

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA



Fotowoltaika po sezonie. Dlaczego przegląd instalacji przesądza o wypłacie po pożarze?

Do potencjalnie najdroższych błędów ubezpieczeniowych, popełnianych przez przedsiębiorców, należą zaniechania związane z przeglądami instalacji fotowoltaicznej.



Grzegorz Templin

kierownik Zespołu Inżynierijnej
Oceny Ryzyka, Saltus Towarzystwo
Ubezpieczeń Wzajemnych

Po sezonie letnim panele PV mają za sobą kilka miesięcy pracy w temperaturach, do których projektant nie zawsze je przygotował, bo kolejne lata w Polsce są cieplejsze od poprzednich. Obciążenie modułów rośnie więc z sezonu na sezon, podobnie jak liczba pożarów obiektów, w których pracowała instalacja fotowoltaiczna: ze 145 zdarzeń w 2020 r. do 808 w 2024 r. (dane Państwowej Straży Pożarnej).

Ciepło obniża poziom produkcji i obnaża wady

Moduły pracują najwydajniej w temperaturze 25°C – tę gra-

nicę podaje globalny standard testowy STC. Każdy stopień powyżej tej wartości obniża moc o 0,3-0,5 proc. Przy temperaturze powietrza sięgającej 35-40°C temperatura powierzchni paneli dochodzi do 60-70°C, a produkcja energii spada nawet o 15-20 proc. Falowniki przechodzą wtedy w tryb awaryjny i czasowo się wyłączają.

Sama temperatura rzadko niszczy sprawny moduł. Uwidacznia natomiast wady, które powstały wcześniej: mikropęknięcia, zabrudzone ogniwa, luźne złącza, źle ułożone kable. W tych miejscach tworzą się hot spoty, czyli punkty o temperaturze kilkuset stopni, podczas gdy pod sprawnym modulem wynosi ona najczęściej 50-55°C. Analiza „Przeglądu Pożarniczego” z lat 2018-2021 pokazała, że wśród zdarzeń wywołanych bezpośrednio przez system PV blisko 60 proc. dotyczy przegrzania lub pożaru samej instalacji.

Sama wysoka temperatura rzadko niszczy w pełni sprawny system, jednak skutecznie demaskuje wcześniejsze wady: mikropęknięcia, zabrudzenia czy drobne uszkodzenia ogniwa. Podczas gdy pod prawidłowo działającym modulem temperatura wynosi zazwyczaj 50-55°C, w miejscach usterek powstają tzw. hot spoty, które mogą nagrzać się do kilkuset stopni. Z analiz publikowanych w „Przeglądzie Pożarniczym” (dane za lata 2018-2021) wynika, że blisko 60 proc. incydentów wywołanych bezpośrednio przez systemy PV dotyczyło przegrzania lub pożaru samej instalacji.

Większość wad powstaje przy montażu

Z doświadczeń rynku niemieckiego wynika, że ponad jedna trzecia awarii elektrowni PV przypada na pierwszy rok pracy. Odpowiadają za nie głównie pomyłki montażowe – od obić i zarysowań w transporcie po błędny dobór wtyków czy zbyt mocne dokręcenie śrub. Upał ich nie powoduje, ale przyspiesza ich skutki.

Ogólne warunki ubezpieczenia instalacji fotowoltaicznej wprost wymieniają błędy montażu jako potencjalną przyczynę obniżenia

odszkodowania. Przedsiębiorca może nawet spotkać się z odmową wypłaty, m.in. za szkody wynikające z:

- łączenia elementów szybkozłączami różnych typów i producentów w obrębie jednego połączenia,
- układanie kabli bezpośrednio na palnym poszyciu dachu zamiast w metalowych kanałach poprowadzonych nad poszyciem,
- nieprawidłowe rozmieszczenie modułów, sprzyjające powstawaniu hot spotów i pomijające architekturę zabezpieczeń przeciwpożarowych.

Co sprawdzić, zanim przyjdzie zima

- Umowa ubezpieczenia może uzależniać ochronę od udokumentowanych przeglądów i konserwacji instalacji elektrycznej, prowadzonych zgodnie ze specyfikacją producenta.

Wymogiem bywa też ważna umowa serwisowa. Jej zmiana albo rozwiązanie oznacza potencjalne zwiększenie ryzyka, o którym ubezpieczyciel musi się dowiedzieć niezwłocznie.

Osobna sprawa to termowizja. Kamera pokazuje wadliwe połączenia, przegrzane przewody i uszkodzone ogniwa, których nie widać gołym okiem. Badanie przebiega bezkon-

taktowo, bez demontażu okablowania i bez przerywania produkcji, a przy okazji obejmuje całą instalację elektryczną zakładu. Luźne połączenie w rozdzielni głównej potrafi rozgrzać się powyżej 100°C i zapalić się w nocy, kiedy w zakładzie nikogo nie ma. Dla części branż o wysokiej koncentracji materiałów palnych wynik takiego badania bywa warunkiem zawarcia umowy ubezpieczenia.

Ta zależność działa w obie strony. Firmy, które robią przeglądy cyklicznie i usuwają wykryte usterki, mają mniej szkód i z reguły otrzymują korzystniejsze warunki ubezpieczenia. Po szkodzie ubezpieczyciel poprosi natomiast o dokumentację przeglądów gwarancyjnych, okresowych i serwisowych. Jeśli takich dokumentów nie ma, rozmowa o wysokości odszkodowania zaczyna się z zupełnie innego pułapu.

Dla przedsiębiorstwa staranny montaż i regularna termowizja oznaczają koszt zaledwie ułamka wartości potencjalnych strat, stanowiąc kluczową różnicę między rachunkiem za prewencyjny serwis a ryzykiem utraty znacznej części majątku.



Transformacja energetyczna w Polsce to złożony proces, który obejmuje nie tylko rozwój odnawialnych źródeł energii, lecz także modernizację infrastruktury, magazynowanie energii, poprawę efektywności energetycznej, cyfryzację i zmianę sposobu zarządzania jej zużyciem. Wymaga zaangażowania wielu uczestników rynku, inwestycji oraz rozwiązań, które pozwolą połączyć bezpieczeństwo energetyczne z konkurencyjnością

gospodarki i celami klimatycznymi. W raporcie przyglądamy się różnym wymiarom tych zmian oraz roli przedsiębiorstw, które dostarczają technologie, rozwijają innowacyjne modele biznesowe i wspierają modernizację sektora. W raporcie wyróżniamy trzy firmy, których działalność i osiągnięcia – w ocenie redakcji – zasługują na szczególne uznanie w kontekście rozwoju transformacji energetycznej w Polsce.

PROFBUD

BRANŻA: branża deweloperska

PROFBUD to polski deweloper z ponad 16-letnim doświadczeniem, realizujący inwestycje mieszkaniowe, w których nowoczesne budownictwo łączy z rozwiązaniami w duchu ekologicznym, odnawialnymi źródłami energii i troską o jakość życia mieszkańców.

DZIAŁANIE W OBSZARZE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ PROFBUD, przez spółkę celową Green On Energy, jako pierwszy deweloper mieszkaniowy w Polsce wybudował i uruchomił własną farmę wiatrową Iłża-Pakosław, składającą się z siedmiu turbin o łącznej mocy 14,8 MW i potencjale produkcyjnym około 42 000 MWh zielonej energii rocznie. Energia z farmy wykorzystywana jest na potrzeby inwestycji deweloperskich oraz dostarczana do spółdzielni mieszkaniowych i instytucji publicznych. Obecnie z infrastruktury zasilanej zieloną energią korzysta ponad 90 tys. mieszkańców, a projekt obejmuje również dostawy energii m.in. do spółdzielni mieszkaniowych i instytucji publicznych, w tym szpitali i urzędów.

NAJWAŻNIEJSZY EFEKT TEGO DZIAŁANIA

Uruchomienie farmy wiatrowej pozwala na ograniczenie emisji CO₂ o około 32 tys. ton rocznie oraz zwiększenie niezależności energetycznej PROFBUD i odbiorców zewnętrznych. Projekt zapewnia dostęp do zielonej energii na konkurencyjnych warunkach cenowych, wspierając stabilizację kosztów eksploatacyjnych nieruchomości. Już około 14 000 MWh energii rocznie trafia do sześciu spółdzielni mieszkaniowych. Działanie łączy opłacalność biznesową z realnym wpływem społecznym i budową społecznie odpowiedzialnego biznesu. Pozwala to wzmacniać w społeczeństwie wieloaspektową świadomość korzyści płynących z OZE.

CO WYRÓŻNIA PAŃSTWA NA TLE RYNKU?

PROFBUD jako pierwszy deweloper mieszkaniowy w Polsce połączył działalność deweloperską z własną produkcją energii odnawialnej, rozszerzając odpowiedzialność środowiskową również na etap eksploatacji budynków. Wypracowany model pozwala dostarczać zieloną energię nie tylko do własnych inwestycji, ale również do istniejących zasobów mieszkaniowych i instytucji publicznych, łącząc korzyści ekologiczne z realnymi oszczędnościami dla odbiorców. Spółka planuje dalszy rozwój systemu poprzez budowę instalacji fotowoltaicznych, magazynów energii oraz własnej sieci elektroenergetycznej.



BRANŻA: elektroenergetyczna, produkcja, logistyka, przemysł chemiczny

PSI Polska na podstawie własnego oprogramowania zapewnia kompleksowe rozwiązania informatyczne dla największych operatorów systemu dystrybucyjnego przeznaczone do zarządzania, obsługi i planowania sieci elektroenergetycznych, a także dla handlu energią.

DZIAŁANIE W OBSZARZE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ Portfolio PSI dobrze pokazuje, jak wygląda cyfrowa warstwa transformacji energetycznej – od planowania sieci, przez bieżące monitorowanie infrastruktury, po optymalizację pracy źródeł i magazynów energii. System PSlesm wspiera np. właściciela instalacji PV o mocy 1MW w zarządzaniu magazynami energii (1MW/2MWh) w celu zapewnienia elastyczności popytu i podaży.

