



OKIEM STUDENTA

- 8 | Energetyka Norwegii, czyli jak wygrać transformację energetyczną na „cheatach”
Mateusz Chelstowski

Z ŻYCIA BRANŻY

- 10 | Energetyka rozproszona... po ministerstwach
Jan Sakławski
- 12 | Z przepisami za pan brat
Monika Gruźlewska
- 14 | Jedna baba drugiej babie, czyli o wieściach z magła
Zbigniew Krzysztyniak
- 16 | Operacja na otwartym sercu
Wywiad z Piotrem Hałoniem, Deloitte

TEMAT NUMERU: ZARZĄDZANIE INFRASTRUKTURĄ ENERGETYCZNĄ

- 20 | Nowoczesne utrzymanie ruchu transformatorów energetycznych z użyciem AI
Dawid Dębiński
- 26 | Transformacja potrzebuje sternika
Wywiad z Grzegorzem Onichimowskim, Polskie Sieci Elektroenergetyczne
- 32 | Cyberzagrożenia a zdalny dostęp do systemów przemysłowych
Wojciech Sikorski
- 36 | Generatory fal uderzeniowych. Nowoczesne rozwiązania dla energetyki i przemysłu
Andrzej Zuber
- 38 | Szczytowo-pompowe magazyny energii na obszarach pogórnicznych
Kopalnie Odkrywkowe Surowców Drogowych Spółka Akcyjna w Niemodlinie
- 40 | Oleje Shell Turbo. Odpowiedź na wyzwania eksploatacyjne współczesnych turbin
Radosław Gwardecki

ENERGETYKA EXTRA: ELEKTROENERGETYKA W POLSCE 2025

- 42 | Ciekawy rok, czyli patrzymy na fakty. Elektroenergetyka w Polsce 2025
Herbert Leopold Gabrys

CIEPŁOWNICTWO

- 50 | Zaufać technologii i pozwolić działać
Wywiad z Krzysztofem Tomaszewskim, Tomaszem Swobodą i Piotrem Tomaszewskim, Ferox Sp. z o.o.
- 56 | Na drodze do czystego ciepła. Transformacja PGE Energia Ciepła
- 60 | ECO Malbork oszczędza na pompowaniu
Sebastian Podsek

PALIWA

- 64 | Biomasa – stabilny filar czystej energii
Resinvest Commodities

BEZPIECZEŃSTWO

- 66 | Bezpieczeństwo w pracy na pierwszym miejscu. Praca stołecznych ekip Stoen Operator
Stoen Operator
- 70 | Rosyjska flota cieni. Nowe ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego i infrastruktury
Karolina Wojtasik

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA

- 74 | Zielony wodór a rynek energii
Adam Lewandowski, Andrzej Wartecki
- 82 | Realne możliwości i skutki transformacji energetycznej polskiej gospodarki według Europejskiego Zielonego Ładu
Waldemar Jędrał
- 90 | Szklanka do połowy pełna
Wywiad z Jackiem Kostrzewą, Krajowa Agencja Poszanowania Energii
- 96 | Biogaz – szansą na energetyczną suwerenność
Wywiad z Arturem Zawiszą, Unia Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego i Biometanowego
- 100 | Rośnie energia inwestycji. Budownictwo energetyczno-przemysłowe w Polsce wyraźnie przyspiesza
Bartłomiej Sosna

TEMAT NUMERU: ZARZĄDZANIE INFRASTRUKTURĄ ENERGETYCZNĄ

26

TRANSFORMACJA POTRZEBUJE STERNIKA

Wywiad
z Grzegorzem Onichimowskim,
Polskie Sieci Elektroenergetyczne



fot. PSE

CIEPŁOWNICTWO



fot. BMP

ZAUFAĆ TECHNOLOGII I POZWOLIĆ DZIAŁAĆ

Wywiad z Krzysztofem Tomaszewskim,
Tomaszem Swobodą i Piotrem Tomaszewskim

50

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA



Fot. 123rf

ZIELONY WODÓR A RYNEK ENERGII

Adam Lewandowski, Andrzej Wartecki


Dominika Miensopust

redaktor wydania

tel. 32 415 97 74 wew. 15

tel. kom. 728 499 502

e-mail: dominika.miensopust@e-bmp.pl

Przyszłość napędzana decyzjami

Można odnieść wrażenie, że jeszcze nigdy infrastruktura energetyczna nie była tak bardzo w centrum uwagi, a jednocześnie tak bardzo na zakręcie. Z jednej strony żyjemy w czasach rekordowych potrzeb energetycznych, z drugiej w epoce, w której każda decyzja dotycząca systemów krytycznych jest testem naszej odpowiedzialności, odwagi i zdolności przewidywania. W takim świecie patrzenie wstecz przestaje mieć sens. Historia może nas czegoś nauczyć, ale to przyszłość domaga się dzisiaj najwięcej.

Nie da się myśleć o energetyce wyłącznie w kategoriach mocy, instalacji czy wykresów obciążeniowych. Obecnie to przede wszystkim zdolność do podejmowania decyzji: trudnych, często nieoczywistych, strategicznych. Decyzji, które nie przynoszą efektów po miesiącu, ale po latach, i których skutki odczują nie tylko przedsiębiorstwa, lecz całe społeczeństwo, zwłaszcza przyszłe pokolenia. Energetyka stała się systemem naczyń powiązanych: bezpieczeństwo, technologia, polityka, koszty, klimat, kompetencje. Każdy ruch na jednej płaszczyźnie wywołuje reakcję na kolejnych. A to oznacza jedno: przyszłość nie wydarza się sama. Przyszłość się projektuje. Pytanie: czy zarządzający są tego świadomi?

Dzisiaj inżynierowie, operatorzy, zarządcy i decydenci stają w obliczu wyzwań, których skala i złożoność wymykają się klasycznym podręcznikom. Infrastruktura, jaką odziedziczyliśmy, działa, ale wymaga aktualizacji. Tak samo jak oprogramowanie, przez lata ignorowane. Do tego dochodzą nowe wymagania: rosnąca zmienność pracy systemu, integracja OZE, cyfryzacja procesów, cyberbezpieczeństwo, au-

tomatyzacja i analityka danych. Kiedyś instalacje miały po prostu działać. Dziś mają działać inteligentnie.

Jednocześnie trudno nie zauważyć, że energetyka stała się branżą najbardziej potrzebującą... wyobraźni. To nie paradoks. Transformacja infrastruktury krytycznej, jaką niewątpliwie jest ta energetyczna, nie polega tylko na wymianie urządzeń, lecz na tworzeniu architektury systemów, które sprostają rzeczywistości, jakiej jeszcze nie znamy. Kto jej nie przewidzi, ten zostanie zaskoczony (niektórzy już zostali). A bycie zaskoczonym w energetyce bywa kosztowne – finansowo, organizacyjnie, wizerunkowo, a czasem także społecznie. Dosadniej mówiąc: będzie kosztować nas wszystkich. Bez wyjątków.

Dlatego dzisiaj pytanie nie brzmi „jaką energetykę mamy?”, ale „jaką chcemy mieć?”. A jeszcze bardziej: czy jesteśmy gotowi podjąć decyzje, które zaprowadzą nas w stronę tej wizji?

W tym numerze przyglądamy się temu procesowi z wielu perspektyw. Pokazujemy, jak zarządzać infrastrukturą energetyczną w sposób, który łączy realizm z ambicją. Rozmawiamy o technologiach już zmieniających rynek i o tych, które dopiero nadchodzą. Analizujemy ryzyka i modele działania mogące stać się podstawą energetyki odpornej na wstrząsy i elastycznej wobec zmian. I przede wszystkim – pochylamy się nad tym, jakie decyzje muszą zapaść dziś, aby jutro było bezpieczne, stabilne i przewidywalne.


Wydawca:

BMP spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa
KRS: 0000406244, REGON: 242 812 437
NIP: 639-20-03-478
ul. Morcinka 35
47-400 Racibórz
tel./fax 32 415 97 74
tel.: 32 415 29 21, 32 415 97 93
energetyka@e-bmp.pl
www.kierunekenergetyka.pl

BMP to firma od ponad 30 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, moderator kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, webinarów, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

Rada Programowa:

prof. Andrzej Błaszczyk, prezes zarządu HYDRO-POM

dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Politechnika Warszawska

dr hab. inż. Maria Jędrusiak, prof. nadzw. PWiR, Politechnika Wrocławska

Henryk Kaliś, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii

dr hab. inż. Roman Krok, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska

prof. Janusz Lewandowski, Politechnika Warszawska

dr inż. Jerzy Łaskawiec, ekspert ds. energetyki

dr Joanna Maćkowiak-Pandera, prezes zarządu Forum Energii

dr Małgorzata Niestępska, prezes zarządu Elektrociepłownia Ciechanów

Jan Sakławski, radca prawny – Krajowa Izba Kastrów Energii i OZE

dr inż. Andrzej Sikora, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Waldemar Szulc, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
Mateusz Grzeszczuk

Redaktor naczelny
Przemysław Płonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior

Kolportaż
Zuzanna Ochman
zuzanna.ochman@e-bmp.pl

Sprzedaż:
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela,
Marta Mika, Magda Widzińska, Monika Majewska,
Aleksandra Mrowiec

Magazyn kierowany jest do prezesów, dyr. ds. technicznych i głównych specjalistów (mechaników, automatyków, energetyków) reprezentujących branżę energetyczną, organizatorów targów, sympozjów, imprez branżowych, urzędów, ministerstw, instytutów, wyższych uczelni oraz biur projektowych.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Niniejsze wydanie jest wersją pierwotną czasopisma

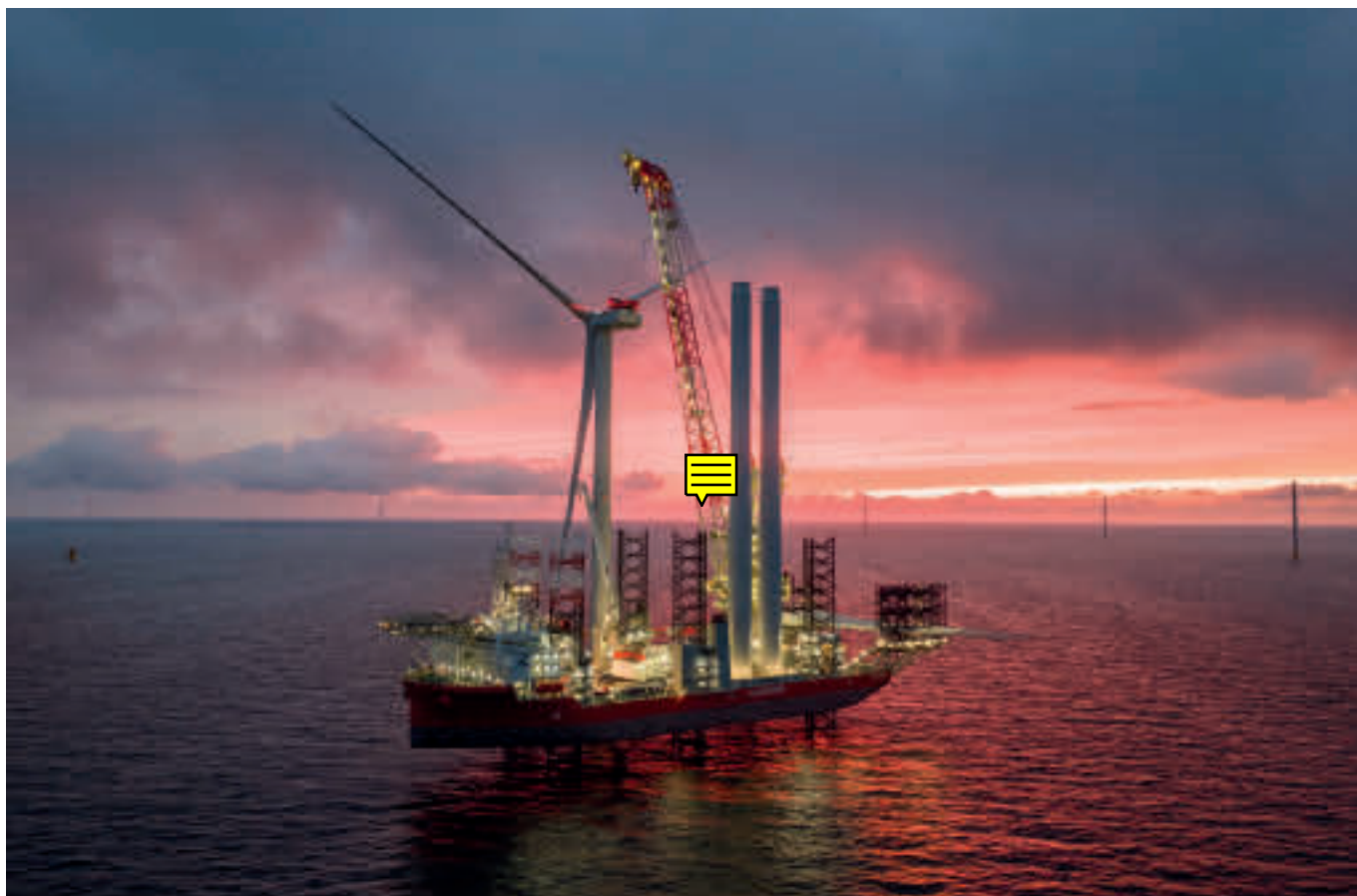
Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez wydawcę wyłącznie za zgodą redakcji. Redakcja zastrzega sobie prawo do opracowywania nadesłanych tekstów oraz dokonywania ich skrótów, możliwości zmiany tytułów, wyróżnień i podkreśleń w tekstach.

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Fot. na okładce: 123rf



Czasopismo indeksowane w „Bazie danych o zawartości polskich czasopism technicznych BazTech” baztech.icm.edu.pl



BALTIC POWER Z POLSKIMI GONDOLAMI

Na morskiej farmie wiatrowej Baltic Power zainstalowano kolejne turbiny o mocy 15 MW, w tym pierwsze trzy wyposażone w polskie gondole wyprodukowane w zakładzie firmy Vestas w Szczecinie. Projekt zakłada udział polskich podmiotów w 30-letnim cyklu pracy farmy na poziomie przekraczającym 21% jej całkowitej wartości

Źródło i fot.: ORLEN



ORLEN DOSTARCZY UKRAINIE GAZ Z USA. PODPISANO POROZUMIENIE NA DOSTAWY W 2026 ROKU

Spółki ORLEN i Naftogaz podpisały porozumienie określające warunki przyszłego kontraktu na dostawy gazu. Polska spółka dostarczy ukraińskiemu partnerowi ponad 300 mln metrów sześciennych tego paliwa. Surowiec będzie pochodził z dostaw amerykańskiego LNG, odbieranych przez ORLEN.

Zgodnie z podpisanym listem intencyjnym, kontrakt będzie obejmował dostawę trzech ładunków amerykańskiego LNG w I kwartale 2026 roku. Ładunki zostaną sprowadzone przez ORLEN do jednego z dwóch terminali, w których koncern ma zarezerwowaną przepustowość, a następnie poddane regazyfikacji i przesłane gazociągami na Ukrainę. Strony zadeklarowały szybkie uzgodnienie finalnych warunków handlowych i podpisanie właściwego kontraktu.

Źródło i fot.: ORLEN



ROZPOCZYNA SIĘ ROZBUDOWA GDAŃSKIEGO NAFTOPORTU

Spółka Naftoport oraz zarząd Morskiego Portu Gdańsk podpisały z polską firmą DORACO umowę dotyczącą budowy szóstego stanowiska przeładunkowego w terminalu Naftoportu. W zeszłym roku terminal obsłużył 489 tankowców i przeładował łącznie ponad 40 mln ton ropy i paliw.

Gdański Naftoport to jeden z kluczowych obiektów zapewniających Polsce bezpieczeństwo energetyczne. Naftoport odpowiada za ponad 50% przeładunków ogółem w Porcie Gdańsk. Po wstrzymaniu importu ropy naftowej z Rosji, stał się najważniejszym punktem przyjmowania dostaw drogą morską.

Źródło i fot.: gov.pl

BAZA PERN W DĘBOGÓRZU NAJWIĘKSZĄ BAZĄ PALIWOWĄ W KRAJU

Zakończono właśnie kluczową inwestycję PERN w Bazie Paliw w Dębogórze, która – poprzez rozbudowę o trzy nowe zbiorniki – stała się największą tego typu bazą paliwową w Polsce.

Spółka podpisała także wstępne porozumienie o współpracy z Zakładem Inwestycji Organizacji Traktatu Północnoatlantyckiego w sprawie przyłączenia polskiego systemu rurociągów do sojuszniczej sieci logistycznej.

Trzy nowe zbiorniki o łącznej pojemności 150 tys. m³ zwiększyły pojemność magazynową Bazy Paliw w Dębogórze do ponad 500 tys. m³, czyniąc ją największym tego typu obiektem w kraju. Wartość inwestycji wyniosła blisko 150 mln zł. Baza, położona w bezpośrednim sąsiedztwie Portu Gdynia, stanowi dziś jeden z głównych węzłów logistycznych krajowego systemu paliwowego. PERN realizuje równolegle projekty w Koluszkach, Kawicach i Nowej Wsi Wielkiej, rozbudowując pojemności magazynowe i infrastrukturę kolejową.

Źródło i fot.: PERN S.A.



WSPÓŁPRACA MIĘDZYNARODOWA W ENERGETYCE – NOWY PROGRAM FORUM ENERGII

Forum Energii, polski think tank zajmujący się transformacją energetyczną, uruchomił program międzynarodowy, którego celem jest analiza globalnych kierunków zmian w energetyce oraz ich wpływu na Polskę.

Impulsem do rozwoju nowego programu była złożona i zróżnicowana sytuacja geopolityczna poszczególnych państw, które dążą do wspólnego celu, jakim jest zapewnienie dostępu do czystej i taniej energii w bezpiecznym systemie energetycznym. Ponadto Forum Energii już od kilku lat rozwija współpracę międzynarodową poza Unią Europejską w ramach sieci think tanków INETTT, zrzeszającej 26 organizacji z Afryki, Azji, Ameryki Północnej i Południowej. Pierwsze projekty w ramach programu międzynarodowego będą realizowane we współpracy z Republiką Południowej Afryki, Chinami, Kolumbią i Turcją, a więc krajami o znaczącym udziale węgla w bilansie energetycznym.

Źródło: informacja prasowa Forum Energii



SYMBOLICZNY MOMENT W ŁEBIE – ZAWIESZENIE WIECHY NA BAZIE OPERACYJNO- SERWISOWEJ EQUINOR

Equinor i Polenergia osiągnęły ważny etap w budowie bazy operacyjno-serwisowej dla morskich farm wiatrowych Bałtyk 2 i Bałtyk 3.

Zawieszenie wiechy symbolicznie zamyka fazę konstrukcyjną inwestycji. Baza wkrótce stanie się sercem operacji morskich farm wiatrowych Bałtyk i ważnym ośrodkiem rozwoju morskiej energetyki wiatrowej w Polsce.

Budowa weszła w etap montażu instalacji wewnętrznych i prac wykończeniowych. W kolejnej fazie przewidziane jest wyposażenie budynków w meble oraz sprzęt IT. Oddanie bazy do użytkowania planowane jest na połowę 2026 roku.

Źródło i fot.: informacja prasowa

JUŻ WIADOMO, GDZIE POWSTANIE NAJWIĘKSZY PARK HYBRYDOWY W POLSCE

Brzezinka (woj. dolnośląskie) już wkrótce stanie się jednym z najważniejszych punktów na energetycznej mapie Polski. To właśnie tam, 6 listopada 2025 r., symbolicznie wbito łopatę pod budowę parku hybrydowego o mocy 303 MWp – największego w kraju i jednego z największych w tej części Europy. Uruchomienie inwestycji nastąpi w ciągu 2 lat.

Instalacja o mocy 303 MWp zajmie 260 hektarów i po uruchomieniu, w drugim kwartale 2027 roku, dostarczy energię elektryczną odpowiadającą rocznemu zużyciu średniego polskiego miasta – około 180 tysięcy gospodarstw domowych. „Brzezinka” realizowana jest przez VSB Polska, spółkę grupy TotalEnergies, we współpracy z generalnym wykonawcą P&Q. Inwestycja finansowana jest ze środków własnych spółki i ma status w pełni przygotowanego projektu z pozwoleniami na budowę oraz zabezpieczonym kontraktem różnicowym w ramach aukcji OZE URE.

Źródło: informacja prasowa

4,66 MLD ZŁ

– tyle wyniosły nakłady inwestycyjne w 2024 r. w sektorze ciepłowniczym, podczas gdy w 2023 r. było to 4,96 mld zł.

Źródło:
raport „Energetyka
ciepła w liczbach”,
URE

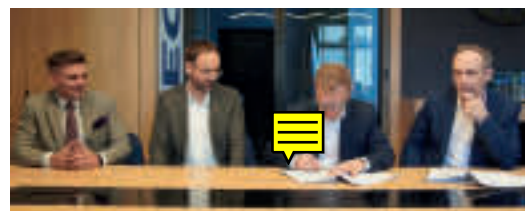
”

OZE stanowią już niemal połowę mocy zainstalowanej i odpowiadają za około jedną trzecią produkcji energii elektrycznej. To ogromna zmiana względem sytuacji sprzed 10 czy 20 lat i – co naturalne – przynosi zupełnie nowe wyzwania operacyjne

**Grzegorz
Onichimowski,**

Polskie Sieci
Elektroenergetyczne.

(wywiad s. 26)



LPEC S.A. I INTELIGENTNA SIEĆ CIEPŁOWNICZA

Lubelskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej S.A. (LPEC) 7 listopada br. podpisało umowę na wdrożenie kompleksowego systemu telemetrii, telemechaniki i analityki danych w ramach realizacji projektu „Digitalizacja sieci ciepłowniczej należącej do LPEC S.A.”, współfinansowanego ze środków Funduszu Modernizacyjnego zarządzanego przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Umowa o wartości 11,9 mln zł brutto obejmuje zaprojektowanie, dostawę, wdrożenie oraz utrzymanie przez pięć lat zintegrowanego systemu informatycznego służącego do zarządzania siecią ciepłowniczą w Lublinie. System umożliwi zdalny odczyt i sterowanie urządzeniami w ponad 2 400 węzłach ciepłych, 742 punktach pomiarowych oraz 29 komorach i źródłach ciepła. Wykonawcą umowy będzie konsorcjum firm ABARO Sp. z o.o. z Gdańska oraz KARTGIS Sp. z o.o. z Warszawy.

Źródło i fot.: informacja prasowa LPEC S.A.

DRUGIE NISKOEMISYJNE ŹRÓDŁO CIEPŁA W KALISZU GOTOWE DO PRACY

Kaliskie ciepłownictwo staje się coraz bardziej nowoczesne. W Elektrociepłowni Kalisz został odebrany do eksploatacji kogeneracyjny układ dwóch silników gazowych o mocy cieplnej 20 MWt i elektrycznej 20 MWe.

Urządzenia są gotowe do produkcji ciepła dla mieszkańców Kalisza już od obecnego sezonu grzewczego – według szacunków, w ciągu roku będą w stanie wyprodukować ok. 398 tys. GJ energii cieplnej, samodzielnie pokrywając ok. 47% zapotrzebowania miejskiej sieci ciepłowniczej. Jako jednostki mogące produkować nie tylko energię cieplną, ale w skojarzeniu także elektryczną, pozwolą na optymalizację pracy kaliskiej elektrociepłowni i zwiększenie opłacalności funkcjonowania zakładu. Szacunkowo, w ciągu roku układ silników może wytworzyć nawet ok. 96 tys. MWh energii elektrycznej.

Źródło: Energa Grupa ORLEN S.A.

Energetyka Norwegii, czyli jak wygrać transformację energetyczną na „cheatach”

Prawdziwy sukces Norwegów wynikał z faktu, że udało im się mądrze zbalansować potrzebę rozwoju sektora wydobywczego z potrzebami obywateli i reszty gospodarki.

Obecna zielona transformacja nie jest pierwszą transformacją energetyczną, której doświadczamy jako cywilizacja. Dotychczasowe źródła energii jak ropa, gaz czy węgiel też pojawiły się w naszej historii stosunkowo niedawno. W jaki sposób państwo, które dorobiło się na takich węglowodorach, może stać się przykładem ekologicznej zmiany?

Norwegia – wprowadzenie historyczne

Norwegia jest krajem położonym na północy Europy między Szwecją, Rosją a Atlantykiem. Przez wiele wieków pozostawała pod kontrolą Danii czy Szwecji, a pełną niepodległość uzyskała dopiero w 1905 roku. Było to wówczas państwo biedne, które opierało się na rybołówstwie czy leśnictwie, jednak bardzo szybko gospodarka zaczęła rosnąć, do czego przyczyniła się tania energia pochodząca z elektrowni wodnych. Dzięki temu norweskie przedsiębiorstwa przemysłowe, zwłaszcza hutnictwo i przemysł chemiczny, mogły konkurować na rynkach międzynarodowych i przyciągać zagraniczne inwestycje.

Mimo zniszczeń wywołanych II wojną światową, tamtejsza gospodarka nie przestawała rosnąć. W latach 60. stała się już jedną z większych w Europie, choć nie było to aż tak widoczne, jak obecnie.

Norwegia – mądre zarządzanie

W 1969 roku na norweskim szelfie kontynentalnym odkryto złoża gazu i ropy naftowej. Następnie, w latach 70., wybuchł kryzys naftowy, który wywindował ceny ropy. Jak wykorzystała to Norwegia? Na początku, tuż po odkryciu, miejscowe firmy nie posiadały potrzebnego know-how, w jaki sposób wydobywać surowiec w ciężkich warunkach Morza Północnego. W celu zdobycia wiedzy i zapewnienia, że zyski

fot. zasoby autora



Mateusz Chelstowski

Absolwent SGH i student matematyki na UW, członek SKN Energetyki. Interesuje się energetyką, zrównoważonym rozwojem, Dalekim Wschodem i Skandynawią

zostaną w państwie i będą wspierać norweskich obywateli, rząd podjął wiele działań.

Założono Statoil – spółkę państwową zajmującą się wydobywaniem, przetwarzaniem i sprzedażą ropy. Co więcej, rząd nałożył bardzo wysokie podatki (rzędu 50%) od zysków i dodatkowe opłaty od wydobywania. W sumie państwo zabierało firmom 57% tego, co zarobiły, jednak środki te nie były „przepalane” na bieżące wydatki, jak np. w Wenezueli, czy rozkradane przez polityków, co stało się w Nigerii. Państwo założyło fundusz zajmujący się inwestycją środków zarobionych na bogactwach naturalnych w celu zapewnienia dobrobytu obywatelom. Obecnie jest to jeden z największych publicznych funduszy inwestycyjnych na świecie.

Woda, ropa, gaz i wiatr

Norwegia grała w zieloną energetykę „na kodach”: miała góry czy wodospady, a do tego złoża ropy pod nosem, żeby finansować inwestycje w alternatywne źródła energii. Dzięki mądrej polityce udało się jej uniknąć „choroby holenderskiej”, czyli problemów wynikających z uzależnienia gospodarki od wydobywania surowca, co skutkuje między innymi odpływem kadry pracowniczej z innych sektorów. Pomimo bycia wśród 10 największych wytwórców gazu i ropy, miks energetyczny Norwegii ma pewną cechę charakterystyczną. Niemal 90% produkcji energii elektrycznej pochodzi z wody, a pozostałe 10% – w większości z wiatru. Jednocześnie kraj ten ma jeden z najwyższych na świecie wskaźników produkcji energii per capita. Co stoi za tym sukcesem? Geografia. Wysokie góry, sąsiedztwo Morza Północnego i dużo możliwości do wykorzystania wody pozwalają na produkcję czystej i taniej energii.


Warto zwrócić uwagę na fakt, że środki pochodzące między innymi z wcześniej wspomnianego funduszu inwestycyjnego umożliwiają wprowadzanie programów wspierających np. zakup samochodów elektrycznych, co umożliwia transformację sektora transportu. Czy kogoś w takiej sytuacji dziwi, że 90% pojazdów zarejestrowanych w zeszłym roku w Norwegii to elektryki? Oczywiście, słuszne może wydawać się pytanie, czy można mówić o czystej energii w sytuacji, gdzie znaczna jej część jest kupowana za „brudne” pieniądze. Rozstrzygnięcie tej kwestii prawdopodobnie mogłoby zająć całą długą rozprawę, więc w tym miejscu jedynie zachęcam do zastanowienia się nad tym.

Kto może powtórzyć sukces Norwegii?

