekt końcowy,
czyli uzysk
ciepła**

Rozmawiała **Marta Wierzbowska-Kujda**

KOLEKTORY

DEKARBONIZACJA

SŁONECZNA TRANSFORMACJA.

SYSTEMY SHIP ROZWIĄZANIEM DLA PRZEMYSŁU

— W trudnej misji dekarbonizacji przemysłu, energetyka słoneczna może okazać się przydatnym rozwiązaniem. Potencjał tkwi nie tylko w fotowoltaice, ale i w bezpośrednim zastosowaniu ciepła ze słońca do procesów przemysłowych. / SZYMON MAJEWSKI

Dekarbonizacja przemysłu, ważna m.in. ze względu na rosnące znaczenie raportowania ESG oraz konkurencyjności klimatycznej, może opierać się m.in. na tzw. cieple słonecznym dla procesów przemysłowych (ang. *Solar Heat for Industrial Processes* – SHIP). Jak przekonuje Solar Heat Europe, rozwiązanie tworzy „obiecujący” i rosnący segment rynku, z zastosowaniem zwłaszcza w procesach nisko- i średniotemperaturowych. Przykładowe obszary to m.in. branża tekstylna, gdzie ciepło słoneczne może przydawać się do prania lub farbowania, ale także górnictwo z potencjałem wykorzystania energii ze słońca w ługowaniu. O gotowych do wprowadzenia na rynek technologiach SHIP czytamy też w raporcie opracowanym przez Stowarzyszenie Producentów i Importerów Urządzeń Grzewczych na podstawie danych Międzynarodowej Agencji Energii (IEA)¹. Nieskoncentrowane kolektory mogą pracować w temperaturach do 150 st. C, natomiast skoncentrowane – do 400 st. C. – *Zastosowania energii słonecznej w jeszcze wyższych temperaturach są w fazie rozwoju* – głosi raport.

116 nowych systemów

Jak piszą eksperci, w 100% zielona energia z technologii SHIP może być produkowana po stałych kosztach przez co najmniej 20 lat, a o ich rynkowej atrakcyjności ma decydować zastosowanie w systemach hybrydowych, obok takich technologii jak panele fotowoltaiczne, pompy ciepła czy magazynowanie energii. – *Ze względu na niskie zapotrzebowanie na surowce krytyczne i wysokie wskaźniki recyklingu, SHIP wyróżnia się jako kluczowy element całłościowego rozwiązania grzewczego* – głosi raport. Systemy ma cechować elastyczność, a ich powierzchnia jest ok. 2-3 razy mniejsza niż systemów PV (jak stwierdzają eksperci, „w przypadku zastosowań przemysłowych ta systemowa przewaga jest znacząca”). Z najnowszej odsłony corocznego podsumowania rynku ciepła słonecznego, przygotowanej przez IEA², dowiadujemy się, że w 2023 r. na świecie zainstalowano co najmniej 116 nowych systemów SHIP o łącznej mocy 94 MW, przy globalnej liczbie co najmniej 1209 systemów o mocy 951 MW (dane z marca 2024 r.). Jedną z powstałych w ubiegłym roku instalacji SHIP otwarto w hiszpańskiej Sewilli w browarze Heinekena; z mocą 30 MW stała się ona

największym systemem SHIP w Europie. Oczekiwany roczny uzysk energii słonecznej w zakładzie to 35 tys. MWh. Zużycie gazu wskutek postawienia na nową technologię może zmniejszyć się o ponad 60%, natomiast emisje gazów cieplarnianych o niemal 700 ton ekw. CO₂ rocznie. W marcu 2024 r. Heinekenowi w Hiszpanii przybył kolejny system ciepła słonecznego dla procesów przemysłowych. Instalacja w Walencji stanowi największe na świecie źródło ciepła zbudowane w oparciu o tzw. soczewki Fresnela i składa się ze 182 modułów. Przykłady zastosowania ciepła słonecznego w browarach z ubiegłego roku pochodzą także z Bari we Włoszech, gdzie na inwestycję zdecydowała się Birra Peroni oraz z greckich Salonik.

330 MW w Omanie

Największy europejski system SHIP pozostaje w tyle za globalnym liderem, którym jest system Miraah w Omanie, zasilający ciepłem ze słońca pola naftowe Amal. Moc zainstalowana w tej nietypowej współpracy OZE z przetwarzaniem paliw kopalnych wynosi 330 MW. Co do Europy, według raportu IEA, 2023 r. był momentem szczególnego rozkwitu systemów wykorzystujących ciepło słoneczne do procesów przemysłowych. Ich liczba zwiększyła się o 90% (77 nowych instalacji), a moce zainstalowane o 792% (77,1 MW). Na czoło wysunęła się Hiszpania (59 MW), po której nastąpiły Holandia (29 MW) i Francja (28 MW).

Spytana o potencjał ciepła słonecznego w polskich warunkach, analityczka ds. polityki klimatyczno-energetycznej w Instytucie Reform Klaudia Janik, mówi, że kolektory słoneczne oraz pompy ciepła mogą przyczynić się do dekarbonizacji procesów przemysłowych do 100 st. C. – *Chodzi m.in. o zakłady z branży spożywczej czy kosmetycznej. Należy jednak pamiętać, że dostępność promieniowania słonecznego zmienia się w czasie, a zapotrzebowanie na ciepło procesowe ma charakter ciągły, dlatego pompy ciepła zintegrowane z kolektorami słonecznymi powinny móc wykorzystywać jako dolne źródło ciepła także grunt czy ciepło odpadowe* – dodaje ekspertka.

Co do gałęzi przemysłu wykorzystujących wyższe temperatury, Janik diagnozuje, że polski rynek nie dojrzał jeszcze do ekonomicznej opłacalności stosowania energii słonecznej. – *W porównaniu np. z gazem nie jest to jeszcze konkurencyjne* – stwierdza. **1**

¹ „Energia słoneczna do procesów przemysłowych (SHIP)”, SPIUG, 2024.

² „Solar Heat Worldwide edition 2024”, IEA Solar Heating & Cooling Programme, 2024.

30 MW
– moc największego
systemu
słonecznego ciepła
przemysłowego w
Europie

DEKARBONIZACJA OGRZEWNICTWA. NOWA SZANSA DLA KOLEKTORÓW?

— Choć kolektory słoneczne wydają się być technologią zapomnianą, EU ETS2 może pozwolić im o sobie przypomnieć. Czy Polska wykorzysta potencjał tkwiący w kolektorach, stając się przy tym ich czołową eksporterką oraz krajem o większej niezależności energetycznej?

/ DOMINIKA GÓRA

– Sektor ogrzewnictwa jest najbardziej zaniedbanym obszarem polskiej energetyki – pozbawiony strategii, planu, celów wpisujących się w interes państwa i obywateli – piszą autorzy raportu „Czysta i tania energia w polskich domach. Jakich zmian potrzebujemy?” przygotowanego przez Forum Energii. Według analizy, opłaty za energię elektryczną i ciepło są, zaraz po żywności, najbardziej obciążającymi budżety polskich rodzin. W 2022 r. pochłaniały ok. 11,4% wydatków przeciętnego gospodarstwa domowego. Dodatkowo, stworzony w ramach pakietu Fit for 55 nowy system handlu uprawnieniami do emisji w sektorze budynków i transportu samochodowego ma zwiększyć koszty gazu, węgla i ropy o cenę zakupu uprawnień do emisji CO₂. EU ETS2, bo o nim mowa, ma wejść w życie w 2027 lub 2028 r. Koszt ogrzewania węglem może wzrosnąć wtedy o ok. 53%, co przekłada się na zwiększenie opłat z 3,5 tys. zł do 5,4 tys. zł rocznie (zakładając przeciętne zużycie węgla 3,5 t i koszt 1 tony na poziomie 1 tys. zł). Im dłużej będzie obowiązywał ETS 2, tym więcej trzeba będzie płacić za węgiel – lub tym szybciej wymienić źródło ogrzewania na bardziej efektywne. W przypadku ogrzewania mieszkań i domów gazem ziemnym wzrost kosztów będzie zauważalny – ma on wynieść ok. 17% (w stosunku do cen zamrożonych w roku 2023, utrzymujących się na poziomie 73 zł/hj). W 2030 r. opłaty mają być większe już o 80%.