NAJWAŻNIEJSZY EFEKT TEGO DZIAŁANIA

PSI Polska dostarcza narzędzi wspierających integrację działań wytwórców, dystrybutorów i odbiorców energii elektrycznej w okresie transformacji energetycznej. Wykorzystane w systemie PSlesm wielokryterialne sterowanie pracą magazynu i zastosowane algorytmy wpływają na maksymalizację zysków i komfort odbiorców. Inną działalnością w zakresie transformacji energetycznej jest rozwój rozwiązań dla Smart grid. PSIngo (Intelligent Grid Operator) to zaawansowana platforma do zarządzania inteligentnymi sieciami energetycznymi, stworzona z myślą o kompleksowym wsparciu operatorów sieci niskiego i średniego napięcia w procesie cyfrowej ewolucji. PSIngo został nagrodzony Medalem Prezesa Stowarzyszenia Elektryków Polskich podczas 39. Międzynarodowych Energetycznych Targów Bielskich Energetab 2026.

CO WYRÓŻNIA PAŃSTWA NA TLE RYNKU?

Firma posiada ponad 50 letnie doświadczenie we wdrażaniu innowacyjnego oprogramowania, zapewniającego dostawy energii oraz optymalizację procesów logistycznych i produkcyjnych. Narzędzia PSI nie są ograniczone skalą oraz technologią posiadanych źródeł wytwórczych, oraz magazynów energii. Sprawdzają się więc w klastrach energetycznych, klastrach wytwórczych z magazynem energii, spółdzielni energetycznych, farmach wiatrowych, oraz wszędzie tam, gdzie istnieje konieczność zarządzania OZE i elastycznością energetyczną. Proponuje holistyczne rozwiązania informatyczne pozwalające zarządzać różnymi procesami, zgodnie z potrzebami przedsiębiorstwa, spełniając jednocześnie najwyższe wymagania cyberbezpieczeństwa.



BRANŻA: ciepłownictwo

Produkcja i dostawy ciepła dla Szczecina i okolicznych gmin. Systemem ciepłowniczym o mocy 517,4 MW, oparty na 8 źródłach ciepła i 400 km nowoczesnej sieci pierścieniowo-promieniowej. SEC tworzy grupę spółek ciepłowniczych w trzech województwach.

DZIAŁANIE W OBSZARZE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ W obszarze transformacji energetycznej realizujemy projekty wspierające odchodzenie od węgla i rozwój nowoczesnych, niskoemisyjnych systemów ciepłowniczych. W ramach programu Coal Exit rozwijamy różnicowany miks technologiczny, obejmujący odnawialne źródła energii – źródła biomasowe, geotermię, pompy ciepła, instalacje solarne, kogenerację, elektryfikację, magazynowanie ciepła oraz cyfrowe zarządzanie siecią.

Szczecin – NEW Dąbska – łączy budowę źródła biomasowego wspieranego przez kotły gazowo-olejowe. Równolegle rozwijane są elektryfikacja, magazynowanie ciepła oraz projekty wykorzystania energii ze ścieków i geotermii. Działania obejmują również cyfryzację i modernizację sterowania siecią.

Zgorzelec – UNITED HEAT – transgraniczny projekt integracji systemów ciepłowniczych Zgorzelca i Goerlitz w celu dekarbonizacji obu systemów ciepłowniczych, tworząc nowoczesną, przyjazną dla środowiska infrastrukturę ciepłowniczą zasilaną w całości z odnawialnych źródeł energii.

NAJWAŻNIEJSZY EFEKT TEGO DZIAŁANIA

Odejście od węgla do 2030 r., od paliw kopalnych do 2040. Współpraca transgraniczna dla produkcji i przesyłu ciepła opartego w 100 proc. na OZE.

CO WYRÓŻNIA PAŃSTWA NA TLE RYNKU?

Zarządzamy największym w regionie i najbardziej złożonym systemem ciepłowniczym, opartym na 8 źródłach wykorzystujących różne paliwa: gaz, olej, węgiel, biomasę i odpady komunalne. Dzięki temu możemy zwiększać elastyczność systemu i stopniowo transformować go w kierunku bardziej zrównoważonego modelu, dbając jednocześnie o bezpieczeństwo i ciągłość dostaw ciepła. Łączymy modernizację istniejącej infrastruktury z rozwojem nowych technologii wytwarzania i magazynowania ciepła oraz cyfryzacją zarządzania siecią. Wprowadziliśmy rozwiązania oparte na sieciach niskotemperaturowych – Projekt Łasztownia. Istotnym wyróżnikiem jest współpraca z samorządem i właścicielami infrastruktury, m.in. w ramach Okrągłego Stołu dla Szczecina, która pozwala koordynować inwestycje ciepłownicze z długofalowym rozwojem miasta. Wprowadziliśmy nowy model realizacji inwestycji EPCM – Engineering, Procurement, and Construction Management. Wraz z SEC Zgorzelec, spółką z grupy, realizujemy projekt transgranicznego połączenia systemów ciepłowniczych Polski i Niemiec. Należymy do sektora zrównoważonych rozwiązań infrastrukturalnych E.ON Energy Infrastructure Solution Polska.

COAL EXIT – TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA W PRAKTYCE

Projekt Coal Exit koncentruje się na transformacji lokalnych systemów ciepłowniczych poprzez stopniowe odchodzenie od węgla. Działania obejmują modernizację infrastruktury oraz wdrażanie niskoemisyjnych technologii wytwarzania ciepła. W przygotowaniu, fazie projektowej lub budowie znajdują się przedsięwzięcia obejmujące źródła biomasowe, geotermię, pompy ciepła, instalacje solarne, magazyny ciepła oraz rozwiązania cyfrowe wspierające zarządzanie systemami ciepłowniczymi.

Szczecin – największy obszar inwestycyjny transformacji

Szczeciński system obejmuje około 400 kilometrów sieci i jest zasilany z 8 źródeł należących do 4 podmiotów. Już dziś wykorzystywane są w nim różne paliwa, w tym węgiel, gaz, olej, odpady komunalne i biomasa. To tutaj równolegle rozwijanych jest kilka projektów, które docelowo mają stworzyć nowoczesny, zróżnicowany mikś technologiczny dla systemu ciepłowniczego miasta, oparty na odnawialnych źródłach energii, kogeneracji, elektryfikacji oraz inteligentnym zarządzaniu siecią.

NEW Dąbska – nowe źródło w szczecińskim miksie

Najbardziej zaawansowaną inwestycją jest projekt NEW Dąbska. Obejmuje on budowę źródła biomasowego. Instalacja będzie wspierana przez kotły gazowo-olejowe, które zapewnią stabilność dostaw ciepła w okresach zwiększonego zapotrzebowania oraz podczas prac serwisowych. Kotły biomasowe będą w stanie pokryć około 25 proc. zapotrzebowania Szczecina na ciepłą wodę użytkową, stając się jednym z kluczowych elementów przyszłego miksu energetycznego miasta.

Nowe jednostki mają możliwość wykorzystania w przyszłości biopaliw i biogazu co zwiększa elastyczność źródła oraz jego potencjał dekarbonizacyjny. Taki dobór źródeł wynika także z potrzeby ograniczania długoterminowego ryzyka ekonomicznego i regulacyjnego. Gaz ziemny zapewnia elastyczność oraz możliwość zabezpieczenia mocy szczytowych, ale oznacza również ekspozycję na zmienność cen paliwa i kosztów emisji CO₂. Dlatego w rozwijanym miksie ma pełnić funkcję przejściową i zabezpieczającą. Jednym z kierunków jego stopniowego zastępowania może być biometan, pod warunkiem rozwoju rynku, zapewnienia odpowiednich wolumenów oraz konkurencyjnych warunków zakupu.

Elektryfikacja i magazynowanie ciepła

Ważnym elementem rozwijanego miksu technologicznego jest kocioł elek-

trodowy New Cogen. Technologia typu Power to Heat pozwala wykorzystywać energię elektryczną do produkcji ciepła w momentach nadwyżek energii w systemie elektroenergetycznym. W praktyce oznacza to tworzenie dodatkowej przestrzeni dla rozwoju odnawialnych źródeł energii oraz większą elastyczność pracy całego systemu ciepłowniczego.

Możliwości elektryfikacji wzmacnia magazynowanie ciepła. Pozwala ono oddzielić moment produkcji od momentu wykorzystania energii i lepiej dopasowywać pracę źródeł do warunków w systemie elektroenergetycznym. Jednocześnie rosnący udział pomp ciepła i kotłów elektrodowych wymaga uwzględnienia dostępności energii elektrycznej. Bezpieczeństwo dostaw musi więc opierać się na współpracy źródeł elektrycznych i paliwowych, lokalnego ciepła odpadowego oraz magazynów.

Lokalne zasoby energii i sieć gotowa na nowe źródła

Równolegle rozwijany jest projekt wykorzystania ciepła ze ścieków komunalnych. Inspiracją dla tego rozwiązania są doświadczenia duńskiej firmy Advansor, jednego z pionierów technologii pomp ciepła wykorzystujących jako czynnik roboczy naturalny dwutlenek węgla (CO₂).

Największym i jednocześnie najbardziej wymagającym przedsięwzięciem pozostaje projekt geotermalny. O ile budowa kotłowni biomasowej czy instalacji elektrycznych jest przede wszystkim wyzwaniem projektowym i wykonawczym, o tyle geotermia wymaga spełnienia szeregu warunków geologicznych, na które inwestor ma ograniczony wpływ.

Bezpieczeństwo dostaw w okresie przejściowym

Elementem strategii bezpieczeństwa pozostaje również utrzymanie części istniejących jednostek węglowych w tzw. zimnej rezerwie. Zakłada się, że w latach 2030–2033 kotły te będą mogły pełnić funkcję awaryjnego zabezpieczenia systemu na wypadek sytuacji kryzysowych lub niedo-



„Lokalna biomasa jest kluczowa dla racjonalnych kosztów transformacji i bezpieczeństwa dostaw w mniejszych miastach”.