Odpowiedź na to pytanie jest krótka – nikt. Sytuacja Norwegii była niezwykle pod wieloma względami. To kraj z olbrzymimi pokładami stosunkowo stabilnego źródła energii, jakim jest woda, znajdujące również zasoby pożądane na rynku międzynarodowym w przeddzień kryzysu. Są jednak państwa, które w optymalnych warunkach mogłyby próbować osiągnąć podobny, czysty mix. Bhutan, Nepal, Kanada i może kilka innych. Ale nawet te kraje mają wiele przeszkód na drodze do powtórzenia scenariusza norweskiego. Z kolei większość dużych gospodarek, jak USA, Indie czy Chiny, nie mają możliwości takiej transformacji. A Polska? Na pewno nie w ten sam sposób – naszą sytuację można porównać do grania na „hard modzie”. Możemy jednak wyciągnąć z tej historii coś dla siebie.

Co wynika dla nas z norweskiej transformacji?


Co ważne, transformacja energetyczna Norwegii nie odbywa się w próżni. Oczywiście, możemy narzekać, że dostała ona pudełko z „cheatami” i kodem na nieskończone pieniądze, jednak warto zauważyć, że podobnie sądzono o Holandii, po odkryciu złoża gazu, czy o Wenezueli. Prawdziwy sukces Norwegów wynikał z faktu, że udało im się mądrze zbalansować potrzebę rozwoju sektora wydobywczego z potrzebami obywateli i reszty gospodarki. Pokazali oni, że transformacja nie polega na cudach techniki, ale na instytucjach, dyscyplinie i myśleniu długofalowym. Bez tego nawet żadne „cheaty” nie pomogą.



JESTEŚ STUDENTEM?

Działasz w kole naukowym?
Chcesz podzielić swoją opinią dotyczącą energetyki?
Zostań autorem w formacie **OKIEM STUDENTA!**

Napisz do nas!
energetyka@e-bmp.pl



budujemy możliwości porozumienia

OKIEM STUDENTA

to dział, w którym dajemy studentom możliwość wyrażenia swojej opinii na tematy związane z energetyką i ciepłownictwem.

Energetyka rozproszona... po ministerstwach

Zakończyłem niedawno trwający od początku września maraton konferencyjny. Przez ten czas uczestniczyłem w ciekawych panelach i rozmowach, które dały mi do myślenia w kontekście rozumienia różnych elementów transformacji energetycznej.

Wiele z tych dyskusji dotyczyło energetyki rozproszonej i modelu, w kierunku którego chcielibyśmy zmierzać, odchodząc od centralizacji. W rozmowach padło kilka ciekawych stwierdzeń i bon-motów, z których najciekawszy był zdecydowanie tekst pęza KIKE Tomasza Drzały, który na pytanie o to, czy mamy w Polsce energetykę rozproszoną odpowiedział: – Tak, rozproszoną... po ministerstwach.

Miastowi kontra reszta świata

Pierwszym wydarzeniem, w jakim uczestniczyłem, było Forum Miasteczek Polskich. Impreza dość kameralna, a przynajmniej kameralne były panele, w których brałem udział. Rozmawialiśmy między innymi o tym, jak zachęcić społeczność lokalną do włączenia się w transformację energetyczną. Ważnym tematem było podejście do *fake newsów* i dyskusja o tym, jak rozmawiać z mieszkańcami, którzy uzbrojeni w „wiedzę” z internetu przychodzą na konsultacje społeczne zarzucać wójtowi czy inwestorowi niszczenie Polski. Zarzuty od „chodzenia na pasku Niemca”, po tworzenie lokalnej, gigantycznej mikrofalówki w celu ugotowania lokalnej społeczności pojawiają się tam regularnie. Przypnę, że mój pogląd na tę sprawę ewoluował. Kiedyś byłem zdecydowanym orędownikiem dialogu, ale dziś, szczególnie po wysłuchaniu historii opowiadanych przez władarzy gminnych podczas Forum, nie jestem już tak przekonany do słuszności tej drogi. Trudno jest toczyć walkę z algorytmami mediów społecznościowych, które świadomie podrzucają ludziom najbardziej absurdalne koncepcje,



foto: zasoby autora

Jan Saklowski

członek zarządu
Krajowej Izby Kłastrów
Energii i OZE

by na generowanym w ten sposób ruchu zarabiać na reklamodawcach. Dotyczy to szczególnie ludzi starszych, nieposiadających warsztatu pozwalającego odróżnić treści nieprawdziwe od prawdziwych, fakty od opinii, treści wygenerowane przez AI od stworzonych przez człowieka. Przecież „pisali w internecie”, więc to musi być prawda! Prawda?

Z faktami się nie dyskutuje

Niektórzy wójtowie zachęcali mnie do odwiedzenia ich gmin i porozmawiania z mieszkańcami w celu wytuszczenia im, na czym rzeczywiście transformacja ma polegać. Że to nie tylko „zielone szaleństwo”, ale też uniezależnienie od importu surowców, decentralizacji, odporność na sabotaż i zmniejszone koszty dystrybucji. Od razu jednak powiedziałem, że

nie widzę w tym większego sensu. Jestem miastowy, niemal całe życie mieszkam w stolicy. Mam inny aparat pojęciowy, inny język, inne priorytety. Taka rozmowa szybko mogłaby przekształcić się w przepychankę o wyższości jednego modelu życia nad innym. Nie miałoby to w mojej ocenie większego sensu. Po rozmowach kularowych doszedłem do konstatacji, że jedynym sposobem na rozwiązanie tego problemu byłoby uspołecznienie części energii wytwarzanej w lokalnych komercyjnych instalacjach. Mogłoby to polegać na emisji przez inwestora deputatów energetycznych, które działałyby nieco podobnie do zielonych certyfikatów, czy też na przydziałach energii kupowanej po kosztach wytworzenia. Protoplastą takiego rozwiązania był fundusz

partycypacyjny, który miał zostać wprowadzony w nowelizacji ustawy wiatrakowej, ale pomysł ten – wraz z całą resztą zmian w energetyce wiatrowej – został zawetowany przez prezydenta Nawrockiego. Bez powrotu do dyskusji o partycypacji społecznej nie ruszymy do przodu z energetyką lokalną.

Kasa to podstawa

Kilkukrotnie w ostatnich tygodniach brałem również udział w dyskusjach o bateryjnych magazynach energii i muszę przyznać, że nawet w branży energetycznej bywa, że wiedza na ten temat nie jest zadowalająca. Wciąż w umysłach wielu osób BESS funkcjonują jako część infrastruktury sieciowej, budowanej dla (przez?) operatorów, którzy wykorzystują je do fizycznego stabilizowania systemu. Samodzielność inwestycyjna magazynu bywa dużym zaskoczeniem dla niektórych, kalkulujących opłacalność tych inwestycji jedynie na podstawie spreadów cenowych. Oczywiście sam spread dzisiaj nie wystarczy do sfinansowania inwestycji, ale po pierwsze: już teraz koszyk przychodów może być bardziej zróżnicowany (częstotliwość i rynek mocy), a po drugie: jesteśmy w przededniu wprowadzenia nowych, niedostępnych wcześniej źródeł zarabkowania, takich jak wynagrodzenie za usługę inercji, usługi zarządzania mocą bierną, poziomami napięć, zarządzaniem ograniczeniami przesyłowymi itd. W Polsce coraz więcej dyskutujemy o nowym modelu rynku energii, ale tkwimy wciąż jeszcze w analogowym systemie dwutowarowym moc + energia.

Za darmo umarło

Niestety to archaiczne myślenie obejmuje również rynek przydomowych magazynów, na które jedynym pomysłem jest wrzucenie im dotacji, bez jednoczesnego dbania o ich harmonijną współpracę z systemem elektroenergetycznym. W krajach Europy zdarzają się sytuacje, kiedy odpowiednio zarządzane przydomowe magazyny energii odbudowują system. Jednak żeby uruchomić ten potencjał muszą one posiadać systemy zarządzania i techniczne możliwości świadczenia usług systemowych. Tym zaś nie będzie się zajmował zwykły konsument, który nie ma ani czasu, ani wiedzy, pozwalającej mu dostosować swoje urządzenie do tego rodzaju pracy. Konieczne jest tutaj wsparcie agregatorów oraz możliwość zarabiania przez konsumentów na wspomnianych wyżej usługach. Nikt nie będzie przecież udostępniał swojego urządzenia za darmo, nawet w szczytnych celach.

Magazynierzy, magazyniarze czy magazynowcy

Wreszcie, nie można nie wspomnieć o kolejnym dotacyjnym systemie dla rynku magazynów, czyli organizowanym przez NFOŚiGW programie wsparcia inwestorów za pośrednic-

twem dopłat do CAPEX. Uruchomiony w maju i trwający do dziś nabór na razie (piszę te słowa na początku listopada) nie wyłonił projektów uprawnionych do wsparcia, chociaż NFOŚiGW zarządził się, że zajmie mu to cztery tygodnie. To powoduje, że inwestorzy mają zagwozdkę, czy ich projekty powinny uczestniczyć w tegorocznej aukcji mocy. Oba rodzaje wsparcia wykluczają się wzajemnie (oba to pomoc publiczna), więc otrzymanie dotacji może skonsumować całe wsparcie z rynku mocy, a w konsekwencji świadczenie obowiązku mocowego może się okazać *de facto* darmowe. Jednocześnie w korespondencji z instytucją i kolejnych „wyjaśnieniach” publikowanych przez nią widać, że nie do końca rozumie ona specyfikę pracy magazynów energii i przez to w niektórych sprawach zajmuje stanowisko nieracjonalne z perspektywy inwestorów.



Nierzadko, gdy prowadzący konferencję anonduje panel dotyczący magazynów, nazywa ludzi z branży magazynierami, magazyniarzami czy magazynowcami

W świetle tak dużego niezrozumienia specyfiki branży nie może dziwić fakt, że nierzadko, gdy prowadzący konferencję anonduje panel dotyczący magazynów, nazywa ludzi z branży magazynierami, magazyniarzami czy magazynowcami.

Czasem mniej znaczy więcej

Nie ukrywam, że lubię brać udział w konferencjach, rozmawiać z ludźmi z branży. Mam poczucie, że zawsze sporo się uczę podczas takich spotkań. Jednocześnie nierzadko mam wrażenie, że kręcimy się w kółko, każdy powtarza swoje bon-moty, po czym rozchodzimy do domów w poczuciu dobrze spełnionego obowiązku. Być może dobrym rozwiązaniem byłaby nieco mniejsza częstotliwość tych spotkań, a nieco większa jakość i sprawczość? Oczywiście w dobie monetyzacji wszystkich aspektów życia społecznego nawoływanie do ograniczenia przychodów organizatorów wydarzeń będzie wołaniem na puszczy, ale myślę, że z bezpiecznej pozycji uczestnika i entuzjasty tej formy mogę sobie na takie narzekactwo pozwolić.

Z przepisami za pan brat

W świecie, w którym polityka klimatyczna coraz częściej staje się polityką gospodarczą, Komisja Europejska rozpoczęła prace nad Strategią dla ciepłownictwa i chłodnictwa – dokumentem, który może wpłynąć na kierunek transformacji energetycznej w Europie.

Dla Polski to moment wyjątkowo istotny. Finalnie nie chodzi tylko o osiągnięcie celów dekarbonizacyjnych, lecz również o wzmocnienie bezpieczeństwa energetycznego, zapewnienie odbiorcom przystępnych cen energii i utrzymanie konkurencyjności unijnej gospodarki. W sierpniu tego roku ruszyły konsultacje w sprawie unijnej Strategii dla ciepłownictwa i chłodnictwa, które potrwać 12 tygodni. W pierwszym kwartale 2026 r. mamy poznać kompletną wersję.

Komisja Europejska zapowiada, że opracowywany dokument ma mieć charakter ogólnoeuropejski, najbardziej praktyczny i ujednoliciący podejście państw członkowskich do implementacji wybranych przepisów. Skąd konieczność stworzenia tak kompleksowego opracowania? Komisji zależy na tym, by cel dekarbonizacyjny stał się faktem. Ponadto dziś różnice pomiędzy regulacjami w poszczególnych państwach są wyraźne. Doskonałym przykładem jest tutaj Polska, która w przeciwieństwie do Francji czy Austrii nie uznaje ciepła ze spalarni odpadów za ciepło odpadowe. W efekcie ten sposób wytwarzania ciepła nie może przyczynić się do uzyskania statusu efektywnego przez dany system ciepłowniczy. Tego rodzaju rozbieżności sprawiają, że transformacja unijna przebiega w nierównym tempie, co z kolei niesie ryzyko osiągnięcia celów klimatycznych Unii Europejskiej z różną prędkością.

Dla Polski to sprawa o dużym znaczeniu, dlatego organizacje branżowe, takie jak Polskie Towarzystwo Energetyki Ciepłej, angażują się w dialog z Komisją Europejską. Poprzez przedkładane propozycje, w ramach konsultacji wyjaśniamy administracji unijnej lokalną specyfikę, prezentujemy polskie pomysły na dekarbonizację i postulujemy konkretne rozwiązania regulacyjne. Unijni decydenci powinni mieć świadomość, że polskie systemy ciepłownicze są mocno rozbudowane, w większości oparte o instalacje wykorzystujące do produkcji ciepła węgiel oraz bazujące na sieciach wysokotemperaturowych. W konsekwencji transformacja – choć konieczna – oznacza dla Polski realizację szeregu miliardowych inwestycji.

Dyrektywa EED (Energy Efficiency Directive) wyznacza harmonogram i kryteria uznania systemów ciepłowniczych za efektywne. To ambitny scenariusz zakładający szybkie odchodzenie od węgla i wzrost udziału odnawialnych źródeł oraz ciepła odpadowego. Problem w tym, że realizacja tak ambitnych założeń w zasadzie zależy od regulacji,



Monika Gruźlewska

dyrektorka Polskiego
Towarzystwa
Energetyki Ciepłej

fot. zasoby autorki

dostępności technologii i źródeł finansowania kosztownych projektów modernizacyjnych.

I tu wracamy do sedna sprawy – kluczowych postulatów w zakresie finansowania transformacji ciepłownictwa. Polski sektor energetyczny włącza się w trwającą aktualnie debatę o kształcie nowej perspektywy finansowej UE na lata 2028-2034. Zwracamy również uwagę Komisji Europejskiej na zapisy rozporządzenia GBER, które określają maksymalną intensywność pomocy publicznej czy progi notyfikacyjne dla projektów ciepłowniczych. Bez większej elastyczności w zakresie zasad finansowania projektów transformacyjnych, trudniej będzie zrealizować inwestycje w wymaganej skali i przy jednoczesnej akceptacji społecznej dla tego procesu.

Szczególne znaczenie dla polskiej transformacji sektora mają jednostki wysokosprawnej kogeneracji – technologii pozwalającej jednocześnie produkować ciepło i energię elektryczną. Dziś jest ona jednym z filarów polskiego ciepłownictwa, natomiast zgodnie z przepisami unijnymi, po 2035 roku jej rola w definicji efektywnego systemu ciepłowniczego ma być stopniowo ograniczana. Bruksela zakłada, że do tego czasu jednostki kogeneracyjne zostaną „przepalutowane” na biometan czy wodór. Problem w tym, że tych paliw może nie być w wystarczającej ilości, a ich ceny pozostaną dla sektora poza zasięgiem.

Jeśli więc nie przedłużymy okresu uznawania wysokosprawnej kogeneracji gazowej za element efektywnego systemu do 2050 roku, skutki dla polskiego systemu energetycznego (ciepłowniczego i elektroenergetycznego) oraz odbiorców wytwarzanej w niej energii mogą być poważne. Tego typu jednostki będą pracowały krócej, z produkcji podstawowej przejdą na tryb szczytowy. To z kolei oznacza wzrost jednostkowej ceny ciepła, spadek produkcji energii elektrycznej i ograniczenie zdolności do stabilizowania krajowego systemu energetycznego. Paradoksalnie przepisy, które mają przynieść większą efektywność, w krótkim okresie mogą doprowadzić do jej spadku.

Za kilka miesięcy dowiemy się, jaki kształt przybierze kończąca wersja unijnej Strategii dla ciepłownictwa i chłodnictwa. Do tego czasu zapraszam do analizy scenariuszy dekarbonizacyjnych i rozważań nad kluczowymi rozwiązaniami wspierającymi transformację sektora.



AUTORYZOWANY DYSTRYBUTOR

ORLEN
OIL



Dostawa środków smarnych Usługi smarownicze i niezawodnościowe Czyszczenie przemysłowe



Certified Lubrication Specialist



Certificate issue



Jedna baba drugiej babie, czyli o wieściach z magla

O tym, że energetyka (w każdej swojej postaci) jest infrastrukturą krytyczną, przekonywać nie trzeba. Ale równie ważną, choć najczęściej całkowicie pomijaną częścią takiej infrastruktury jest... świadomość społeczna. Zawsze ową świadomość buduje się w oparciu o konkretną wiedzę – przynajmniej tak być powinno. Jednak ostatnimi czasy tworzona jest ona w oparciu o półprawdy, mity, fałszywe przekonania, quasi-naukowe wywody, które szerzone są głównie w mediach społecznościowych (będących dziś kreatorem „wiedzy” o świecie i otaczających nas zjawiskach) przez różnej maści tzw. społecznych celebrytów.

Nie chodzi bynajmniej o panienki pokazujące bez skrępowania to i owo, ani o facetów, którzy z dumą na elegancki bal udają się w garniturze i w białych adidasach. Takimi celebrytami są coraz częściej „zawodowi działacze społeczni”, wieczni dyskutanci, autorytety paranaukowe itp., działający w myśl zasady: „Jedna baba drugiej babie...”. Kiedyś o takim zjawisku mówiło się „Wieści z magla”, ale kto wie dzisiaj, co to jest/był magiel...?

Przy okazji niedawnej dyskusji o energetyce jądrowej – a dokładniej o małych reaktorach modułowych (SMR-ach) – w Krakowie pojawiły się głosy tzw. obrońców środowiska o szkodliwości tego typu instalacji. Zabytkowy gród Kraka nie może być przecież miejscem lokalizacji tak szkodliwych i niebezpiecznych urządzeń. Nie było co prawda argumentów, że „badania naukowe dowodzą, że bliska obecność SMR-u wpływa na libido mężczyzn, co w perspektywie może skutkować spadkiem populacji”, ani głosów, iż promieniowanie wymaże bezpowrotnie z płócien obrazy Jana Matejki czy Jacka Malczewskiego, ale w domyśle pojawiło się stwierdzenie, że uciepieć może *genius loci* miasta. Na nic się zdały informacje, że Kraków już ma swój reaktor jądrowy. Niewielki, co prawda, ale najprawdziwszy. Znana jest jego lokalizacja (obiekt Akademii Górniczo-Hutniczej), a nawet imię: WANDA (Wodny, Akademicki, Naukowy, Doświadczalny, Aplikowany). Niedowiarków nie mogło przekonać nic. Kiedyś na łamach nieistniejącego już tygodnika „Kulisy” Jerzy Kibic prowadził spór z publicystą Tadeuszem Kurem. Kiedy żadne logiczne i rzeczowe argumenty nie były w stanie przekonać nieprzekonanego, Jerzy Kibic zdecydował się przyznać mu rację, pisząc kończący spór felieton pod tytułem „Kur wie lepiej”.

Starcie z obskurantyzmem to nie tylko bój z walczącymi w imię niesłusznej sprawy. Często to żarliwa polemika z tymi, którzy w imię szlachetnych intencji sięgają po narzędzia i argumenty – powiedzmy szczerze – głupie, a nawet nieprawdziwe. Przed laty, w ramach walki ze zjawiskiem alkoholizmu,



**Zbigniew
Krzysztyniak**
MPEC Kraków

fot. zasoby autora

pewien krakowski działacz prowadził długi sądowy spór z dziennikarzem, który wyśmiał drukowane przez owego działacza ulotki z hasłem: „Alkohol urzyna ręce i nogi sportowcom”! Nawet w imię słusznej sprawy (taką jest walka o środowisko naturalne) nie powinno się sięgać po pozbawione wiedzy i faktów argumenty. Dziś nie ma innego wyjścia jak tylko praca „u podstaw”, czyli szerzenie naukowej prawdy gdzie się da i jak się da.

Budowanie świadomości społecznej, w oparciu o prawdziwą wiedzę, to walka z zagrożeniami, jakimi dla tej niezwykle wrażliwej infrastruktury krytycznej mogą być implantowane półprawdy, fałszywe informacje czy przekłamania, które infekują cały społeczny organizm. Czy remedium na taką realną groźbę może być

wypowiedziane w czasie aksamitnej rewolucji w Czechach hasło Vaclava Havla (znajduje się na czeskim prezydenckim sztandarze), że „Prawda i miłość zwycięży nad kłamstwem i nienawiścią”? Wierzmy w prawdę. I wierzmy w... miłość! Tylko czy taka wiara wystarczy?

Pokusy do łatwych i szybkich rozwiązań pojawiają się wszędzie i są na wyciągnięcie ręki. Kiedyś w pewnym telewizyjnym programie publicystycznym debatowano wieczorem nad ostrożnością, wręcz łagodnością wypowiedzi w przestrzeni publicznej uznając, że jest to przejaw wysokiej kultury politycznej. W debatę ekspertów (nie da się ukryć, że większość z nich była zakochana sama w sobie z wzajemnością) włączył się pewien telewidz z Bydgoszczy. Otóż przypomniał on (doceniając fakt istnienia kultury politycznej i wszelkiej, nawiązującej do działalności Mahatmy Gandhiego postawy pacyfistycznej), iż w życiu najczęściej jest tak, że „subtelna szpada szlachcica przegrywa z brutalnym drągiem parobka”.

Rodzi się pytanie: „czy rzeczowa, oparta o fakty, konkretne dane, naukowe analizy argumentacja jest jeszcze subtelna szpada, czy już może owym brutalnym drągiem? Legendarny kierownik krakowskiego akademika „Żaczek” Jan Buszek krzyczał kiedyś na jednego ze studentów: „Panie Kolego, ja pana stąd wyrzucę siłą faktu”. Fakt. Fakt ma siłę...!

TWOJA ŚCIEŻKA DOSKONALENIA I ROZWOJU ZAWODOWEGO

SZEROKA OFERTA SZKOLEŃ DLA SŁUŻB UTRZYMANIA RUCHU

- ✓ Diagnostyka wibracyjna
- ✓ Wyważanie dynamiczne
- ✓ Termografia
- ✓ Diagnostyka ultradźwiękowa
- ✓ Utrzymanie ruchu
- ✓ Asset Reliability Practitioner (ARP)

OPERACJA na otwartym sercu

– Transformacja energetyczna to operacja na otwartym sercu. System musi funkcjonować bez przerwy, równocześnie potrzebujemy mniej chaosu, więcej spójności. Regulacje powinny być logiczne, a edukacja – systemowa. Biznes musi mieć przestrzeń do działania, a państwo odwagę do słuchania ekspertów – mówi **Piotr Hałoń**, lider Grupy Energy, Resources & Industrials w Deloitte.

Dominika Miensopust: Energetyka to w ostatnim czasie generalnie regulacje. Czy wspierają one transformację, czy raczej ją hamują?

Piotr Hałoń: Jesteśmy dziś mocno przeregulowani – zwłaszcza z perspektywy odbiorcy końcowego, klienta indywidualnego. Mrożenie cen, uzgadnianie taryf, obowiązki raportowe – to wszystko bardzo usztywnia rynek...

...który w obecnej sytuacji bardziej potrzebuje elastyczności.

Tak, choć z drugiej strony regulacje wyznaczają kierunki, a przynajmniej powinny. Problem w tym, że działamy reakcyjnie, łatamy dziury, zamiast budować długofalową wizję.

Trzeba się zastanowić, gdzie byśmy byli, gdyby te regulacje nie istniały. Czy grupy energetyczne podeszłyby tak ambitnie do swoich strategii?

Transformacja energetyczna to – jak lubię powtarzać – operacja na otwartym sercu. System musi funkcjonować bez przerwy, nie da się go „zamknąć na dwa lata”. W związku z tym wyzwanie to jest szalenie ambitne, wymagające odwagi i ogromnej koordynacji między wytwarzaniem, przesyłem i dystrybucją.

W ostatnim czasie dużo mówi się o Krajowym planie na rzecz

**PIOTR
HAŁOŃ**
lider Grupy
Energy,
Resources
& Industrials
w Deloitte



fot. Deloitte

energii klimatu. Czy to dokument, który faktycznie nadaje kierunek transformacji?

W wielu miejscach strategię grup energetycznych są z nim zbieżne niemal jeden do jednego. To wciąż jednak propozycja, a nie ostateczna wersja planu. Widać w nim też pewne niekonsekwencje, na przykład w obszarze gazu. Z jednej strony zakłada się stały wzrost mocy wytwórczych opartych na tym paliwie, z drugiej – spadek ilości energii elektrycznej produkowanej z gazu po 2034 roku. Takie podejście można tłumaczyć przygotowaniami do uruchomienia energetyki jądrowej, rozwoju sieci i magazynów energii, ale z punktu widzenia inwestorów nasuwa się pytanie: po co budować tyle jednostek gazowych, skoro ich obciążenie ma spaść z czterech tysięcy do zaledwie tysiąca godzin rocznie?

Podobny problem dotyczy odnawialnych źródeł energii. Dane o fotowoltaice w planie są już nieaktualne. To pokazuje, że nie można „zabetonować” dokumentów strategicznych, powinny być regularnie aktualizowane, bo rzeczywistość gospodarcza i geopolityczna zmieniają się błyskawicznie. Wystarczy przypomnieć rok 2022: wojna za wschodnią granicą, szok cenowy, gwałtowne odejście od surowców z Rosji. Uważam, że dobrze wykorzystaliśmy ten trudny czas. Potrafilismy się uniezależnić, mimo że Europa długo się wahała.

Dlatego KPEiK powinien być dokumentem żywym, reagującym na zmiany. A tymczasem dyskusja o jego aktualizacji ciągnie się już od trzech lat.

Brakuje też spójności w systemie zarządzania energią – kompetencje są mocno rozproszone, a interesariuszy w tej układance jest po prostu zbyt wielu. Oczywiście, wszystko też trwa, gdyż po drodze były wybory. Ale uważam, że powinno być to ponad podziałami.

Zakładam, że trwają konsultacje z grupami energetycznymi, natomiast brakuje mi dialogu z sektorem prywatnym, a to on często kreuje rzeczywistość szybciej niż regulacje. Biznes nie zawsze ma obowiązek dzielić się planami, ale państwo powinno umieć je dostrzegać i włączać do strategii.

Tym bardziej, że nie jest to mała „cegiełka” dokładana do tego tematu.

Szczególnie w obszarze OZE, obejmującym nie tylko fotowoltaikę, ale również energetykę wiatrową na lądzie i magazyny energii. Wystarczy spojrzeć na dane publikowane przez PSE – widać tam tysiące złożonych wniosków o przyłączenia, zarówno w zakresie wprowadzania energii do sieci, jak i jej wyprowadzania. I to nie tylko projekty tzw. „wielkiej czwórki” energetycznej, ale też liczne inicjatywy prywatnych inwestorów oraz transakcje M&A.

Brakuje jednak przestrzeni do rzeczywistego dialogu. Przykład? W 2023 roku, podczas dużej konferencji o energetyce jądrowej, ogłoszono strategiczne kierun-

ki rozwoju. Zaledwie dzień później jedna z prywatnych grup energetycznych podpisała porozumienie z EDF, natomiast informacja ta nie znalazła żadnego odzwierciedlenia w oficjalnych materiałach. To pokazuje, jak bardzo system publiczny bywa oderwany od rynkowej rzeczywistości.

Niektóre firmy rzeczywiście wolą ciszę i dyskrecję – i to rozumiem. Ale cisza nie może zastępować dialogu, jeśli mówimy o skutecznej transformacji energetycznej.

Czy w tej skuteczności może pomóc zielony wodór? To dziś modne hasło, ale czy realny kierunek transformacji?

Rynek wodoru na świecie rośnie i będzie rósł. Polska również ma w tym obszarze kompetencje. Potrafimy go produkować i wykorzystywać, choć wciąż mówimy głównie o wodorze szarym. Jeśli chcemy dekarbonizować stal, rafinerie czy przemysł ciężki, wodór stanie się nieunikniony. Problemem jest jednak koszt – jego cena wynika przede wszystkim z ceny energii elektrycznej. Gdyby umiejętnie wykorzystać godziny, w których prąd jest wyjątkowo tani – a coraz częściej zdarzają się okresy, gdy jego ceny spadają poniżej zera – koszt produkcji zielonego wodoru mógłby być znacznie niższy.