9 mln ton węgla i 4,6 m³ gazu ziemnego rocznie

Dotychczasowa wymiana źródeł ciepła w polskich domach wynikała w dużej mierze z motywacji związanych z poprawą jakości powietrza – skupiano się dotychczas głównie na likwidacji pieców na paliwa stałe oraz kotłów pozaklasowych. To, zdaniem Forum Energii, podejście zbyt wąskie. – Tymczasem, ogrzewnictwo indywidualne odpowiada za ok. 10% krajowych emisji CO₂. Co więcej, jest też sektorem potężnie uzależniającym nas od importu – na potrzeby ogrzewnictwa spalamy ponad 9 mln ton węgla i 4,6 m³ gazu ziemnego rocznie, a znaczna część tych paliw jest importowana – przekazuje think-tank. W innej publikacji Forum Energii, „Przyszłość bez gazu i węgla. Strategia dla sektora ciepła”, podkreślono

ogrom ryzyka, jakie wiąże się z opieraniem krajowej strategii energetycznej na imporcie surowców; dotykający także Polskę kryzys energetyczny oraz wywołana przez Rosję wojna w Ukrainie, są na to dobitnym dowodem – w raporcie przypomniano, że fundamentem bezpieczeństwa energetycznego jest odchodzenie od importowanych paliw kopalnych. W 2021 r. ilość importowanego węgla, który trafił do indywidualnych odbiorców, wyniosła 7,1 mln ton.

95% węgla mniej?

Twórcy raportu przekonują, że między innymi dzięki użyciu kolektorów słonecznych w sektorze ogrzewnictwa indywidualnego, za sześć lat zapotrzebowanie naszego kraju na węgiel może zostać ograniczone o 95%, a na gaz o 60%. – Technologia kolektorów słonecznych umożliwia produkcję ciepła bez potrzeby spalania importowanych paliw, takich jak gaz ziemny czy węgiel. Dzięki temu gospodarstwa domowe stają się mniej narażone na wahania cen na globalnych rynkach. Z perspektywy krajowej oznacza to zwiększenie niezależności energetycznej – tłumaczy nam Piotr Kleinschmidt, dyrektor Programu Ciepłownictwo w Forum Energii.

Z omawianej analizy wynika, że dziś kolektory słoneczne dostarczają 3 PJ ciepła, czyli mają 0,6% udziału w całkowitych dostawach w ogrzewnictwie. Według prognoz Forum Energii, technologia może się dynamicznie rozwijać, a jej udział wzrośnie do 31 PJ (10% dostaw ciepła) do 2034 r. Kolektory słoneczne nie muszą działać w pojedynkę; dobrym rozwiązaniem mogą okazać się hybrydowe instalacje grzewcze – możliwa jest współpraca kolektorów np. z pompami ciepła lub kotłem gazowym. Żeby prognozowany scenariusz mógł się spełnić, znacznemu pobudzeniu będzie musiał ulec kolektorowy rynek. – Do 2030 r. średnioroczna sprzedaż powinna wzrosnąć do 1,9 mln m²/rok (ok. 130 tys. instalacji), co oznacza prawie dziesięciokrotny wzrost w stosunku do ubiegłych lat (111-310 tys. m²). W latach 2031-2040 średnioroczna sprzedaż wyniesie 534 tys. m² (42 tys. instalacji), a w latach 2041-2050 – 312 tys. m² (35 tys. instalacji) – twierdzi think-tank. ❶



TRENDY

— Dziś zapadają decyzje rozstrzygające o rozwoju rynku PV oraz polskiej gospodarki na kolejne dekady. O możliwych mocach i trendach w branży fotowoltaicznej mówi **Ewa Magiera**, prezes Polskiego Stowarzyszenia Fotowoltaiki.

▼ WYWIAD “

ZAPOWIEDZI NAZBYT OSTROŻNE”

© Prawa zastrzeżone



TERAZ ŚRODOWISKO: 29 GW mocy w fotowoltaice w sześć lat (za KPEiK) to cel ambitny czy niewystarczający?

EWA MAGIERA: Przede wszystkim cieszymy się, że rząd wreszcie zaczyna uchylać rąbka tajemnicy na temat swojej wizji przyszłości polskiej energetyki i próbuje podjąć dialog z interesariuszami. Z naszej perspektywy, dokumenty strategiczne takie jak Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimat czy Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., to podstawowe punkty odniesienia w analizach przedsiębiorców już działających na rynku OZE, jak również tych, którzy dopiero rozważają zaangażowanie w zieloną transformację. Dlatego tak ważne jest ich bieżące aktualizowanie.

Jeżeli chodzi konkretnie o zapowiedzi dotyczące dynamiki wzrostu przewidywanych mocy zainstalowanych dla PV, to wydają się one nazbyt ostrożne i wciąż dalekie od uwzględnienia realiów rynkowych. Na przykład PSE SA, które z oczywistych względów mają najlepsze możliwości monitorowania dynamiki przyrostu nowych mocy, przewidują w 2030 r. ponad 50 GW w PV. Już obecnie ok. 32 GW mocy fotowoltaicznych uzyskało warunki przyłączenia. W lutym 2023 r. BloombergNEF zaprezentował scenariusz RRS (ang. *Restricted Renewables Scenario*) transformacji energetycznej Polski, wedle którego w 2040 r. łączna moc PV osiąga 83 GW. Z kolei w raporcie „Polska prawie bezemisyjna” fundacja InStrat

wskazuje, że w perspektywie tego samego roku moc instalacji PV mogłaby przekroczyć 58,8 GW.

Wszystko zależy od skali popytu na zieloną energię, który z pewnością będzie dynamicznie rósł. Wciąż jesteśmy dopiero na początku elektryfikacji przemysłu, a „w kolejce” czekają inne wielkie branże – rolnictwo, transport czy ciepłownictwo.

Bez ich „zazielenienia” przy pomocy OZE polska gospodarka straci konkurencyjność na międzynarodowych rynkach – zarówno jeśli chodzi o przyciąganie inwestycji, jak i eksport rodzimych towarów. Chociażby w rolnictwie widzimy duży potencjał dla modeli agroPV, łączących produkcję rolną z produkcją energii. Wykorzystanie tych szans rozwojowych zależy w dużej mierze od likwidacji przez rządzących wielu zbędnych barier i ograniczeń regulacyjnych, które osłabiają nas w konkurencji z innymi państwami UE. Liczymy, że rządzący uwzględnią te okoliczności w swoich planach. Dzisiejsze decyzje mogą rozstrzygnąć o rozwoju polskiej gospodarki przez najbliższe dekady. Pamiętajmy

także o kontekście geopolitycznym – im więcej OZE, tym mniejsze uzależnienie od importu węgla i gazu oraz tym większa odporność systemu elektroenergetycznego na różnego rodzaju kryzysy. Zielone źródła wydatnie przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa dostaw energii dla odbiorców.

32 GW
Tyle mocy PV
uzyskało warunki
przyłączenia





© GENIUSKY - STOCKADOBECOM

TŚ: Jakie miejsce ma szansę zająć w tych mocach agrowoltaika?

EM: Agrowoltaika w Polsce ma bardzo duży potencjał. Mamy sporo terenów rolniczych, na których mogłyby powstawać instalacje agroPV, a nasze rolnictwo stoi przed wyzwaniem, jakim jest elektryfikacja i raportowanie ESG (które nie dotknie rolnictwa bezpośrednio, ale wzmocni pozycję producentów bardziej „zielonych”). Badania naukowe i doświadczenia z funkcjonujących już instalacji pokazują, że panele słoneczne zadaszające uprawy chronią przed nadmiernym nasłonecznieniem, wiatrem i gradem, a także zapobiegają erozji gleb, co bezpośrednio wpływa na wyższą jakość plonów; jest to szczególnie cenne w dobie rosnącego kryzysu klimatycznego i częstych susz. Ponadto, wielorakie użytkowanie przestrzeni na potrzeby produkcji energii odnawialnej oraz produkcji rolnej umożliwi rolnictwu sprostanie założeniom dekarbonizacji i przyczyni się do obniżenia śladu węglowego, co uczyni je bardziej zrównoważonym i konkurencyjnym na arenie międzynarodowej. Nie możemy jednak rozwijać agrowoltaiki bez sprzyjającego prawa. Obecnie posadowienie konstrukcji fotowoltaicznych nad uprawą oznacza zmianę przeznaczenia gruntu i brak dopłat do ziemi. Aby agrowoltaika mogła się rozwijać, niezbędne jest umożliwienie dualnego wykorzystywania ziemi – zarówno do działalności rolniczej, jak i produkcji prądu. Między innymi o tym będziemy rozmawiać na listopadowej Konferencji AgroPV.