ADAM KAMPA

prezes zarządu
Szczecińskiej Energetyki Ciepłej

stępnosci innych źródeł. Takie podejście pozwala prowadzić transformację w sposób odpowiedzialny, przy zachowaniu ciągłości dostaw ciepła dla mieszkańców.

Najbardziej wymagający operacyjnie pozostaje okres przejściowy, kiedy budowa nowych instalacji i rozruchy odbywają się równolegle z eksploatacją dotychczasowych źródeł. Dodatkowe zabezpieczenie mają zapewniać trzy kontenerowe kotłownie wielopaliwowe. Dwie przewidziano do pracy w stałych lokalizacjach, a trzecia jest mobilna. Ich zadaniem jest wspieranie systemu w szczytach zapotrzebowania, podczas modernizacji i w sytuacjach awaryjnych.

O odporności nowego układu będzie decydowała rzeczywista zastępowalność źródeł. Konieczne jest uwzględnianie silnych mrozów, awarii jednostki podstawowej oraz możliwych ograniczeń dostaw paliwa lub energii elektrycznej. Kolejne etapy odstawiania istniejących urządzeń muszą być powiązane z gotowością nowych mocy, ich sprawdzeniem w warunkach eksploatacyjnych i zapewnieniem odpowiedniej rezerwy.

Cyfryzacja w służbie sprawności i bezpieczeństwa

Transformacja Szczecina nie ogranicza się jednak wyłącznie do budowy nowych źró-

deł. Bardzo ważnym obszarem działań jest cyfryzacja systemu ciepłowniczego. Obejmuje ona modernizację i rozbudowę telemetrii oraz automatyki, zwiększanie liczby punktów pomiarowych, rozwój centralnych systemów analitycznych oraz standaryzację wymiany danych. W praktyce oznacza to przejście od klasycznego zarządzania siecią do modelu opartego na bieżącej analizie parametrów pracy systemu.

Rozwój sterowania ma umożliwiać uwzględnianie prognoz pogody i zapotrzebowania, dostępności źródeł, poziomu napełnienia magazynów oraz cen energii i paliw. Równolegle musi być rozwijane cyberbezpieczeństwo systemów automatyki przemysłowej, w tym ich segmentacja, procedury reagowania i możliwość bezpiecznego prowadzenia pracy przy utracie części narzędzi cyfrowych. Dane i automatyka stają się w ten sposób elementem bezpieczeństwa operacyjnego.

Współpraca na rzecz transformacji miasta

Przykładem współpracy wspierającej transformację jest również Okrągły Stół dla Szczecina, inicjatywa powołana przez Prezydenta Szczecina. Platforma skupia przedstawicieli samorządu, biznesu i operatorów infrastruktury, tworząc przestrzeń do wspólnego wypracowywania kierunków rozwoju miasta. W warunkach dynamicznych zmian technologicznych i regu-

lacyjnych taki model współpracy pozwala skuteczniej koordynować proces transformacji energetycznej i przyspieszać realizację kluczowych inwestycji.

Znaczenie tej współpracy wynika z powiązania decyzji poszczególnych właścicieli infrastruktury. Odstawienie źródła przez jednego wytwórcę, budowa nowych mocy przez drugiego oraz modernizacja magistrali muszą być ze sobą zsynchronizowane. Samorząd wnosi do tego procesu również wiedzę o planowanym rozwoju zabudowy mieszkaniowej, terenów gospodarczych i przyszłym zapotrzebowaniu na energię. Pozwala to łączyć mapę inwestycji ciepłowniczych z długoterminowym rozwojem miasta.

Koszty transformacji z perspektywy odbiorców

Ekonomikę transformacji trzeba oceniać w całym cyklu życia inwestycji. Cena ciepła zależy od struktury kosztów paliw, energii elektrycznej, emisji, eksploatacji, remontów i amortyzacji, a także kosztu ciepła kupowanego od innych wytwórców. Zróżnicowany miks daje możliwość częściowego ograniczania wpływu zmian ceny pojedynczego paliwa, ale nie stanowi gwarancji niezmienności taryf. Kierunek zmian należy oceniać indywidualnie dla każdego systemu, z uwzględnieniem jego warunków technicznych i kontraktowych.

Dla odbiorcy równie ważny jak cena jednostkowa jest całkowity koszt ogrzewania. Termomodernizacja budynków, sprawność instalacji i świadome zarządzanie energią mogą ograniczać zużycie, dzięki czemu zmiana ceny nie musi oznaczać proporcjonalnej zmiany rachunku. Z perspektywy operatora oszczędności po stronie dotychczasowych klientów powinny iść w parze z pozyskiwaniem nowych odbiorców. Lepsze wykorzystanie sieci pozwala rozkładać koszty stałe na większy wolumen sprzedaży i ograniczać presję na jednostkowy koszt dostaw.

Projekty transgraniczne

Szczególne miejsce w transformacji zajmują projekty transgraniczne UNITED HEAT i TWIN HEAT, łączące systemy ciepłownicze polskich i niemieckich miast. Ich ponadregionalne znaczenie wynika z połączenia współpracy międzynarodowej, odnawialnych źródeł energii i wspólnego zarządzania dostawami ciepła. To przedsięwzięcia pokazujące w europejskiej skali, jak sąsiadujące miasta mogą wspólnie odchodzić od węgla, wykorzystywać lokalne zasoby energii i wzmacniać bezpieczeństwo mieszkańców.

UNITED HEAT – wspólny system OZE dla Zgorzelca i Goerlitz

Projekt zakłada budowę zintegrowanego systemu ciepłowniczego opartego wy-

łącznie na odnawialnych źródłach energii oraz stworzenie możliwości wzajemnego bilansowania potrzeb cieplnych po obu stronach granicy.

Po stronie polskiej powstają dwa nowe źródła:

- ciepłownia biomasowa wykorzystująca biomasę leśną i ciepłownia słoneczna współpracująca z dobowym magazynem ciepła.

Po stronie niemieckiej rozwijany jest zespół czterech komplementarnych źródeł: • ciepłownia słoneczna z sezonowym magazynem ciepła, dwie pompy ciepła, jedna na jeziorze Berzdorf, druga na ściekach z oczyszczalni oraz dodatkowy kocioł biomasowy przeznaczony do pracy w okresach zimowych.

Elementem łączącym oba systemy będzie transgraniczny rurociąg o długości 12 km umożliwiający eksport i import energii cieplnej pomiędzy Polską i Niemcami.

UNITED HEAT jest jednym z najbardziej kompleksowych projektów realizowanych obecnie w europejskim ciepłownictwie. Łączy w jednym systemie biomasę, energię słoneczną, magazynowanie ciepła i pompy ciepła, tworząc praktyczne środowisko do zdobywania doświadczeń związanych z integracją wielu technologii odnawialnych.

TWIN Heat – wykorzystanie istniejącego połączenia do pełnej dekarbonizacji

Drugim strategicznym projektem transgranicznym jest TWIN Heat realizowany przez partnerów ze Słubic i Frankfurtu nad Odrą.

Projekt bazuje na istniejącym od 2015 roku połączeniu systemów ciepłowniczych obu miast. Dotychczasowa współpraca pokazała, że infrastruktura transgraniczna może poprawiać bezpieczeństwo dostaw oraz zwiększać efektywność wykorzystania mocy produkcyjnych po obu stronach granicy.

Kolejny etap zakłada przeprowadzenie pełnej dekarbonizacji systemu po stronie polskiej.

W ramach projektu istniejące kotły węglowe zostaną zastąpione przez kotły biomasowe. Inwestycja obejmuje również budowę magazynu biomasy, magazynu ciepła oraz modernizację infrastruktury pomocniczej.

Ważnym elementem przedsięwzięcia jest rozwój inteligentnego systemu zarządzania pracą połączonych sieci. Wykorzystywane będą dane historyczne, prognozy pogody, informacje o aktualnym stanie sieci oraz algorytmy sztucznej inteligencji wspierające prognozowanie zapotrzebowania na ciepło i optymalizację pracy źródeł.

Chojnice – budowa efektywnego systemu bez węgla

Kolejnym przykładem realizacji strategii Coal Exit są Chojnice, gdzie przygotowywany jest projekt całkowitego odejścia od wykorzystania miału węgla kamiennego do produkcji ciepła. Podstawą nowego układu będzie kotłownia biomasowa, projekt od początku został jednak zaplanowany w sposób umożliwiający dalszą rozbudowę.

Pod względem technologicznym nowa ciepłownia będzie bardzo zbliżona do rozwiązania przygotowywanego obecnie w Słubicach. W ramach inwestycji powstaną również magazyny biomasy oraz magazyn energii cieplnej.

Nowe źródło będzie współpracowało z istniejącą w Chojnicach elektrociepłownią należącą do Celsium Serwis, opartą na kogeneracyjnych silnikach gazowych. Wspólna praca obu instalacji pozwoli zapewnić chojnickiemu systemowi ciepłowniczemu status efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego. Istotnym elementem transformacji będzie również całkowita eliminacja miału węgla kamiennego z procesu produkcji ciepła. W tym celu układ zostanie uzupełniony o dwa kotły wielopaliwowe na paliwa płynne.

Rola biomasy w transformacji ciepłownictwa

W transformacji polskiego ciepłownictwa szczególną rolę odgrywa biomas, zwłaszcza pozostałości i produkty uboczne przemysłu drzewnego. Z perspektywy praktycznej realizacji inwestycji jest ona dla wielu istniejących systemów jednym z kluczowych warunków osiągnięcia statusu efektywnego energetycznie systemu ciepłowniczego przy kosztach możliwych do zaakceptowania przez odbiorców. Bez jej udziału racjonalna ekonomicznie transformacja części lokalnych ciepłowni byłaby znacznie trudniejsza, a presja na ceny ciepła większa.

Za wykorzystaniem biomasy przemawiają również uwarunkowania technologiczne. Znaczna część polskich sieci została zaprojektowana do pracy na wysokich parametrach temperaturowych. Biomas umożliwia stabilne i dyspozycyjne wytwarzanie ciepła o takich parametrach, dzięki czemu może być integrowana z istniejącą infrastrukturą bez konieczności jej natychmiastowej, kompleksowej przebudowy. Ma to szczególne znaczenie w małych i średnich systemach, zwłaszcza w miastach powiatowych, gdzie możliwości finansowe są ograniczone, a koszt głębokiej modernizacji przypada na relatywnie niewielką liczbę odbiorców.