Pytanie tylko, do czego ten wodór ma nam służyć? Nie wierzę, że za kilkanaście lat będziemy masowo tankować samochody wodorowe. Ta technologia ma sens tam, gdzie nie ma alternatywy, np. w hutnictwie, rafineriach, chemii.

”

System musi funkcjonować bez przerwy, nie da się go „zamknąć na dwa lata”. W związku z czym wyzwanie, jakim jest transformacja energetyczna, jest szalenie ambitne

Trzeba też pamiętać o całym łańcuchu dostaw. Nie ma sensu produkować wodoru w Płocku i przewozić go w sposób niezdekarbonizowany do Jeleniej Góry – wtedy trudno mówić o zielonym paliwie.

Ważnym aspektem jest również świadomość społeczna. Dziś promujemy auta elektryczne, programy dopłat, zielone transporty. Ale zanim zainwestujemy w wodór na masową skalę, musimy wiedzieć, po co to robimy i jak wkomponować go w szerszy system energetyczny. Bo to nie technologia sama w sobie ma znaczenie, tylko jej mądre zastosowanie.

A jak wygląda sytuacja z biogazem i biometanem?

Biometanu w Polsce mamy zdecydowanie za mało. Wystarczy spojrzeć na naszych sąsiadów – w Niemczech biogazownie to stały element krajobrazu, nawet w niewielkich miejscowościach. U nas temat ten wciąż budzi emocje, często nieuzasadnione: obawy o zapach, hałas czy ryzyko wybuchu. W takiej atmosferze żaden rząd, niezależnie od opcji politycznej, nie będzie chciał podejmować trudnych decyzji w roku wyborczym.

Druga bariera to infrastruktura. Biometan można skroplić i przewozić, ale na większą skalę to nie ma sensu ekonomicznego. Dobrym przykładem jest jedna z cukrowni z Dolnego Śląska, która podpisała kontrakt na odbiór biometanu z własnej biogazowni. Cała produkcja wykorzystywana jest na miejscu, w procesach technologicznych. I właśnie w tym kierunku powinniśmy iść: w stronę lokalnej autokonsumpcji.

Zatem dobrze, że temat biometanu zaczyna się pojawiać w KPO i programach wsparcia, bo to kierunek z ogromnym potencjałem.

Ale znowu – biometan to gaz jak każdy inny: potrzebuje sieci, przepustowości i rezerwacji mocy. Brakuje natomiast rynku gwarancji pochodzenia, który mógłby potwierdzać, że to faktycznie paliwo odnawialne. Biznes wyprzedził regulację, co akurat w tym przypadku nie musi być złe, bo często to właśnie przedsiębiorcy wytyczają kierunki, zanim pojawi się legislacja.

Ten rynek będzie się rozwijał, jestem o tym przekonany. Potrzebujemy tylko dwóch rzeczy: stabilnych regulacji i rozbudowy infrastruktury przesyłowej, zwłaszcza tam, gdzie biogazownie mają największy sens, czyli na terenach rolniczych. Najlepszy scenariusz to produkcja i zużycie gazu w jednym miejscu, tak jak dzieje się to dziś w energetyce prosumenckiej. Przy biometanie autokonsumpcja może stać się równie kluczowa. W tym obszarze pojawiają się już pierwsze inwestycje, a środki z KPO i funduszy unijnych są dostępne.

Jeśli miałbym porównać rozwój tego sektora do elektroenergetyki, jesteśmy mniej więcej w roku 2015-2016. Przed nami duży skok, gdyż geopolityka sprzyja, inwestorzy są coraz odważniejsi, a finansowanie coraz łatwiej dostępne. Jedyną realną barierą pozostaje społeczne przyzwolenie.

Czy możemy powiedzieć, że dziś jest dobry moment na biznes w energetyce?

Zdecydowanie tak. Oczywiście, transformacja wymaga dużych nakładów, ale dla firm, które potrafią łączyć technologie, szukać innowacyjnych rozwiązań i szybko się adaptować, to moment pełen możliwości.

Dziś kluczem do sukcesu w energetyce jest umiejętne zarządzanie popytem i podażą. Coraz większy potencjał widać w rozwiązaniach typu demand response, w agregatorach energii czy spółdzielniach energetycznych. To nie tylko wsparcie dla odbiorców, ale realne odciążenie całego systemu, zwłaszcza gdy potrafimy lokalnie zbilansować produkcję i zużycie energii, zamiast przysyłać ją z jednego końca kraju na drugi.

Ten kierunek już widać w strategiach największych grup i w rozwoju taryf dynamicznych. Wciąż jednak brakuje świadomości społecznej, jak bardzo takie rozwiązania mogą się opłacać zarówno odbiorcom indywidualnym, jak i przedsiębiorstwom.

Czy dziś trudno być przedsiębiorcą z punktu widzenia energii?

Na pewno jest trudno, szczególnie w branżach produkcyjnych, gdzie koszt mediów energetycznych – nie tylko prądu, ale też gazu i ciepła – stanowi istotną część kosztów działalności. Przedsiębiorców obowiązują te same regulacje, co wielkie koncerny energetyczne, a oni muszą działać „tu i teraz”, a nie w perspektywie dekady.

W efekcie wielu odbiorców energii stało się jej wytwórcami – inwestują we własne źródła, magazyny, rozwiązania prosumenckie. W dużych firmach kompetencje w tym zakresie już są, ale w sektorze MŚP to wciąż wyzwanie. Tam każda złotówka wydana na energię mocno wpływa na końcowy koszt produktu.

Na szczęście dziś sytuacja rynkowa jest nieco lepsza, ceny energii spadły do poziomów z lat 2016-2018

BĄDŹMY PROFESJONALNI

Audyty energetyczne mogą być formalnością... albo realną zmianą. To nie tylko raport – to wiedza, doświadczenie i odpowiedzialność

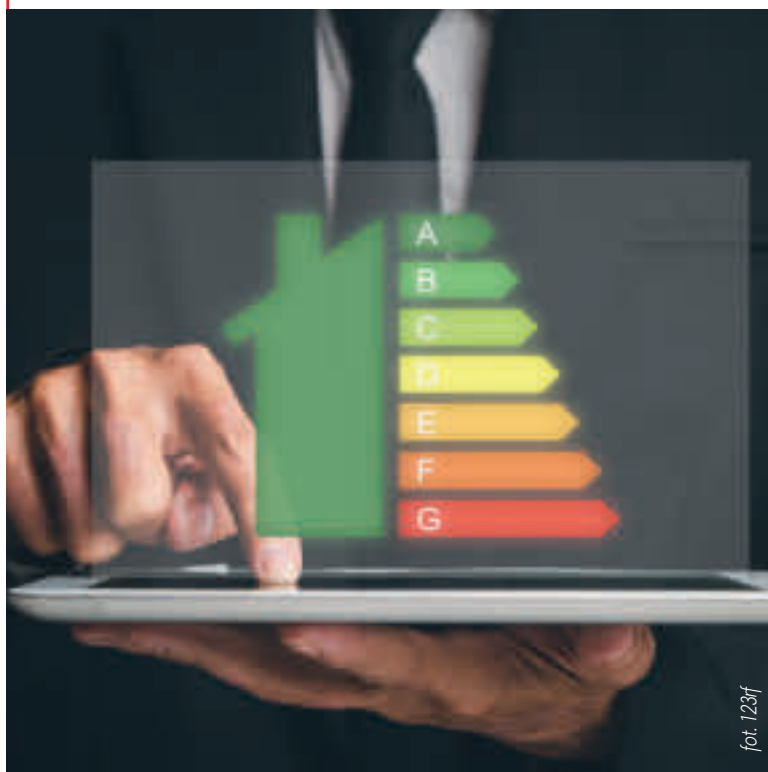


foto: 123rf

i tendencja jest malejąca. To poprawia nastroje, ale nie rozwiązuje wszystkich problemów. Przedsiębiorcy muszą dbać o stabilność cen, bezpieczeństwo dostaw i dekarbonizację, gdyż tego wymagają partnerzy z globalnych łańcuchów dostaw. Pomagają w tym m.in. umowy PPA, zakup gwarancji pochodzenia energii czy poprawa efektywności energetycznej. Regulacje, takie jak obowiązkowe audyty lub system zarządzania energią ISO 50001, wymuszają dobre praktyki. Problem w tym, że audyt audytowi nierówny – obok profesjonalnych analiz są też takie „na jedną kartkę”, które nigdy nie prowadzą do wdrożeń. Firmy powinny więc budować kompetencje wewnętrzne, by lepiej rozumieć, jak i za co płacą. Wbrew pozorom wielu odbiorców nie zna nawet dokładnej struktury swoich rachunków za energię.

A magazyny energii? Czy to realne wsparcie dla biznesu?

Tak, choć nie należy ich traktować jako magicznego rozwiązania na wszystko. Magazyn nie zawsze zapewni pełną niezależność, ale może zwiększyć bezpieczeństwo i elastyczność. Dziś wciąż jest to inwestycja kosztowna, jednak coraz bardziej dostępna, również dzięki środkom z KPO.

Magazyny mają sens w całym łańcuchu energetycznym – od prosumentów, po duże przedsiębiorstwa i grupy energetyczne. Małe instalacje dla MŚP są już opłacalne, większe projekty są domeną funduszy i operatorów systemowych. W obu przypadkach to inwestycja w przyszłość – stabilność, efektywność i realne wsparcie transformacji.

Do budowy silnego i stabilnego systemu energetycznego potrzebni są „silni” zarządzający. Możemy powiedzieć, że takich mamy?

Zdecydowanie tak. Zarówno na poziomie ministerialnym, jak i w grupach energetycznych mamy dziś ludzi kompetentnych, to nie są osoby z przypadku, a fachowcy, którzy wywodzą się z branży, pracują w niej od lat i znają jej mechanizmy od środka.

Każda z dużych grup energetycznych obrała własny, jasno określony kierunek. Tauron koncentruje się na kliencie końcowym – tych sześciu milionach odbiorców, którzy korzystają z jego usług. PGE stawia na wsparcie systemu, elastyczność i niezawodność. Orlen, poprzez Energa Operator, rozwija najbardziej zdigitalizowaną sieć w kraju, choć obsługuje relatywnie najmniej klientów końcowych. Można więc powiedzieć, że rynek został w pewien sposób podzielony – każda z grup ma swoją specjalizację i ambicje. I dobrze, bo to pozwala uniknąć chaosu i dublowania działań.

Jeśli zrealizujemy to, co zapisano w strategiach spółek, nawet bez uwzględnienia prywatnego sektora, w 2035 roku osiągniemy poziom mocy zainstalowanej dokładnie taki, jaki przewidziano

w Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu. Sprawdzaliśmy to. I to nie przypadek, ale efekt konsekwentnie prowadzonej polityki inwestycyjnej.

I uważa pan, że to jest realne?

Patrząc na to, jaki strumień pieniędzy mamy z KPO, sądzę, że tak. Jesteśmy po bezpiecznej stronie.

Nie chciałbym jednak zabrzmieć jak nadmierny optymista. Po prostu wolę patrzeć na energetykę przez pryzmat szklanki do połowy pełnej. Zawsze znajdzie się ktoś, kto powie, że zrobiłby coś lepiej. Ale taka krytyka nic nie wnosi, wręcz utrudnia pracę ludziom, którzy mają realny mandat, by ten sektor rozwijać. Lepiej więc wspierać niż przeszkadzać, bo na końcu to wszystko i tak jest naszym wspólnym kosztem. To nasza energia, nasz prąd, nasze ciepło i nasza transformacja.

”

Jeśli chcemy dekarbonizować stal, rafinerie czy przemysł ciężki, wodór stanie się nieunikniony. Problemem jest jednak koszt

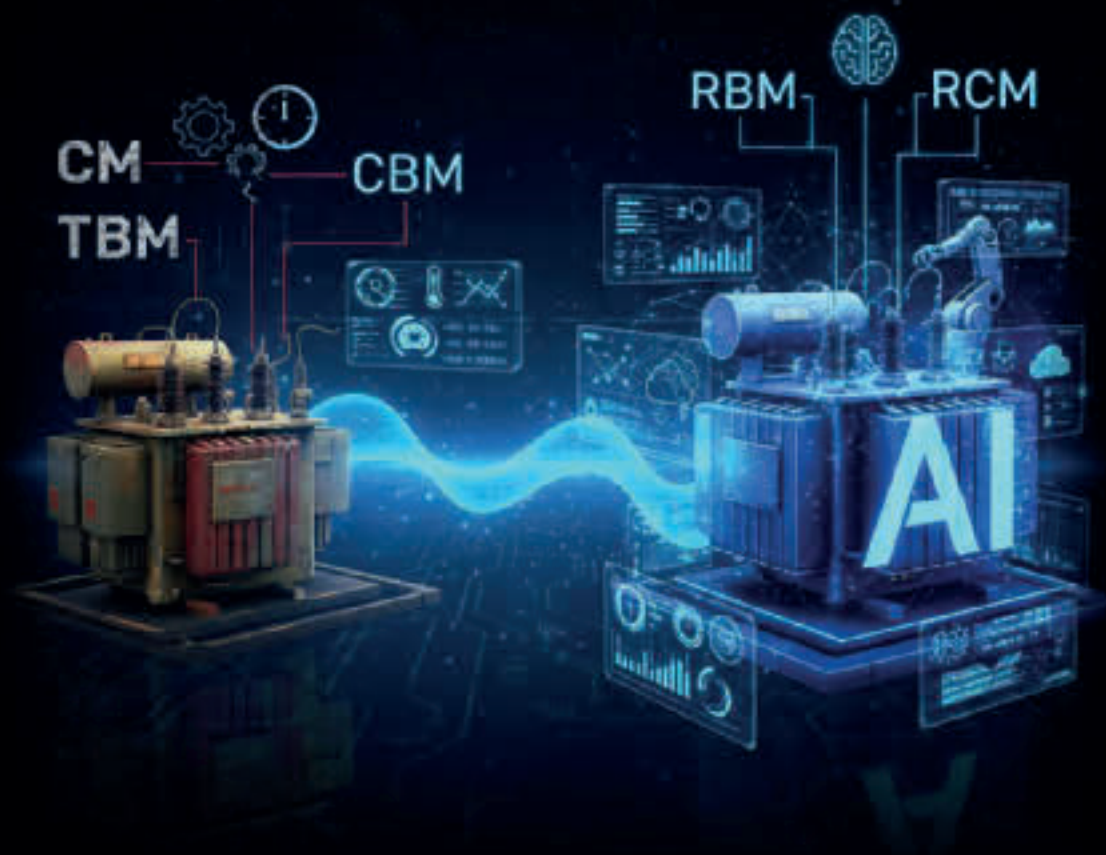
Skoro „nasza”, to czy świadomość społeczeństwa dotycząca wszystkich działań „okołotransformacyjnych” nie jest za mała?

Zdecydowanie za mała. Musimy inwestować w edukację i budowanie świadomości – zwłaszcza na wczesnym etapie. Sam mam dwójkę dzieci i widzę, że w szkołach wciąż nie uczy się o oszczędzaniu energii czy o tym, skąd ona się bierze. To poważny błąd. Dodam, że nie chodzi tu o ortodoksję, ale o świadomość. Dziś ponad 90% społeczeństwa przyzwyczajone jest do tego, że po naciśnięciu włącznika światło po prostu się zapala. Nie dopuszczamy myśli, że mogłoby być inaczej.

Transformacja wymaga rozsądku i konsekwencji. W jakim kierunku powinniśmy iść jako kraj?

Mniej chaosu, więcej spójności. Regulacje powinny być logiczne, a edukacja systemowa. Biznes musi mieć przestrzeń do działania, a państwo odwagę do słuchania ekspertów. Transformacja energetyczna to proces, który wymaga odwagi, rozsądku i cierpliwości. Ale jestem optymistą – szklanka jest do połowy pełna.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”*



fot. (wygenerowane przez Google Gemini)

NOWOCZESNE UTRZYMANIE RUCHU TRANSFORMATCÓW ENERGETYCZNYCH Z UŻYCIEM AI

Dawid Dębiński

Centralna Grupa Energetyczna S.A.

Sztuczna inteligencja jest kluczowym elementem, który podnosi utrzymanie ruchu transformatorów mocy na nowy, wyższy poziom.

Czym są urządzenia elektroenergetyczne? Możemy zacząć wymienianie od strony wytwórczej, a więc generatorów, inwerterów... Idąc dalej – są to przesyłowe linie napowietrzne i kablowe wysokiego, średniego i niskiego napięcia, transformatory blokowe, rozdzielcze, a także aparatura łączeniowa i pomiarowa, osprzęt izolacyjny czy rozdzielnice. Najprościej mówiąc: to urządzenia, bez których energetyka zawodowa i sieć elektroenergetyczna nie może istnieć. Możemy ująć to jako majątek sieciowy.

Czy to ważne urządzenia? Z punktu widzenia bezpieczeństwa i niezawodności dostaw energii – tak. Są

elementami krytycznymi. Jak w każdej walce (także tej zwyczajnej, codziennej – z czasem i zużyciem eksploatacyjnym) – ważne jest, by mieć plan. Strategia, jako plan działania, powinna umożliwiać nam osiągnięcie zakładanych celów. A celem jest oczywiście możliwie jak najbardziej optymalne utrzymanie w ruchu tak krytycznych elementów jak urządzenia elektroenergetyczne, w tym transformatory mocy. Czy mamy wypracowane jakieś strategie takich działań? A może typowo „po polsku”, najpierw zrobimy, a potem jakoś to będzie? A może w tym wszystkim pomocna będzie nam AI, będąca dziś na ustach wszystkich?

Osluch, czyli diagnoza majątku sieciowego

Jeśli strategia zarządzania eksploatacją obiektów w elektroenergetyce jest ważną kwestią (a to już ustaliliśmy), to jej kierunek powinien dążyć do celu, jakim jest utrzymanie możliwie najwyższej niezawodności i efektywności dostarczania energii elektrycznej, czyli minimalizacja ryzyka wystąpienia awarii. Jest to bezpośrednia funkcja czasu eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. Ich wartość maleje wraz z czasem eksploatacji, a koszty podczas okresu eksploatacyjnego systematycznie rosną.

Wartość urządzenia elektroenergetycznego, jakim jest transformator mocy, nieliniowo spada w czasie, co widać na rys. 1. Spada aż do punktu krytycznego, przez okres czasu życia urządzenia nazywanego technicznie uzasadnionym. Jednocześnie, wraz z biegiem czasu, koszty utrzymania w pracy takiego transformatora rosną. W pewnym momencie zapewnienie działania wszystkich funkcjonalności stanie się bardzo kosztowne. Stąd można stwierdzić, że zawsze istnieje punkt przecięcia między wartością urządzenia (malejącą)

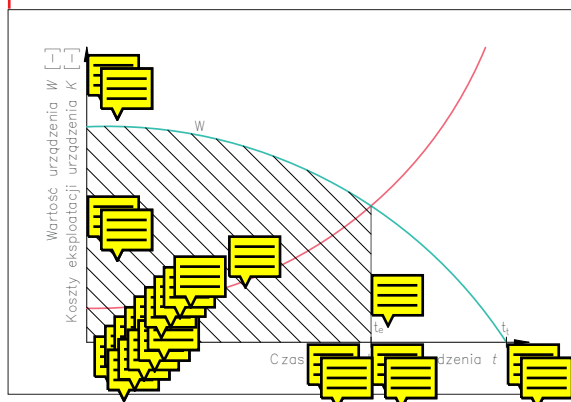
a kosztami utrzymania w ruchu (rosnące). Okres od rozpoczęcia pracy danego transformatora do tego punktu przecięcia można nazwać czasem życia ekonomicznie uzasadnionym. Po jego upływie koszt utrzymania w ruchu jest wyższy niż realna wartość urządzenia. Z ekonomicznego punktu widzenia opłacalność przeprowadzania remontu i napraw transformatorów mocy lub zakupu nowych jednostek wymaga obliczeń, które obejmują zdyskontowane roczne koszty inwestycyjne i eksploatacyjne w zakładanym okresie użytkowania.

”

Algorytmy AI potrafią analizować w czasie rzeczywistym ogromne ilości danych z sensorów prowadzących badania on-line, wykrywając anomalie i subtelne wzorce, które człowiek mógłby przeoczyć

RYS. 1

W – wartość urządzenia,
K – koszt eksploatacji urządzenia, t_e – czas życia ekonomicznie uzasadniony, t_t – czas życia technicznie uzasadniony
(źródło: opracowanie własne na podstawie [3])



RYS. 2

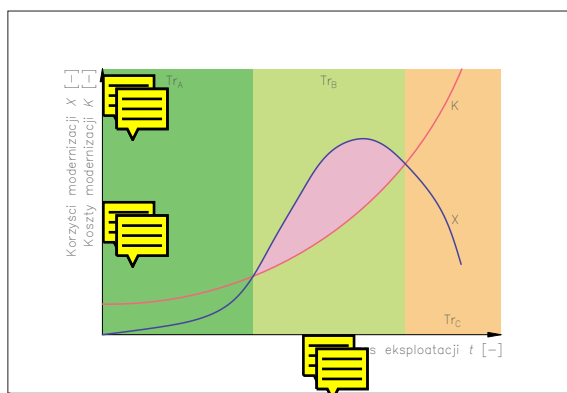
Wpływ narażeń na czas eksploatacji transformatora:
A – wystąpienie uszkodzenia, B – wystąpienie awarii po uszkodzeniu, C – wystąpienie awarii bez wcześniejszego uszkodzenia, t_1 – czas eksploatacji transformatora po uszkodzeniu, t_2 – czas eksploatacji transformatora po awarii, t_3 – czas eksploatacji transformatora po awarii bez wcześniejszego uszkodzenia
(źródło: opracowanie własne na podstawie [3])



Czas eksploatacji urządzenia elektroenergetycznego, jakim jest transformator zależy od warunków jego pracy. Każdy transformator elektroenergetyczny wytrzymuje określone narażenia i jest projektowany z pewnym marginesem bezpieczeństwa, widocznym na rys. 2, który pokazuje zależność trwałości takiego transformatora od czasu jego eksploatacji.

Sposób eksploatacji transformatora – wykrywanie jego ewentualnych uszkodzeń bądź wczesnych symptomów, diagnoza problemu – są kluczem do zwiększenia żywotności, a więc czasu eksploatacji takiego urządzenia elektroenergetycznego. Z biegiem lat trwałość transformatora mocy spada nieliniowo, przyjmując ogólnie kształt linii oznaczonej na rys. 2 „krzywą starzenia normalnego”. Krzywa ta zmienia swoje nachylenie w przypadku wystąpienia uszkodzeń wynikających z narażeń przekraczających wartości wytrzymywane, co prowadzi do znacznego skrócenia cyklu życia transformatora. W takim przypadku normalne narażenia eksploatacyjne znacznie szybciej mogą stanowić przyczynę końca eksploatacji danej jednostki, dlatego też konieczne staje się przyjęcie odpowiedniej strategii zarządzania eksploatacją transformatorów. Obowiązkowe jest planowanie ich okresowych przeglądów, remontów, napraw, szczególnie w miejscu ich pracy, zainstalowania.

Zasadniczo koszty napraw w zakładzie remontowym są znacznie wyższe od tych wykonywanych w miejscu zainstalowania. Cały proces naprawy w zakładzie remontowym jest też wyraźnie dłuższy, co wpływa na niezawodność dostaw energii elektrycznej w całym systemie naczyń połączonych, czyli w sieci



RYS. 3

Zależność korzyści modernizacyjnych (X) i kosztów tych modernizacji (K) od wieku transformatora: Tr_A – transformator krótko eksploatowany, Tr_B – transformator o średnim czasie eksploatacji, Tr_C – transformator długo eksploatowany (źródło: opracowanie własne na podstawie [3])

elektroenergetycznej. Dla transformatorów mocy często bardziej korzystna jest modernizacja transformatora niż zakup nowej jednostki. Nie dotyczy to jednak wszystkich przypadków.

Czy modernizacja transformatora mocy, tak by utrzymać go w ruchu, jest zawsze ekonomicznie uzasadniona? Patrząc na rys. 3 widać, że korzyści (możliwości) modernizacyjne nie podążają liniowo wraz z czasem jego użytkowania. Możemy podzielić transformatory ogólnie na te użytkowane krótko, mające średni wiek i te, których „przebieg” jest już naprawdę duży. W przypadku transformatorów „młodych” koszty modernizacji są niskie, natomiast to samo można powiedzieć o jej korzyściach, ponieważ w nowym transformatorze trudno uzyskać skokowy wzrost efektywności. Jeśli spojrzymy na transformatory o długim stażu pracy, sytuacja jest odwrotna. Koszty ewentualnych modernizacji są olbrzymie, natomiast nie wszystkie funkcjonalności – możliwe do odtworzenia lub dodania, dlatego korzyści z takich modernizacji będą ograniczone. Łączy się to z ogólnym spadkiem wartości urządzenia, zgodnie z rys. 1. Tylko w przypadku transformatorów mocy o średnim czasie eksploatacji możliwe jest uzyskanie przewagi korzyści modernizacyjnych nad poniesionymi kosztami (obszar zaznaczony na różowo).

Przyłbica w dół – czas na bój, czyli rodzaje strategii

CM (Corrective Maintenance) – ta strategia utrzymania ruchu transformatorów opiera się na braku konkretnej strategii. Najprościej mówiąc: to eksploatacja urządzeń w myśl: „jakoś to będzie”. Transformator mocy jest eksploatowany bez prowadzenia badań diagnostycznych, zaplanowanej obsługi. Wszelkie działania, takie jak: remonty, wymiany elementów czy naprawy, wykonywane są dopiero po wystąpieniu awarii. Skoro nie prowadzi się żadnych badań diagnostycznych, każda awaria jest nieoczekiwaną niespodzianką (której jednak można się przędzie lub później

spodziewać). Ta strategia jest najprostsza i jednocześnie najmniej skuteczna. Awarie prowadzą często do długich przestojów i nieplanowanych kosztów.

Oczywiście, nie sposób stosować zaawansowane metody utrzymania ruchu u wszystkich urządzeń elektroenergetycznych w majątku sieciowym. Dlatego strategia CM dotyczy zazwyczaj urządzeń w sieci dystrybucyjnej, gdzie potencjalna awaria nie niesie za sobą skutków tak poważnych, jak w przypadku awarii transformatora o naprawę dużej mocy znamionowej.

TBM (Time Based Maintenance) – jak sama nazwa wskazuje, strategia ta bazuje na eksploatacji urządzenia, przy prowadzeniu równolegle okresowej profilaktycznej obsługi. Pojawia się więc tu element predykcji, wyznaczenia z góry ustalonego okresu, po którym warto sprawdzić stan elementów urządzenia, by wykryć potencjalnie negatywne zmiany. W tym celu wykonywane są podstawowe badania diagnostyczne. TBM uważa się jednak za mało efektywną, ponieważ wykrycie szybko rozwijających się, dynamicznych uszkodzeń to loteria. Nie jest to też ekonomiczna metoda, ponieważ generuje wysokie koszty, szczególnie ze względu na konieczność wyłączania (np. w przypadku transformatorów) urządzeń w sieci elektroenergetycznej.

W zasadzie można powiedzieć, że eksploatacja większości urządzeń elektroenergetycznych w majątku sieciowym prowadzona jest głównie na podstawie badań okresowych, które można określić jako strategię TBM. Dzieje się tak zarówno przy pomiarach zwykłych instalacji w naszych domach, jak i przykładowo przy przeglądach turbin wiatrowych czy farm fotowoltaicznych.

CBM (Condition Based Maintenance) – w tej metodzie na bieżąco sprawdza się kondycję danej jednostki. Strategia jest bardziej zaawansowana, opiera się na ciągłym monitorowaniu parametrów pracy transformatora mocy, np. temperatury (oleju, uzwojeń), wibracji, składu chemicznego oleju (DGA). Urządzenie jest eksploatowane, a obsługa nieokresowa i zależna od wyników badań on-line (prowadzonych w trakcie pracy, bez wyłączania) dla jednostek z negatywną oceną. Decyzje o naprawach i remontach podejmuje się na podstawie rzeczywistego stanu technicznego, a nie z góry ustalonego harmonogramu. Ważny jest aktualny stan urządzenia, a nie plan badań okresowych (opracowywany na podstawie czasu pracy urządzenia, liczby wykonanych operacji itp.). Podejście CBM redukuje koszty i ryzyko wystąpienia awarii.