**Aby
agrowoltaika
mogła się rozwijać,
niezbędne jest
umożliwienie
dualnego
wykorzystywania
ziemi**

TŚ: Jakie są najważniejsze dziś trendy technologiczne w fotowoltaice? Który z nich będzie kluczowy w najbliższym roku?

EM: Tak wspomniana agrowoltaika, jak i floating PV, są w Europie silnymi trendami, ponieważ idealnie wpisują się w ideę zrównoważonego rozwoju i szersze spojrzenie na gospodarkę. Nieustanny postęp technologiczny sprawia, że panele PV są wydajne, a jednocześnie coraz tańsze. Na rynku mamy panele – ale przezroczyste, cienkowarstwowe, elastyczne, integrowalne z powierzchnią budynków. Na pewno dużo będziemy słyszeć o perowskitach i wykorzystaniu technologii AI, choćby w obszarze produkcji czy konserwacji paneli.

TŚ: W jakich obszarach technologicznych Polska ma jeszcze szansę na przewagi konkurencyjne i wysoki local content?

EM: Wiele polskich firm zajmuje silną pozycję w europejskim łańcuchu dostaw – są to przede wszystkim producenci konstrukcji wsporczych i komponentów. Mamy bardzo mocnych graczy w obszarze recyklingu fotowoltaiki, który obecnie pozwala na ponowne wykorzystanie 100% surowców odzyskanych z paneli. Przy tak dynamicznie działającym rynku PV, nasze firmy mają duży potencjał, by dalej się rozwijać. ①

Rozmawiała **Marta Wierzbowska-Kujda**

TRENDY

GOZ

Z CZEGO TWORZYĆ FOTOWOLTAIKĘ? SUROWCE KRYTYCZNE Z RECYKLINGU I NIE TYLKO

— Przeciętna żywotność paneli fotowoltaicznych wynosi ok. 20-25 lat. Materialne zaplecze energetyki słonecznej mierzy się z wyzwaniami surowcowymi i krok po kroku zmierza w stronę gospodarki cyrkularnej. / SZYMON MAJEWSKI

Zgodnie z tzw. dyrektywą WEEE¹, wprowadzającą panele fotowoltaiczne na rynek muszą ponosić koszty ich zbiórki i recyklingu. Obowiązek poddania odzyskowi dotyczy co najmniej 85% powstałych odpadów; ponownemu użyciu i recyklingowi obligatoryjnie podlega 80% z nich. Polskie ustawodawstwo implementujące dyrektywę² zalicza odpady po panelach do tej samej wielkogabarytowej kategorii, co odpady powstałe ze sprzętu AGD czy komputerów. Jak mówi prof. dr hab. inż. Barbara Tora z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, pełniąca funkcję przewodniczącej rady naukowej firmy Zloop Tech, globalny rynek recyklingu paneli fotowoltaicznych rośnie. – Według raportu Research & Markets "Europe Solar Panel Recycling Market 2020-2027" przy skumulowanej rocznej stopie wzrostu ok. 13%, w 2027 r. jego wartość wyniesie 333,8 mln dol. Jest on zdominowany przez Europę, która osiągnęła najwyższy udział 45,5% już w 2019 r. – wyjaśnia naukowczyni.

CRMA: co najmniej 25% surowców z recyklingu

Panele słoneczne w 76% składają się ze szkła, a ich 10% stanowią polimery; 8% to aluminium, 5% krzem, a 1% miedź, przypomina prof. Tora. Trzy ostatnie z nich trafiły na listę 17 surowców strategicznych i 34 surowców krytycznych, wchodzących w zakres tzw. Critical Raw Materials Act (CRMA) – unijnego rozporządzenia mającego na celu wzmocnienie europejskiej suwerenności w obszarze surowców kluczowych dla cyfrowej i zielonej transformacji. W komunikacie wydanym po przyjęciu dokumentu w marcu br. Rada UE wymieniła sektor energetyki odnawialnej jako jeden z wymagających surowców krytycznych i strategicznych. Kluczowe postanowienia CRMA mówią o pozyskiwaniu z własnych zasobów geologicznych co najmniej 10% z przetwarzania co najmniej 40%, a z recyklingu 25% wielkości zużywanych surowców strategicznych do 2030 r. – Rozporządzenie to szansa na wsparcie dla inwestycji w istniejące już zakłady recyklingu. Wzrost podaży wysokiej jakości surowców wtórnych może pobudzić europejską produkcję fotowoltaiki, zdominowaną według raportu IEA w ponad 70% w 2022 r. przez dostawców z Chin – mówi prof. Joanna Kulczycka z AGH, prezes Klastra Gospodarki Odpadami i Recyklingu (KGCIr).

Do 2 tys. ton paneli rocznie

Jak zauważa prof. Tora, w procesie recyklingu paneli odzyskuje się ok. 90% materiału; reszta może zostać poddana innym procesom odzysku lub zostać użyta do wytwarzania produktów ubocznych. – Zużyte lub uszkodzone instalacje mogą posłużyć jako źródło cennych surowców; poza krzemem także aluminium czy szkła, a nawet metali szlachetnych takich jak srebro – dodaje. Instalowana właśnie³ linia ZLoop Tech w zakładzie recyklingu w Łodzi ma być zdolna do przetwarzania 2 tys. ton paneli rocznie. Wzrost poziomów recyklingu podniesie poziom polskiej i europejskiej samowystarczalności w zakresie surowców krytycznych nie tylko w przypadku paneli fotowoltaicznych, ale i pozostałych zielonych technologii (przykładu dostarczają m.in. podmioty zgromadzone w KGCIr, np. wielokrotnie nagradzana za innowacyjne rozwiązania Polska Korporacja Recyklingu z Lublina). Prof. Kulczycka wspomina o pomyślnym odzyskiwaniu aluminium, cynku i ołowiu – przekonuje jednak, że stać nas na jeszcze więcej.

Nie tylko surowce krytyczne

– Projekty badawcze wspierane przez fundusze UE i NFOŚiGW dotyczą nie tylko pozyskiwania surowców krytycznych ze źródeł pierwotnych i wtórnych, ale i poszukiwania ich substytutów – mówi prof. Joanna Kulczycka. Podpowiadane kierunki rozwoju, które mogą przewyższyć zależność energetyki słonecznej od surowców krytycznych, są opracowywane w Polsce. Ekspertka wymienia technologie perowskitowe, opracowane przez Olę Malinkiewicz z firmy Saule Technologies, a także pozyskiwane z bioodpadów grafenowe kropki kwantowe, których koncepcję przygotowano na Politechnice Łódzkiej. – To potencjalnie rewolucyjne narzędzia, które mogą zmienić procesy produkcyjne fotowoltaiki – szczególnie w kontekście zapotrzebowania na surowce krytyczne – ocenia naukowczyni. Aby spełnić wymóg pozyskiwania 10% surowców z własnych zasobów, Europę czekają inwestycje w nowe zakłady wydobywcze. Zagadnienie surowców krytycznych, których znaczenie rośnie wraz z odchodzeniem od paliw kopalnych, dostrzega także Międzynarodowa Agencja Energii (IEA)⁴. W publikacji z sierpnia 2024 r. porusza ona kwestię budujących zrównoważone łańcuchy dostaw partnerstw międzyrządowych. ①

¹ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2012/19/UE z 4 lipca 2012 r. w sprawie zużytego sprzętu elektrycznego i elektronicznego (WEEE), znowelizowana pod kątem zakresu czasowego dyrektywą 2024/884 z 13 marca 2024 r.