Dlatego ważne jest utrzymanie możliwości wykorzystywania zrównoważonej biomasy leśnej oraz pozostałości z przemysłu drzewnego w transformacji takich

systemów, przy spełnieniu właściwych kryteriów środowiskowych i zrównoważonego rozwoju. Równie istotne jest uwzględnienie inwestycji biomasowych w instrumentach finansujących transformację ciepłownictwa, w tym w Funduszu Transformacji Ciepłownictwa. To postulat wynikający z realiów lokalnych systemów: wykluczenie tej technologii ze wsparcia mogłoby ograniczyć dostępne ścieżki dekarbonizacji, a koszty droższych rozwiązań ostatecznie obciążłyby mieszkańców mniejszych miast.

Nowoczesne ciepłownictwo a atrakcyjność inwestycyjna miast

Utrzymanie efektywności i obniżanie emisyjności systemów mają również znaczenie dla rozwoju miast. Parametry kupowanego ciepła wpływają na bilans emisji przedsiębiorstw, a możliwość wykorzystania sieci do odbioru ciepła odpadowego może poprawiać ekonomikę nowych przedsięwzięć. Dla inwestora liczy się więc nie tylko obecność infrastruktury, lecz także jej przyszły miks, zdolność przyjęcia dodatkowego zapotrzebowania i wiarygodny plan modernizacji. Nowoczesne ciepłownictwo staje się jednym z czynników atrakcyjności inwestycyjnej lokalizacji.

Coal Exit to nie tylko program inwestycyjny

To proces budowania organizacji przygotowanej do funkcjonowania w nowym modelu energetyki cieplnej opartej na zróżnicowanym miksie technologicznym, inteligentnym zarządzaniu energią oraz umiejętności realizacji coraz bardziej zaawansowanych projektów infrastrukturalnych.

Realizowane inwestycje są czymś więcej niż pojedynczymi projektami. Tworzą portfel doświadczeń, który pozwala lepiej przygotować się do kolejnych etapów transformacji. Każda zakończona analiza, uzyskana decyzja administracyjna, zrealizowana inwestycja czy uruchomione źródło ciepła budują wiedzę, którą można wykorzystać w następnych lokalizacjach.

To szczególnie istotne w czasie, gdy sektor ciepłowniczy znajduje się w jednym z największych procesów zmian w swojej historii. Tempo transformacji będzie zależało nie tylko od dostępności technologii czy finansowania, ale również od zdolności organizacji do skutecznego planowania i realizacji złożonych przedsięwzięć inwestycyjnych.

W artykule przedstawiono inwestycje realizowane w ramach projektu Coal Exit w Spółkach Szczecińska Energetyka Ciepła, NEW Cogen, SEC Zgorzelec, SEC Region – będących częścią E.ON Energy Infrastructure Solutions Polska.

Adam Kampa

Magazyny energii: brakujące ogniwo transformacji

Transformacja energetyczna coraz wyraźniej przechodzi z etapu budowy samych źródeł odnawialnych do etapu zarządzania całym systemem. Gdy rośnie udział energetyki słonecznej i wiatrowej, wartość wytwarzania zależy nie tylko od liczby megawatów, lecz także od możliwości przesunięcia energii w czasie, szybkiego bilansowania sieci i zapewnienia zasilania w sytuacjach kryzysowych. O tym, jak magazyny energii mogą jednocześnie wzmacniać bezpieczeństwo kraju i poprawiać ekonomikę inwestycji, rozmawiamy z Barbarą Adamską, prezes zarządu Polskiego Stowarzyszenia Magazynowania Energii.

Dlaczego magazyny energii powinny być jednym z najważniejszych narzędzi wspierających transformację energetyczną w Polsce?

Ponieważ system elektroenergetyczny potrzebuje dziś nie tylko nowych źródeł energii, ale przede wszystkim elastyczności. Fotowoltaika produkuje najwięcej w środku dnia, energetyka wiatrowa zależy od warunków wietrznych, a zapotrzebowanie odbiorców ma własny profil. Magazyn pozwala oddzielić moment produkcji od momentu zużycia. Może ładować się przy nadwyżce i niskiej cenie, a oddawać energię w godzinach szczytu, jednocześnie świadcząc usługi systemowe. IEA wskazuje, że aby umożliwić potrojenie mocy OZE do 2030 r., globalna moc magazynów energii musi wzrosnąć do około 1 500 GW, przy czym baterie mają odpowiadać za około 90 proc. tego przyrostu. To pokazuje, że magazyny przestają być dodatkiem do transformacji – stają się jej podstawową infrastrukturą.

Jaką rolę magazyny mogą odegrać w bezpieczeństwie energetycznym Polski?

Magazyny energii wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne, ponieważ pozwalają lepiej wykorzystywać krajową generację i ograniczać zapotrzebowanie na import w godzinach szczytu. Przejmując nadwyżki produkcji z OZE, zmniejszają skalę jej wymuszonych redukcji, a zgromadzoną energię mogą oddawać wtedy, gdy system najbardziej jej potrzebuje. Dzięki krótkiemu czasowi reakcji magazyny energii mogą szybko zwiększać

moc oddawaną do sieci lub ograniczać jej pobór, a następnie utrzymywać odpowiedni poziom mocy przez określony czas, wspierając bilansowanie systemu elektroenergetycznego, również w przypadku nagłego wypadnięcia jednostki wytwórczej. W mikrosieciach mogą natomiast podtrzymywać zasilanie infrastruktury krytycznej, takiej jak szpitale, wodociągi, centra danych, systemy łączności, administracja czy obiekty obronne. Jednocześnie, przejmując lokalne szczyty obciążenia, pomagają odroczyć kosztowne inwestycje sieciowe w miejscach, gdzie przeciążenia występują tylko przez ograniczoną liczbę godzin w roku.

Co dzieje się w systemie w momencie nagłej awarii dużego źródła energii i jaką rolę może wtedy odegrać magazyn?

Nagłe odłączenie dużej jednostki wytwórczej powoduje natychmiastową nierównowagę między produkcją a zapotrzebowaniem, czego pierwszym sygnałem jest spadek częstotliwości w sieci. Operator musi wówczas bardzo szybko uzupełnić brakującą moc,

aby nie dopuścić do przeciążenia kolejnych elementów systemu i kaskadowego rozwoju awarii. Magazyn energii może zareagować niemal natychmiast – oddać moc w pierwszych sekundach, ustabilizować częstotliwość i stworzyć czas potrzebny na uruchomienie wolniejszych rezerw lub zmianę pracy innych źródeł. Nie zastępuje więc całego utraconego bloku na długi czas, lecz pełni funkcję pomostu między momentem awarii a przywróceniem równowagi w systemie. Jeżeli magazyny są odpowiednio rozmieszczone, mogą dodatkowo odciążać zagrożone fragmenty sieci, ograniczyć skalę wyłączeń odbiorców i pomóc utrzymać zasilanie infrastruktury krytycznej. Ich znaczenie zależy jednak nie tylko od mocy, ale również od dostępnej pojemności oraz od tego, czy w chwili zdarzenia utrzymują odpowiedni poziom naładowania.

Czy może Pani podać przykłady rozwiązań na świecie, które pokazują, jak magazyny energii wzmacniają bezpieczeństwo systemu?

Doświadczenia innych krajów pokazują, że magazyny energii mogą wzmacniać bezpieczeństwo systemu zarówno na poziomie krajowym, jak i lokalnym. W Australii instalacja Hornsdale Power Reserve o mocy 150 MW pokazała, że duża bateria może błyskawicznie reagować na zakłócenia częstotliwości i stabilizować system o wysokim udziale energetyki wiatrowej. W Kalifornii skala bateryjnych magazynów wzrosła z mniej niż 700 MW w 2019 r. do ponad 21 GW w 2026 r. Stan wykorzystuje je do przesuwania energii słonecznej na wieczorny szczyt i ograniczania ryzyka niedoborów podczas fal upałów. W Wielkiej Brytanii moc operacyjnych magazynów bateryjnych osiągnęła około 7,5 GW na koniec 2025 r., a szybkie zasoby elastyczności uczestniczą w usługach częstotliwościowych i rynku bilansującym. Z kolei programy Departamentu Energii USA dla Portoryko finansowały systemy fotowoltaiczne i magazyny dla gospodarstw domowych szczególnie narażonych na przerwy w dostawach, co pokazuje rolę rozproszonych zasobów w budowaniu odporności energetycznej.



Czego Polska powinna nauczyć się z tych doświadczeń? I czy mamy już w kraju instalacje, które mogą uczestniczyć w rynku mocy i świadczyć usługi systemowe?

Doświadczenia innych krajów pokazują, że samo zbudowanie magazynu nie wystarczy. Potrzebny jest rynek, który pozwoli mu łączyć różne funkcje, a także systemowe podejście do jego lokalizacji – w sąsiedztwie źródeł OZE, węzłów sieciowych, odbiorców przemysłowych oraz infrastruktury krytycznej. Warunki przyłączenia i zasady rozliczeń powinny wynagradzać rzeczywiste odciążanie sieci, zamiast premiować samo rezerwowanie mocy przyłączeniowej.

W Polsce również mamy już przykłady pokazujące różne role magazynów energii. Przykładowo, instalacja o mocy 50 MW w Starym Grodkowie posiada wieloletni kontrakt mocowy i wspiera elastyczność krajowego systemu. Projekty w Cieszanowicach i Ochotnicy Dolnej pokazują natomiast znaczenie magazynów na poziomie lokalnym: pomagają stabilizować napięcie, integrować rozproszone źródła odnawialne i ograniczać wyłączanie instalacji fotowoltaicznych. Te wdrożenia potwierdzają, że magazyn może poprawiać bezpieczeństwo zarówno całego systemu, jak i pojedynczego fragmentu sieci.