RBM (Risk Based Maintenance) – to bardziej kompleksowe podejście, które wykracza poza sam monitoring stanu urządzenia. Eksploatację prowadzi się z obsługą profilaktyczną wykonywaną w oparciu o ryzyko wystąpienia uszkodzenia obiektu. Kluczowe jest określenie prawdopodobieństwa pojawienia się danego uszkodzenia, ocena ryzyka awarii. Analizowane są potencjalne przyczyny występowania awarii, dlatego oprócz monitoringu, RBM wymaga wspoma-

gania komputerowego. Wykonywana jest tu FMEA (ang. *Failure Mode and Effects Analysis*), czyli analiza rodzajów i skutków możliwych błędów. To systematyczna metoda, której zadaniem jest identyfikacja, ocena i priorytetyzacja potencjalnych błędów (trybów awarii). Analizuje się krytyczne punkty, a plan utrzymania ruchu transformatora jest optymalizowany dla większej niezawodności.

RCM (Reliability Centered Maintenance) – utrzymanie ruchu urządzenia elektroenergetycznego jest ukierunkowane na niezawodność. To zdecydowanie zaawansowana strategia, która łączy wszystkie poprzednie podejścia. Obejmuje dogłębną analizę krytyczności elementów, ich funkcji, potencjalnych awarii i ich konsekwencji. Obsługa jest profilaktyczna, prowadzona w trakcie eksploatacji z uwzględnieniem niezawodności urządzenia, co wymaga prowadzenia badań i pogłębionych analiz z wykorzystaniem *Data Mining*. Oprócz tego wymagane jest stworzenie modeli degradacyjnych poszczególnych elementów oraz zasymulowanie programowe mechanizmów i przyczyn uszkodzeń prowadzących w konsekwencji do awarii. RCM ustala, które zadania utrzymania ruchu są najbardziej efektywne dla danej jednostki, by zapewnić jej niezawodność. Zakres i rodzaj diagnostyki zależy od roli i ważności urządzenia, czyli priorytetu, jaki ma przyznany.

Wrócić na tarczy, czyli rola AI w strategiach eksploatacji

Sztuczna inteligencja (AI) jest oczywiście kluczowym elementem, który podnosi utrzymanie ruchu transformatorów mocy na nowy, wyższy poziom. AI nie zmieni rzecz jasna efektywności strategii CM, natomiast łatwo możemy ją przystawić do CBM. Algorytmy AI potrafią analizować w czasie rzeczywistym ogromne ilości danych z sensorów prowadzących

badania on-line, wykrywając anomalie i subtelne na pierwszy rzut oka wzorce, które człowiek mógłby przeoczyć. Samouczący się algorytm działa jak bagaż olbrzymiego doświadczenia u człowieka. Algorytm może przewidzieć awarię transformatora na podstawie niewielkich zmian w temperaturze, ciśnieniu czy zawartości gazów w oleju izolacyjnym, umożliwiając interwencję na długo przed faktycznym uszkodzeniem i nieodwracalnymi zmianami (takimi jak na rys. 2).

”

Strategia powinna umożliwiać nam osiągnięcie zakładanych celów, a celem jest oczywiście możliwie jak najbardziej optymalne utrzymanie w ruchu tak krytycznych elementów, jak urządzenia elektroenergetyczne, w tym transformatory mocy

AI może także wspomagać i wzbogacać strategię RBM, czyniąc ją bardziej precyzyjną i wydajną. Przenosi ją z podejścia opartego na analizie statystycznej i doświadczeniu na strategię predykcyjną oraz adaptacyjną, ciągle uczącą się nowych danych w czasie rzeczywistym. AI może przeprowadzać analizę RCA (ang. *Root Cause Analysis*), by automatycznie zidentyfikować powtarzające się wzorce i ukryte korelacje tak, by dokładniej wykrywać przyczyny, a nie objawy.

Reklama





since 1920



since 1878






Silniki elektryczne
od 0,04 kW do 7000 kW
w tym do energetyki

www.cantonigroup.com

WSPOMAGANIE I WZBOGACANIE

AI automatycznie
identyfikuje
powtarzające się
wzorce i ukryte
korelacje tak,
by dokładniej
wykrywać
przyczyny, a nie
objawy



fot. (wygenerowane przez Google Gemini)

Przetwarzając dane operacyjne, dane z historycznych awarii i warunki środowiskowe łatwiej jest na bieżąco optymalizować harmonogramy przeglądów i napraw, koncentrując się na krytycznych elementach. Modele uczenia maszynowego mogą prognozować wskaźniki niezawodności, tzw. MTBF (ang. *Mean Time Between Failures*) dla poszczególnych elementów.

Podobnie wygląda wykorzystanie sztucznej inteligencji w strategii RCM. Analizowana jest na bieżąco funkcja zasobu, trybów awarii FMEA oraz konserwacji tych awarii, by określić jednoznacznie najbardziej efektywne i ekonomiczne zadania utrzymania w ruchu jednostki. Dzięki monitorowaniu na bieżąco i analizowaniu ogromnych zbiorów danych, prawdopodobieństwo wystąpienia i wykrycia awarii jest statystycznie uzasadnioną prognozą, a nie szacunkiem opartym na subiektywnym doświadczeniu. Algorytmy związane z AI są siłą napędową, dającą precyzyjną prognozę awarii. Znając na bieżąco dane z czujników (DGA, temperatura, wibracje), sieci neuronowe potrafią obliczyć pozostały okres użyteczności urządzenia, tzw. RUL (ang. *Remaining Useful Life*).

Spójrzmy na to obrazowo – jakie mamy korzyści?

Zamiast planować wymianę danego elementu „jak ulegnie uszkodzeniu” (strategia CM), czy „co 5 lat” (strategia TBM), lub „gdy usterka się rozwinię” (strategia CBM), korzystanie np. ze strategii RCM, wspomaganą przez AI, planuje wymianę na moment, gdy ryzyko awarii przekracza ustalony, akceptowalny próg.

Pamiętajmy, że tak naprawdę AI nie jest niczym nowym w utrzymywaniu transformatorów mocy w ruchu. Od dawna dla takich jednostek, przy badaniach stosowane jest uczenie maszynowe algorytmów czy sieci neuronowe. Obecnie zostało to jedynie wsparte

i „opakowane” w trend o nazwie „AI”, którym podąża aktualnie cały świat.

Diagnostyka urządzeń elektroenergetycznych jest jedną z podstawowych kwestii w strategii zarządzania eksploatacją obiektów w elektroenergetyce. Rodzaj zastosowanej strategii eksploatacji wynika z możliwości technicznych, jakie są dostępne do przeprowadzenia na danym urządzeniu kompleksowej diagnostyki, która prowadzi do oceny jego stanu, przewidzenia zagrożenia powstania awarii i predykcji czasu życia. Nie zawsze zatem możliwe staje się użycie zaawansowanych strategii eksploatacyjnych, w nawiązaniu też do wartości urządzenia. Faktem jest natomiast, że strategię wspomaganą AI przynoszą znacznie lepsze efekty od tych tradycyjnych. Bazując na danych z badań prowadzonych on-line algorytm decyduje, czy najlepszą opcją w danym momencie jest inspekcja, naprawa czy całkowity remont lub wymiana, bazując na analizie kosztów, ryzyka i dostępności.

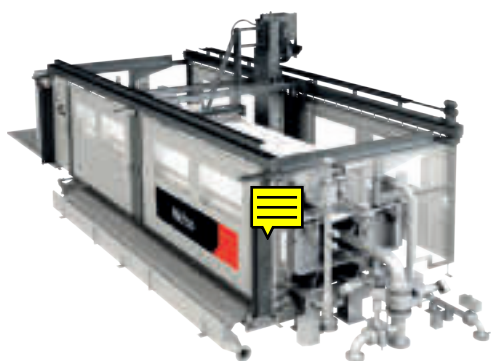
Literatura

- [1] Silva R.F., Melani A.H., Michalski M.A., Souza G.F., Reliability and Risk Centered Maintenance: A Novel Method for Supporting Maintenance Management, Applied Sciences 13(19), 2023.
- [2] Zarkovic M.D., Stojkovic Z.M., Shiljkut V., Dordevic M., Tomasevic M., Power Transformers asset management based on machine learning, 12th MEDPOWER, 2020.
- [3] Gielniak J., Sikorski W., Diagnostyka urządzeń elektroenergetycznych, wykłady na Politechnice Poznańskiej.
- [4] Aldhubaib H., Reliability-Centered Maintenance and Replacement for Transformer, praca magisterska w University of Waterloo, 2013.
- [5] Mehairajan R.P.Y., van Hattem M., Djairam D., Smit J.J., Risk-Based Approach to Maintenance Management Applied on Power Transformers, 9th WCEAM Research Papers, 2016. ■

Autoryzowany
dystrybutor | **Metso**

Zapewnij trwałość i wydajność Twojej instalacji

- Naprawa pomp, mieszadeł, dmuchaw, pras filtracyjnych
- Modernizacja pompowni oraz innych obiektów technologicznych
- Diagnostyka i monitorowanie stanu technicznego pomp i silników elektrycznych



TRANSFORMACJA potrzebuje sternika

Stabilność KSE to już nie tylko kwestia infrastruktury, lecz także elastyczności, cyfryzacji i odporności na zagrożenia. O tym, jak PSE przygotowują się do obsługi coraz bardziej rozproszonego systemu i jakie regulacje są dziś kluczowe dla bezpieczeństwa energetycznego Polski, mówi **Grzegorz Onichimowski** – prezes Polskich Sieci Elektroenergetycznych.



GRZEGORZ
ONICHIMOWSKI
prezes Polskich Sieci
Elektroenergetycznych

Dominika Miensopust: Jakie są dziś największe wyzwania w utrzymaniu stabilności KSE w kontekście rosnącego udziału OZE i niestabilnych warunków pogodowych?

Grzegorz Onichimowski: Polski system energetyczny jest dziś w fazie głębokiej przebudowy. Korzystamy równolegle z dużych, centralnie dysponowanych źródeł węglowych i gazowych oraz z rosnącą liczbą rozproszonych źródeł odnawialnych. OZE stanowią już niemal połowę mocy zainstalowanej i odpowiada za około jedną trzecią produkcji energii elektrycznej. To ogromna zmiana względem sytuacji sprzed 10 czy 20 lat i – co naturalne – przynosi zupełnie nowe wyzwania operacyjne. Jako operator jesteśmy na nie przygotowani, ale skala transformacji jest bezprecedensowa.

Czyli mówimy już o systemie, który pracuje „pod innymi regułami gry”?

Zdecydowanie tak. Dziś kluczowe wyzwania w zarządzaniu KSE dotyczą kilku obszarów. Pierwszym jest niska elastyczność systemu, która nie pozwala szybko dostosowywać generacji do zużycia, gdyż bloków węglowych nie da się szybko „zmusić” do ograniczenia czy zwiększenia produkcji. W dodatku nie mamy jeszcze wystarczającej liczby magazynów energii, ciepłownictwo nie zostało zelektryfikowane, a odbiorcy nie dostosowują zużycia do sytuacji w systemie. Przez to coraz częściej przepada sporo energii produkowanej przez źródła odnawialne.

To brzmi jak marnowanie czystej energii.

Niestety, tak właśnie jest. Drugi problem wiąże się bezpośrednio z pierwszym: chodzi o bilansowanie handlowe i jakość planowania pracy OZE przez właścicieli instalacji i spółki obrotu. Obecnie coraz

fot. PSE

częściej mamy do czynienia z nadprodukcją energii – instalacje odnawialne pracują z pełną mocą nawet wtedy, gdy nie mają zapewnionego odbioru dla całej wyprodukowanej energii. Nie zniechęcają ich nawet ujemne ceny na rynku bilansującym.

Czyli nawet sygnały rynkowe nie zatrzymują tej nadprodukcji?

Dokładnie. A w takich sytuacjach operator nie ma wyjścia, musimy wydawać polecenia nierynkowego ograniczenia pracy OZE. Robimy to z niechęcią, ale naszym podstawowym obowiązkiem jest utrzymanie stabilnej, bezpiecznej pracy systemu. Gdybyśmy tego nie zrobili, ryzyko awarii byłoby realne.

Z czego wynika ta „odporność” części inwestorów na sygnały rynkowe? Przecież to kosztuje.

Inwestorzy, którzy chętnie wchodzili na rynek OZE, często byli nieprzygotowani na tak szybki rozwój branży. Teraz muszą w trybie przyspieszonym uczyć się zarządzania pracą własnych źródeł, gdyż koszty braku reakcji coraz boleśniej uderzają ich po kieszeni. Nikt nie może sobie pozwolić na dopłacanie tysięcy złotych do wyprodukowanej nieplanowo energii.

Czy to oznacza, że w kolejnych latach operatorzy OZE będą musieli wejść na zupełnie nowy poziom profesjonalizacji?

To już się dzieje i będzie przyspieszać.

Czy obecna infrastruktura przesyłowa jest gotowa na przyjęcie dużych mocy z nowych źródeł odnawialnych, w szczególności z lądowych i morskich farm wiatrowych?

Na poziomie naszej infrastruktury przesyłowej, czyli linii i stacji najwyższych napięć, nie odnotowujemy w tej chwili żadnych istotnych problemów w związku z rosnącą generacją z OZE. System działa stabilnie. Przyszłość również nie wydaje się pod tym względem specjalnie niepokojąca. W tej chwili w obiegu mamy około 160 GW warunków przyłączenia i umów dla OZE oraz magazynów energii, a operatorzy otrzymują co miesiąc setki kolejnych wniosków.

160 GW to sporo. Czy to oznacza, że sieć przesyłowa „nadaża” za tym boomem inwestycyjnym?

To nasza podstawowa rola – planować rozwój systemu tak, aby odpowiadał nie tylko na bieżące potrzeby, ale i te, które pojawiają się za kilkanaście lat. Sieć przesyłowa ma wymiar ponadregionalny – nasze linie i stacje są projektowane tak, by umożliwiać efektywne wyprowadzenie mocy z jednego miejsca i dostarczanie jej do zupełnie innych części kraju.

Tu pewnie kluczowa jest geografia mocy wytwórczych, a ta przecież mocno się zmienia?

I jest to wyjątkowo widoczne w kontekście inwestycji wiatrowych, zwłaszcza morskich. Głównym ośrodkiem wytwarzania energii odnawialnej staje się północ kraju. To ogromna zmiana względem dotychczasowego modelu, opartego głównie na południowych regionach i dużych jednostkach konwencjonalnych.

Wygląda na to, że Choczewo stanie się kluczowym węzłem przyszłościowej energetyki. Jak duży będzie to punkt na mapie systemu?

Stacja 400 kV w Choczewie, będąca już w zaawansowanej fazie budowy, przyjmie 5,5 GW energii z farm wiatrowych na Bałtyku. Zakończenie budowy planowane jest na 2027 r. Ale to tylko jeden z elementów większej układanki.

”

Coraz częściej mamy do czynienia z nadprodukcją energii – instalacje odnawialne pracują z pełną mocą nawet wtedy, gdy nie mają zapewnionego odbioru dla całej wyprodukowanej energii

Jak ona wygląda?

Poza stacjami budujemy również nowe linie najwyższych napięć – zarówno na Pomorzu, jak i w wielu innych częściach kraju. Inwestycje toczą się w każdym regionie Polski. Zgodnie z naszym Planem Rozwoju Sieci Przesyłowej, do 2034 roku zbudujemy 4700 km torów nowych linii 400 kV, 28 nowych stacji elektroenergetycznych oraz zmodernizujemy wszystkie istniejące. To ogromny program inwestycyjny, przygotowujący sieć na zupełnie nowy model funkcjonowania rynku energii.

Z tej perspektywy wygląda to tak, jakby transformacja sieci przesyłowej była równie duża jak transformacja źródeł.

Oba procesy muszą iść ze sobą w parze.

Jak PSE oceniają tempo rozwoju magazynów energii w Polsce? Czy są one realnym wsparciem dla systemu już dziś?

Magazyny energii na pewno odegrają bardzo ważną rolę w systemie i staną się jednym z kluczowych narzędzi jego bilansowania – to niezwykle szybka rezerwa mocy, którą można uruchomić dosłownie w kilka sekund. W tej chwili jednak ich dostępność jest wciąż niewystarczająca.

Czyli to jeszcze nie „game changer”?

Jeszcze nie. Ale widzimy, że wszyscy najistotniejsi gracze na rynku zapowiadają budowę magazynów. Warunki przyłączenia ma już ponad 42 GW planowanych instalacji magazynowych, choć trzeba uczciwie powiedzieć, że nie wszystkie te projekty zostaną zrealizowane.

42 GW to chyba jednak wciąż nie tyle, ile potrzebuje system?

Tu trzeba podkreślić jedną rzecz: nie można oczekiwać, że magazyny energii rozwiążą wszystkie problemy elektroenergetyki i samodzielnie ochronią nas przed skutkami długich okresów bez wiatru i słońca. Żadna technologia w pojedynkę nie może stanowić remedium na takie wyzwania.

Znów wracamy do miksu energetycznego...

W systemie elektroenergetycznym mówimy o miksie technologicznym – zarówno po stronie wytwarzania energii, jak i jej magazynowania czy wykorzystywania nadwyżek energii przez elektryfikację różnych sektorów gospodarki.

”

Cyfryzacja i automatyzacja sterowania ruchem są kierunkiem nie tylko pożądanym, ale wręcz nieuchronnym. Jako operator działamy w czasie rzeczywistym – tu liczy się każda sekunda

A jaka może być rola odbiorców indywidualnych? Tu też widzimy duży ruch.

Gospodarstwa domowe również mogą dołożyć swoją cegiełkę. Za moment pojawi się znaczący rynek baterii wycofywanych ze starszych samochodów elektrycznych. Mają one kilkadziesiąt kWh pojemności, a po połączeniu z instalacją fotowoltaiczną mogą znacząco zmniejszyć zależność domów od energii z systemu – szczególnie w okresie wiosenno-letnim.

Przejdźmy teraz do pojęcia bezpieczeństwa. W jakim stopniu rozwój elektroenergetycznych połączeń transgranicznych zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Polski?

Polska jest w dobrej sytuacji, jeśli chodzi o połączenia z sąsiadami. Łączna dostępna moc przesyłowa w kierunku importu i eksportu wynosi około 5 GW na połączeniach z Czechami, Litwą, Niemcami, Słowacją, Szwecją i Ukrainą. Oczywiście, PSE stale współpracują z operatorami z tych krajów – zarówno bezpośrednio, jak i przez ENTSO-E, czyli europejskie stowarzyszenie operatorów systemów przesyłowych. Analizujemy

również potrzeby rozwoju nowych połączeń między-systemowych.

Można powiedzieć, że jesteśmy raczej dobrze „osieciowani” z Europą?

Tak, ale to nie znaczy, że stoimy w miejscu. Obecnie realizujemy projekt Harmonii Link – to drugie połączenie z Litwą, linia kablowa 220 kV, która wzmocni bezpieczeństwo w północno-wschodniej części kraju oraz w państwach bałtyckich. Jej uruchomienie planujemy na 2030 r.

Co konkretnie daje takie połączenie? To tylko import/eksport, czy coś więcej?

Połączenia transgraniczne zapewniają dodatkową elastyczność pracy systemu, ułatwiają bilansowanie, poprawiają konkurencyjność rynku, a w szczególnych sytuacjach – umożliwiają wsparcie systemu sąsiada lub otrzymanie wsparcia od niego. Ale warto pamiętać o ich ograniczeniach.

Właśnie, często słyszymy: „w razie niedoborów, po prostu zaimportujemy energię”. To chyba zbyt proste podejście?

Zdecydowanie tak. Połączenia transgraniczne są bardzo ważnym elementem układanki, ale nie mogą stać się fundamentem bezpieczeństwa energetycznego, gdyż mają swoje techniczne ograniczenia. Nie możemy opierać bezpieczeństwa systemu na imporcie energii. W sytuacji kryzysowej obejmującej większy fragment Europy także nasi sąsiedzi mogą borykać się z niedoborami mocy. I wtedy import może być ograniczony lub niemożliwy. I znów – dla zachowania bezpieczeństwa ważny jest po prostu rozsądny miks dostępnych rozwiązań.

Jakie działania podejmują PSE, by sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię elektryczną w wyniku elektryfikacji przemysłu i transportu?

Kwestia zapewnienia wystarczalności mocy w systemie to zadanie dla całego sektora, ale przede wszystkim dla rządu, który odpowiada za wyznaczanie kierunków, kreowanie warunków systemowych i ram regulacyjnych sprzyjających inwestycjom w nowe moce w dłuższej perspektywie. Czekają nas dyskusja o nowym KPEiKu i optymalnym miksie energetycznym dla Polski w perspektywie najbliższych kilkunastu lat, który będzie odpowiadał także na rosnące zapotrzebowanie w związku z elektryfikacją ciepłownictwa i przemysłu.

Czyli PSE nie planują mocy wytwórczych, ale muszą przewidywać skutki rosnącego zapotrzebowania?

Odpowiadamy za to, by sieć przesyłowa była gotowa przyjmując i dostarczając energię tam, gdzie będzie ona potrzebna. Dlatego uwzględniamy te procesy

wspólnie z Ministerstwem Energii. To zestaw działań i standardów, minimalizujących ryzyko awarii i zapewniających jeszcze wyższy poziom bezpieczeństwa operacyjnego.

Co pana zdaniem powinno się zmienić w otoczeniu regulacyjnym, aby przyspieszyć rozwój infrastruktury przesyłowej i przyłączy do sieci?

Wiele jest do poprawy. Weto prezydenta Nawrockiego w sprawie odblokowania inwestycji w lądowe farmy wiatrowe stawia Polskę w roli skansenu w tym obszarze energetyki i niesie ze sobą ryzyko trwałego zablokowania cen energii na wysokim poziomie.

Brak rozwoju wiatru na lądzie to nie tylko problem dla inwestorów, ale systemowy hamulec dla całej gospodarki.

To jeden z fundamentów tańszej energii, a jednocześnie tylko jeden element układanki. Równolegle prowadzimy intensywne prace nad reformą procesu przyłączeniowego, bo w obecnym kształcie jest on po prostu niewydolny.

Co to znaczy w praktyce? Zbyt długie procedury? Brak przejrzystości?

I jedno, i drugie. Pewne zmiany, które nie wymagały nowelizacji ustawy, PSE wprowadziły już w sierpniu, ale całościowa reforma przyłączy jest częścią pakietu antyblackoutowego. Chcemy, żeby nowe zasady promowały projekty o realnych szansach na realizację i ukróciły praktykę blokowania mocy przyłączeniowej przez projekty spekulacyjne. Ale w samym pakiecie rozwiązań regulacyjnych jest znacznie więcej, a dotyczą także m.in. wzmocnienia obserwowalności źródeł OZE, local content czy

wspomnianego już cyberbezpieczeństwa – tak, aby jak najbardziej minimalizować ryzyka blackoutu na terenie naszego kraju.

Mamy więc reformy przyłączy, kwestie OZE, cyberbezpieczeństwo. A co z narzędziami rynkowymi?

Tu także potrzebujemy zmian. Niezbędne są regulacje promujące usługi elastyczności – zarówno po stronie odbiorców, jak i wytwórców. Do przemyślenia są mechanizmy finansowania inwestycji w morskie farmy wiatrowe czy systemu zielonych certyfikatów. Na poziomie UE przygotowywana jest reforma mechanizmów mocowych. Konieczność wprowadzania różnych zmian w otoczeniu regulacyjnym nigdy się nie skończy.

Jakie nadzieje wiąże pan z „ponownie powstałym” Ministerstwem Energii?

Transformacja energetyczna potrzebuje odpowiedzialnego sternika – instytucji, która będzie potrafiła poprowadzić Polskę przez ten ogromny, złożony proces. Ministerstwo Energii powinno pełnić rolę koordynatora, zapewniając spójność działań różnych podmiotów i tworząc stabilne ramy dla inwestycji. Podkreślę, że może liczyć na nasze pełne wsparcie eksperckie.

*Rozmawiała Dominika Miensopest,
redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”*

Rozmowa została przeprowadzona we wrześniu 2025. W grudniu br. Polskie Sieci Elektroenergetyczne przedstawią nową strategię spółki do 2040 r.

Reklama



in

ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże, artykuły techniczne, wywiady

kierunek**energetyka**

bmp



Dynamiczna aeracja w optymalizacji procesów technologicznych

Współczesne procesy przemysłowe, charakteryzujące się złożonością i koniecznością utrzymania ciągłości produkcyjnej, są wrażliwe na zjawiska zaburzające swobodny przepływ materiałów sypkich. Zatory, formowanie się mostów materiałowych oraz adhezja cząstek do ścianek zbiorników stanowią istotne wyzwania, prowadzące do obniżenia wydajności, zwiększenia kosztów operacyjnych oraz potencjalnego zagrożenia dla bezpieczeństwa procesów. Rozwiązanie tych problemów wymaga zastosowania zaawansowanych, inżynierskich metod interwencji, które charakteryzują się wysoką efektywnością i precyzją działania.

Mechanizm i teoretyczne podstawy aeracji dynamicznej

System dynamicznej aeracji, oparty na wykorzystaniu armatek powietrznych, stanowi zaawansowaną metodę przeciwdziałania wspomnianym problemom. Działanie systemu polega na nagłym, impulsowym uwolnieniu sprężonego powietrza, co generuje falę uderzeniową propagującą się przez ośrodek materiałowy. Podstawy fizyczne tego mechanizmu opierają się na teorii propagacji fal w ośrodkach sypkich. Wystrzał powietrza wywołuje lokalne zmiany naprężeń w strukturze materiału, co prowadzi do przekroczenia sił kohezji i adhezji, odpowiedzialnych za powstawanie mostów i zatorów. Efektem jest rozluźnienie struktury materiału oraz jego fluidyzacja, co przywraca swobodny przepływ.

Empiryczne dowody i wieloletnia praktyka przemysłowa jednoznacznie wskazują, że **armatki powietrzne** są narzędziem o szerokim spektrum zastosowań, a ich skuteczność wynika z bezpośredniego przekazywania energii wystrzału w materiał, co optymalizuje wykorzystanie dostępnych zasobów.

Wpływ na parametry technologiczne

Wdrożenie systemu dynamicznej aeracji ma bezpośredni wpływ na kluczowe parametry technologiczne. Zastosowanie tej metody umożliwia:

- **Przywrócenie nominalnej objętości użytkowej rezerwuarów**, co eliminuje straty spowodowane zmniejszeniem pojemności magazynowej.
- **Stabilizację przepływu w ciągach technologicznych**, co przekłada się na przewidywalność i powtarzalność procesów produkcyjnych.
- **Redukcję kosztów operacyjnych**, wynikających z konieczności manualnego usuwania zatorów oraz strat produkcyjnych.





fol. 123f

CYBERZAGROŻENIA A ZDALNY DOSTĘP do systemów przemysłowych

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Cyfryzacja i rozwój Przemysłu 4.0 sprawiają, że systemy przemysłowe (ICS/OT) coraz częściej wymagają zdalnego dostępu – zarówno w zakresie monitorowania, diagnostyki, jak i bieżącego zarządzania. Operatorzy elektrowni, rafinerii czy zakładów produkcyjnych mogą dzięki temu szybciej reagować na awarie, a dostawcy usług serwisowych nie muszą fizycznie pojawiać się w obiekcie. Jednak wraz z korzyściami pojawiają się poważne wyzwania z obszaru cyberbezpieczeństwa.

Zdalny dostęp do systemów przemysłowych stał się niezbędny przede wszystkim ze względu na rosnącą złożoność i rozproszenie infrastruktury krytycznej. Współczesne zakłady przemysłowe, elektrownie czy farmy wiatrowe funkcjonują często

w wielu lokalizacjach oddalonych od siebie o setki kilometrów, co utrudnia tradycyjne zarządzanie wymagające fizycznej obecności personelu. Dzięki możliwości zdalnego połączenia operatorzy i inżynierowie mogą w czasie rzeczywistym monitorować

stan urządzeń, diagnozować problemy i podejmować działania serwisowe bez konieczności kosztownych i czasochłonnych wyjazdów. To z kolei przekłada się na znaczną optymalizację kosztów operacyjnych oraz skrócenie czasu reakcji na awarie czy incydenty. Co więcej, rozwój koncepcji Przemysłu 4.0 oraz integracja systemów sterowania z narzędziami analitycznymi opartymi na chmurze wymaga stałego dostępu do danych produkcyjnych, które mogą być analizowane w celu predykcyjnego utrzymania ruchu czy optymalizacji procesów. W praktyce zdalny dostęp stał się więc kluczowym elementem zapewniającym elastyczność, szybkość działania i konkurencyjność przedsiębiorstw przemysłowych, umożliwiając jednocześnie wsparcie ze strony zewnętrznych dostawców technologii i usług serwisowych.