² Ustawa z 11 września 2015 r. o zużytym sprzęcie elektrycznym i elektronicznym.

³ W trzecim kwartale 2024 r.

⁴ "Can government partnerships support responsible and reliable critical mineral supply chains?" [dostęp: 03.09.2024].

Carporty fotowoltaiczne – zagospodaruj teren i produkuj własną energię



© Prawa zastrzeżone

— Carport pokryty panelami fotowoltaicznymi chroni pojazdy przed wpływem warunków atmosferycznych jednocześnie przekształcając energię słoneczną w prąd elektryczny. O drodze od projektu do realizacji mówią dyrektor ds. rozwoju **Sebastian Ziemniak** (na zdjęciu z prawej) i projektant **Aleksander Świst** (z lewej) z firmy Tiga-Cynk.



© Prawa zastrzeżone

Teraz Środowisko: Produkcja carportów to stosunkowo nowa gałąź produkcji w Tiga-Cynk. Skąd pomysł na taką działalność?

Sebastian Ziemniak: Rzeczywiście, podstawową działalnością Tiga-Cynk Sp. z o.o. jest świadczenie usług w zakresie cynkowania ogniowego oraz produkcji ocynkowanych bednarek i drutów odgromowych. W 2022 roku. rozpoczęliśmy pracę nad konstrukcją wsporczą typu Carport pod panele fotowoltaiczne.

Aleksander Świst: Pomysł na produkcję tych konstrukcji w Tiga-Cynk był swego rodzaju ucieleśnieniem przyszłości „potrzeba matką wynalazków”. Zbliżający się koniec umowy na dostawę energii elektrycznej dla zakładu i wizja nowych stawek wymusił na nas rozważania nad ochroną spółki przed znacznym zwiększeniem kosztów. Sytuacja ta zbiegła się w czasie z powiększeniem terenu zakładu o dodatkową powierzchnię przeznaczoną na parking dla pracowników. Pojawił się pomysł aby wykorzystać ten teren jako instalację produkującą energię elektryczną na cele zakładu nie redukując jednocześnie możliwości postoju pojazdów.

Zadaszenie zakładowego parkingu panelami PV według wycień było skutecznym sposobem na redukcję kosztów energii elektrycznej a z uwagi na fakt iż wyprodukowana energia w 100% podlega autokonsumpcji, czas zwrotu tej inwestycji wyszedł na poziomie 7 lat a dodatkowo zwiększył wartość nieruchomości co pokazało dodatkowe korzyści z tej inwestycji. Mając to doświadczenie zdecydowaliśmy, że Carporty są produktem wartym rozszerzenia oferty spółki i kontynuacji pracy nad jego ciągłym ulepszaniem. Nasza nabyta wiedza pozwala wskazać klientowi wady i zalety tych rozwiązań. Każde zapytanie analizujemy w taki sposób, aby zaoferowane rozwiązanie było dostosowane do indywidualnych potrzeb celem odpowiedniego wyskalowania wielkości instalacji.

TŚ: Jakie korzyści daje to rozwiązanie?

AŚ: Zastosowanie carportów na parkingach niesie ze sobą wiele korzyści. Najistotniejszą z nich jest możliwość wytwarzania energii elektrycznej na powierzchni parkingowej, bez utraty jej podstawowej funkcji jako miejsca postojowego.

Carporty dodatkowo chronią pojazdy przed warunkami atmosferycznymi takimi jak słońce, śnieg, grad i deszcz. Konstrukcja umożliwia zamontowanie systemu odprowadzającego wodę do kanalizacji deszczowej lub zbiornika retencyjnego z przeznaczeniem do wykorzystania przez użytkownika.

TŚ: Czy carporty to wciąż nowinka technologiczna, czy już stały trend zagospodarowania wolnego terenu?

SZ: Zauważamy, że zainteresowanie tego typu rozwiązaniami stale rośnie i mamy świadomość tego jak wiele firm ma w swojej ofercie konstrukcje pod panele fotowoltaiczne. Większość oferentów ogranicza się wyłącznie do sprzedaży konstrukcji, a nabywca musi zadbać o całą resztę we własnym zakresie. To, co wyróżnia ofertę Tiga-Cynk, to jej kompleksowość – od fazy projektowej, poprzez produkcję, a na fazie wykonawczej kończąc. Dodajmy też, że oczekiwania klientów są takie, by montaż był ograniczony w czasie i przestrzeni. Dlatego większe inwestycje wykonujemy etapami. Dzięki temu niedogodności związane z prowadzeniem prac montażowych na użytkowanym parkingu ograniczone są do wydzielonego obszaru a jego niedostępność relatywnie krótka.

TŚ: A propos, jak długi jest termin realizacji – od zamówienia, do dostarczenia na miejsce przeznaczenia dla klienta?

AŚ: Realizowane kontrakty są zwykle dużymi projektami wymagającymi indywidualnego podejścia odnośnie projektu jak również planowania całości realizacji. W praktyce wygląda to tak, że po podpisaniu umowy zanim teren zostanie nam przekazany do montażu my jesteśmy gotowi rozpocząć montaż konstrukcji. Jednym z efektów naszych prac jest potwierdzona w praktyce inwestycja u jednego z naszych cenionych klientów, oddana w sierpniu 2024 r. w postaci kompleksowej budowy konstrukcji wsporczej typu Carport na parkingu. Inwestycja ta zapewnia zadaszenie dla około 140 miejsc postojowych oraz generuje moc paneli fotowoltaicznych na poziomie 450 kWp.

TŚ: Dla kogo skierowana jest oferta Tiga-Cynk?

SZ: Tiga-Cynk oferuje możliwość przekształcenia parkingów na terenach przemysłowych, handlowych, szpitalnych i publicznych w efektywne jednostki produkujące energię elektryczną oraz zapewniające ochronę pojazdu przed skutkami warunków atmosferycznych. Koncentrujemy się głównie na dużych inwestycjach ale obsługujemy także najbardziej popularne, z uwagi na brak potrzeby uzgodnień z dystrybutorem sieci, instalacje o mocy do 50kWp. W zależności od wybranego przez klienta modelu carportu, czas wymagany na wykonanie fundamentów oraz postawienie kompletnej konstrukcji stalowej, gotowej do montażu paneli, wynosi 2-5 dni. Termin realizacji uzależniony jest również od bieżącego obciążenia produkcyjnego firmy.

Rozmawiała Katarzyna Zamorowska

<https://www.tiga-cynk.pl/>

Więcej
w wywiadzie
on-line



AGROWOLTAIKA

TRENDY

POTENCJALNY ZYSK POLICZONY

— Tylko 1% oznaczonych na mapie Europy projektów agrowoltaicznych znajduje się w Polsce. Tymczasem zysk z APV połączonej z uprawą pszenicy w naszym kraju może być znaczący. / MARTA WIERZBOWSKA-KUJDA

Mapa projektów agrowoltaicznych (APV) w Europie, dostępna od maja br. na stronach AgriSolar Europe, przedstawia już ponad 200 instalacji o łącznej mocy 28 GW. Oznaczono na niej tylko dwa polskie punkty – fotowoltaikę zintegrowaną z uprawą czosnku w Zgorzelcu oraz PV z trakerami przy pasiece Wielka Wieś – nastawione na wzmacnianie różnorodności biologicznej łąk. Pierwsza o mocy 49 MW, druga – 4,9 kW. W Zgorzelcu oceniono, że nawet 80% sadzonek urosło i zwiększyło swój plon. Pod kątem łącznych mocy to dość skromny początek, choć nowe projekty są już zapowiadane, m.in. Corab ogłosił chęć postawienia 1 GW w agrowoltaice. Raport IEO wskazuje, że 6% firm z rynku fotowoltaicznego planuje inwestycje w APV. Zważywszy, że 35% z nich wskazało, że „można mówić o przesyleniu rynku” fotowoltaicznego, zwrot w kierunku APV wkrótce może być silniejszy. Większe może być również zainteresowanie samych rolników, którzy nie tylko mierzą się ze skutkami zmian klimatu (APV oferuje mitygację w terenie), ale też koniecznością dekarbonizacji ze względów raportowania śladu węglowego (APV pomaga go zredukować). Na razie jednak Polska, spożywczy potentat Europy, prezentuje 1% punktów na mapie.