”

Magazyny energii wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne, ponieważ pozwalają lepiej wykorzystywać krajową generację i ograniczać zapotrzebowanie na import w godzinach szczytu.

Jakie jedno działanie regulacyjne jest dziś najpilniejsze?

Najpilniejsza jest zamiana deklaracji operatorów sieci i polityków dotyczących potrzeby magazynów energii w systemie na mechanizmy, które pozwolą magazynom sprzedawać usługi w ramach kontraktów długo- i średnioterminowych. Rynek energii jest rynkiem regulowanym. To, jakie typy usług mogą być kontraktowane i na jakich zasadach, zależy od prawodawcy i regulatora. Nie wystarczy, że dany rodzaj usługi jest potrzebny i że istnieje oferent, który może ją dostarczyć. Polskie

”
System elektroenergetyczny potrzebuje dziś nie tylko nowych źródeł energii, ale przede wszystkim elastyczności.

i bezpieczeństwa energetycznego

”

Rynek energii jest rynkiem regulowanym.

To, jakie typy usług mogą być kontraktowane i na jakich zasadach, zależy od prawodawcy i regulatora.

instytucje finansujące oczekują od magazynów podobnych modeli przychodowych, które znają z realizacji projektów farm fotowoltaicznych czy wiatrowych, a więc kontraktu gwarantującego przychody przez 15 lat. Jedyną możliwością uzyskania przez magazyny energii porównywalnego kontraktu był kontrakt mocy, czyli udział w aukcjach rynku mocy. Jednak ostatnia aukcja rynku mocy odbyła się w grudniu ubiegłego roku i na razie nie wiadomo, na jakich zasadach mechanizm ten będzie kontynuowany. Kontrakty średnioterminowe, np. 5-8 -letnie, na świadczenie usług elastyczności, mogliby oferować operatorzy systemów dystrybucyjnych. W tym zakresie jednak na razie również niewiele się dzieje.

Tak więc obecnie inwestorzy nie mają możliwości pozyskania długookresowego kontraktu na usługi świadczone na rzecz systemu. Swoje modele biznesowe muszą opierać na krótkoterminowych przychodach z rynku energii lub długoterminowych umowach komercyjnych, co na rynku o krótkiej historii i braku benchmarków nie stawia ich w partnerskiej pozycji w rozmowie z bankiem. Tak więc to właśnie działania przekładające się na bankowalność projektów magazynowych są kluczowe, aby skrócić drogę od projektu do instalacji przynoszącej wartość systemowi energetycznemu.

Jak może wyglądać polski rynek magazynów pod koniec dekady?

URE wskazuje, że jednostki magazynowania energii zakontraktowane na rynku mocy mają dostarczyć około 2 GW w 2028 r. i 4 GW w 2029 r., a łącznie w latach 2027–2029 do systemu może wejść około 6 GW takich jednostek. W sumie w ramach rynku mocy z czasem dostawy do 2030 roku zostało zakontraktowanych 11 GW bateryjnych magazynów energii. To bardzo szybki wzrost mocy zainstalowanej w magazynach bateryjnych, ale powinien być powiązany z modernizacją sieci i cyfryzacją. Miarą sukcesu nie będzie sama liczba gigawatów.

Będzie nią mniejsza skala redukcji OZE, niższy koszt bilansowania, większa odporność infrastruktury krytycznej i bardziej przewidywalne ceny dla odbiorców.

Co rozwój magazynów energii będzie oznaczał dla gospodarstw domowych i przedsiębiorców?

Dla gospodarstw domowych rozwój magazynów oznacza przede wszystkim zabezpieczenie przed przerwami w dostawach energii oraz ochronę przed wzrostem rachunków za energię elektryczną. Mając magazyn energii elektrycznej, gospodarstwo domowe może stać się niemal „wyspą energetyczną” wyposażoną we własną elektrownię, ciepłownię i stację paliwową. To właśnie magazyn

”

W zakładach, w których nawet chwilowy przestój powoduje duże straty, wartością magazynu jest nie tylko tańsza energia, lecz także ciągłość produkcji i większa przewidywalność kosztów.

energii zapewnia w gospodarstwie domowym lepsze wykorzystanie własnej energii wytwarzanej przez instalację fotowoltaiczną i połączenie jej z pompą ciepła, na potrzeby grzania wody czy ładowania samochodu elektrycznego. Podobną rolę magazyny energii pełnią w firmach, aczkolwiek w dużo szerszym zakresie. Magazyn w firmie może ograniczać zapotrzebowanie na moc, pobór energii w godzinach szczytu, poprawiać parametry jakościowe energii na potrzeby procesów technologicznych, zwiększać wykorzystanie energii z własnej instalacji OZE i podtrzymywać pracę kluczowych urządzeń podczas krótkich przerw w zasilaniu. W zakładach, w których nawet chwilowy przestój powoduje duże straty, wartością magazynu jest więc nie tylko tańsza energia, lecz także ciągłość produkcji i większa przewidywalność kosztów. Warunkiem uzyskania tych korzyści pozostaje jednak właściwy dobór mocy, pojemności i sposobu sterowania do rzeczywistego profilu zużycia.

Jak należy oceniać wartość magazynów energii – z perspektywy bezpieczeństwa państwa i opłacalności inwestycji w całym cyklu ich życia?

Magazyny energii nie zastąpią sieci, źródeł wytwórczych ani

”

Magazyny energii nie zastąpią sieci, źródeł wytwórczych ani elastycznego popytu, ale mogą połączyć te elementy w bardziej odporny i efektywny system.

elastycznego popytu, ale mogą połączyć te elementy w bardziej odporny i efektywny system. Największą wartość tworzą wtedy, gdy są projektowane dla konkretnej potrzeby systemowej, mają dostęp do kilku komplementarnych strumieni przychodów i są zarządzane na podstawie danych. Z punktu widzenia państwa oznacza to większą niezależność, lepsze wykorzystanie krajowych źródeł oraz szybszą reakcję na kryzysy. Z punktu widzenia inwestora – konieczność przejścia od prostego pytania „ile kosztuje magazyn?” do pytania „jaką wartość może dostarczać każda jego megawatogodzina przez cały cykl życia?”.

ZAPOWIEDŹ RAPORTU

W grudniu na łamach tygodnika Gazeta Finansowa i www.gf24.pl opublikujemy

raport

NAJLEPSZE PRODUKTY DLA BIZNESU 2026

wyróżnienie najbardziej innowacyjnych i efektywnych usług oraz produktów dla firm

Zapraszamy do współpracy i promocji na łamach tego wydania.
Aleksandra Piekarska a.piekarska@gazetafinansowa.pl 512 382 737
Agnieszka Prasowska a.prasowska@gazetafinansowa.pl 501 209 900

Od cichego zasilania po odporność energetyczną

Technologie wodorowe mogą zwiększać autonomię energetyczną infrastruktury wojskowej, zasilać mobilne systemy i ograniczać ich wykrywalność. O ich potencjale w sektorze obronnym, ograniczeniach oraz szansach na rozwój polskich kompetencji dual-use rozmawiamy z Żanetą Kłostowską, ekspertką ds. innowacji i rozwoju rynku technologii wodorowych w Enim Institute.



Wodór coraz częściej rozpatrywany jest nie tylko jako narzędzie dekarbonizacji, ale również jako technologia o potencjale podwójnego zastosowania – cywilnego i wojskowego. W jakich obszarach dostrzega Pani największy potencjał wykorzystania technologii wodorowych na potrzeby bezpieczeństwa i obronności?

Uważam, że potencjał technologii wodorowych w sektorze obronnym powinniśmy rozpatrywać przede wszystkim przez pryzmat ich parametrów operacyjnych, a nie wyłącznie korzyści środowiskowych. W zastosowaniach wojskowych i związanych z bezpieczeństwem państwa podstawowe znaczenie mają niezawodność, mobilność, autonomia energetyczna, zasięg oraz możliwość funkcjonowania w wymagających warunkach. Jedną z interesujących właściwości systemów wykorzystujących ogniwa paliwowe jest ich niska sygnatura akustyczna oraz możliwość ograniczenia sygnatury termicznej, a tym samym obniżenia wykrywalności, w porównaniu z wybranymi konwencjonalnymi układami napędowymi i spalinowymi agregatami prądotwórczymi. Drugim istotnym obszarem jest transport ciężki i specjalistyczny.

W określonych zastosowaniach pojazdy wykorzystujące wodorowe ogniwa paliwowe mogą oferować przewagę w zakresie zasięgu, czasu uzupełniania paliwa oraz utrzymania zdolności operacyjnej przy intensywnej eksploatacji. Ma to szczególne znaczenie w przypadku pojazdów ciężkich, które muszą pokonywać duże odległości, transportować znaczne ładunki i funkcjonować w niekorzystnych warunkach atmosferycznych.

Trzecim kierunkiem są autonomiczne i mobilne systemy zasilania, które mogą być wykorzystywane w infrastrukturze krytycznej, systemach łączności, rozpoznania oraz zabezpieczenia logistycznego.

Same ogniwa paliwowe nie są optymalnym źródłem mocy impulsowej, natomiast w układach hybrydowych, zintegrowanych z magazynami baterijnymi i superkondensatorami, mogą stanowić źródło energii dla systemów wymagających zarówno długotrwałego zasilania, jak i okresowego poboru bardzo dużej mocy. Ogniwo paliwowe odpowiada w takim układzie za dostarczanie energii w dłuższym horyzoncie, natomiast magazyny energii za pokrywanie chwilowych obciążeń szczytowych.

Nie chodzi więc o zastępowanie wszystkich istniejących technologii wodorem, ale o identyfikację tych

zastosowań, w których jego właściwości mogą rzeczywiście zwiększać efektywność i odporność systemów.

Czy technologie wodorowe, w tym ogniwa paliwowe i mobilne systemy zasilania, mogą zwiększać autonomię energetyczną infrastruktury wojskowej, baz operacyjnych oraz systemów łączności i rozpoznania? Jakże przewagi, ale też ograniczenia mają w porównaniu z rozwiązaniami baterijnymi i tradycyjnymi agregatami?