Bezpieczeństwo *a priori*

Zdalny dostęp do systemów przemysłowych, mimo oczywistych korzyści operacyjnych, niesie ze sobą szereg poważnych zagrożeń cyberbezpieczeństwa. Jednym z najczęściej wskazywanych problemów jest ryzyko nieautoryzowanego dostępu. W praktyce oznacza to, że osoba nieuprawniona, wykorzystując słabe hasła, brak uwierzytelniania wieloskładnikowego lub niewystarczającą kontrolę tożsamości, może przejąć kontrolę nad systemem sterowania. Konsekwencją takiego incydentu może być nie tylko zatrzymanie procesu produkcyjnego, ale także realne zagrożenie dla zdrowia i życia ludzi oraz środowiska.

Drugim istotnym wektorem ryzyka są ataki typu *Man-in-the-Middle*, polegające na przechwytywaniu i manipulowaniu transmisją danych między operatorem a urządzeniem. Jeśli komunikacja nie jest odpowiednio szyfrowana, cyberprzestępca może wstrzykiwać fałszywe polecenia lub zmieniać parametry procesu bez wiedzy operatora. To szczególnie niebezpieczne w środowiskach, gdzie każda zmiana wartości ciśnienia, temperatury czy napięcia może prowadzić do katastrofy technologicznej.

Kolejnym zagrożeniem jest wykorzystanie luk w oprogramowaniu służącym do zdalnego dostępu, takim jak VPN, serwery RDP czy aplikacje webowe. Historia ataków ransomware na przemysł pokazuje, że przestępcy chętnie wykorzystują podatności w popularnych rozwiązaniach dostępowych, aby wnikać do infrastruktury OT. Problem pogłębia fakt, że systemy przemysłowe często działają na przestarzałych platformach, które nie są regularnie aktualizowane.

Bez furtek

Bardzo poważnym wyzwaniem jest również brak segmentacji sieci. W wielu przedsiębiorstwach zdalny dostęp odbywa się przez te same kanały komunikacyjne, które obsługują systemy IT, co w przypadku włamania umożliwia łatwe przeniesienie ataku z warstwy biurowej do warstwy przemysłowej. Z perspektywy bezpieczeństwa oznacza to, że pozornie mało istotne

naruszenie w sieci IT może w krótkim czasie sparaliżować produkcję.

Nie można też zapominać o zjawisku *Shadow IT*, czyli stosowaniu przez pracowników nieautoryzowanych narzędzi i aplikacji do zdalnego dostępu. Chęć uproszczenia sobie pracy lub obejścia procedur bezpieczeństwa prowadzi do powstawania niekontrolowanych furtek, których nikt nie monitoruje.

Ostatnim, lecz równie ważnym aspektem, jest brak pełnej widoczności i monitoringu aktywności użytkowników zdalnych. Jeśli przedsiębiorstwo nie posiada centralnego systemu logowania i analizy działań, trudno jest w porę wykryć nadużycia czy nietypowe zachowania. Brak takiej kontroli sprawia, że cyberprzestępca, który uzyska dostęp do systemu, może działać przez długi czas niezauważony, co w świecie OT stanowi ogromne zagrożenie dla ciągłości procesów i bezpieczeństwa.



Skuteczne zabezpieczenie zdalnego dostępu do systemów przemysłowych wymaga zastosowania wielowarstwowego podejścia, które łączy polityki organizacyjne, techniczne środki ochrony oraz stały monitoring

Nie ufać nikomu

Skuteczne zabezpieczenie zdalnego dostępu do systemów przemysłowych wymaga zastosowania wielowarstwowego podejścia, które łączy polityki organizacyjne, techniczne środki ochrony oraz stały monitoring. Jedną z kluczowych zasad jest wdrożenie filozofii *Zero Trust*, zakładającej, że żaden użytkownik ani urządzenie nie powinny być domyślnie uznawane za godne zaufania – każda próba połączenia musi być zweryfikowana, niezależnie od lokalizacji czy rangi użytkownika. W tym kontekście ogromne znaczenie ma silne uwierzytelnianie wieloskładnikowe (MFA), które znacząco ogranicza ryzyko przejęcia kont w wyniku kradzieży hasła czy phishingu.

Kolejnym filarem ochrony jest wspomniana już segmentacja sieci oraz wydzielenie stref bezpieczeństwa. Sieci IT i OT powinny być ściśle rozdzielone, a komunikacja pomiędzy nimi musi odbywać się wyłącznie przez kontrolowane punkty pośrednie, takie jak strefy DMZ. W praktyce oznacza to ograniczenie potencjalnych ścieżek ataku i minimalizację skutków ewentualnego naruszenia. W tym celu stosuje się również dedykowane *jump-hosty* lub *bastion hosts*, które pełnią rolę bramki pośredniczącej – całość aktywności

zdalnych użytkowników odbywa się w jednym kontrolowanym punkcie, co ułatwia zarówno egzekwowanie polityk bezpieczeństwa, jak i prowadzenie audytu.

Nie mniej ważne jest zapewnienie szyfrowania całej komunikacji, najlepiej z użyciem aktualnych protokołów TLS lub bezpiecznych rozwiązań VPN. Brak szyfrowania naraża przedsiębiorstwo na ryzyko przechwycenia i manipulacji danymi przesyłanymi między operatorem a systemem sterowania. Równolegle należy stosować zasadę najmniejszych uprawnień (*Principle of Least Privilege*) – użytkownik powinien mieć dostęp wyłącznie do tych zasobów, które są mu niezbędne do wykonania zadania, a po zakończeniu sesji dostęp winien być automatycznie wygaszany.

”

Ważnym dokumentem jest dyrektywa NIS2, wprowadzająca nowe obowiązki dla operatorów usług kluczowych i podmiotów infrastruktury krytycznej na terenie Unii Europejskiej

Kluczem świadomość

Integralnym elementem strategii bezpieczeństwa jest także ciągły monitoring i audyt aktywności. Wszystkie sesje zdalne należy rejestrować, a działania użytkowników – analizować w czasie rzeczywistym przez systemy klasy SIEM lub integrowane z SOC. Dzięki temu możliwe jest szybkie wykrycie nietypowych zachowań, które mogą świadczyć o nadużyciu lub ataku. Skuteczność tych rozwiązań rośnie, jeśli są wspierane przez regularne testy penetracyjne, ćwiczenia red team oraz symulacje ataków, pozwalające w praktyce zweryfikować odporność infrastruktury na najnowsze wektory zagrożeń.

Należy wreszcie pamiętać, że nawet najlepsze technologie nie zastąpią świadomego personelu. Dlatego szkolenia z zakresu cyberhigieny, procedur zdalnego dostępu i reagowania na incydenty powinny być na stałe wpisane w kulturę organizacyjną przedsiębiorstwa. W połączeniu z dobrze zaprojektowanymi procesami i regularnym przeglądem polityk bezpieczeństwa działania te znacząco zwiększają odporność systemów przemysłowych na ataki.

Regulacje pomagają

Wyzwania związane ze zdalnym dostępem i zdalnym zarządzaniem systemami przemysłowymi sprawiają, że coraz większe znaczenie mają międzynarodowe standardy oraz regulacje prawne, które nakreślają ramy bezpiecznego funkcjonowania takich środowisk. Jednym z najważniejszych punktów odnie-

sienia jest seria norm IEC 62443, uznawana za fundament cyberbezpieczeństwa w systemach automatyki przemysłowej i infrastrukturze krytycznej. Standard ten definiuje nie tylko wymagania techniczne, takie jak segmentacja sieci, bezpieczne zarządzanie tożsamością czy kontrola dostępu, ale również podkreśla znaczenie procesów *risk assessment* i *risk management*. Każde przedsiębiorstwo powinno przeprowadzać systematyczną analizę ryzyka, identyfikować krytyczne zasoby oraz potencjalne wektory ataku, a następnie wdrażać środki ochrony adekwatne do poziomu zagrożeń. IEC 62443 traktuje zdalny dostęp jako element wymagający szczególnej analizy ryzyka – od momentu projektowania systemu, aż po jego codzienną eksploatację.

Równie ważnym dokumentem jest dyrektywa NIS2, która wprowadza nowe obowiązki dla operatorów usług kluczowych i podmiotów infrastruktury krytycznej na terenie Unii Europejskiej. Regulacja ta kładzie nacisk nie tylko na techniczne aspekty zabezpieczeń, takie jak stosowanie silnego uwierzytelniania czy ochrona kanałów zdalnego połączenia, ale także na systemowe podejście do zarządzania ryzykiem. Organizacje są zobligowane do regularnych ocen ryzyka, wdrażania polityk bezpieczeństwa i planów ciągłości działania, a także raportowania incydentów. W praktyce oznacza to, że zdalny dostęp musi być objęty kompleksowym nadzorem, a każda nowa technologia czy procedura powinna być poprzedzona analizą jej wpływu na profil ryzyka całej organizacji.

Nowocześnie, ale bezpiecznie

W tym samym kierunku zmierza ISO/IEC 27001, międzynarodowa norma dotycząca systemów zarządzania bezpieczeństwem informacji (ISMS). Choć jest to standard ogólny, niededykowany wyłącznie dla przemysłu, jego uniwersalne podejście do identyfikacji, oceny i monitorowania ryzyka sprawia, że świetnie uzupełnia wytyczne IEC 62443. ISO/IEC 27001 promuje cykliczny proces *risk management* – od identyfikacji zagrożeń, przez ocenę prawdopodobieństwa i skutków, aż po wdrażanie i doskonalenie zabezpieczeń. W przypadku zdalnego dostępu norma ta nakazuje traktować go jako proces wysokiego ryzyka, wymagający szczególnych środków kontroli i audytu.

Wraz z rosnącą cyfryzacją przemysłu przyszłość zdalnego dostępu i zdalnego zarządzania systemami OT coraz mocniej opiera się na nowoczesnych technologiach, które mają nie tylko zwiększać wygodę i efektywność pracy, ale przede wszystkim wspierać zarządzanie ryzykiem. Jednym z kluczowych kierunków rozwoju jest wykorzystanie chmury obliczeniowej do realizacji bezpiecznego dostępu. Coraz częściej przedsiębiorstwa korzystają z usług typu *secure remote access as a service*, które oferują nie tylko kontrolę sesji i szyfrowanie połączeń, ale także wbudowane mechanizmy oceny ryzyka w czasie rzeczywistym. Dzięki temu każda próba połączenia może być automatycznie



MOŻLIWOŚCI I ZAGROŻENIA

Zdalny dostęp i zdalne zarządzanie systemami przemysłowymi to nieodzowny element rozwoju, który powoduje konieczność mierzenia się z nową klasą zagrożeń

for. 123rf

klasyfikowana pod kątem potencjalnych zagrożeń i przypisywana do określonego poziomu ryzyka.

Predykcja

Drugim istotnym trendem jest zastosowanie sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego w monitoringu zdalnych sesji. Algorytmy coraz skuteczniej potrafią wykrywać anomalie w zachowaniu użytkowników i urządzeń – od nietypowych godzin logowania, po sekwencje poleceń odbiegające od normy. W praktyce oznacza to dynamiczne wsparcie procesów *risk assessment*, w którym system samoczynnie podpowiada, jakie działania należy traktować za te wysokiego ryzyka i natychmiast poddać dodatkowej weryfikacji. Dzięki temu zarządzanie ryzykiem zyskuje wymiar predykcyjny, a nie jedynie reaktywny.

Ogromne znaczenie w przyszłości będzie miało także wdrażanie rozwiązań klasy PAM (*Privileged Access Management*). Systemy te umożliwiają centralne zarządzanie kontami uprzywilejowanymi, nagrywanie sesji oraz nadawanie dostępu na czas określony i jedynie w niezbędnym zakresie. PAM nie tylko wspiera egzekwowanie zasady najmniejszych uprawnień, ale także stanowi narzędzie bezpośrednio powiązane z procesem *risk management*, ponieważ każda sesja z konta uprzywilejowanego jest z natury traktowana jako wysoki czynnik ryzyka i wymaga szczególnej kontroli.

Warto zwrócić uwagę również na integrację środowisk OT z SOC lub rozwiązaniami typu SoCaaS. Dzięki temu możliwe staje się centralne gromadzenie i analizowanie logów z sesji zdalnych oraz ich korelacja z innymi zdarzeniami bezpieczeństwa. Integracja ta wpisuje się w dojrzały proces zarządzania ryzykiem, w którym zdalny dostęp jest monitorowany nie w izolacji, ale w szerszym kontekście zagrożeń dla całej organizacji.

Risk assessment i risk management

Zdalny dostęp i zdalne zarządzanie systemami przemysłowymi stały się nieodzownym elementem współczesnych przedsiębiorstw – wspierają ciągłość procesów, umożliwiają szybszą reakcję na awarie i ułatwiają integrację z rozwiązaniami chmurowymi. Jednak wraz z tymi możliwościami pojawia się konieczność mierzenia się z nową klasą zagrożeń, w której potencjalny błąd konfiguracyjny czy luka w zabezpieczeniach może skutkować nie tylko stratami finansowymi, ale także poważnymi konsekwencjami dla bezpieczeństwa ludzi i środowiska.

Aby zminimalizować te ryzyka, nie wystarczy wdrożenie pojedynczych narzędzi ochronnych. Kluczowe znaczenie ma systemowe podejście bazujące na *risk assessment* i *risk management*, które pozwala świadomie oceniać poziom zagrożeń i dobrać adekwatne środki zaradcze. Normy i regulacje, takie jak IEC 62443, ISO/IEC 27001 czy NIS2, wyznaczają ramy postępowania, łącząc aspekty techniczne (segmentacja, szyfrowanie, uwierzytelnianie) z organizacyjnymi (polityki, audyty, raportowanie).

Przyszłość należy do rozwiązań wspieranych przez chmurę, sztuczną inteligencję, PAM oraz integrację z SOC, które wprowadzają automatyzację, kontekst i predykcję do zarządzania dostępem. Dzięki nim przedsiębiorstwa mogą w czasie rzeczywistym klasyfikować ryzyka, monitorować zachowania użytkowników i proaktywnie reagować na zagrożenia. W efekcie zdalny dostęp przestaje być wyłącznie wygodnym narzędziem operacyjnym, a staje się strategicznym obszarem zarządzania bezpieczeństwem, w którym technologia, procesy i regulacje muszą działać w ścisłej harmonii. ■



Fot. EKOZUB Sp. z o.o.

GENERATORY FAL UDERZENIOWYCH

Nowoczesne rozwiązania dla energetyki i przemysłu

mgr inż. Andrzej Zuber
EKOZUB Sp. z o.o.

Utrzymanie w dyspozycyjności oraz dużej sprawności urządzeń energetycznych to jeden z kluczowych warunków stabilnej i ekonomicznej pracy zakładów przemysłowych, elektrowni czy elektrociepłowni. Pomagają w tym m.in. generatory fal uderzeniowych, pozwalające na czyszczenie powierzchni wymiany ciepła kotłów i wymienników.

Osady i zanieczyszczenia, pojawiające się na powierzchniach wymiany ciepła kotłów czy wymienników ciepła od strony spalin, znacząco ograniczają ich wydajność powodując zwiększone zużycie paliwa, spadek sprawności oraz częstsze awarie. Kolejnym problemem ograniczającym efektywność zakładów przemysłowych jest zaleganie paliwa lub materiałów sypkich w bunkrach i zasobnikach.

Wszelkie obszary w instalacjach, gdzie się „zabrudza, zatyka, zapycha”, lub ograniczona jest drożność, mają wpływ na wydajną pracę całego zakładu. Odpo-

wiedzą na te problemy są innowacyjne rozwiązania opracowane przez EKOZUB Sp. z o.o.

Specjalizacja firmy

EKOZUB działa na rynku od 2011 roku, konsekwentnie skupiając się na dostarczaniu technologii poprawiających efektywność i bezpieczeństwo pracy instalacji energetycznych oraz przemysłowych. Jej kluczową specjalizacją jest czyszczenie powierzchni wymiany ciepła kotłów i wymienników przy użyciu generatorów fal uderzeniowych GFU-24/8. W zakresie kotłów

i wymienników płomieniówkowych firma należy do liderów europejskiego rynku, oferując najskuteczniejsze systemy czyszczenia rur od strony spalin. Obecnie nasza spółka z powodzeniem zastępuje tradycyjne rozwiązania bazujące na zaworach szybkootwierających, instalując własne generatory fal uderzeniowych w miejsce systemów czołowych producentów europejskich.

Technologia EKOZUB sprawdza się wszędzie tam, gdzie konkurencyjne metody zawodzą: w spalarniach odpadów medycznych, przemysłowych i komunalnych, a także w układach spalania i zgazowania osadów ściekowych oraz w instalacjach opalanych paliwami stałymi różnej jakości. Te nowoczesne rozwiązania umożliwiają skuteczne usuwanie zanieczyszczeń z powierzchni wymiany ciepła kotłów i wymienników, bez konieczności ich wyłączania oraz bez ryzyka uszkodzeń mechanicznych. Dzięki temu zakłady mogą znacząco obniżyć zużycie paliwa, a także wydłużyć okresy między planowymi postojami i remontami, co przekłada się na większą niezawodność i opłacalność pracy instalacji.

Rozwiązania dopasowane do potrzeb przemysłu

Oferta EKOZUB obejmuje nie tylko systemy czyszczenia, lecz także instalacje wspierające codzienną eksploatację urządzeń przemysłowych. Wśród realizowanych usług znajdują się m.in.:

- usuwanie zatorów i nawisów w bunkrach oraz zasobnikach materiałów sypkich (takich jak biomasa, miął węglowy czy paliwa alternatywne),
- optymalizacja układów podawania paliwa i odbioru popiołu,
- systemy mokrego oczyszczania gazów bazujące na płuczkach wodnych,
- kawitacyjne czyszczenie rurociągów,

a także wiele innych rozwiązań stosowanych w energetyce i przemyśle – wszędzie tam, gdzie sprawdzają się generatory fal uderzeniowych. Tak szeroki zakres usług pozwala firmie elastycznie reagować na potrzeby klientów – od energetyki zawodowej, po przemysł chemiczny i przetwórczy – zapewniając skuteczne, trwałe i dopasowane do realiów rozwiązania.

Dlaczego technologia GFU-24/8 jest przetomowa?

Generatory fal uderzeniowych oferują szereg przewag nad tradycyjnymi metodami czyszczenia:

- niskie zużycie sprężonego powietrza i brak konieczności rozbudowy sprężarki,
- brak uszkodzeń mechanicznych powierzchni ciśnieniowych i obmurza,
- wysoka skuteczność działania – sprawność wymienników może wzrosnąć nawet o 2-5% rocznie,
- możliwość pracy w ekstremalnych warunkach: przy wysokich temperaturach, dużym zapyleniu, a nawet w pełnym zanurzeniu w wodzie,
- prosta zabudowa, niewymagająca dodatkowych konstrukcji.



REALIZACJA

Instalacja GFU- 24/8
w jednym
z zakładów ORLEN
Termika Silesia S.A.

Dzięki tym właściwościom technologia EKOZUB sprawdza się zarówno w klasycznych kotłach rusztowych i płomieniówkowych, jak i w nowoczesnych instalacjach spalania biomasy czy utylizacji odpadów.

Współpraca i rozwój

Firma współpracuje z partnerami w Polsce i poza jej granicami, co umożliwia ciągły rozwój oraz doskonalenie oferowanych technologii. Dzięki temu przedsiębiorstwo nie tylko reaguje na aktualne potrzeby rynku, ale również aktywnie współtworzy przyszłość rozwiązań stosowanych w energetyce i przemyśle. Zaangażowanie zespołu w skuteczne rozwiązywanie złożonych problemów technicznych sprawia, że EKOZUB postrzegany jest dziś jako jeden z europejskich liderów w tym trudnym obszarze działalności.

EKOZUB Sp. z o.o. to przykład firmy, która skutecznie łączy innowacyjne technologie z praktycznymi potrzebami przemysłu. Opracowane przez nią systemy znacząco zwiększają efektywność pracy kotłów i wymienników, obniżają koszty eksploatacji oraz podnoszą poziom bezpieczeństwa instalacji.

Obecnie firma może pochwalić się ponad tysiącem generatorów fal uderzeniowych działających w ponad trzystu różnorodnych instalacjach w Polsce i za granicą. To rozwiązania, które przynoszą realne korzyści ekonomiczne i środowiskowe, a ich rola w kontekście rosnących wymagań energetycznych i ekologicznych będzie w najbliższych latach jeszcze bardziej znacząca. ■

SZCZYTOWO-POMPOWE MAGAZYNY ENERGII

na obszarach pogórniczych

Kopalnie Odkrywkowe Surowców Drogowych Spółka Akcyjna w Niemodlinie

Kopalnie Odkrywkowe Surowców Drogowych S.A. (KOSD) są partnerem międzynarodowego konsorcjum analizującego możliwości wykorzystania obszarów pogórniczych jako magazynu energii. Celem tego projektu jest zbadanie możliwości wykorzystania małych i średnich zbiorników wodnych, takich jak powstałe po zamknięciu kopalni odkrywkowych, do magazynowania energii.

Magazynowanie energii odgrywa ważną rolę w przejściu na wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE) w celu uzyskania zeroemisyjnych systemów jej wytwarzania. Brak skutecznych rozwiązań w zakresie magazynowania jest obecnie jednym z głównych problemów w procesie tej transformacji. Celem projektu, zgodnego z kryteriami CETP,

jest wsparcie rozwoju i optymalizacji zintegrowanego europejskiego systemu energetycznego o zerowej emisji netto poprzez zastosowanie małych i średnich, wydajnych szczytowo-pompowych magazynów wodnych (PHS), zlokalizowanych na terenach pogórniczych i kamieniołomach oraz w innych dogodnych lokalizacjach, oferujących znaczne korzyści dla środowiska.

WIZUALIZACJA PROJEKTU

Z lewej strony
zbiornik górny,
z prawej zbiornik
dolny



Fot. KOSD Niemodlin

Wykorzystanie pomp jako turbin

W Europie znajduje się ponad 100 000 opuszczonych i 8000 zalanych kamieniołomów i kopalni, które są potencjalnymi miejscami zastosowania wyników projektu. Ten potencjał proponowanej technologii PHS zostanie oceniony w projekcie. W przypadku omawianej małej i średniej technologii PHS autorzy zamierzają opracować wysokowydajne zespoły działające w odwracalnym trybie PAT (pompa jako turbina). W tym celu zostaną przeprowadzone symulacje numeryczne i testy eksperymentalne na demonstratorze technologii na małą skalę, aby uzyskać wysoką wydajność w trybie pompy i turbiny dla dedykowanych rozwiązań hydroelektrycznych. W rezultacie powstaną zalecenia projektowe dla serii wysokowydajnych jednostek PAT, przeznaczone do małych i średnich zastosowań PHS. Takie podejście pozwoli przewyższyć wysokie koszty kapitałowe bardziej złożonych, tradycyjnych zespołów PHS. Ważną częścią projektu jest rozwój nowej technologii wykorzystującej ekologiczne i pochodzące z recyklingu materiały do rurociągów łączących zbiorniki PHS w celu zmniejszenia ich negatywnego wpływu na środowisko.

Cele projektowe

Celem projektu jest zbadanie możliwości wykorzystania małych i średnich zbiorników wodnych, takich jak powstałe po zamknięciu kopalni odkrywkowych, do magazynowania energii. Budowa magazynów szczytowo-pompowych PHS wiąże się z wysokimi kosztami, zarówno związanymi z obiektami hydrotechnicznymi (zbiornik górny i dolny), jak i częściami mechanicznymi (pompa, turbina itp.). W proponowanym rozwiązaniu koszty obiektów hydrotechnicznych można znacznie obniżyć poprzez zaplanowanie wydobywania i rekultywacji w sposób umożliwiający utworzenie niezbędnych zbiorników wodnych. W przypadku części mechanicznych pojawiają się wyzwania w zakresie opracowania stosunkowo tanich i wysokosprawnych komponentów systemu (zoptymalizowana jednostka PAT – pompa jako turbina). Konieczne jest więc, aby małe magazyny szczytowo-pompowe PHS na obszarach np. po eksploatacji górniczej były ekonomicznie opłacalne.

Ważną częścią projektu jest także opracowanie nowej technologii wykorzystującej ekologiczne i pochodzące z recyklingu materiały do budowy rurociągów łączących zbiorniki PHS, w celu zmniejszenia negatywnego wpływu ich produkcji oraz utylizacji na środowisko. Takie rurociągi stanowią istotne elementy małych jednostek PHS pod względem kosztów i wpływu na środowisko.

Główne cele projektu są następujące:

- budowa i testowanie demonstratora w postaci małego magazynu szczytowo-pompowego PHS, wykorzystującego koncepcję wysokosprawnej PAT,
- opracowanie serii wysokosprawnych jednostek PAT, które działają zarówno jako pompa, jak i turbina.

Tytuł projektu w języku polskim	Szczytowo-pompowe magazyny energii na obszarach pogórnich, w celu wspierania rozwoju zeroemisyjnych regionalnych systemów energetycznych
Tytuł projektu w języku angielskim	Pumped HYDROelectric Storage in post MINEd areas to support regional net-zero emission energy systems development
Akronim projektu	HYDROMINE
Nazwa programu międzynarodowego i konkursu	CET Partnership Joint Call 2023 (Clean Energy Transition Partnership)
Wszyscy partnerzy konsorcjum międzynarodowego (nazwa i kraj)	<ul style="list-style-type: none"> • Politechnika Wrocławska (WUST) – Polska • Poltegor Instytut. Instytut Górnictwa Odkrywkowego (POLT) – Polska • Kopalnie Odkrywkowe Surowców Drogowych S.A. (KOSD) – Polska • Technical University of Crete (TUC) – Grecja • Brown Coal Research Institute, j. s. c. (VUHU) – Czechy • University of Petrosani (UP) – Rumunia • TECHNISCHE UNIVERSITAET CHEMNITZ (CUT) – Niemcy • Fraunhofer Institute for Machine Tools and Forming Technology IWU (FRAUNHOFER) – Niemcy

TAB. 1
Najważniejsze informacje dotyczące projektu HYDROMINE

- opracowanie rurociągów dla małych i średnich PHS wykonanych z materiałów przyjaznych dla środowiska,
- opracowanie bazy danych możliwych lokalizacji innych podobnych instalacji, wraz z prognozowaną ich mocą i wydajnością,
- stworzenie wytycznych dla powielania rozwiązania w innych obszarach.

W ramach projektu zrealizowane zostaną następujące zadania:

1. Zgromadzenie danych na temat potencjalnych lokalizacji dla proponowanej technologii magazynowania energii (WP1).
2. Geotechniczna ocena potencjalnych lokalizacji technologii magazynowania energii (WP2).
3. Opracowanie metodyki projektowania dedykowanych małych elektrowni szczytowo-pompowych (WP3).
4. Projekt przyjaznego dla środowiska systemu rurociągów dla małych magazynów szczytowo-pompowych (WP4).
5. Projekt i budowa demonstratora małej elektrowni szczytowo-pompowej (WP5).
6. Testowanie małego demonstratora elektrowni szczytowo-pompowej (WP6).
7. Techniczno-ekonomiczna ocena i opracowanie wytycznych stosowania proponowanej technologii PHS (WP7). ■



OLEJE SHELL TURBO

Odpowiedź na wyzwania eksploatacyjne współczesnych turbin

Radosław Gwardecki

Business Development Manager Shell Polska



Do 2030 roku zapotrzebowanie na energię wzrośnie o 30%¹, co wpłynie na zwiększenie jej produkcji; najszybciej rozwijającym się sektorem tego rynku jest branża czystej energii². Przekłada się to na coraz większe obciążenie nowoczesnych turbin oraz stosowanych w nich olejów.

Współczesne turbiny muszą radzić sobie z trudnymi warunkami eksploatacyjnymi. Wzrasta presja na skracanie przestojów, wydłużanie okresów między wymianami oleju i poprawę wydajności. Pojemność mis olejowych turbin maleje, podczas gdy obsługują one taką samą, lub większą moc. Zwiększają się obciążenia przekładni, a wyższe temperatury robocze powodują wzrost wymagań doty-

czących ochrony komponentów. Dodatkowo przepisy dotyczące ochrony środowiska nieustannie dążą do obniżenia poziomu emisji.