Czy to się opłaca?

Sierpniowa analiza think-thanku Ember podaje odpowiedź twierdzącą. Przykładowa kalkulacja pokazuje, że przy połączeniu agrowoltaiki z pszenicą, przychody na hektar mogą być 12 razy wyższe niż z samej uprawy pszenicy. W kraju nad Wisłą roczne przychody z hektara APV mogą być 12–15 razy wyższe (20 000–26 000 EUR) niż z samych upraw pszenicy (1700 EUR). Analitycy mówią o zysku 1268–7300 EUR rocznie na hektar z samej sprzedaży energii elektrycznej, zależnie od jej ceny. Przywołują, że tradycyjna produkcja pszenicy (bez agro-PV) ma w 2024 r. generować straty netto w wysokości 97 EUR/ha.

— Europa środkowa ma istotny niewykorzystany potencjał agrowoltaiczny. Analizy przestrzenne Ember wykazują, że Czechy, Węgry, Polska i Słowacja mogą rozwinąć 180 GW w agrowoltaice, 39 GW ponad uprawami cieniulubnymi jak borówki oraz 141 GW w panelach rozstawianych pionowo pośród pól zbóż – twierdzą analitycy. Takie moce pozwoliłyby na wytworzenie 191 TWh energii rocznie, co stanowi 68% obecnych potrzeb wymienionych czterech krajów oraz przekracza

trzykrotnie obecną produkcję z OZE (dziś to łącznie 73 TWh). Jak APV oddziałuje na plony? Według ośrodka, 15–16% większe plony jagód można uzyskać przez 35% zacienienia, tworzonego przez nadziemne systemy APV. Pszenica, żyto, owsy, kukurydza czy warzywa korzeniowe potrzebują APV „stojącej” w przepierzeniach co minimum 10 m (zacienienie 10–20%), co pozwala produkować energię przy zachowaniu minimum 80% plonów.

Ramy prawne

Polskie Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi na konferencjach deklaruje otwartość na tę technologię, jednak niezbędnych przepisów – m.in. definiujących agrowoltaikę i systemy jej wsparcia – jeszcze nie wprowadziło. Mogące służyć za inspirację ramy prawne zyskały w ostatnim roku m.in. Chorwacja i Czechy. Przykładowo Chorwaci informują, że wykorzystując tylko 5% gruntów do zastosowania agrowoltaiki, ich kraj może zyskać 2,8–4,7 GW w energetyce słonecznej. Inicjatywa AgriSolar Europe, działająca pod parasolem SolarPower Europe, wskazuje, że 14 państw unijnych włączyło fotowoltaikę do swoich Planów Strategicznych dla Wspólnej Polityki Rolnej; wymienia Austrię, Belgię, Bułgarię, Cypr, Czechy, Francję, Niemcy, Irlandię, Włochy, Luksemburg, Malte, Holandię, Hiszpanię i Słowenię. Polski Plan z lipca br., choć tu niewyliczony, odnosi się do fotowoltaiki w trzech miejscach, rezerwując ponad 40 tys. euro rocznie do 2028 r. na „inwestycje w gospodarstwach rolnych w zakresie OZE i poprawy efektywności energetycznej, obszar A – fotowoltaika”. Raport IEO przypomina, że Polska jest sygnatariuszem Europejskiej Karty Solarnej, w której deklaruje „promowanie innowacyjnych form wykorzystania energii słonecznej, takich jak np. agrofotowoltaika i instalacje pływające, poprzez usunięcie barier regulacyjnych i zezwoleń oraz adaptację istniejących systemów wsparcia publicznego lub utworzenie specjalnych schematów wsparcia publicznego”. Co więcej, IEO wylicza, że rozwój fotowoltaiki – w tym agrowoltaiki – oraz lądowej energetyki wiatrowej, w miejsce dotychczas w KPEiK planowanego wykorzystania biomasy w elektroenergetyce i ciepłownictwie systemowym, oznaczałby ograniczenie zapotrzebowania na tereny inwestycyjne z 18,8% powierzchni lądowej kraju do 0,9%. ①

180 GW

potencjał Czech,
Węgier, Polski
i Słowacji w APV

OZE to fenomen – produkcja taniej energii w rękach prywatnych ludzi i firm



© Prawa zastrzeżone

— Prowadzić firmę z sektora OZE i przez dwie dekady rozwijać ją w Polsce to nie lada wyczyn. W zawierusze różnych zmian, certyfikatów i reżimów 10 H wielu nie udało się przetrwać. Rozmawiamy z **Piotrem Beaupre**, Prezesem Neo Energy Group, m.in. z okazji jubileuszu 20-lecia holdingu.

Teraz Środowisko: Neo Energy Group od 20 lat zajmuje się energetyką odnawialną w Polsce. Jak czuje się Pan jako weteran na tym froncie, jakie to były lata?

Piotr Beaupre: Rzeczywiście, kiedy zaczynaliśmy naszą działalność, to negocjacje akcesyjne wejścia Polski do UE dopiero trwały. Nie było mowy o jakiegokolwiek dotacji czy wsparciu finansowym dla tego sektora, a on bardzo tego potrzebował. Zaczynaliśmy od energetyki wiatrowej, potem zajęliśmy się także wytwarzaniem energii z gazu składowiskowego, a dopiero w 2018 r. zainwestowaliśmy pierwsze pieniądze w energetykę słoneczną. Bezpośrednim impulsem była zmiana systemu zielonych certyfikatów na system aukcyjny, który dawał poczucie bezpieczeństwa, że banki będą chciały te projekty finansować. OZE jest jedynym prywatnym segmentem rynku, który pozwala ludziom inwestować w energetykę na dużą i małą skalę. To ogromna wartość, ale rozwój tego sektora jest w 80% uzależniony od zdolności kredytowej. Dynamika zmian – również ta technologiczna – jest ogromna. Fenomenem jest to, że efektywność rośnie, a ceny spadają – spektakularnym przykładem są panele PV.

TŚ: Jak wygląda portfel inwestycyjny Neo Energy Group?

PB: Neo Energy Group (NEG) jest deweloperem i operatorem odnawialnych źródeł energii, częścią holdingu Neo Investments aktywną na rynku OZE od 2004 r. Kluczową działalnością naszej spółki jest rozwój, budowa i sprzedaż projektów OZE. Obok wspomnianych wyżej technologii jesteśmy liderem rozwoju projektów związanych z magazynowaniem energii, zarówno w technologii litowo-jonowej, jak i elektrowni szczytowo-pompowych (prywatna elektrownia szczytowo-pompowa o mocy 800 MW to ewenement w skali kraju). Sprzedajemy projekty na różnym etapie zaawansowania. Obecnie dysponujemy 1000 MW wiatru, 1000 MW słońca i 700 MW magazynów energii. Jesteśmy również operatorem odnawialnych źródeł energii i sprzedajemy wyprodukowaną energię do sieci. NEG to także największy operator instalacji produkujących energię elektryczną z biogazu składowiskowego. Aktywnie rozbudowujemy też swój portfel instalacji fotowoltaicznych. Stopniowo będziemy przechodzić również do produkcji zielonego LNG.

TŚ: A jak ocenia Pan współpracę z przemysłem i sektorem MŚP? Czy determinacja w kierunku osiągnięcia efektywności energetycznej i zazieleniania rośnie?

PB: To jest proces, który trwa już od dłuższego czasu. Przedsiębiorstwa, szczególnie z korzeniami w Europie Zachodniej, od dawna szukały możliwości zaopatrywania się w zieloną energię, także ze względów wizerunkowych, abstrahując nawet od tego, czy było to tańsze, czy droższe. Teraz, w erze ESG, OZE stało się swoistym „must have”, a do tego dochodzi silny walor ekonomiczny. Kompletnie rozchwianie cen w okresie pandemii i wojny w Ukrainie doprowadziło do refleksji, że efektywność energetyczna, optymalizacja procesów i niezależność energetyczna, to dziś absolutne filary prowadzenia biznesu.

TŚ: Jakie prognozy na przyszłość? Na horyzoncie biometan, jądrowka, offshore...