Zdecydowanie widzę potencjał takich rozwiązań, szczególnie w systemach wymagających długotrwałej pracy, wysokiej niezawodności i ograniczenia hałasu.

W porównaniu z tradycyjnymi spalinowymi agregatami prądotwórczymi systemy oparte na ogniwach paliwowych mogą charakteryzować się znacznie niższą sygnaturą akustyczną, ponieważ nie występuje w nich klasyczny proces spalania, a liczba ruchomych elementów mechanicznych jest ograniczona.

Kolejnym elementem jest autonomia energetyczna. W systemach bateryjnych zwiększenie ilości magazynowanej energii wymaga zazwyczaj zwiększenia masy i pojemności akumulatorów. W systemach wodorowych ilość dostępnej energii można zwiększać poprzez odpowiednie powiększenie zasobu magazynowanego paliwa, choć wymaga to uwzględnienia masy i objętości zbiorników oraz całego układu zasilania. W określonych zastosowaniach, szczególnie przy długim czasie pracy, może to zapewniać korzyści w porównaniu z rozwiązaniami opartymi wyłącznie na bateriach.

Nie możemy jednak pomijać ograniczeń. Wodór wymaga odpowiedniej infrastruktury tankowania, bezpiecznego magazynowania, specjalistycznych procedur eksploatacyjnych oraz niezawodnego łańcucha dostaw. Ogniwa paliwowe również są wrażliwe na warunki pracy, w tym jakość wodoru, temperaturę i gospodarkę wodną układu.

Dlatego za najbardziej perspektywiczne uważam systemy hybrydowe, integrujące ogniwa paliwowe, magazyny bateryjne oraz – tam, gdzie jest to uzasadnione – konwencjonalne źródła zasilania. Takie podejście pozwala wykorzystać zalety poszczególnych technologii, a jednocześnie ograniczać ich indywidualne słabości.

Jednym z kluczowych wyzwań współczesnej obronności jest zapewnienie niezawodnych dostaw energii w sytuacjach kryzysowych i podczas konfliktów zbrojnych. Czy zdecentralizowane systemy produkcji i magazynowania wodoru mogą stać się elementem budowania odporności państwa, także w kontekście zagrożeń dla scentralizowanej infrastruktury energetycznej?

Uważam, że zdecentralizowane systemy energetyczne mogą odegrać istotną rolę w budowaniu odporności państwa, szczególnie jeżeli będą projektowane jako rozwiązania wieloźródłowe i zdolne do autonomicznej pracy.

W tym kontekście wodór może pełnić funkcję nośnika energii umożliwiającego jej magazynowanie i późniejsze wykorzystanie w systemach zasilania rezerwowego.

Szczególnie interesujące są rozwiązania integrujące lokalne odnawialne źródła energii, magazyny bateryjne, elektrolizery, magazyny wodoru oraz ogniwa paliwowe. Takie systemy mogą zapewniać możliwość pracy wyspowej i ograniczać zależność od zewnętrznych dostaw energii, pod warunkiem właściwego doboru źródeł, magazynów i infrastruktury pomocniczej.

Jednocześnie nie należy zakładać, że decentralizacja sama w sobie gwarantuje odporność. Każdy taki system wymaga analizy niezawodności, redundancji, bezpieczeństwa technicznego, dostępności paliwa oraz możliwości utrzymania i serwisowania instalacji.

W mojej ocenie szczególnie perspektywiczne jest rozwijanie modułowych, wielopaliwowych systemów energetycznych, które mogą wykorzystywać różne źródła energii w zależności od dostępności zasobów i wymagań użytkownika. Takie podejście odpowiada

koncepcji Multi-Fuel Defence Energy Hub, zaprezentowanej na tegorocznym MSPO, w której wodór nie jest jedynym nośnikiem energii, ale jednym z elementów zwiększających elastyczność całego systemu.

Największą wartością technologii wodorowych w budowaniu odporności państwa może być ich zdolność do współpracy z innymi źródłami energii i zapewniania długotrwałego, niezależnego zasilania wybranych odbiorców krytycznych. Właśnie dlatego rozwój technologii wodorowych na potrzeby bezpieczeństwa powinien być częścią szerszej strategii odporności energetycznej, a nie odrębnym programem technologicznym.

Rozwój technologii podwójnego zastosowania może stworzyć nowe możliwości współpracy przemysłu energetycznego, technologicznego i obronnego. Czy Polska ma potencjał, aby budować własne kompetencje w tym obszarze, a technologie wodorowe mogą stać się jednym z elementów krajowego ekosystemu innowacji dla bezpieczeństwa?

Polska ma potencjał do rozwijania takich kompetencji, ale wymaga to znacznie większej integracji środowisk przemysłowych, naukowych, technologicznych i sektora obronnego.

W mojej ocenie potrzebujemy programów rozwoju technologii podwójnego zastosowania (dual-use) opartych na jasno zdefiniowanych potrzebach i wymaganiach operacyjnych użytkowników, w tym Sił Zbrojnych RP. Nie wystarczy opracować demonstrator technologiczny. Konieczne jest przeprowadzenie całej ścieżki obejmującej projektowanie, badania, walidację, badania kwalifikacyjne, certyfikację, wdrożenie i wsparcie eksploatacji, z uwzględnieniem wymagań właściwych dla danego rozwiązania i jego przeznaczenia.

W mojej ocenie kluczowe jest przejście od myślenia o pojedynczych technologiach do budowania całych zdolności przemysłowych i operacyjnych. To właśnie takie kompetencje, połączone ze sprawnym systemem finansowania, współpracą międzysektorową i efektywną komercjalizacją, mogą stanowić podstawę budowy krajowego ekosystemu innowacji dla bezpieczeństwa.



Kluczowe jest przejście od myślenia o pojedynczych technologiach do budowania całych zdolności przemysłowych i operacyjnych.

Energia to nie tylko koszty. To strategia konkurencyjności

Zapytaj dyrektora zakładu, co wpływa na marżę, a wskaże przede wszystkim koszty pracy, ceny surowców i poziom popytu. Energia zwykle pada na końcu, dopóki nie przyjdzie faktura.

Adam Dominiak

dyrektor zarządzający Gree-nYellow na Polskę i Europę Środkowo-Wschodnią

Średnio energia odpowiada za ok. 3,3 proc. kosztów produkcji w polskim przemyśle przetwórczym, ale ta średnia skrywa duże zróżnicowanie: od 0,7 proc. w elektronice do 11 proc. w produkcji metali. Z niedawnej analizy Krajowej Izby Gospodarczej (KIG), obejmującej 224 branże, wynika, że w jednej trzeciej z nich koszty energii stanowią co najmniej 30 proc. wyniku finansowego. Pozycja, która w strukturze kosztów wygląda niepozornie, może bardzo mocno obciążać wynik.

Polski przemysł startuje z trudnej pozycji

W 2024 r. końcowa cena energii elektrycznej dla odbiorców energochłonnych była o ok. 25 proc. wyższa niż w Niemczech i o 113 proc. wyższa niż we Francji. Około połowy energii elektrycznej w Polsce nadal pochodzi z węgla, co sprawia, że koszty emisji CO₂ są stałym elementem jej ceny. W tym roku doszło nowe obciążenie: opłata mocowa wzrosła o 55 proc. do 219,40 zł/MWh. Naliczana jest od energii pobranej z sieci w dni robocze w godzinach 7:00–22:00, czyli dokładnie wtedy, gdy większość zakładów pracuje najintensywniej, a jej skalowanie zależy od tego, jak nierównomierny jest dobowy profil poboru odbiorcy.

Nie zmienimy rynku hurtowego, unijnej ceny uprawnień do emisji CO₂ ani krajowego miksu energetycznego. Firma może jednak zmienić to, ile energii kupuje z sieci, kiedy ją kupuje i na co ją wykorzystuje. W tej sytuacji najważniejsze są te cztery założenia:

Eliminacja zbędnego zużycia

Na początku należy zacząć od eliminacji zbędnego zużycia. Nie ma sensu produkować ani kupować energii, którą nieefektywnie urządzenia i procesy po prostu marnują. Silniki, sprężone powietrze, chłodnictwo, systemy HVAC, oświe-

tlenie i odzysk ciepła wciąż kryją oszczędności w wielu zakładach, często z krótkim okresem zwrotu. To naturalny punkt wyjścia, który zazwyczaj nie wymaga żadnych zmian w produkcji.

Po drugie, produkcja energii zaczynająca się przy odbiorze jest kluczowa. Fotowoltaika na dachach i wiatrak parkingowych oraz insta-

ldy pojawia się zapotrzebowanie, a także przesuwac zużycie w czasie, redukować szczyty i spłaszczać profil obciążenia. Ma to znaczenie, ponieważ opłata mocowa premiuje bardziej płaskie profile, czyli takie, które nie notują drastycznych skoków poboru. Według Modu Energy w 2025 r. różnice cen energii elektrycznej na polskim rynku dnia następnego wynosiły średnio około 153 EUR/MWh. Oznacza to, że ten sam zasób może umożliwiać osiągnięcie korzyści z różnic cenowych, w zależności od warunków umowy na dostawy energii dla danego zakładu.

do nich chłodnie i magazyny chłodnicze, bufor ciepła oraz odbiory związane z ładowaniem i pompowaniem, których pracę można przesunąć o kilka godzin bez negatywnego wpływu na wielkość produkcji.

Po czwarte, elektryfikacja. Oczywiście tam, gdzie się to opłaca, ale dopiero gdy obciążenie jest już zniwelowane i częściowo zasilane z własnych źródeł. Zastąpienie kotłów gazowych pompami ciepła może ograniczyć ekspozycję na ceny paliw, a przy odpowiedniej sprawności także emisje. Kotły elektryczne mają sens tylko wte-

przed zmianami ceny energii, ale nie przed opłatami sieciowymi i mocowymi. Te rozwiązuje wyłącznie generacja i elastyczność za licznikiem.

Mówiąc praktycznie, od czego trzeba zacząć?