Doświadczenie oparte na współpracy

Shell współpracuje z głównymi producentami turbin od ponad 60 lat, tworząc oleje w pełni dostosowane do aktualnych wymagań różnych rodzajów turbin.

**OLEJE SHELL
TURBO**

Charakteryzują się
wysoką stabilnością
termiczną
i oksydacyjną,
gwarantując
niezawodną pracę
układu



for. Shell



for. Shell



for. Shell

Shell Turbo T to oleje przeznaczone do przemysłowych turbin parowych i hydroelektrycznych, lekko i wysoko obciążonych układów gazowych i gazowo-parowych, pomp i niskociśnieniowych układów hydraulicznych oraz turbokompresorów. Oleje Shell Turbo S4 X zostały opracowane do przemysłowych lekkich i ciężkich turbin parowych, gazowych oraz turbosprężarek. Shell Turbo S4 GX to produkty przeznaczone do stosowania w przemysłowych lekkich i ciężkich turbinach gazowych oraz turbinach z cyklem kombinowanym, w tym z przekładnią, o wysokich wymaganiach obciążeniowych. Niezależnie od zastosowania, oleje turbinowe Shell pomagają utrzymać optymalne warunki pracy.

”

Stosowane razem z regularnym monitorowaniem stanu oleju produkty Shell Turbo zapewniają doskonałą ochronę, obniżają koszty eksploatacji i wydłużają żywotność turbin

oksydacyjna i termiczna oraz wysoka tolerancja na zanieczyszczenia pomagają zapobiegać blokowaniu filtrów i tworzeniu się szlamów i osadów. Stosowane razem z regularnym monitorowaniem stanu oleju produkty Shell Turbo zapewniają doskonałą ochronę, obniżają koszty eksploatacji i wydłużają żywotność turbin.

Potwierdzona skuteczność

Skuteczność ochrony zapewnianej przez oleje turbinowe Shell Turbo potwierdzają doświadczenia firm korzystających z tych produktów. Nadmierna ilość laku powodowała awarie łożysk, co ograniczało dostępność trzech sprężarek odśrodkowych Elliott w zakładzie Shell w kanadyjskim Scotford. Firma przeszła na olej Shell Turbo S4 X 32, który zapewniał lepszą odporność na utlenianie i stabilność termiczną. Od momentu zmiany trzy sprężarki odśrodkowe wytwarzały mniej osadów i rzadziej ulegały awariom łożysk. Firma odnotowała łączne roczne oszczędności w wysokości 180 tysięcy dolarów, czyli ok. 657 tysięcy zł rocznie⁴.

Przypisy

- ¹ IEA (2019), International Energy Outlook 2019. www.eia.gov/outlooks/ieo
- ² IEA (2019), International Energy Outlook 2019. www.eia.gov/outlooks/ieo
- ³ Potwierdzenia Siemens, MAN i Alstom mają formę listów zatwierdzających po przetestowaniu oleju przez producenta sprzętu, podczas gdy w przypadku jest to GE samodzielna certyfikacja.
- ⁴ Podane kwoty są właściwe dla daty obliczeń i wspomnianej lokalizacji. Mogą się one różnić w zależności od lokalizacji i innych czynników, na przykład w zależności od zastosowania, warunków pracy, aktualnie używanych produktów, stanu sprzętu i praktyk konserwacyjnych. ■

Wytwarzane w technologii GTL (gas-to-liquid) środki smarne Shell Turbo spełniają i przewyższają specyfikacje producentów, takich jak Siemens, MAN Energy Solution, GE, Mitsubishi Power, Alstom, Dongfang Steam Turbine Works oraz Harbin Steam Turbine³. Wszystko dzięki specjalnie opracowanej formule, zawierającej inhibitory korozji oraz utleniania, dodatki deemulgujące i przeciwzużyciowe. Większa stabilność

CIEKAWY ROK, CZYLI PATRZYMYS NA FAKTY

Elektroenergetyka w Polsce 2025

Herbert Leopold Gabrys

były wiceminister przemysłu, niezależny ekspert

Z oglądu bilansu energii zawsze można było wyciągnąć wiele prawdy o stanie elektroenergetyki. Tak jest i w 2025 r., choć na dane całoroczne jeszcze poczekamy. Prognozując jednak wyniki po trzech kwartałach – wiele widać. W tym kontekście był to rok ciekawy.



Zużycie energii elektrycznej w kraju za 2025 rok, w relacji do poprzedniego roku – mniejsze, produkcja – większa. Import energii – niższy, za to eksport rosnący. Generacja „ozowa” – znacznie większa. Z węgla kamiennego i brunatnego – mniejsza. W podstawie ważąca, w regulacji niezbędna. Póki co, bo w przyszłości ma być z atomu i z wiatraków na morzu.

Ceny energii – jeszcze zamrożone, więc może w nowym roku już nie „skoczą”. Zatwierdzone przez Prezesa URE taryfy: od 5 do 6 procent wyższe. Na samej energii. Opłaty mocowej sporo więcej. W sumie zauważymy różnicę w rachunkach. Na koniec drugiego kwartału, licząc wg siły nabywczej, nasze ceny są prawie na szczycie unijnych porównań, zaraz za Czechami...

Jest prezydencki projekt obniżenia cen energii. Projekt NABE tymczasem, po wielomiesięcznych przygotowaniach – w „koszu”. Do tego szczyt klimatyczny COP30 w brazylijskim Belém. Miał być przełomowy, z zawołaniem, aby od deklaracji przejść do realnych działań na rzecz klimatu. ... i co by tam jeszcze dodać!

Prawd jest, albo go nie ma!" To najprostszy osąd energetyki przez odbiorcę energii. Jeszcze jego cena. Jak nie powala – jest OK! W energetyce liczą się fakty. Z nich płynie osąd stanu rzeczy.

W rozważaniach nad tym, co z przemianami elektroenergetyki w Polsce, posługujemy się Krajowym planem na rzecz klimatu i energii. To dokument z wymuszeń unijnych, okraszony sporymi pieniędzmi. Opóźniony, w kolejnej korekcie. Lawirujemy więc pomiędzy tym, co wypływa z wymogów przyjętych zobowiązań, a naszymi uwarunkowaniami. Tu liczy się przede wszystkim stan systemu energetycznego. W generacji i paliwach, ale także infrastrukturze. Z dynamicznym rozwojem energetyki odnawialnej, z natury rzeczy zależnej od pogody. Akumulacja okresowych nadwyżek tej energii, póki co, jest bez większego znaczenia. Na miarę potrzeb regulacyjnych KSE – śladowa.

Świat niepewności

W populizmie medialnym jest wielu „gęgaczy”. Dominuje narracja, że przemiany naszej energetyki są po pierwsze słuszne, po drugie bezpieczne oraz, że co trzeba, aby tak było, to będzie. Ma być! Zapewne będzie! Drożej niż sądzimy i nie na czas! Ze skali wyzwań choćby do chwili odstawień bloków węglowych stabilizujących system w podstawie i regulacji

– z węgla kamiennego i brunatnego. Generacji i węgla kamiennego – na razie dość. Ale byt kopalń wciąż jest zależny od polityki państwa. Tkwimy w kołowrocie pokrywania strat z kosztów wydobycia przez budżet państwa. W chocholim tańcu z partnerami społecznymi. Płacąc za iluzję tak zwanego spokoju społecznego. Propozycja tzw. ustawy górniczej ma to zmieniać. Ma być inaczej i odważniej. Ma być...

Póki co węgla brunatnego i generacji z niego jeszcze nie brakuje, a ich los wyznaczają zasoby eksploatowanych odkrywek. Bełchatów – z już terminowym wyrokiem, Turów jeszcze nie, bo „wyrok”, choć napisany, pozostaje na razie w zawieszeniu. Na razie, gdyż przewidywalny jest czas szczytowania odkrywki. Ale także z przyczyn eksploatacji bieżącej, bardziej czy mniej racjonalnej. No bo można „sypać węgiel” szybko i dużo. Także zrywami! Dla części po to, by „się wreszcie skończył”. Albo stopniowo, w miarę pozyskiwania nowych, stabilnych mocy. W realnym świecie z doświadczeń i środków, nie tylko finansowych. Tu „beletrystyka”, choćby z pobudek najszlachetniejszych, tego nie zastąpi.

**ENERGETYKA
EXTRA**

Elektroenergetyka
w Polsce 2025

Jesteśmy w świecie coraz większej niepewności. Z agresji Rosji na Ukrainę wiemy, że infrastruktura wrażliwa jest pierwszym celem agresora, gdyż jej uszkodzenie destabilizuje dostawy paliw i energii. A bez tego gospodarka ginie, a ludzie są przerażeni. Energetyka jest w tym dotkliwie krytyczna. Co ciekawe, Polskę, w indeksie niezależności energetycznej, przyznano 5,2 pkt (w skali 0-10 – Europejska Rada Stosunków Zagranicznych z listopada 2024), podczas gdy UE – 4,0. Uwzględniano tu m.in. zasoby własne paliw. My jeszcze je mamy! Niemcom dano 2,5, a np. Włochom – tylko 1,9.

”

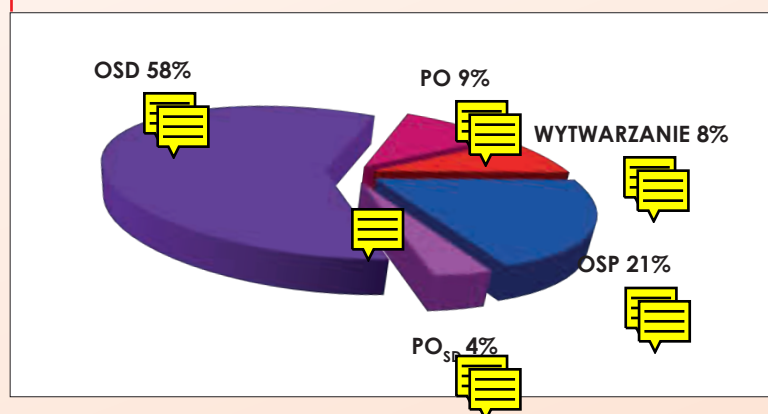
Linie trendu z lat 2019 do 2025 dla generacji z paliw kopalnych i odnawialnych kreślą powszechnie znaną prawdę. Kopalnych mniej, tych drugich znacznie więcej

Jaka jest nasza suwerenność energetyczna?

Pytamy od lat: jakie może być w powyższym kontekście poczucie naszej suwerenności energetycznej, bezpieczeństwo dostaw energii i odporność na zagrożenia? Gdzie szukać odpowiedzi? Minister energii, Miłosz Motyka, w wywiadzie z 24.10.2025 z okazji startu kampanii Ministerstwa Energii przeciw dezinformacji w energetyce, powiedział między innymi: „*Rzetelna informacja, transparentność działań publicznych i świadoma komunikacja pozwalają społeczeństwu podejmować decyzje oparte na faktach, a nie emocjach czy manipulacjach*”.

Zatem do faktów! Ze stanu rzeczy. W skrócie i uproszczeniu, na miarę tego artykułu. Aby, nie obrażając państwa intelektu, przywołać jedynie trochę danych dla przemysłu i osądów własnych. Bez nadmiernych komentarzy płynących z emocji autora. Choć tego tak do końca trudno się wyzbyć. Przepraszam...

RYS. 1
Udział wyników finansowych podsektorów elektroenergetyki w Polsce na działalności energetycznej łącznej w wynikach sektora za rok 2024 [%]



Wyniki techniczno-ekonomiczne

Zacznijmy od wyników techniczno-ekonomicznych elektroenergetyki w Polsce za rok 2024. Za 2025 rok okażą się bowiem publicznie dopiero w marcu 2026, a weryfikowane mogą być po złożeniu wyników skonsolidowanych największych grup energetycznych. Po audytach. Bywało dotąd, że w czerwcu.

W wymiarze finansowym za 2024 rok na działalności energetycznej całego sektora (wytworzenie, obrót energią elektryczną i ciepłem dla wytwórców, dystrybucja dla operatorów systemów dystrybucyjnych oraz sprzedaż energii elektrycznej dla przedsiębiorstw obrotu) wynik był nieco ponadtrzykrotnie większy niż przed rokiem. Łącznie 16 050,5 mld złotych. Aby nie wchodzić za głęboko w przykurzone już kilkoma miesiącami dane, przywołam tylko wybrane. Na początek udział poszczególnych podsektorów w wyniku łącznym.

Aby nieco powyższe dopełnić (wynik na działalności energetycznej za 2024 rok) – OSD 9 349,3 mln zł, OSP 3 408,4 mln zł, POSD 633,3 mln zł, PO 1 420,6 mln zł, wytwórcy energii elektrycznej na działalności energetycznej łącznej (wytworzenie i obrót energią elektryczną i ciepłem) – 1 239,0 mln zł.

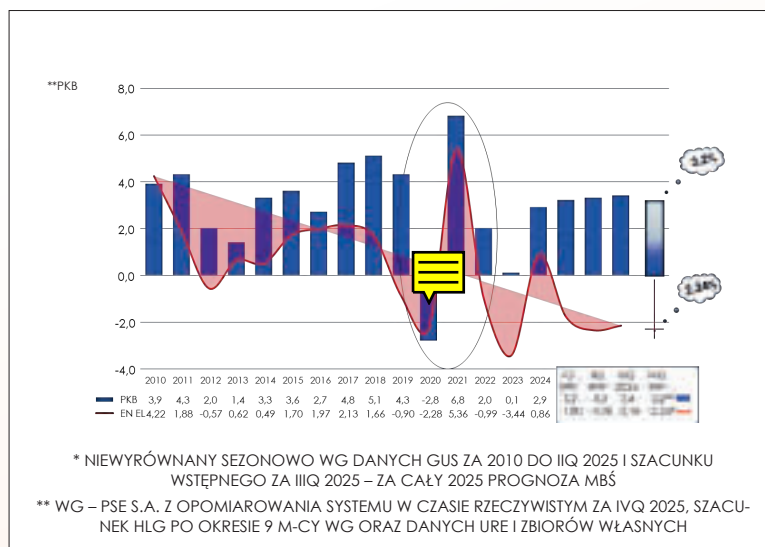
Zatem jest nieźle. W energetyce w Polsce łącznie. W wytwarzaniu łącznie – też! Choć nie we wszystkich rodzajach wytwarzania podobnie. Elektrownie wiatrowe (z mocą zainstalowaną powyżej 10 MW) na działalności energetycznej łącznej przyniosły zysk 3 786,5 mln zł, elektrownie fotowoltaiczne (także powyżej 10 MW) w Polsce, na działalności energetycznej łącznej dały zysk 90,0 mln zł. Elektrociepłownie gazowe, na działalności energetycznej łącznej – zysk 624,8 mln zł. To nie powala. Ale mimo kosztów pozyskania uprawnień do emisji CO₂, wynik jeszcze dodatni. To fakty!

Zauważmy, z wyników za 2024 rok, fakt strat na energii energetycznej wytwórców na węglu kamiennym i brunatnym. Oni stanowią o naszym bezpieczeństwie dostaw. Z racji wolumenu produkcji – za 2025 rok, po III kwartale to 58,6% i z wagi w spełnianiu potrzeb regulacyjnych.

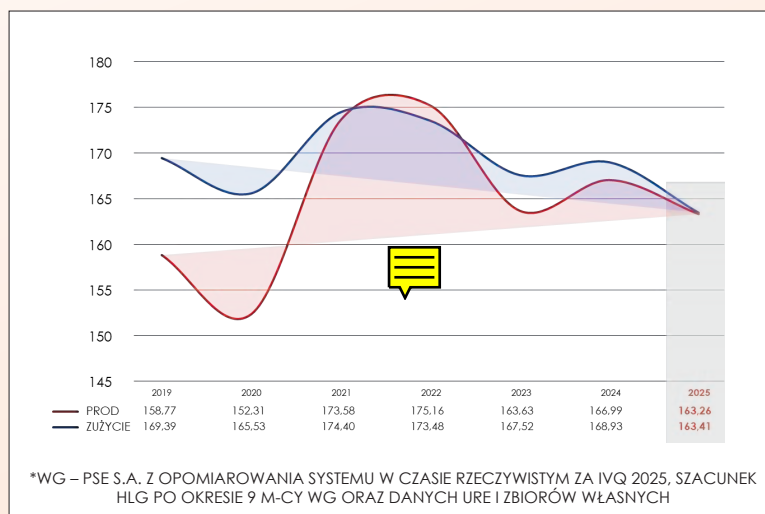
Za 2024 rok:

- elektrownie na węglu brunatnym w wyniku za 2024 rok poniosły stratę – 7 162,2 mln zł (przy poniesionych kosztach uprawnień do emisji CO₂ 14 411,3 mln zł, tj. 428,5 zł/MWh),
- elektrownie na węglu kamiennym w wyniku za 2024 rok poniosły stratę – 2 303,1 mln zł (przy poniesionych kosztach uprawnień do emisji CO₂ 14 295,9 mln zł, tj. 352,0 zł/MWh).

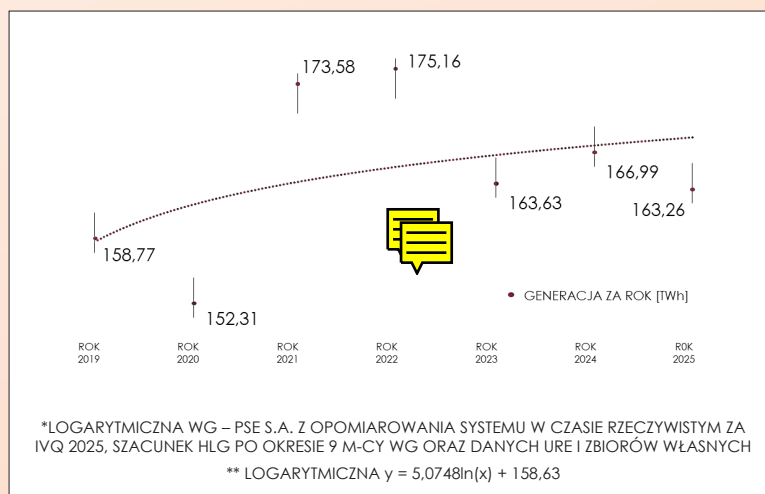
Pomijam pozostałe wyniki innych wytwórców energii. Pokazuję jedynie tych i te, które z przyczyn bilansowania potrzeb regulacyjnych i generacji są niezbędne, do czasu pozyskania nowych mocy. Niezbędne na długo! A ich wyniki finansowe na energii elektrycznej skazane są na coraz większe straty, z powodu



RYS. 2
Zmiany zużycia energii elektrycznej w Polsce oraz zmiany PKB [%] – okres do okresu lat 2010 do 2025**



RYS. 3
Produkcja i zużycie energii elektrycznej w Polsce [TWh] z lat 2019 do 2025*



RYS. 4
Produkcja łączna energii elektrycznej w kraju [TWh] – linia trendu* z lat 2019 do 2025

kosztów pozyskania uprawnień. Przede wszystkim! Te na rok 2026 prognozowane są na poziomie 90 euro za uprawnienie. Ale także dlatego, że coraz więcej jest odstawień i ponownych obciążeń bloków węglowych, z potrzeb regulacji. Pracują w krótkich cyklach, na granicy minimum technologicznego. A cykle wiele, jak nigdy. Krótki będzie ich żywot, gdyż do takiej pracy nie są przystosowane. Przy tym coraz więcej w sumie „stoją” niż działają. A to kosztuje! Straty finansowe rosną, a rynek mocy kompensuje to tylko w części. I to nie wszystkim. To fakty godne podkreślenia.

Ciekawy rok

Z oglądu bilansu energii zawsze można było wynosić wiele prawdy o stanie elektroenergetyki. Z faktów! Tak jest i w tym roku. Choć jeszcze na dane za cały 2025 poczekamy, jak wspominałem wcześniej. Prognozując jednak wyniki z bilansu energii po trzecim kwartale, wiele widać. Był to rok na pewno ciekawy...

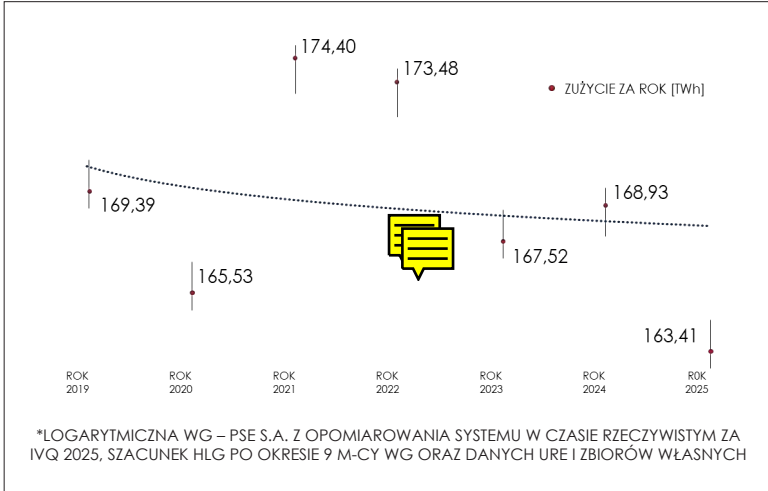
Nie pojawiły się, jak dotąd, w 2025 roku wyłączenia dostaw energii z przyczyn braku mocy. Zwiększyła się moc i generacja OZE-owa. Mniej produkcji pochodziło z węgla – jednego i drugiego. Zużycie energii w kraju również było niższe niż rok temu, mimo dobrych wskaźników gospodarczych, co sygnalizuje zmiany w strukturze produktu krajowego. Mniejsza jest po prostu aktywność energochłonnych obszarów działalności gospodarczej, a więcej usług – z natury działalności – mniej energochłonnych. Znaczące zmniejszenie zużycia energii elektrycznej sygnalizować może w najlepszym przypadku stabilizację gospodarczą.

Dynamika zmian PKB i zużycia energii elektrycznej w kraju w latach 2010 do 2025 pokazuje wyraźną zależność, ale i brak odporności na uwarunkowania zewnętrzne (COVID-19 i wojna w Ukrainie). Zostawmy to jednak na czas pełnych danych za cały rok. Tak na razie, to na 2026 r. prognozy gospodarcze dla Polski są optymistyczne.

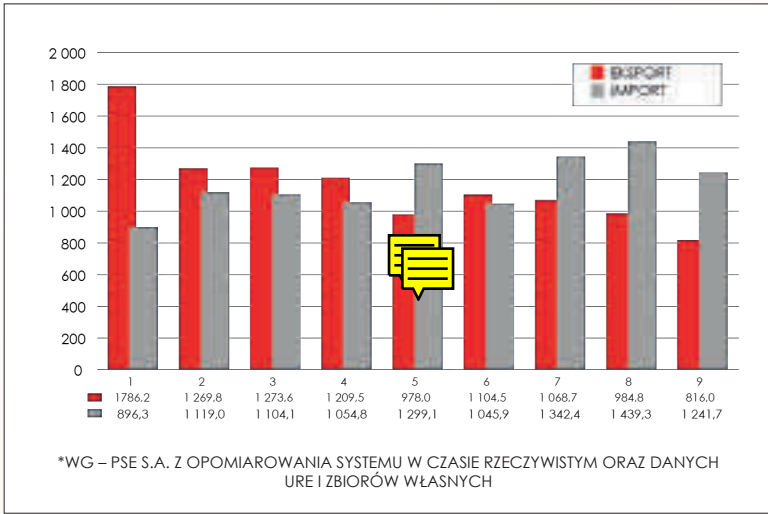
Zmiany w zużyciu energii elektrycznej

Zauważmy zmiany w produkcji i zużyciu energii elektrycznej w Polsce w latach 2019 do 2025 roku. Potwierdzają, co oczywiste, wrażliwość na sytuacje kryzysowe, ale także – co szczególnie widoczne w ostatnich dwóch latach – zwiększony udział produkcji krajowej energii elektrycznej w jej zużyciu. To nie tylko wpływ uwarunkowań wewnętrznych, ale także stan gospodarek z naszego otoczenia. Niemiecka gospodarka – w stagnacji. Czeska – z ubytkami generacji. Stabilnie w wymianie energii z zagranicą na północy i Litwie. Więcej energii elektrycznej sprzedanej i mniej z importu.

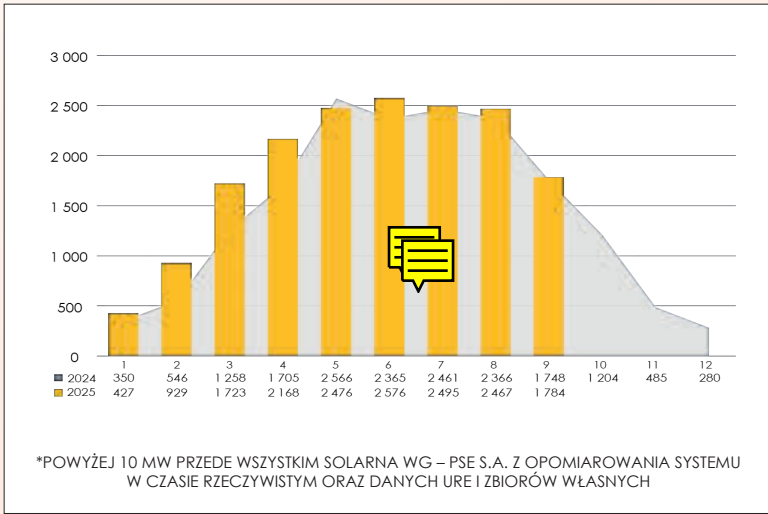
Generacja energii elektrycznej w relacji wyników z lat 2025 do 2019 jest większa o 2,83%. Zużycie w kraju – mniejsze o 3,77%. Linia trendu produkcji pokazuje, co dalej, na kilka najbliższych lat. Ze wzrostem, ale i z dynamiką nieco mniejszą.



RYS. 5
Zużycie łączne energii elektrycznej w kraju [TWh], linia trendu** z lat 2019 do 2025*



RYS. 6
Wymiana energii elektrycznej z zagranicą – przepływy rzeczywiste [GWh] miesięcznie za 3. kwartał 2025 roku



RYS. 7
Produkcja en. elektrycznej z generacji OZE bezwiatrowej* w Polsce [TWh] miesięcznie z roku 2024 i IIIQ 2025

Linia trendu zużycia energii elektrycznej w kraju łącznie z lat jak wyżej kaže sądzić, że zużycie energii elektrycznej – choć będzie w sumie w kolejnych latach rosło – to w mniejszej dynamice.

W wymianie energii elektrycznej w 2025 roku widać zauważalne zmiany. Niemiecka gospodarka nadal w stagnacji. Słowacka – z problemami. Stabilnie w wymianie energii z zagranic na północy i Litwie. Więcej energii elektrycznej sprzedanej i mniej z importu.

W pierwszych trzech kwartałach 2025 roku Polska wyeksportowała 10491,6 GWh. To więcej o 27,5% niź po trzech kwartałach 2024. W analogicznym okresie bieżącego roku, przez pięć miesięcy mieliśmy przewagę eksportu nad importem, z rekordowym styczniem, gdy eksport przewyższał import prawie dwukrotnie. W sumie po 3. kwartale wyniósł 10 491,1 GWh, przy imporcie symbolicznie większym, bo tylko o 0,5%.

W trzech kwartałach bieżącego roku najwięcej energii wyeksportowaliśmy na Słowację – to prawie 42% eksportu ogółem. Na drugim miejscu – do Niemiec, prawie 24%, a w dalszej kolejności – do Czech (20%). Najwięcej energii w tym okresie kupiliśmy z Niemiec – nieco ponad 39% importu ogółem. W następnej kolejności odpowiednio: ze Szwecji (27%) i z Czech (około 14%). Przy czym import z Niemiec i Czech był mniejszy niź rok wcześniej, a ze Szwecji – większy.

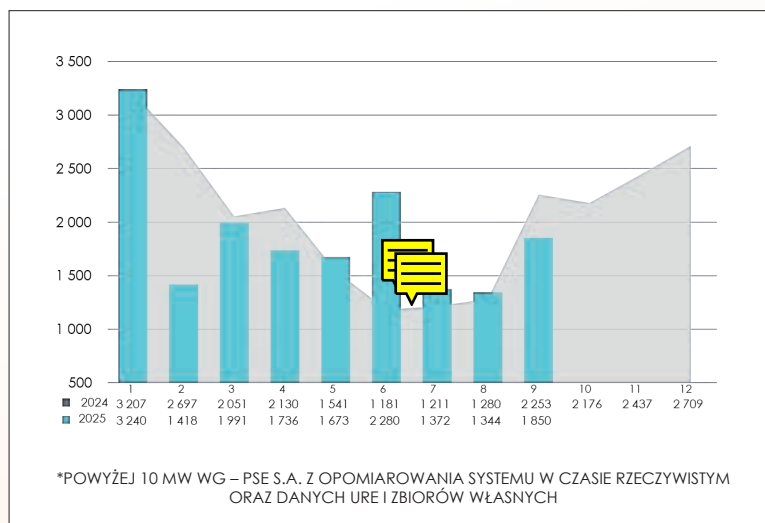
Losy wymiany energii elektrycznej w kilku ostatnich latach były zmienne. W latach 2021 oraz 2023 i 2024 byliśmy *per saldo* importerem energii. Zmiany w bieżącym roku są jednak znamienne. Sygnalizują, że w otoczeniu zewnętrznym energetyki w Polsce coś się dzieje. Kłopoty Słowaków i być może pierwsze symptomy wyjścia ze stagnacji gospodarki niemieckiej.