PB: Uważam, że konsekwentny rozwój OZE oraz wszelkie możliwe formy magazynowania zielonej energii to nasza jedyna droga. Liczę na to, że wszystkie wymienione wcześniej technologie będą się rozwijały; wiąże duże nadzieje z wiatrem i słońcem na lądzie. Oczywiście, patrząc chociażby na sukces kolejnych edycji programu „Mój Prąd”, widzimy, że cały system przesyłowy i dystrybucyjny też musi za tym nadążyć, a rynek OZE wymaga rozsądnych regulacji. Ważnym zagadnieniem jest też jakość energii elektrycznej, która jednak pozostawia wiele do życzenia. Uważam, że niezmiernie ważna jest edukacja społeczna. Wyedukowane media powinny w sposób odpowiedzialny uczyć społeczeństwo, by było ono otwarte na nowości i nie dało się łatwo manipulować. Dzisiaj niemal wszystkie inwestycje, czy to infrastrukturalne czy wiatrakowe lub biogazowe, budzą kontrowersje społeczne. Z tym problemem boryka się szczególnie sektor biogazowy. Ciągłe nie możemy pozbyć się starych stereotypów. Chyba cała Polska słyszała o smrodzie na wysypisku śmieci na Szadółkach w Gdańsku. Społeczeństwo myśli, że biogazownia musi śmierdzieć, otóż nie musi gdy jest zbudowana i prowadzona w sposób profesjonalny. Dzięki OZE zyskujemy własną energię elektryczną, a jeśli pójdziemy w wodór, to będziemy mieli również swoje paliwo. I to jest ta słynna niezależność energetyczna, o której ciągle słyszymy. Powinniśmy również zaakceptować, że czasami nasza instalacja PV, co było bardzo rentowne, a stanie się trochę mniej rentowne, ale generalnie będzie to zawsze ważny element miksu energetycznego. Prosumenci – nie zniechęcajcie się.

Rozmawiała Katarzyna Zamorowska



▼ KONKURENCYJNOŚĆ

TRENDY

ENERGIA SŁONECZNA W CHIŃSKIM CIENIU

— W lipcu 2024 r. Chiny wyeksportowały do Europy panele fotowoltaiczne o mocy zainstalowanej 9,39 GW, z kolei w maju – 11,32 GW. Zaniepokojony o własną konkurencyjność Stary Kontynent stara się wzmocnić swoją pozycję. / SZYMON MAJEWSKI

Dane podaje think-tank Ember. Wartość chińskiego eksportu paneli fotowoltaicznych w skali globalnej liczona w mocach zainstalowanych wyniosła odpowiednio 21,46 GW w lipcu 2024 r. oraz 23,17 GW w maju¹.

Do świadomości europejskich decydentów przebija się prosty wniosek – unijny rynek fotowoltaiki jest zdominowany przez technologie z Państwa Środka. Dane przywołane w tzw. raporcie Dragiego, opublikowanym we wrześniu 2024 r. dokumencie, w którym były prezes Europejskiego Banku Centralnego oraz były premier Włoch Mario Draghi dzieli się swoimi rekomendacjami na temat zwiększenia unijnej konkurencyjności, również pokazują ogromną przewagę azjatyckiego gracza w obszarze energetyki słonecznej. W przypadku płytek krzemowych, moce produkcyjne Chin sięgają 97%, z kolei w ogniwach fotowoltaicznych – 85%. Przewaga w dziedzinie produkcji modułów to 85%. – *Pomimo ambicji UE co do utrzymania i rozwoju zdolności produkcyjnych w obszarze czystych technologii, wiele wskazuje na przeciwny kierunek; europejskie firmy ogłaszają cięcia produkcji, zamknięcia lub częściową albo całkowitą relokację* – pisze Draghi².

Dochodzenia

Dzięki obowiązującemu od lipca 2023 r. rozporządzenia w sprawie subsydiów zagranicznych, UE ma możliwość przeciwdziałania zakłóceniom konkurencji wskutek dotowania rodzimej produkcji przez wchodzące na nasze rynki państwa zewnętrzne. Na mocy rozporządzenia Komisja Europejska może przeprowadzać postępowania ws. wkładów finansowych od pozaunijnych rządów. Z nadanego prawa KE skorzystała w kwietniu 2024 r., rozpoczynając dwa dochodzenia wobec firm, które wzięły udział w przetargu na wybudowanie farmy fotowoltaicznej o mocy 100 MW w Rumunii. Dochodzenia objęły spółkę zależną Longi Green Energy Technology Co. Longi oraz dwie spółki zależne Shanghai Electric Group. – *Po wstępnym przeglądzie wszystkich uwag Komisja uznała za uzasadnione wszczęcie szczegółowego dochodzenia w odniesieniu do dwóch oferentów, ponieważ istnieją wystarczające przesłanki wskazujące na to, że obu przyznano subsydia zagraniczne zakłócające rynek wewnętrzny* – poinformowała KE w wydanym komunikacie. Kiedy dochodzenia zostały uruchomione,

obie firmy wycofały się z procedury zamówień publicznych, w czerwcu br. Komisja ogłosiła zatem zamknięcie postępowania.

Chiny: jesteśmy zgodni z WTO

Przewagi osiągnęte przez Chiny na europejskim rynku i zagrożenie jakie stwarza to dla europejskiego przemysłu zeroemisyjnego – w tym produkcji fotowoltaiki – nadal jednak budzą emocje. Tymczasem wschodni potentaci nie zgadzają się z europejskimi pretensjami. Premier Li Qiang odrzucił oskarżenia o nieuczciwe praktyki handlowe i stosowanie subsydiów podczas wizyty kanclerza Niemiec Olafa Scholza w kwietniu 2024 r. Qiang twierdził, że działania jego państwa nie odbiegają od standardów Międzynarodowej Organizacji Handlu oraz praktyk w innych państwach, przewagę konkurencyjną tłumaczył natomiast inwestycjami w badania i rozwój, szeroką bazą przemysłową oraz kapitałem ludzkim. Kanclerz Scholz zapewniał o chęci kontynuowania handlowych relacji z Chinami, zaznaczając przy tym jednak, że Europa ma prawo wzmocniać konkurencyjność własnych producentów³.

Protekcjonizm kosztuje

Sprawę przybliży analityk WiseEuropa Krzysztof Bocian. – *To, że chińskie spółki w przetargu w Rumunii mogły złożyć tańszą ofertę dzięki rządowym subsydiom było tajemnicą poliszynela. W Chinach obowiązują ogromne programy państwowej pomocy dla przedsiębiorstw. Państwo pomaga firmom upłynniać inwestycje, wskutek czego wyrastają kolosy, a na pewnym etapie rozwoju rynku pomoc jest ucinana* – tłumaczy. Jak dodaje, rozporządzenie w sprawie subsydiów zagranicznych stanowi narzędzie, którym UE próbuje chronić własny rynek; podobny gospodarczy charakter ma mieć również planowany zakaz obrotu produktami wytworzonymi przy użyciu pracy przymusowej. Ekspert przewiduje działania na rzecz wzmocnienia europejskiej polityki przemysłowej, o czym świadczy m.in. raport Dragiego. – *Problemem bywa także pozyskiwanie finansowania na rozwój rodzimej produkcji przemysłowej w zakresie czystych technologii. Rynki finansowe są pod tym względem bardzo realistyczne i nie chcą inwestować w przedsięwzięcia, które nie mają szans na rentowność* – mówi Bocian. Wybór lokalnych łańcuchów dostaw może okazać się droższy od importu, jak przewiduje specjalista, tendencje protekcjonistyczne będą się jednak nasilać. ❶

97%

dominacji Chin
w produkcji
płytek
krzemowych

¹ "China's Solar PV exports", Ember, 2024.

² "The future of European Competitiveness. Part A. A competitiveness strategy for Europe", 2024.

³ "China rejects 'theory' of unfair solar PV production subsidies at Scholz's Beijing visit", Clean Energy Wire, 2024.

Sprzężenie zwrotne w inwestycjach PV krajowych i zagranicznych nie jest przypadkowe



© PRAWA ZASTRZEŻONE

— Jakie są prognozy rozwoju rynku energetyki słonecznej z perspektywy krajowego producenta konstrukcji wsporczych PV działającego na europejskich rynkach? Co determinuje sukces ekspansji? Wyjaśnia **Jacek Sęk**, Dyrektor ds. Rozwoju/Eksportu w Budmat Systemy PV.