Dokładnie zmierzyć profil obciążenia, następnie usunąć nadmierne zużycie. Później rozpocząć proces lokalnej produkcji energii, dodać magazynowanie i elastyczność, zelektryfikować to, co się zwraca, a resztę pokryć umową PPA. Zazwyczaj największą przeszkodą jest kapitał. Finansowanie przez



Nie ma sensu produkować ani kupować energii, którą nieefektywnie urządzenia i procesy po prostu marnują.

Oprócz magazynów energii wiele zakładów przemysłowych dysponuje już zasobami zapewniającymi elastyczność poboru energii. Należą

dy, gdy korzystają z generacji na miejscu lub pracują w godzinach niskich cen i niskiej emisyjności. Według projektu rządowego planu energetycznego zapotrzebowanie na energię elektryczną w Polsce ma zbliżyć się do 200 TWh do 2030 r. Elektryfikacja tworzy jednak wartość tylko wtedy, gdy energia jest konkurencyjna i sterowalna. W przeciwnym razie firma po prostu zamienia ryzyko cen gazu na ryzyko cen energii z sieci. Umowa PPA jest przydatnym uzupełnieniem, a nie substytutem. Długoterminowa umowa PPA może zabezpieczyć cenę tej części zużycia, której nie da się pokryć na miejscu. Jednak w przypadku PPA zewnętrznego (off-site), fizycznego lub wirtualnego, zakład nadal pobiera energię z sieci. Chroni to

podmiot trzeci i modele Energy-as-a-Service (energia jako usługa) mogą zamienić infrastrukturę energetyczną z dużej inwestycji początkowej w przewidywalny koszt operacyjny, przy czym wyspecjalizowany partner finansuje, dostarcza i utrzymuje aktywa w długim terminie. Dzięki temu firmy przemysłowe mogą uzyskiwać oszczędności i zwiększać odporność, nie konkurując o kapitał z nowymi liniami produkcyjnymi, automatyzacją czy ekspansją rynkową. Firmy, które wyróżniają się w nadchodzącej dekadzie, to nie te, które po prostu wynegocjują niższą cenę za megawatogodzinę. To te, które traktują energię jako zasób, który trzeba wyprodukować, ukształtować i zaplanować w czasie, a nie jako rachunek do zapłacenia.

Energia pod presją. Jak zbudować odporny system energetyczny Polski?

Czy polski system energetyczny będzie działał po utracie elektrowni, terminalu lub kluczowej linii przesyłowej? O konieczności przygotowania państwa na sytuacje kryzysowe, znaczeniu rozproszonych źródeł energii i magazynów BESS oraz doświadczeniach płynących z wojny w Ukrainie rozmawiamy z gen. bryg. (r.) Grzegorzem Grodzkim.



Jak definiuje Pan bezpieczeństwo energetyczne Polski?

Bezpieczeństwo energetyczne Polski definiuję dziś przede wszystkim jako zdolność państwa do utrzymania dostaw energii w sytuacji, gdy otoczenie geopolityczne zmienia się nagle, a dotychczasowe założenia przestają obowiązywać. Weszliśmy bowiem jako kraj w okres podwyższonego ryzyka strategicznego, dlatego nie chodzi już wyłącznie o dostępność surowców czy warunków zawieranych kontraktów.

Dywersyfikacja importu uniezależniła Polskę od Rosji. Czy jednocześnie pojawiły się nowe ryzyka?

Dywersyfikacja importu uwolniła nas od zależności od Rosji i zmniejszyła możliwość stosowania wobec Polski szantażu energetycznego. Zarazem jednak duża część strategicznych dostaw ropy i gazu została powiązana z portami, terminalami i hubami logistycznymi położonymi nad Bałtykiem, wskutek czego energetyczna brama Polski stała się szczególnie obszarem podatności na ryzyka. Bałtyk jest nie tylko szlakiem dostaw i przestrzenią rozwoju nowych inwestycji, lecz również obszarem rozpoznania, presji, sabotażu i działań hybrydowych. Gdy konflikt się zaostrzy, może się stać teatrem działania o znaczeniu porównywalnym z Zatoką Perską lub Morzem Czarnym.

Jak należy zatem mierzyć odporność systemu energetycznego?

Trzeba zmienić sposób myślenia o bezpieczeństwie energetycznym. Nie mierzy się go już liczbą podpisanych umów ani wielkością zakontraktowanych zakupów. Obecnie jego miarą jest zdolność do utrzymania dostaw po utracie portu, terminalu, rurociągu, elektrowni, transformatora, linii przesyłowej lub centrum sterowania. To, czy potrafimy ochronić każdy element infrastruktury, nie jest dziś najważniejszym pytaniem. Powinno ono brzmieć: czy system

będzie nadal działał, gdy któregoś z tych elementów zabraknie, i jak odbiorca dowie się, kiedy ponownie otrzyma dostawę lub zasilanie. Według mnie właśnie tutaj przebiega granica między ochroną infrastruktury a odpornością państwa. Ochrona ma zapobiegać bezpośredniej utracie surowców lub zasobów oraz środków transportu lub przesyłu, natomiast odporność musi zapewnić ciągłość działania również wtedy, gdy ochrona okaże się niewystarczająca. Nie wystarczą nam zatem bariery fizyczne, systemy obserwacji i cyberbezpieczenia. Potrzebne są alternatywne szlaki dostaw, zapasowe zdolności wytwórcze, rozproszone rezerwy, części zamienne, zespoły naprawcze oraz procedury pozwalające szybko odbudować uszkodzone elementy systemu. Bez tych zdolności dywersyfikacja może oznaczać jedynie przeniesienie zależności z jednego kierunku na kilka nowych, lecz nadal wrażliwych punktów.

Jaką rolę w budowaniu strategicznej odporności odgrywa przywództwo?

Strategiczna odporność nie powstaje w prezentacjach, zestawieniach czy politycznych deklaracjach, ale wtedy, gdy osoby odpowiedzialne za system rozumieją zagrożenia, potrafią podejmować decyzje przy niepełnych informacjach i są przygotowane na sytuację, w której operatorzy, administracja oraz partnerzy zagraniczni działają pod presją własnych potrzeb. Każdy sojusznik będzie podczas kryzysu najpierw oceniał swoje bezpieczeństwo i brał pod uwagę swoje żywotne interesy.



Trzeba zmienić sposób myślenia o bezpieczeństwie energetycznym.

Jak w tym kontekście powinna wyglądać współpraca międzynarodowa?

Współpraca międzynarodowa powinna uzupełniać i wzmacniać krajowe zdolności, ale nie może ich zastępować. W sytuacji kryzysowej Polska musi przede wszystkim dysponować własnymi zasobami i być zdolna do samodzielnego działania, ponieważ pomoc sojuszników może nadejść dopiero później.

Dlaczego energia ma tak fundamentalne znaczenie dla funkcjonowania państwa?

Musimy pamiętać, że energia warunkuje funkcjonowanie ochrony zdrowia, transportu, łączności, administracji, sił zbrojnych i przemysłu, a w czasie wojny kolejność tych priorytetów się zmienia. Energia jest układem krążenia nowoczesnego państwa: jeżeli jej przepływ zostanie przerwany, konsekwencje szybko obejmą niemal wszystkie pozostałe obszary jego działania.

Jak Polska powinna odpowiadać na rosnące zapotrzebowanie na moc w okresie odchodzenia od paliw kopalnych?

Odpowiedź na rosnące zapotrzebowanie jest jedna: Polska równolegle buduje źródła, sieci i elastyczność, a także powinna uwzględniać ich szybką odbudowę lub zastępowanie, w miarę możliwości, mobilnymi elementami. Kilka źródeł wytwórczych to sytuacja porównywalna z posiadaniem drogich okrętów wojennych, tzw. białych słoni, które mimo ochrony można zawsze trafić i zatopić. Ich naprawa może trwać lata, dlatego bezpieczniejsze od jednego elementu jest zawsze posiadanie kilkunastu lub kilkadziesiąt — i do tego dąży miks energetyczny.

Jaką rolę w takim miksie powinny odgrywać energetyka jądrowa, OZE i źródła konwencjonalne?

Energetyka jądrowa powinna w przyszłości zapewnić stabilną podstawę niskoemisyjną, ale w czasie kryzysu jest dużym, pro-

blematycznym „białym słoniem”. Jak pokazuje przykład Ukrainy, na wyprowadzenia mocy łatwo można oddziaływać najnowszymi technologiami dronowymi. Zużycie importowanych paliw ograniczą wiatr lądowy i morski, fotowoltaika oraz lokalna kogeneracja. Do czasu uruchomienia atomu potrzebne będą modernizowane jednostki konwencjonalne i źródła gazowe zdolne szybko bilansować system, choć ich rola powinna maleć wraz z rozwojem wielkoskalowych magazynów, zarządzania popytem i magazynów sezonowych.

Jaką rolę w czasie konfliktu mogą odegrać magazyny BESS?

BESS nie wytwarza energii, lecz magazynuje ją, aby można było wykorzystać ją w późniejszym czasie. Pomaga również krótkoterminowo bilansować system. W czasie pokoju służy przede wszystkim zwiększaniu efektywności, elastyczności i ekonomiki pracy sieci, natomiast w czasie kryzysu lub wojny te same właściwości techniczne zostają podporządkowane innemu celowi: utrzymaniu ciągłości zasilania mimo uszkodzenia części infrastruktury. Doświadczenia z Ukrainy pokazują, że BESS, pracując w ramach rozproszonych mikro-sieci, może podtrzymywać odbiorców krytycznych, wspierać lokalne wyspy energetyczne i wypełniać powstałą lukę do czasu uruchomienia źródeł rezerwowych lub odtworzenia połączenia z siecią. Samodzielnym źródłem bezpieczeństwa jednak nie jest. Jego rzeczywista wartość obronna pojawia się dopiero w połączeniu z lokalnym wytwarzaniem, automatyką, pracą wyspową i przygotowanymi procedurami reagowania. W Polsce wciąż nie wykorzystujemy w pełni tego poten-



W sytuacji kryzysowej Polska musi przede wszystkim dysponować własnymi zasobami i być zdolna do samodzielnego działania, ponieważ pomoc sojuszników może nadejść dopiero później

cjału BESS, dlatego potrzebna jest edukacja i upowszechnianie wiedzy o ich roli w budowaniu odporności systemu energetycznego. Mogę realizować te działania dzięki współpracy z PSME, które wspieram jako doradca ds. bezpieczeństwa.