Generacja energii elektrycznej

Generacja energii elektrycznej w 3. kwartale 2025 w poszczególnych miesiącach była znacząco zróżnicowana, przede wszystkim z przyczyn zmiennej generacji źródeł pogodozależnych (zwłaszcza fotowoltaiki, pomiędzy zimą i latem). Była też bardzo zbliżona do tej sprzed roku, z istotnym przyrostem mocy. W generacji wiatrowej tego podobieństwa w rozkładzie miesięcznym już nie ma. Słonce świeci przewidywalnie, wiatr przewidywalny nie jest. Z tej zmienności wynika skala potrzeb generacji regulacyjnych – dziś i jeszcze na wiele lat. W naszych realiach z paliw kopalnych: węgla kamiennego i brunatnego, dla dopełnienia z gazem ziemnym.

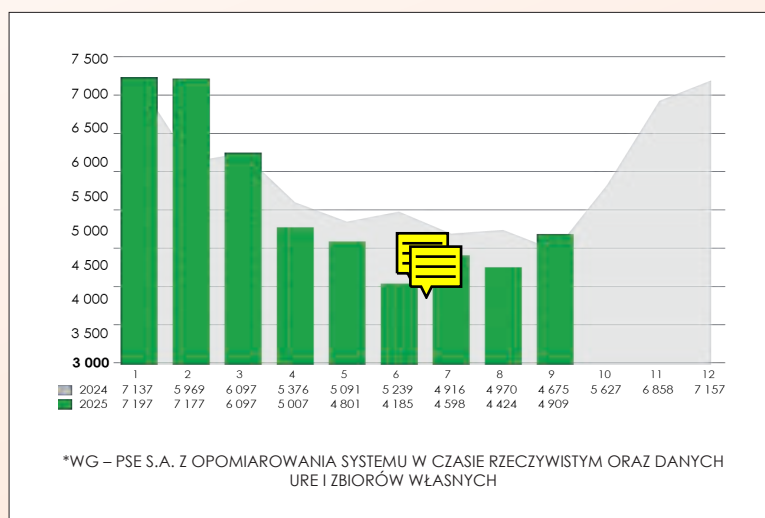
Odchylenia ekstremalne generacji odnawialnej bezwiatrowej (fotowoltaika) pomiędzy miesiącami za 3. kwartał 2024 roku wynosiły 499,43%. Za rok 2025 – odpowiednio 417,80%

Odchylenia ekstremalne generacji odnawialnej wiatrowej pomiędzy miesiącami za 3. kwartał 2024 roku wynosiły 70,25%. Za rok 2025 – odpowiednio 57,10%.



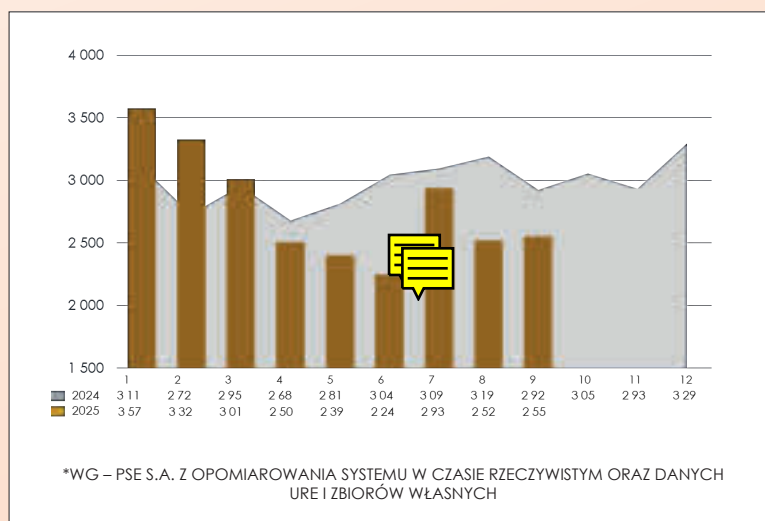
RYS. 8

Produkcja en. elektrycznej z generacji wiatrowej* w Polsce [TWh] miesięcznie z roku 2024 i IIIQ 2025



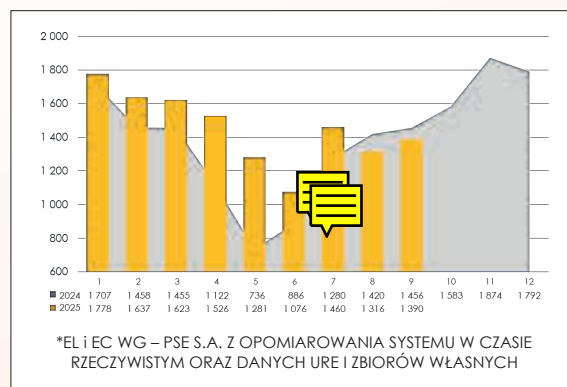
RYS. 9

Produkcja en. elektrycznej z węgla kamiennego w Polsce [TWh] miesięcznie z roku 2024 i IIIQ 2025



RYS. 10

Produkcja en. elektrycznej z węgla brunatnego w Polsce [TWh] miesięcznie z roku 2024 i IIIQ 2025



RYS. 11

Produkcja en. elektrycznej z gazu ziemnego* w Polsce [TWh] miesięcznie z roku 2024 i IIIQ 2025

Odchylenia ekstremalne generacji odnawialnej, poza produkcją w podstawie, kompensowane były generacją konwencjonalną z paliw kopalnych. Produkcja energii elektrycznej z węgla kamiennego w poszczególnych miesiącach 3. kwartału 2024 roku w ekstremalnych wartościach miesięcznych odchyłała się o 152,66%. Za rok 2025 odpowiednio 171,97%.

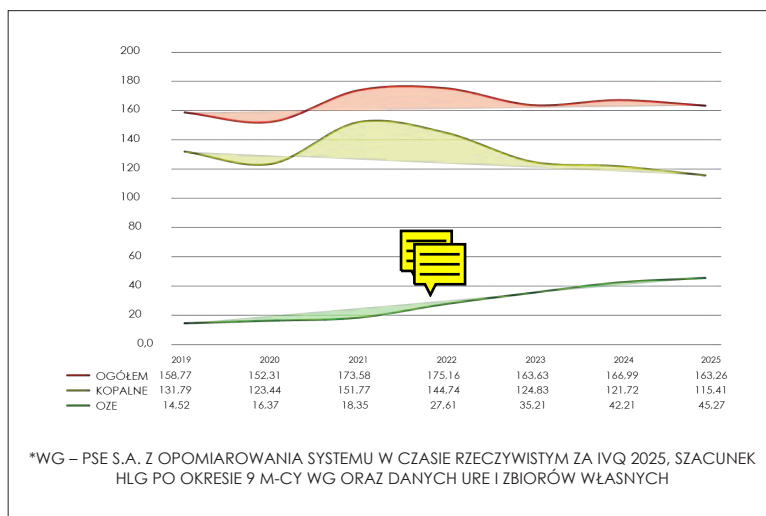
Generacja z węgla brunatnego w porównaniach jak wyżej z 3. kwartału 2024 roku wynosiła 116,04%, a za 3. kwartał 2024 roku – 159,38%.

Produkcja energii elektrycznej z gazu ziemnego w poszczególnych miesiącach 3. kwartału 2024 roku w ekstremalnych wartościach miesięcznych odchyłała się o 231,93%. Za rok 2025 odpowiednio 165,24%.

Z przytoczonych porównań wynika, że przede wszystkim generacja z węgla kamiennego i brunatnego stabilizuje system. Zarówno potrzeb regulacyjnych, jak i pracy w podstawie. Skalę zwiększonych obciążeń w regulacji obrazują porównania obciążeń ekstremalnych w poszczególnych miesiącach. Przypomnieć warto, że to bloki nieprzystosowane do takiego charakteru pracy. Nasilająca się liczba odstawień i obciążeń często w bardzo krótkich odstępach czasu prowadzi do ich degeneracji. Ostrożność w wydatkowaniu środków finansowych na remonty także temu sprzyja. To realne zagrożenie awariami i – w ostateczności – zniszczeniem. A póki co zastąpić ich nie ma czym...

Bilans energii za 2025 r. – prognoza

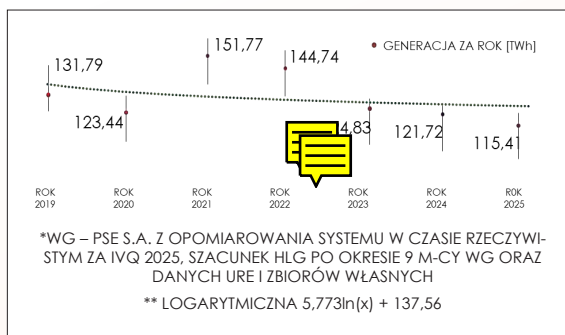
Pokuszę się o próbę pokazania, jak będzie wyglądał bilans energii za cały 2025 rok, prognozując wynik roku z danych za 3. kwartał, dostępnych na czas pisanie tego tekstu. Warto spróbować użyć porównań z kilku lat i odpowiedzieć na pytanie, ku czemu zmierzamy. W skrócie: pomijając szeroki wątek mocy w KSE, choćby tylko relacji mocy zainstalowanych i osiągalnych. Zauważmy wszakże te w dyspozycji operatora, w grupie jednostek centralnie dysponowanych. Tam bowiem od kilku lat niewiele się zmienia. Rośnie zagrożenie zbilansowania potrzeb obciążeń szczytowych. Są one coraz większe, w znacznej dynamice.



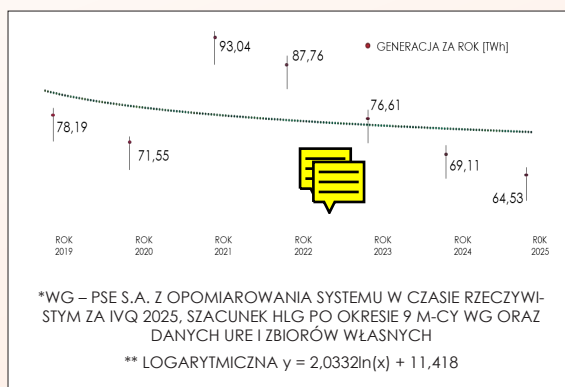
RYS. 12

Produkcja energii elektrycznej w Polsce [TWh] ogółem, w tym z paliw kopalnych i OZE z lat 2019 do 2025*

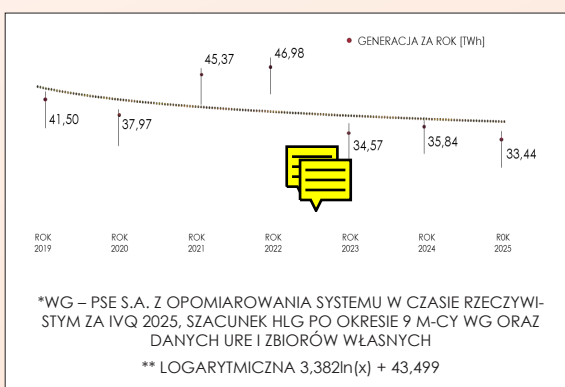
RYS. 13
Produkcja energii elektrycznej w kraju z paliw kopalnych łącznie [TWh], linia trendu** z lat 2019 do 2025*



RYS. 14
Produkcja energii elektrycznej w kraju z węgla kamiennego [TWh], linia trendu** z lat 2019 do 2025*



RYS. 15
Produkcja energii elektrycznej w kraju z węgla brunatnego [TWh], linia trendu** z lat 2019 do 2025*



W 2024 roku maksymalne 28 494 MW, w 2023 odpowiednio 27 326 MW. Moce osiągalne JWCD zmieniają się symbolicznie, na koniec 2024 roku to 26 435 MW, a rok wcześniej – 27 754 MW! Na koniec października 2025 – 26 635 MW. W strukturze mocy zainstalowanej na koniec 2024 roku OZE zajmowały 44,08%, gdy elektrownie na węglu kamiennym – 32,85%, brunatnym – 11,43%, gazowe – 8,28%. W strukturze produkcji energii elektrycznej za ten sam okres OZE – 20,58% (z wiatru, słońca i wodne). W tym, w pewnym uproszczeniu, fotowoltaika 1,8% (tylko farmy powyżej 10 MW mocy zainstalowanej).

Pozostaje w porównaniach z lat 2019 do 2025. W tym czasie bowiem przeżywalismy globalne rozchwiania na rynkach paliw i energii. W znacznej skali i krótkim czasie. Najpierw z przyczyn pandemii, a potem agresji Rosji na Ukrainę.

W relacji wyników z lat 2019 do 2025, jeśli generacja energii elektrycznej ogółem zwiększyła się o 2,83%, to z paliw kopalnych spadła o 12,43%, z OZE – zwiększyła się ponadtrzykrotnie (311,77%).

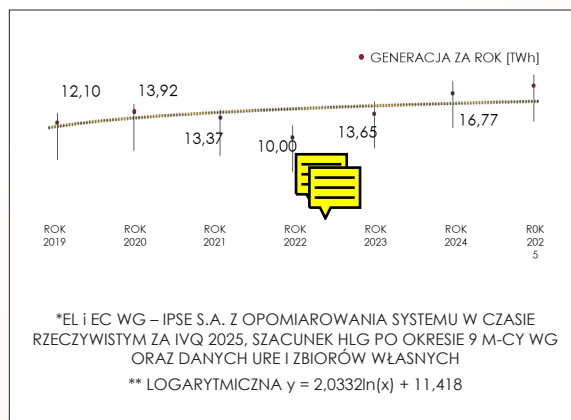
W strukturze produkcji energii elektrycznej paliwa kopalne stanowiły:

- za 2025 rok 70,69%, za 2019 rok 83,01%,
- w tym z węgla kamiennego: za 2025 rok 39,52%, za 2019 rok 49,25%,
- w tym z węgla brunatnego: za 2025 rok 20,48%, za 2019 rok 26,14%,
- w tym z gazu ziemnego: za 2025 rok 7,62%, za 2019 rok 10,69%.

Linie trendu z lat 2019 do 2025 dla generacji z paliw kopalnych i odnawialnych kreślą powszechnie znaną prawdę. Kopalnych mniej, tych drugich – znacznie więcej. Dynamika zmian dla obydwu grup jest jakby spokojniejsza. Kopalnych ubywa wolniej niż dotąd. A OZE-owej generacji, choć nadal sporo więcej, to także jakby „spokojniej”.

Pomiędzy 2019 a 2025 rokiem energii elektrycznej w kraju (jak wyżej w prognozie HLG po wynikach z IIIQ) produkcji z węgla kamiennego było mniej o 17,48%, z węgla brunatnego – mniej o 19,43%, z gazu ziemnego – więcej o 44,22%. W strukturze produkcji wg grup wytwarzania za 2024 rok, z węgla kamiennego mieliśmy 46,40%, brunatnego 21,37%, a z gazu 11,62%. Za 10 m-cy 2025 roku odpowiednio: 42,20%, 18,29% i 11,81%. W uproszczeniu, linie trendu (logarytmiczne) pokazują z porównań danych z lat jw. co dalej w najbliższych latach.

Generacji OZE-owej nadal sporo więcej i jeszcze więcej! Ale także jakby „spokojniej”. Szczególnie w zwiększeniu mocy zainstalowanej. Na najbliższe lata z linii trendu nadal w znacznej dynamice. To oczywiście cieszy! Ale bez postrzegania, jaki z tego pożytek w produkcji energii elektrycznej – to tylko część prawdy. Rodzi bowiem kosztowne problemy i wyzwania, nie tylko z uwarunkowań KSE. Budzi także potrzebę refleksji co do odporności systemu na zakłócenia czy

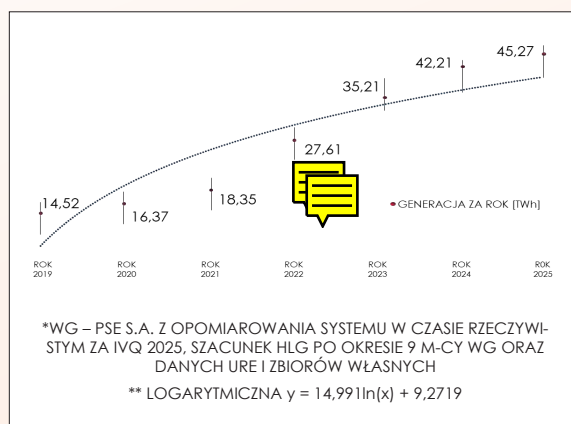


wręcz agresję zewnętrzną. To prawda, z którą trzeba się mierzyć. I tu „nie ma zmiłuj”!

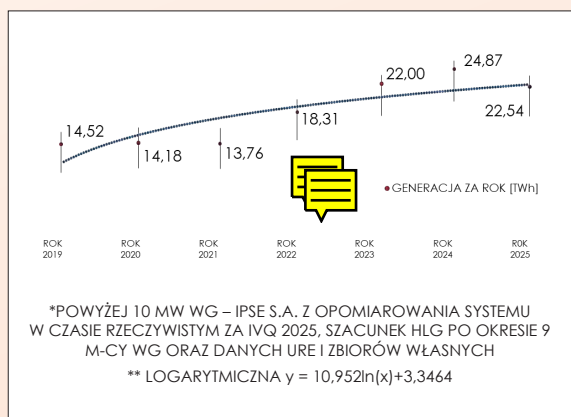
W generacji „ozowej” dominującą pozycję stanowi produkcja z wiatru (tu w danych farmy powyżej 10 MW mocy zainstalowanej). Za 2024 rok w strukturze produkcji wg grup wytwarzania zajmowała 17,56%. Za dziesięć miesięcy bieżącego roku – 18,64%. Tu warto zauważyć linię trendu, ze wzrostem w stabilnej dynamice.

”

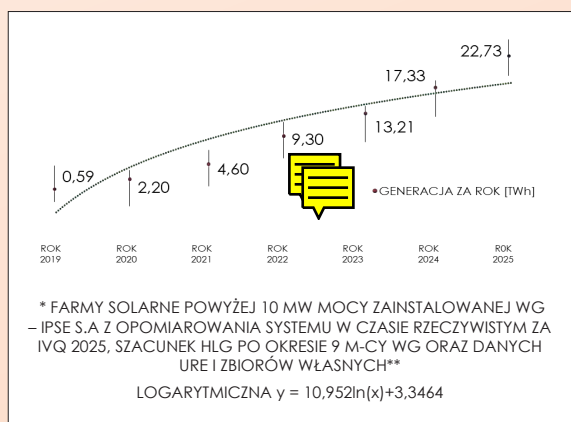
Fakty należy zauważać. Populistyczne czarowanie rzeczywistości wobec stanu rzeczy uwarunkowań wewnętrznych i dynamiki zagrożeń w otoczeniu – nie wystarczy!



W generacji „ozowej”, poza wiatrową, w naszych realiach największą jest fotowoltaika, w zwiększeniach mocy zainstalowanej z dynamiką sięgającą 17-18% w ostatnich kilku latach, licząc rok do roku. Choć to dane nieprecyzyjne, bo nie obejmują większości instalacji prosumenckich, to oddają istotę zmian. A tych, w manierze ostatnich lat, jest wiele. Używam słowa „w manierze”, gdyż niespójne są choćby z rozwojem infrastruktury sieciowej. Dystrybucyjnej, najniższych napięć przede wszystkim. W inwestycjach, cyfryzacji sterowania i rozliczeniach w czasie rzeczywistym. Rodzi to nie tylko problemy z przyłączeniami, ale tworzy realne zagrożenia w bilansowaniu i regulacjach systemowych w czasie rzeczywistym. Bez radykalnego „ogarnięcia” problemu możemy się znaleźć w sytuacji niedawnego blackoutu w Portugalii i częściowo Francji oraz Hiszpanii.



RYS. 19
Produkcja energii elektrycznej w kraju z innych OZE* [TWh], linia trendu** z lat 2019 do 2025*



Z oglądu bilansu energii zawsze można było wynosić wiele prawdy o stanie elektroenergetyki. Wynosić z faktów! Tak jest i w 2025 r., choć na dane całoroczne jeszcze poczekamy. Prognozując jednak wyniki po trzech kwartałach – wiele widać. W tym kontekście był to rok ciekawy, na co wskazują fakty: wyniki, dokonania i zaniechania. Rzecz w tym, aby owe fakty zauważać. Populistyczne czarowanie rzeczywistości wobec stanu rzeczy uwarunkowań wewnętrznych i dynamiki zagrożeń w otoczeniu – nie wystarczy! ■

ZAUFAC TECHNOLOGII i pozwolić działać

Podczas niedawnego podpisania umowy na budowę w Gliwicach pompy ciepła o mocy ponad 12 MWt, która ma odzyskiwać energię ze ścieków oczyszczonych, padły słowa o „nowym rozdziale w historii miejskiego ciepłownictwa”. O śmiałym podejściu do efektywności energetycznej i gospodarki obiegu zamkniętego mówią przedstawiciele Ferox Energy Systems Sp. z o.o.: **Krzysztof Tomaszewski** – prezes, **Tomasz Swoboda** – dyrektor rozwoju produktu oraz **Piotr Tomaszewski** – dyrektor ds. serwisu.

Dominika Miensopust: Na początku listopada podpisano umowę na budowę wielkoskalowej pompy ciepła, wykorzystującej ciepło odpadowe ze ścieków komunalnych, oczyszczanych w Centralnej Oczyszczalni Ścieków w Gliwicach. Zanim przejdziemy do szczegółów technicznych i skali przedsięwzięcia proszę wyjaśnić,

jak w praktyce funkcjonuje rozwiązanie, które wasza firma ma zainstalować? Jak wytłumaczylibyście mechanizm działania pompy ciepła komuś, kto na co dzień nie zajmuje się energetyką?

Krzysztof Tomaszewski: W największym skrócie chodzi o to, by odzyskać energię, która w normalnych warunkach zostałaby zmarnowana. Wyjaśnię to ob-

OD LEWEJ:
TOMASZ
SWOBODA,
KRZYSZTOF
TOMASZEWSKI,
PIOTR
TOMASZEWSKI



fot. BMP

razowo. Czy pompowała pani kiedyś koło rowerowe? Gdy włączamy powietrze do dętki, pompka na końcu robi się gorąca – właśnie dlatego, że powietrze zostaje sprężone. Na tej samej zasadzie działa pompa ciepła. My „sprężamy” energię pozyskaną ze ścieków, energię odpadową, podnosimy jej temperaturę i wprowadzamy do sieci ciepłowniczej. To czysta oszczędność – zarówno finansowa, jak i środowiskowa, gdyż mówimy o źródle ciepła, które jest bezemisyjne.

Czy istnieje ryzyko, że jakiekolwiek regulacje mogą kiedyś ograniczyć opłacalność tego typu projektów? Czy to rozwiązanie jest na tyle „zielone”, że ma zapewnioną „bezpieczną przyszłość”?

KT: Od strony technicznej i technologicznej – zdecydowanie tak. Pompa będzie mogła funkcjonować przez długie lata. Oczywiście nie jesteśmy w stanie przewidzieć, jakie przepisy jeszcze się pojawią. Może nadejść moment, gdy każda technologia – poza może kosmiczną – zostanie uznana za nieekologiczną (*śmiech*). Ale na dziś to rozwiązanie spełnia wszystkie kryteria efektywności i ekologii, a jego bilans korzyści – i środowiskowych, i ekonomicznych – jest jednoznacznie pozytywny.

Tomasz Swoboda: Dodam, że projektując nasze urządzenia zwracamy szczególną uwagę na kwestie środowiskowe czy regulacyjne. W każdej pompie ciepła wykorzystywany jest gaz, czynnik chłodniczy poddawany procesowi sprężania i rozprężania. My stosujemy wyłącznie naturalne czynniki, takie jak CO₂, propan czy izobutan, lub czynniki o bardzo niskim, bliskim 1 współczynnikowi GWP, jakim jest gaz R1234ze, unikając syntetycznych gazów typu freon. Dzięki temu nasze pompy są nie tylko ekologiczne, ale też odporne na przyszłe zmiany przepisów. Te gazy występują naturalnie w środowisku, więc nie grozi im zakaz stosowania. To oznacza, że rozwiązania, które oferujemy inwestorom, są przyszłościowe i naprawdę „na lata”.

Rozumiem, że realizacja omawianej inwestycji wymaga szerokiej współpracy – nie tylko z PEC Gliwice, ale również z innymi partnerami.

KT: Tak, oczywiście. Mówimy tu o bardzo złożonym przedsięwzięciu, obejmującym wiele etapów: od projektowania i analiz technologicznych, przez budowę obiektów, instalacji elektrycznych i automatyki, aż po wykonanie rurociągów. Wymagającym zaangażowania wielu podmiotów. Planujemy współpracować tu głównie z firmami lokalnymi, choć nie tylko.

Czyli zachowany zostanie lokalny charakter inwestycji, o którym wspominała prezydentka Gliwice podczas podpisania umowy – że warto, by jak najwięcej zadań było realizowanych „na własnym podwórku”. A jak wyglądał sam proces przetargowy? Czy było to trudne postępowanie?

KT: Tak, był to proces wymagający, przede wszystkim ze względu na skalę projektu i stopień jego zaawansowania technologicznego. Nie każda firma mogła przygotować właściwą ofertę. Czas na opracowanie dokumentacji był z góry określony po ogłoszeniu przetargu, podobnie jak specyfikacja techniczna i parametry, jakie należało spełnić. To właśnie zgodność naszej oferty z tymi wymogami sprawiła, że dziś możemy realizować omawiane przedsięwzięcie.

Przejdźmy do szczegółów technologicznych.

Panie Tomku – to pana specjalność. Czym charakteryzuje się wasza pompa ciepła?

TS: Tak jak wspominał pan prezes, instalacja będzie odzyskiwać ciepło ze ścieków oczyszczonych, które po zakończonym procesie oczyszczania trafiają do odbiornika wodnego – w przypadku Gliwic jest to rzeka Kłodnica. Mają one stosunkowo wysoką temperaturę, możemy ją częściowo odebrać, nie wpływając negatywnie ani na środowisko, ani na sam proces oczyszczania.

Mówiąc prościej: obniżamy temperaturę ścieków z około 10-12°C do 4°C, a odzyskane w ten sposób ciepło wykorzystujemy w pompie. Dzięki zaawansowanemu układowi sprężarek, poprzez procesy fizyczne – sprężanie i rozprężanie czynnika roboczego – jesteśmy w stanie uzyskać na tzw. górnym źródle temperaturę nawet 93°C. To już wartość, która w pełni odpowiada wymaganiom miejskiej sieci ciepłowniczej.

”

Nie ma tu emisji spalin, ani spalania paliw – jedynym źródłem energii jest prąd. A wytwarzane ciepło to czysta, odnawialna energia

Urządzenie będzie pracowało przez cały rok. Zimą, z parametrami rzędu 90-93°C, natomiast latem, kiedy potrzebna jest jedynie ciepła woda użytkowa – z temperaturą około 70°C, ale za to z jeszcze większą sprawnością.

Pompa jest zasilana energią elektryczną, a jej efektywność można łatwo zobrazować liczbami. Jeśli dostarczymy do niej 10 kW energii elektrycznej, w zimie uzyskamy około 25-26 kW ciepła, czyli 2,5 razy więcej. W lecie, gdy ścieki są cieplejsze i mają temperaturę nawet 18-20°C, z tych samych 10 kW prądu jesteśmy w stanie uzyskać nawet 35-37 kW ciepła. I właśnie w tym tkwi istota ekologiczności tego rozwiązania. Nie ma tu emisji spalin, ani spalania paliw – jedynym źródłem energii jest prąd. A wytwarzane ciepło to czysta, odnawialna energia, odzyskana z tego, co do tej pory było odpadem.