Teraz Środowisko: Jak ocenia Pan rynek krajowy PV w odniesieniu do rynków zagranicznych, na których Budmat jest już obecny?

Jacek Sęk: Rynek wielkoskalowych inwestycji PV w Polsce jest rynkiem stabilnym i dobrze ustrukturyzowanym, nie ma w nim już przypadkowych graczy. Zarówno krajowe, jak i zagraniczne firmy EPC (generalni wykonawcy) działają na podstawie jasnych kryteriów jakości i ceny, co jest ważne z punktu widzenia budżetowania inwestycji. Nowym trendem są rozwiązania hybrydowe, jak np. w zrealizowanej przez m.in. nas inwestycji Kleczew – zasilanej zarówno ze słońca, jak i wiatru. Coraz większą rolę zaczynają odgrywać magazyny energii, a możliwości odpowiedniego dysponowania i rozdzielania wolumenu wyprodukowanej energii stają się pilną kwestią. W Budmat Systemy PV stawiamy na kompleksowość naszych ofert: od produkcji najwyższej jakości konstrukcji wsporczych do systemów PV, poprzez trackery i usługę grodzenia farm.

Zarówno na polskim, jak i zagranicznym rynku, Budmat dostarcza konstrukcje wsporcze dla dużych, wielkoskalowych inwestycji. Widzimy wyraźne sprzężenie zwrotne między tymi rynkami. Branża OZE jest w dużym stopniu międzynarodowa, a relacje biznesowe budowane na profesjonalizmie i jakości procentują. Np. wkrótce będziemy realizować największą inwestycję PV w Polsce o mocy niespełna 0,5 GW, a zapytanie ofertowe przyszło do nas bezpośrednio od inwestora zagranicznego, któremu Budmat PVS rekomendował generalnych wykonawców do tej inwestycji. Często pierwszym krokiem do dalszych rozmów jest audyt naszej fabryki w Płocku.

TŚ: Czy każdy kraj cechuje inna specyfika rynku?

JS: W pewnym stopniu tak. Przykładowo inwestorzy działający na rynkach Skandynawii i krajów bałtyckich poszukują dostawców doświadczonych w wielkoskalowej realizacji, jak również zdolnych do długiego procesu bankowości projektu. Na tym terenie mamy do czynienia z bardzo trudnymi gruntami i warunkami pogodowymi, gdzie okno pogodowe na wzniesienie farmy jest stosunkowo krótkie; dlatego partnerzy biznesowi muszą być absolutnie wiarygodni pod kątem jakości i terminowości świadczonych usług. Nie ma mowy o jakichkolwiek opóźnieniach produkcyjnych, logistycznych etc. Dodatkowo mamy do czynienia z niestabilnymi gruntami o złożonej strukturze (torfy, iły, skały, kamienie). W Budmat PVS jesteśmy na to przygotowani. Mało tego, nasze biuro badań

i rozwoju opracowało unikatową w skali Europy technologię trackerów o wzmocnionej konstrukcji przeznaczonych do trudnych warunków panujących na terenie Europy Północnej. Trackery przeszły pozytywnie wielomiesięczne testy w Finlandii. Pierwsze montaże już wkrótce.

TŚ: Czy wszędzie obowiązują te same zasady ofertowania i kontraktowania?

JS: W Budmat PVS mamy ściśle określone i ujednolicone procedury ofertowania. Polegają one na uzyskaniu fachowej i niezbędnej wiedzy do przygotowania dedykowanej, unikalnej oferty projektowej. Na wszystkich rynkach pracujemy w oparciu o platformę cyfrową przeznaczoną do zarządzania projektem od samego początku (zapytania ofertowego) poprzez projektowanie, produkcję, a na transporcie konstrukcji do miejsca docelowego kończąc (*turnkey process*). Ostatnim wskaźnikiem w całym tym procesie jest określenie ceny, co dla wielu parterów biznesowych jest trudne do zaakceptowania, ale nie może być inaczej, jeśli ma to być produkt „szyty na miarę”. Praca w tej branży nauczyła mnie tego, że nie ma dwóch takich samych projektów i dwóch takich samych inwestorów. Indywidualne podejście do każdego projektu jest kluczem do sukcesu.

TŚ: Czy zainteresowanie konstrukcjami dla agrowoltaiki jest duże?

JS: Tego typu zapytania wpływają do nas głównie z krajów Europy Zachodniej. Obecnie jesteśmy w trakcie projektowania konstrukcji agroPV dla jednej z farm w Niemczech. Inwestorzy zagraniczni dużą wagę przywiązują do kwestii środowiskowych – liczenia śladu węglowego oraz polityki ESG. Budmat spełnia wymogi ESG; jesteśmy bardzo często audytowani przez naszych kontrahentów, a fakt, że sprowadzamy stal bezpośrednio z hut ArcelorMittal (a nie standardowo z centrów dystrybucyjnych), buduje nasze przewagi konkurencyjne. Skracamy łańcuchy dostaw, a obecna moc produkcyjna fabryki w Płocku wynosi 3 GW rocznie, co pokazuje skalę i potencjał naszych możliwości. Warto nadmienić iż wspomniana fabryka jest największą i najnowocześniejszą w tej części Europy. Inwestycje zagraniczne przyrastają skokowo, zarówno w Skandynawii, krajach bałtyckich, Niemczech, Bułgarii, Rumunii i Bałkanach. Budmat jest gotowy zaprojektować, wyprodukować i dostarczyć konstrukcje dla każdej lokalizacji i dla każdego wolumenu mocy.

Rozmawiała Katarzyna Zamorowska

Więcej
w wywiadzie
on-line

www.systemypv.budmat.com



Budmat.

Projekty hybrydowe – przed i po wprowadzeniu cable poolingu



© Prawa zastrzeżone

— Formalne wprowadzenie cable poolingu było pozytywnym sygnałem dla całego rynku OZE. Odblokowało niewykorzystany potencjał łączenia instalacji kilku podmiotów, niepowiązanych ze sobą kapitałowo, przekonuje **Krzysztof Zieniewicz**, Country Manager w Qualitas Energy Poland.

Teraz Środowisko: Fotowoltaika w Polsce osiągnęła moc 17,9 GW w maju 2024 r. (ARE). Jaka jest granica „wyporności rynku”? Ile mocy możemy jeszcze przyjąć do 2030 r.?

Krzysztof Zieniewicz: Obecne szacunki rynkowe wahają się od ok. 25 do 45 GW do 2040 r. w zależności od przyjętego scenariusza planowanego miks energetyczny. Uważam jednak, że granicę wyporności określi rynek i jego mechanizmy. Najlepszym potwierdzeniem są prognozy sprzed kilku lat, kiedy nikt nie przypuszczał, że zbliżymy się do obecnych wartości, a to rynek kształtował trendy. Myślę, że historia zatoczy koło – z tym zastrzeżeniem, że ze względu na dużą konkurencję, rynek będzie premiował jakościowe projekty, czyli takie, które dostarczą odbiorcom najniższy krańcowy koszt za MWh. Dziś mamy wiele projektów we wczesnej fazie rozwoju, ale też takich, które mają już wydane warunki przyłączenia. Jednak wysokie koszty, przede wszystkim przyłączenia do sieci, odsunęły w czasie termin przyłączenia, z uwagi na konieczne modernizacje sieci oraz niższe niż oczekiwano ceny energii profilu PV, sprawiają, że nie wszystkie uda się wybudować. To z kolei stwarza przestrzeń dla rozwoju nowych mocy. Dzisiejsza nadpodaż energii, to w mojej ocenie sytuacja chwilowa, bo tania energia powinna stanowić impuls do jej zagospodarowania. Roczne zapotrzebowanie energetyczne Polski to ok. 175 TWh. Ono będzie rosnąć ze względu na elektryfikację kolejnych gałęzi gospodarki oraz dążenie do elastyczności sieci. Myślę, że energia elektryczna z fotowoltaiki powinna stanowić ok. 20-30% miks energetyczny Polski, co w wolnych szacunkach może przełożyć się nawet na ok. 40-50 MW mocy zainstalowanej. Czas pokaże czy te przewidywania przełożą się na rzeczywistość.