Jakie najważniejsze wnioski dla Polski – w kontekście energetyki – wynikają z doświadczeń Ukrainy?

Ukraińskie doświadczenia dowodzą, że system scentralizowany może ulegać stopniowej degradacji, a ochrona wszystkich obiektów jest niemożliwa, nawet gdy wykorzystamy się najnowsze technologie. Międzynarodowa Agencja Energii wskazuje na decentralizację, fizyczne wzmacnianie infrastruktury, źródła mobilne, podziemne systemy sterowania, zapasy części, cyberodporność oraz współpracę transgraniczną. Od siebie dodałbym do tego mobilne magazyny energii na szynach, które w razie zniszczeń takich jak na Ukrainie mogą zapewnić energię całym rejonom. W przypadku Polski oznacza to konieczność gromadzenia transformatorów, kabli,



Krajowe źródła energii, rozproszone instalacje OZE, wielkoskalowe i lokalne magazyny BESS, nowoczesne sieci oraz elastyczne mechanizmy bilansowania mogą ograniczać skutki utraty pojedynczych elementów infrastruktury.

falowników, urządzeń telekomunikacyjnych i aparatury sterującej. Sprzęt powinien być standaryzowany, aby można go było szybko wymieniać.

Czy transformację energetyczną należy zatem traktować również jako projekt bezpieczeństwa narodowego?

Krajowe źródła energii, rozproszone instalacje OZE, wielkoskalowe i lokalne magazyny BESS, nowoczesne sieci oraz elastyczne mechanizmy bilansowania mogą ograniczać skutki utraty pojedynczych elementów infrastruktury. Warunkiem jest jednak rozwijanie ich jako części spójnego systemu, a nie zbioru niezależnych inwestycji. Polska musi jednocześnie pozostać częścią europejskiego rynku energii i regionalnego systemu wsparcia. Połączenia transgraniczne, rezerwy oraz uzgodnione procedury pomocy państw sąsiadnych zwiększają nasze możliwości reagowania na rozległe awarie i inne zdarzenia trudne do przewidzenia. Nie mogą jednak zwalniać nas z budowania własnej zdolności do działania w pierwszych godzinach i dniach kryzysu. Powinny obowiązywać zasady takie jak w NATO. Celem nie powinna być budowa systemu, który nigdy nie dozna uszkodzenia, ponieważ takiego systemu nie da się stworzyć i ochronić, co pokazują działania USA w Zatoce Perskiej. Powinniśmy budować system, który mimo uderzenia lub wystąpienia różnych czarnych łabędzi zachowa swoje najważniejsze funkcje, ograniczy skalę strat, szybko się odtworzy i nie pozwoli, aby awaria pojedynczego elementu przerodziła się w kryzys całego państwa. Taka jest dzisiaj właściwa miara bezpieczeństwa energetycznego Polski, do której powinniśmy dążyć i którą powinniśmy testować w grach i symulacjach strategicznych.

Magazyny energii jako fundament transformacji energetycznej

Kolejna faza transformacji energetycznej Polski nie będzie definiowana przez ilość nowo zainstalowanych mocy odnawialnych, lecz przez zdolność systemu elektroenergetycznego do ich efektywnego wykorzystania. Eksperti Trinasolar są zgodni: w tym kontekście magazyny energii stają się strategicznym elementem systemu.



MARCELA WICHER

Sales Manager w Trinasolar



JAKUB ŁODEJ

Senior Sales Manager w Trinasolar

W ciągu ostatniej dekady Polska dynamicznie przyspieszyła rozwój fotowoltaiki. Rosnący udział źródeł odnawialnych generuje wyzwania związane z nieciągłością generacji, przeciążeniami sieci i bilansowaniem. Magazyny energii baterijnej (BESS) stanowią skuteczne rozwiązanie: pozwalają gromadzić nadwyżki energii w okresach wysokiej generacji i oddawać ją, gdy rośnie zapotrzebowanie lub spada produkcja ze źródeł odnawialnych.

Magazyny poprawiają stabilność sieci, ograniczają produkcję energii (curtailment), wspierają regulację częstotliwości i wzmacniają bezpieczeństwo energetyczne. Coraz częstsze występowanie ujemnych cen energii oraz zjawisko curtailmentu w Polsce dodatkowo wzmacnia uzasadnienie ekonomiczne dla dużych magazynów i projektów hybrydowych PV+BESS. Magazyny umożliwiają też operatorom sieci bardziej efektywne wykorzystanie istniejącej infrastruktury, zmniejszając potrzebę kosztownych wzmocnień sieci w wybranych lokalizacjach. Przyszły rynek będzie w coraz większym stopniu kształtowany nie przez samodzielne projekty magazynowe, lecz przez zintegrowane rozwiązania PV+BESS, które maksymalizują wykorzystanie energii odnawialnej i optymalizują istniejącą moc przyłączeniową. Aby w pełni wykorzystać potencjał magazynów energii, Polska musi nadal tworzyć stabilne ramy regulacyjne i warunki inwestycyjne. Technologia jest dojrzała, zainteresowanie inwestorów silne, a ekonomika projektów systematycznie

się poprawia. Pytanie nie brzmi już, czy magazyny energii staną się częścią systemu, lecz jak szybko uda się je wdrożyć na dużą skalę.

Odnawialne źródła energii i ograniczenia sieciowe

Polska pozostaje jednym z najbardziej atrakcyjnych rynków OZE w Europie. Zarówno fotowoltaika, jak i energetyka wiatrowa będą nadal odgrywać kluczową rolę w redukcji emisji, wzmacnianiu niezależności energetycznej i zwiększaniu konkurencyjności gospodarki.

Sektor ma jednak coraz poważniejszy problem, który nie dotyczy już kosztów generacji, lecz zdolności infrastruktury. Ograniczenia przyłączeniowe stały się jedną z najważniejszych barier rozwoju OZE. Wiele realnych projektów boryka się z długotrwałymi procedurami przyłączeniowymi lub trudnościami w uzyskaniu dostępu do sieci.

Z perspektywy polskiego rynku dostępność mocy przyłączeniowej często staje się istotniejszym ograniczeniem niż koszty urządzeń czy robót budowlanych.

Wraz ze wzrostem udziału OZE dalszy rozwój nie może opierać się wyłącznie na dokładaniu nowych mocy wytwórczych. Konieczne jest podejście systemowe łączące generację odnawialną z magazynami energii, elastycznością po stronie popytu, cyfrowym zarządzaniem siecią oraz efektywniejszym wykorzystaniem istniejącej infrastruktury. Projekty hybrydowe PV+BESS stanowią w tym kontekście praktyczny sposób maksymalizacji dostępnej mocy przyłączeniowej.

Przyszłość OZE w Polsce będzie więc zależeć nie tylko od liczby zainstalowanych megawatów, lecz od tego, jak skutecznie te aktywa zostaną zintegrowane w nowoczesnym i elastycznym systemie energetycznym.

Energia dla przemysłu: fotowoltaika, magazyny i elastyczność

Odbiorcy przemysłowi nie ograniczają się już wyłącznie do zakupu zielonej energii. Coraz częściej łączą własną generację fotowoltaiczną, magazyny bateryjne, umowy PPA oraz inteligentne systemy zarządzania energią. Rośnie też zainteresowanie kompleksowymi ekosystemami energetycznymi łączącymi fotowoltaikę, magazyny, infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych, pompy ciepła i zaawansowane platformy zarządzania energią. Takie podejście ogranicza ekspozycję na wahania

cen energii, zmniejsza opłaty za moc szczytową, poprawia odporność na zakłócenia dostaw i wspiera cele dekarbonizacyjne firm.

Równie ważna jest elastyczność. Przedsiębiorstwa, które potrafią dostosowywać profile zużycia do sygnałów rynkowych lub dostępności generacji odnawialnej, osiągają realne oszczędności, jednocześnie wspierając stabilność systemu. W przyszłości najbardziej konkurencyjne firmy przemysłowe niekoniecznie będą tymi, które zużywają najmniej energii. Będą to te, które zarządzają energią najinteligentniej – poprzez połączenie własnej generacji, magazynowania, cyfryzacji i elastycznego zużycia.

Modernizacja sieci i elastyczność systemu

Historycznie systemy elektroenergetyczne budowano wokół scentralizowanych, przewidywalnych źródeł. Odnawialne źródła energii wprowadzają inny paradygmat – produkcja zależy od warunków pogodowych i zmienia się w ciągu dnia. Wymaga to bardziej dynamicznego i responsywnego systemu.

Modernizacja sieci musi wykraczać poza tradycyjną rozbudowę infrastruktury. Inwestycje w sieci przesyłowe i dystrybucyjne pozostają niezbędne, jednak równie istotne są technologie cyfrowe umożliwiające monitoring w czasie rzeczywistym, prognozowanie i optymalizację pracy sieci. Same rozwiązania programowe i cyfrowe nie rozwiążą jednak wyzwań sieciowych w Polsce. Przyspieszone inwestycje w infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną pozostają kluczowe, by odblokować dodatkowe moce OZE i wesprzeć kolejną fazę transformacji.

Zaawansowane systemy zarządzania siecią, inteligentne liczniki, sztuczna inteligencja i automatyczne systemy sterowania pomagają operatorom maksymalnie wykorzystać istniejącą infrastrukturę przy jednoczesnej poprawie niezawodności. Przyszły system energetyczny będzie definiowany nie tylko przez ilość czystej energii, jaką potrafi wygenerować, lecz przez skuteczność zarządzania tą energią. Elastyczność przestaje być opcjonalnym dodatkiem, natomiast staje się fundamentem bezpiecznego, dostępnego cenowo i odpornego systemu energetycznego.