TŚ: Czy widać ożywienie w projektach hybrydowych? Co w praktyce zmieniło formalne wprowadzenie cable poolingu?

KZ: Wartością projektów hybrydowych jest optymalizacja wykorzystania mocy przyłączeniowej, zmniejszenie kosztów przyłączenia poprzez dzielenie wspólnej infrastruktury oraz w przypadku dodania magazynu – przechowania energii elektrycznej w czasie. W praktyce sprowadza się to do lepszego dopasowania produkcji do zapotrzebowania rynku. Takie dopasowanie się do praw popytu i podaży oraz dodatkowa możliwość stabilizacji sieci mają odzwierciedlenie w zwiększeniu wartości wyprodukowanej lub przechowanej w czasie energii, a to jest celem każdego inwestora. Mierzmy się obecnie z brakiem możliwości przyłączenia nowych mocy, spowodowanym technicznymi ograniczeniami sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. W moim przekonaniu realnym rozwiązaniem tego problemu jest właśnie próba optymalnego wykorzystania infrastruktury, a to można osiągnąć poprzez łączenie

kilku źródeł wytwarzania wraz z magazynem do poszczególnych węzłów energetycznych.

Nie jest prawdą, że przed wprowadzeniem zasad cable poolingu realizacja projektów hybrydowych nie była możliwa, jednak ich formalne wprowadzenie było bardzo pozytywnym sygnałem dla całego rynku OZE. Odblokowało niewykorzystany potencjał łączenia instalacji kilku podmiotów, niepowiązanych ze sobą kapitałowo. Umocowanie ustawowe z pewnością ułatwiło rozmowy z operatorami, jak również otwarte zostały możliwości finansowania tego typu projektów. Wśród inwestorów niemalże zasadą stało się rozwijanie nowych projektów w oparciu o więcej niż jedną technologię. Myślę, że w najbliższym roku powstanie wiele nowych instalacji PV przyłączonych do istniejących parków wiatrowych. Głównie będą to instalacje przyłączane do elektrowni o mocy nie mniejszej niż 20MW. Łączny teoretyczny potencjał nowych mocy PV w formule cable poolingu szacuje na ok. 5GW, ale nie spodziewam się aż tak dużych wartości, chociażby ze względu na brak możliwości ubiegania się o system wsparcia dla nowych instalacji. Jednocześnie nie prognozuję znacznego przyrostu nowych mocy wiatrowych przyłączanych do istniejących źródeł PV wcześniej niż przed 2028 r. Na dziś wciąż niewiele jest dużych projektów fotowoltaicznych – należy również uwzględnić długi czas rozwoju projektów wiatrowych. Jeśli chodzi o magazyny energii, to ich liczbę w formule hybrydowej będzie kształtował system zachęt regulacyjnych, ale na szczegóły trzeba jeszcze poczekać.

TŚ: Jaka jest korelacja między liczbą projektów a ich jakością na polskim rynku PV?

KZ: Nie jest tajemnicą, że tylko niewielki odsetek rozwijanych projektów udaje się wybudować. Według naszych wewnętrznych statystyk to mniej niż 20%. W okresie boomu rozwoju projektów PV, który przypadał głównie na lata 2017-2019 – ten był relatywnie tani i dostępny dla szerokiego grona inwestorów. Dało się zauważyć trend rozwijania projektów na ilość – nie zawsze na jakość. W ostatnich latach, do „śmiertelności” projektów przyczyniły się głównie liczne odmowy wydawania warunków przyłączenia. Warto też zwrócić uwagę na to, że według posiadanych przez nas danych, jedynie ok. 40% projektów, które zawarły umowy przyłączeniowe, jest faktycznie budowanych. To może wskazywać na ich słabą jakość, bo prowadzi to do wniosku, że pomimo zwieńczenia procesu rozwoju projektu, musiały pojawić się bariery, niepozwalające przejść do fazy realizacji. Dotyczy to jednak projektów o mniejszej mocy – ok. 1MW.

Rozmawiała **Katarzyna Zamorowska**



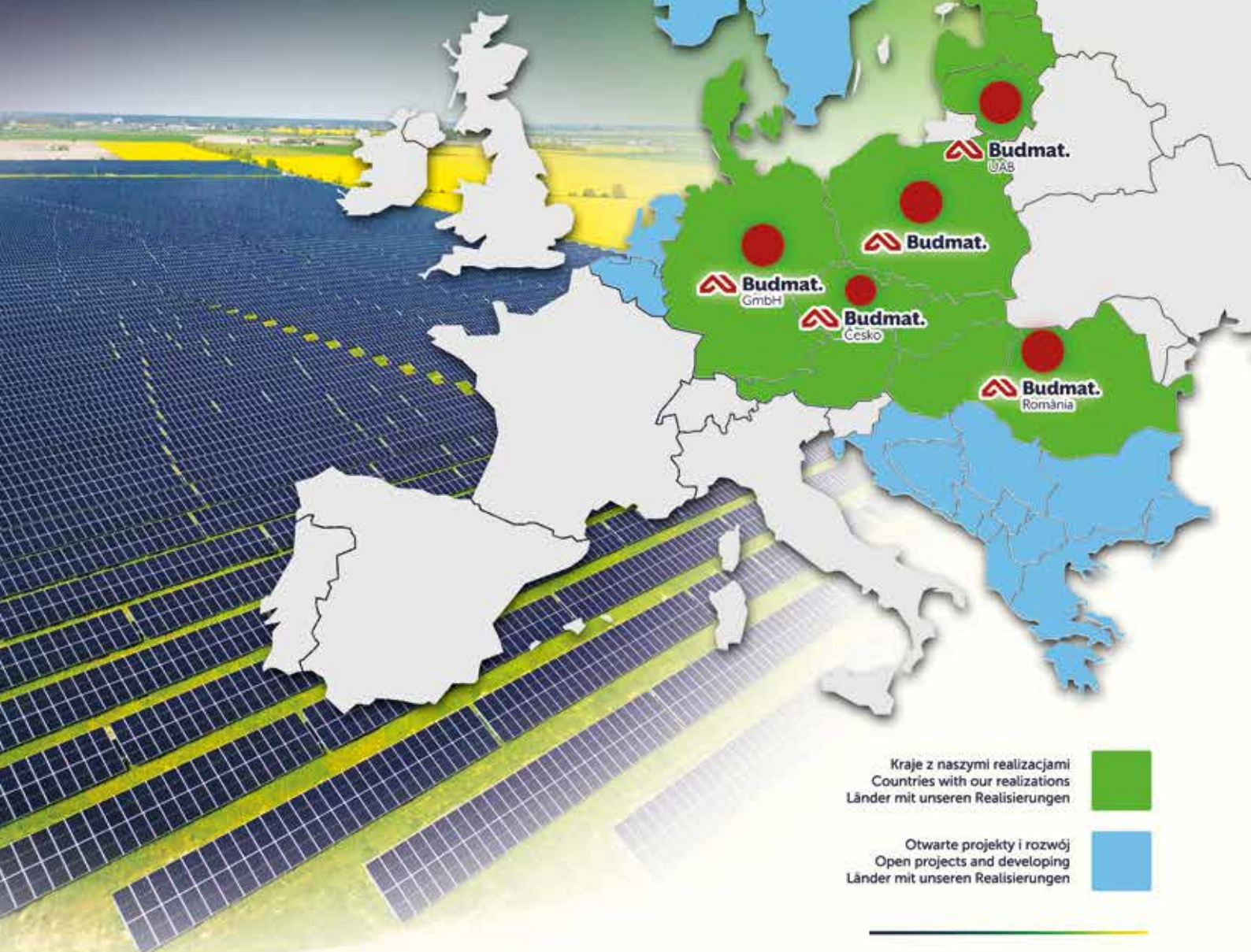


bxf energia

**Przestrzeń pełna
DOBREJ ENERGII**

bxfenergia.pl

**FOR A BETTER
WORLD.**



systemypv@budmat.com
systemypv.budmat.com