Zaprojektowanie i wykonanie instalacji to skomplikowane przedsięwzięcie. Rozumiem, że całość: od koncepcji, po realizację, leży po waszej stronie. Jak duży zespół będzie zaangażowany w ten projekt?

KT: To rzeczywiście znaczny, technologicznie bardzo zaawansowany projekt. Od początku będzie przy nim pracować grupa kilku, a nawet kilkunastu specjalistów – technologów, konstruktorów, automatyków, elektryków. Każdy z etapów wymaga precyzji i współpracy wielu branż.

A jak wygląda kwestia logistyki? Urządzenia tej skali to przecież ogromne elementy. Czy ich transport i montaż mogą stanowić wyzwanie?

KT: Jesteśmy do tego przyzwyczajeni. Od ponad dwudziestu lat realizujemy projekty, w których urządzenia mają po kilkanaście metrów długości i ważą nawet 50 ton. Mamy doświadczenie zarówno w transporcie, jak i w montażu takich instalacji. Oczywiście, każda inwestycja wymaga indywidualnego podejścia, ale nie spodziewamy się tu większych trudności.

TS: Jeśli mogę, chciałbym dodać ciekawostkę dotyczącą transportu urządzeń. Pompy, które zostaną dostarczone do Gliwic, powstaną we Francji, tak jak przewidywały warunki przetargu. Czas ich wytworzenia to około 10-11 miesięcy. Po zakończeniu produkcji przedstawiciele PEC Gliwice wezmą udział w tzw. testach fabrycznych, podczas których zostaną zweryfikowane wszystkie parametry gwarantowane. Po tych testach rozpocznie się transport. Z francuskiej fabryki pompy zostaną przewiezione do portu, skąd drogą morską trafią prawdopodobnie do Gdyni. Stamtąd, transportem drogowym, będą dostarczone do Gliwic.

Mówimy o naprawę dużych urządzeniach, każde z nich waży kilkadziesiąt ton i zostanie podzielone na dwie części, by możliwy był bezpieczny przewóz. To logistycznie wymagające przedsięwzięcie, ale też kolejny dowód na skalę i wyjątkowość tej inwestycji.

Kiedy instalacja już powstanie, przyjdzie czas na jej uruchomienie i obsługę. Czy wymaga ona stałej obecności personelu, czy raczej jest w dużym stopniu zautomatyzowana?

KT: To urządzenia praktycznie bezobsługowe. Ich praca jest w pełni zautomatyzowana, natomiast oczywiście ktoś z działu eksploatacji powinien nadzorować system – kontrolować parametry, reagować w razie potrzeby. W praktyce oznacza to raczej okresowe doglądanie instalacji niż stałą obsługę.

Rozumiem, że serwisowanie również leży po stronie państwa firmy?

KT: Tak, a najlepszej odpowiedzi udzieli na to pytanie szef działu serwisu – Piotr Tomaszewski.

Jak zatem wygląda obsługa i serwis tak dużej instalacji, po jej uruchomieniu?

Piotr Tomaszewski: W serwisie rozróżniamy trzy podstawowe typy działań: predykcyjny, prewencyjny i reakcyjny.

Serwis predykcyjny opiera się na analizie danych i wczesnym wykrywaniu symptomów zużycia poszczególnych elementów. System pozwala nam przewidzieć, które komponenty mogą wkrótce wymagać interwencji, zanim jeszcze dojdzie do awarii.

Drugi typ – prewencyjny – to działania planowe, realizowane w określonych odstępach czasu. Podobnie jak w samochodzie wymieniamy olej po przejechaniu konkretnej liczby kilometrów. Takie przeglądy są standardem i pozwalają utrzymać instalację w pełnej sprawności.

No i wreszcie typ reakcyjny, czyli interwencja w sytuacji, gdy coś przestaje działać. Wtedy kluczowa staje się wiedza i doświadczenie serwisantów, gdyż przyczyna nie zawsze jest oczywista. Czasem awaria nie wynika z samego urządzenia, ale z elementu zewnętrznego w całym układzie.

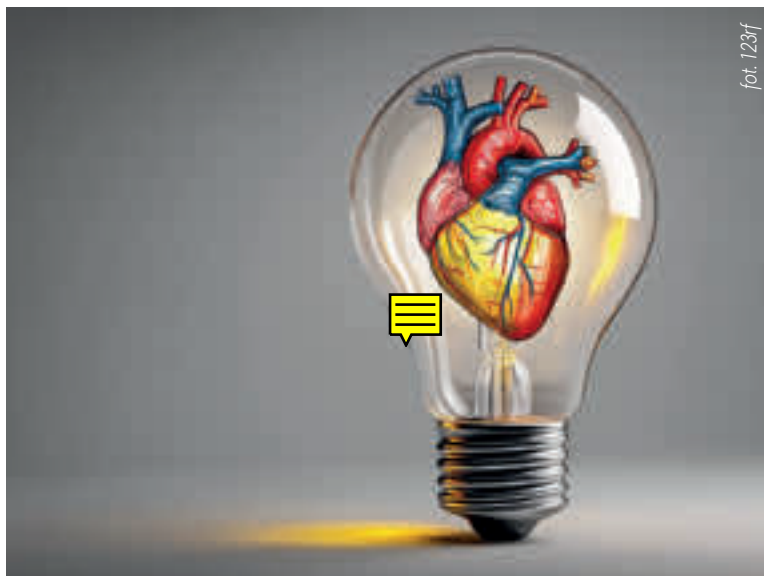
KT: Dokładnie tak. Zatrzymanie pompy nie zawsze oznacza uszkodzenie jej samej lub układów okołopompowych. Przyczyna może leżeć poza samą instalacją, w innej części systemu ciepłowniczego. Właśnie dlatego tak ważna jest prawidłowa diagnostyka. Nasz serwis ma w tym duże doświadczenie. Potrafimy zidentyfikować źródło problemu i przywrócić pracę systemu możliwie jak najszybciej.

Czy mimo wszystko istnieje ryzyko przestoju, na przykład w sezonie grzewczym, kiedy ciepło jest szczególnie potrzebne?

KT: To są tylko urządzenia, zawsze coś takiego może się zdarzyć. Ale proszę pamiętać, że pompa będzie pracować w ramach całego systemu ciepłowniczego PEC Gliwice, opartego na różnych technologiach. Nawet jeśli jedna z nich chwilowo się zatrzyma, inne źródła zapewnią ciągłość dostaw. My z kolei mamy duży, doświadczony zespół serwisowy – mechaników, elektryków, automatyków – i potrafimy reagować błyskawicznie. Wiele problemów diagnozujemy zdalnie, zanim jeszcze pojawi się potrzeba interwencji w terenie.

PT: I to właśnie klucz do skutecznego serwisu, czyli wiedza, zasoby i odpowiedzialność. Najdroższe w utrzymaniu nie są części, ale gotowość, a więc utrzymywanie ludzi, którzy są w stanie zareagować natychmiast. Dlatego nasze podejście jest kompleksowe. Patrzymy na całą instalację, nie tylko na samą pompę. Jeśli widzimy w systemie nieprawidłowości – potrafimy wskazać ich źródło, nawet jeśli leży poza naszym urządzeniem. Cel mamy wspólny: żeby wszystko działało, pompowało i dostarczało ciepło bez przerw.

Zdalne odczyty danych, automatyzacja, a teraz coraz częściej również sztuczna inteligencja. Czy te rozwiązania wspierają was w pracy? Czy planujecie wdrażać nowe, cyfrowe narzędzia w ramach tej inwestycji?



Z PASJĄ DO INNOWACJI

Sama wiara nie wystarczy. Trzeba jeszcze umieć tę wiarę przekuć w działanie i rozwój

KT: Pomagają, ale czasem też potrafią przeszkadzać. Już wyjaśniam, dlaczego. Zdalny odczyt parametrów pracy urządzenia to ogromne udogodnienie, które pozwala szybko reagować i optymalizować działanie systemu. Natomiast w dzisiejszej sytuacji geopolitycznej nie możemy zapominać o jednym – cyberbezpieczeństwie.

Każda instalacja przesyłająca dane musi być odpowiednio zabezpieczona: zarówno w interesie inwestora, jak i nas, jako operatora systemu. Współpracujemy tu z wyspecjalizowaną firmą zajmującą się ochroną danych i nadzorujemy ten aspekt bardzo ściśle.

Kiedy już mamy bezpieczny przesył danych, wkracza analiza i faktycznie pojawia się sztuczna inteligencja. Prowadzimy prace nad rozwiązaniami umożliwiającymi predykcje diagnostyczne stanu urządzeń, czyli wykrywanie potencjalnych problemów, zanim jeszcze dojdzie do awarii.

Chciałabym spytać teraz o korzyści. Jaki realny zasięg będzie miała ta inwestycja? Ile gospodarstw domowych skorzysta z ciepła pochodzącego z waszej pompy?

KT: Typowy dom jednorodzinny potrzebuje około 6 kW mocy cieplnej, nasza pompa ma moc 12 tysięcy kW, czyli 12 MWt. To pokazuje skalę. Mówimy więc o rozwiązaniu, które może pokryć zapotrzebowanie tysięcy mieszkańców.

TS: Zgodnie z planami PEC Gliwice, w sezonie letnim urządzenie będzie zasilane w ciepłą wodę użytkową całe osiedle Kopernika, położone niedaleko oczyszczalni ścieków. Oczywiście, pompa stanie się jednym z kilku źródeł w sieci ciepłowniczej, które wzajemnie się uzupełniają.

Jakie warunki muszą zostać spełnione, żeby podobne inwestycje mogły powstawać także w innych częściach Polski, nie tylko tutaj, w Gliwicach?

KT: Przede wszystkim – świadomość energetyczna. I to właściwie wystarczy.

Czyli otwartość na współpracę i gotowość do poszukiwania nowych rozwiązań?

TS: Potrzebna jest chęć współdziałania i otwartość na innowacje. Gliwice są dobrym przykładem – to duże miasto z zapleczem naukowym, z politechniką, z ludźmi, którzy mają wiedzę i odwagę, by wdrażać nowe technologie. Ale kluczowa jest postawa zarządzających – prezes PEC Gliwice i Ferox nie boją się działać nieszablonowo.

Moim zdaniem przyszłość ciepłownictwa to systemy multitechnologiczne bazujące na różnych źródłach energii, które się wzajemnie uzupełniają. W każdym regionie znajdzie się potencjał – czy to w postaci ciepła odpadowego, zbiorników wodnych, czy innych lokalnych zasobów.

Czyli formułujemy apel do prezesów i dyrektorów ciepłowni: o otwartość, o szersze spojrzenie, o odwagę w szukaniu nowych rozwiązań. Czasu na transformację energetyczną jest coraz mniej, ale technologie już są. Wystarczy po nie sięgnąć?

KT: Zgadza się, ale warto też pamiętać, że technologia wymaga wiedzy. To trochę jak z pompami ciepła w budynkach jednorodzinnych – ludzie często narzekają, że „nie działa”, gdyż urządzenie zostało źle dobrane. Brakuje wiedzy technicznej, pompy są przewymiarowane lub źle skonfigurowane, więc nie osiągają oczekiwanych efektów. W przypadku dużych instalacji przemysłowych błędy są jeszcze bardziej kosztowne. Dlatego zawsze powtarzam – zanim ktoś zdecyduje się na wdrożenie pompy ciepła w systemie ciepłowniczym, powinien skonsultować się z ekspertami. Nie chodzi nawet o nas, ale o ludzi, którzy naprawdę rozumieją tę technologię. To wciąż nowa dziedzina, wymagająca doświadczenia i rozważań, ale potencjał ma faktycznie – ogromny.

Dlatego też zdecydował się pan „wejść” właśnie w tę technologię? Co sprawiło, że to pompy ciepła stały się kierunkiem, który dziś pan promuje?

KT: To bardzo proste. Od prawie trzydziestu lat działamy w branży energetyki przemysłowej, w tym w segmencie ciepłownictwa systemowego. Specjalizujemy się w kogeneracji, czyli produkcji ciepła i energii elektrycznej z gazu. To świetna technologia, ale już dziś wiemy, że sama nie wystarczy. Rynek się zmienia, pojawiają się nowe rozwiązania, takie jak np. pompy ciepła czy kotły elektrodowe. Dobrze znamy ten rynek, mamy silne zaplecze techniczne, doświadczony serwis, własne zespoły elektryków i automatyków. A pompy ciepła znakomicie współpracują z silnikami gazowymi – realizowaliśmy już takie wdrożenia i wiemy, że to się po prostu opłaca. Zwroty z inwestycji są naprawdę imponujące.

Proszę zwrócić uwagę na jeszcze jeden aspekt. Wszyscy dziś inwestują w fotowoltaikę czy farmy wiatrowe, ale często finansowanie dotyczy samego zbudowania instalacji, a nie jej efektywnego wykorzystania. Mamy więc sytuację, gdzie energia jest, ale nie ma jak jej zużyć.

I tu właśnie wkraczają takie urządzenia, jak pompy ciepła czy kotły elektrodowe, pomagające bilansować sieć energetyczną. Kiedy w systemie jest nadmiar energii, pompa ją odbierze i przetworzy na ciepło. W tym czasie możemy wyłączyć kotły gazowe czy węglowe. Wykorzystujemy wówczas darmową energię, którą „przekuwamy” na konkretne korzyści dla miasta, dla mieszkańców i dla środowiska.

”

Potrzebna jest chęć współdziałania i otwartość na innowacje. Gliwice są dobrym przykładem – to duże miasto z zapleczem naukowym, z politechniką, z ludźmi, którzy mają wiedzę i odwagę, by wdrażać nowe technologie

TS: Pytała pani o potencjał – i to bardzo trafne pytanie. Trzeba pamiętać, że Gliwice to Śląsk – region, w którym przywiązanie do węgla i paliw kopalnych jest wciąż bardzo silne. Dlatego realizacja tak nowoczesnej inwestycji ma tutaj szczególne znaczenie. Pokazuje, że transformacja energetyczna jest możliwa również w miejscach, które przez dziesięciolecia były oparte na górnictwie.

Warto też wspomnieć o innych kierunkach. Obecnie rozwijamy projekty wykorzystujące wody kopalniane jako dolne źródło dla pomp ciepła. Mają one przez cały rok ponad 20°C i są dziś po prostu odprowadzane do rzek. My chcemy to ciepło odzyskać i wykorzystać. To doskonałe, choć wciąż trudne społecznie pole do wprowadzania nowych technologii.

Dlatego kluczowa jest rola ludzi – liderów, potrafiących myśleć wizjonersko, współpracować i szukać rozwiązań. Takich, którzy wierzą w to, co robią i mają w sobie pasję do wprowadzania zmian.

TS: Trudno sprzedawać coś, w co się nie wierzy. Trzeba wierzyć w technologię, którą się proponuje.

KT: To prawda, ale sama wiara nie wystarczy. Należy jeszcze umieć tę wiarę przekuć w działanie i rozwój. Nasza firma to zespół pasjonatów. Mamy dwa działy badawczo-rozwojowe, prowadzimy projekty, które wyprzedzają rynek. W tym roku otrzymaliśmy wielomilionowe dofinansowanie na rozwój nowego typu

przemysłowej pompy ciepła – rozwiązania, jakiego jeszcze nie ma na świecie. Pracujemy też nad kolejną technologią, która od stycznia ma wejść na rynek. Będzie przełomowa, zwłaszcza dla przemysłu spożywczego.

Zajmujemy się również cyberbezpieczeństwem – tematem w energetyce absolutnie kluczowym. Współpracujemy tu z przedsiębiorstwami zaliczanymi do infrastruktury krytycznej – między innymi z oczyszczalniami ścieków.

Wyobraźmy sobie sytuację: awaria zasilania i oczyszczalnia przestaje działać. W ciągu godzin ścieki trafiają do rzek, giną bakterie, proces biologiczny się zatrzymuje, a odbudowa może trwać tygodniami. My tworzymy systemy, które pozwalają takim obiektom pracować autonomicznie, w tzw. trybie wyspowym, bez dostępu do zewnętrznej energii.

Podobne rozwiązania stosujemy także w ciepłowniach czy wodociągach. Jeśli zabraknie prądu, nasze silniki potrafią podtrzymać pracę instalacji. To kwestia bezpieczeństwa – zarówno technologicznego, jak i społecznego.

Wynika z tego, że budowanie świadomości użytkowników i inwestorów jest dziś równie ważne, jak sama technologia.

KT: Zdecydowanie. Takie rozmowy, jak nasza, to właśnie element tej edukacji. Ludzie muszą zrozumieć, że energetyka to nie tylko prąd z gniazdka, a złożony system, wymagający mądrego zarządzania, dywersyfikacji i przygotowania na różne scenariusze.

Patrzmy choćby na doświadczenia Hiszpanii czy Portugalii – nikt nie spodziewał się, że problemy z energią mogą dotknąć tak rozwiniętych państw. A jednak...

TS: Blackout to nie pojęcie z filmów science fiction, a realne zagrożenie. W raportach bezpieczeństwa liczy się nawet, ile osób może zginąć przez brak prądu – ludzie uwięzieni w windach, niedziałające karetki, zatrzymane systemy w szpitalach...

KT: Dlatego myślimy o bezpieczeństwie systemowym. Ale problemem jest wciąż brak wiedzy. Robiliśmy niegdyś badania pytając: ile osób wie, czym jest kogeneracja? Na tysiąc – może kilka. Ludzie nie rozumieją, jak te technologie działają. Dlatego potrzebujemy edukacji: od szkół, po samorządy.

I może właśnie tu leży też rola mediów branżowych. Jeśli będziemy wspólnie tłumaczyć, promować i edukować, to wszyscy na tym zyskamy – i jako społeczeństwo, i jako branża. Bo te technologie nie są „magiczne”, one po prostu wymagają wiedzy, odpowiedzialności i zrozumienia.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”*



RENOLIN

Środki smarne
dla energetyki.

LUBRICANTS.
TECHNOLOGY.
PEOPLE.





fot. PGE Energia Ciepła

NA DRODZE DO CZYSTEGO CIEPŁA

Transformacja PGE Energia Ciepła

PGE Energia Ciepła

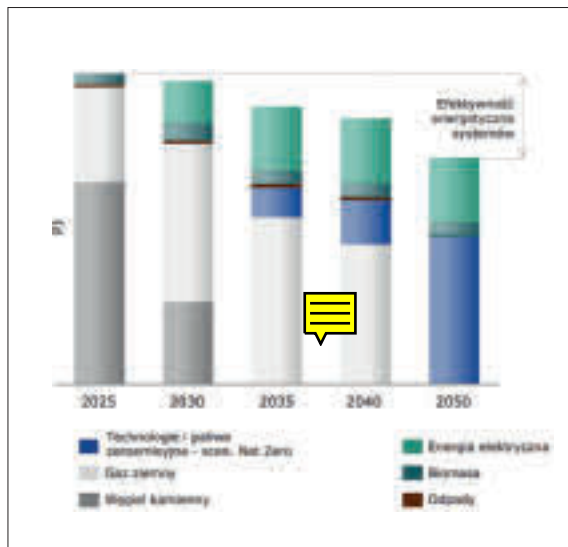
W czerwcu 2025 roku Grupa PGE zaprezentowała nową strategię do 2035 roku, której mottem jest „Energia Bezpiecznej Przyszłości. Elastyczność”. Dokument wyznacza kierunki rozwoju spółki na najbliższą dekadę, koncentrując się na inwestycjach w odnawialne źródła energii, nowoczesną infrastrukturę ciepłowniczą i dystrybucyjną oraz na zwiększeniu elastyczności systemu energetycznego.

Przyjęta strategia obejmuje kompleksowy Plan Inwestycyjny o wartości 235 mld zł. W jego ramach przewidziano: 175 mld zł na nakłady utrzymaniowe i rozwojowe, 39 mld zł na akwizycje, 21 mld zł na realizację opcji rozwojowych.

Jednym ze strategicznych obszarów działalności PGE jest #1 Czyste ciepło systemowe. Elektrociepłownie PGE Energia Ciepła ulegają dziś całkowitej transformacji – ciepłownictwo to jeden z najbardziej przekształcających się segmentów energetyki, gdzie

RYS. 1

Struktura produkcji
ciepła sieciowego
do 2050 roku
jako element
strategii sektora
ciepłowniczego
w GK PGE



zmienia się profil wytwórczy większości jednostek. Urządzenia wykorzystujące węgiel kamienny jako podstawowe źródło energii, do 2030 roku zostaną zastąpione w większości tymi spalającymi gaz ziemny jako paliwo przejściowe, a do 2050 roku nastąpi całkowita dekarbonizacja (rysunek 1).

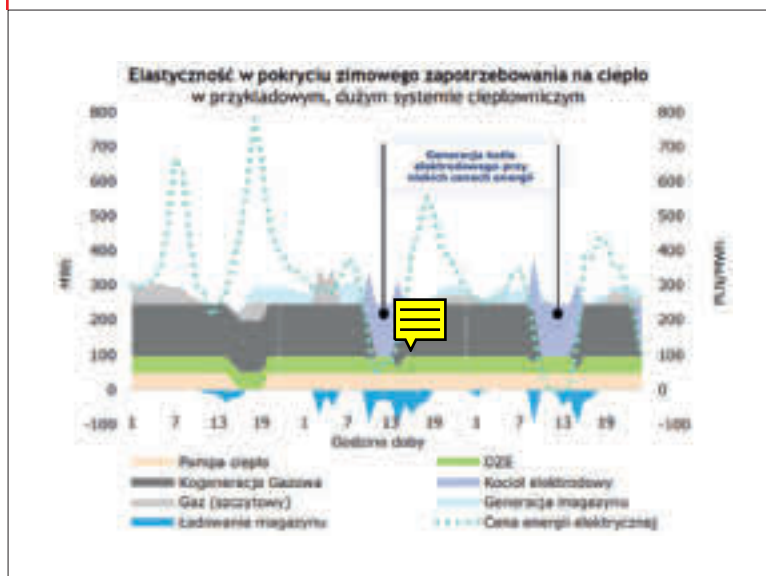
Cele i idee

Głównym celem procesu dekarbonizacji jest w pierwszej kolejności ograniczenie emisji CO₂ o 60%, a także obniżenie średniego poziomu strat sieciowych o 3 p.p. do 2035 roku w odniesieniu do poziomu z roku 2021 jako poziomu bazowego.

Proces transformacji aktywów wytwórczych obejmuje wszystkie jednostki ciepłownicze należące

RYS. 2

Praca elastyczna jednostki kogeneracyjnej wyposażonej w magazyn ciepła w odniesieniu do zmian cen energii elektrycznej



do Grupy PGE, a przyświeca temu idea dążenia do osiągnięcia efektywnego systemu ciepłowniczego oraz zwiększenie elastyczności i efektywności energetycznej. Realizacja tego planu pociąga za sobą wykorzystanie gazowych jednostek kogeneracyjnych, urządzeń Power to Heat oraz magazynów ciepła, umożliwiających akumulację ciepła pochodzącego z produkcji w skojarzeniu oraz ciepła z OZE.

Budując strukturę wytwórczą na podstawie tych trzech elementów, tworzymy jednostkę mogącą w sposób elastyczny dopasować produkcję ciepła do aktualnych zmian w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym, co wpływa pozytywnie na jego stabilność.

Przykładowy sposób pracy elastycznej jednostki kogeneracyjnej wyposażonej w magazyn ciepła w odniesieniu do zmian na rynku cen energii elektrycznej pokazuje rysunek 2.

Elektrociepłownie PGE Energia Ciepła ulegają dziś całkowitej transformacji – ciepłownictwo to jeden z najbardziej przekształcających się segmentów energetyki

Inwestycje PGE Energia Ciepła

Proces transformacji energetycznej w PGE Energia Ciepła jest już na zaawansowanym etapie, czego dowodem są liczne projekty inwestycyjne znajdujące się na różnych poziomach realizacji. Przykładem jest elektrociepłownia w Gdyni, w której prowadzone są następujące inwestycje:

- budowa źródła kogeneracyjnego na paliwo gazowe, opartego na agregatach kogeneracyjnych o mocy do 49,9 MWe i ok 48 MWt, której wykonawcą jest konsorcjum w składzie: SBB Energy S.A., Zakład Usługowo-Produkcyjny „ERGOM” Sp. z o.o. oraz Przedsiębiorstwo Budownictwa Przemysłowego „CELBUD-PRZEMYSŁÓWKA” Sp. z o.o. Na terenie inwestycji zakończono już etap robót konstrukcyjno-budowlanych, zrealizowano dostawy wszystkich jednostek wytwórczych. Ponadto prowadzone są prace montażowe maszyn i urządzeń. Planowany termin uruchomienia i przekazania do eksploatacji agregatów kogeneracyjnych to połowa 2026 r.

W ramach budowy źródeł kogeneracyjnych w elektrociepłowni gdynskiej prowadzona jest równo-

EC GDYNIA

Zabudowa silników
kogeneracyjnych



fol. PGE Energia Ciepła

legła inwestycja związana z budową gazociągu wysokiego ciśnienia DN300 MOP 8,4 MPa.

- Budowa dwóch biomasowych kotłów wodnych o mocy 15 MWt każdy, których wykonawcą jest firma ENERGIKA. W sierpniu bieżącego roku uzyskano decyzję pozwolenia na budowę, tym samym rozpoczynając pierwsze prace związane z wykonaniem fundamentów oraz palowaniem. Planowany termin uruchomienia i przekazania do eksploatacji kotłów biomasowych to druga połowa 2027 r.

W roku 2025 przekazano do eksploatacji nowoczesne jednostki wytwórcze w Siechnicach koło Wrocławia i w Bydgoszczy:

- EC Czechnica-2 to nowoczesna elektrociepłownia o mocy ok. 179 MWe oraz ok. 315 MWt, która zastąpiła wyeksploatowaną węglową jednostkę wytwórczą. W zakres nowej elektrociepłowni wchodzi: blok gazowo-parowy składający się z dwóch turbozespołów gazowych, dwóch kotłów odzysknicowych, turbozespołu parowego, a także kotłowni

EC CZECHNICA-2



fol. PGE Energia Ciepła



szczytowo-rezerwowej. Generalnym realizatorem inwestycji było konsorcjum Polimex Mostostal S.A. i Polimex Energetyka Sp. z o.o. Elektrociepłownię przekazano do eksploatacji w maju 2025 r.

- W Elektrociepłowni Bydgoszcz II, w czerwcu 2025 r. przekazano do eksploatacji nowe jednostki wytwórcze składające się z silników gazowych o mocy ok. 53 MWe, ok. 52 MWt, wodnego kotła gazowego o mocy 38 MWt, kotła parowego o mocy 25 MWt, a także kotła elektrodowego o mocy ok. 14 MWt. Generalnym realizatorem inwestycji było konsorcjum Polimex Energetyka Sp. z o.o. i Polimex Mostostal S.A.

W bieżącym roku rozstrzygnięte zostały również postępowania przetargowe i wybrano generalnych realizatorów inwestycji dla zadań:

- budowy kotłowni gazowej opartej na kotłach wodnych o mocy do 28 MWt w Gryfinie. Umowa została podpisana w lipcu 2025 r. z firmą Enervigo Sp. z o.o. Obecnie prowadzone są prace projektowe. W październiku uzyskano ostateczne pozwolenie na budowę nowej ciepłowni. Planowany termin uruchomienia i przekazania do eksploatacji kotłów wodnych to druga połowa 2026 r.
- Budowa źródła kogeneracyjnego w Krakowie na paliwo gazowe oparte na agregatach kogeneracyj-

nych o łącznej mocy do 99,8 MWe i ok. 100 MWt. Umowa została podpisana w lipcu 2025 r. z konsorcjum w składzie: Unibep S.A. oraz SBB Energy S.A. Aktualnie trwają prace projektowe. Planowany termin uruchomienia i przekazania do eksploatacji dwóch zestawów agregatów kogeneracyjnych to odpowiednio: druga połowa 2027 r. oraz druga połowa 2028 r.

Prowadzone są również postępowania przetargowe na wybór wykonawców realizacji zadań związanych z zabudową agregatów kogeneracyjnych w lokalizacji Szczecin i Gdańsk. Planowane terminy składania ofert w trwających postępowaniach to IV kwartał 2025 r.:

- budowa źródła kogeneracyjnego na paliwo gazowe, bazującego na agregatach kogeneracyjnych o mocy ok. 36 MWe i ok. 35 MWt dla elektrociepłowni w Gdańsku. Przy założeniu wyboru wykonawcy z końcem roku 2025, planowany termin przekazania do eksploatacji to druga połowa 2028 r.;
- budowa źródła kogeneracyjnego na paliwo gazowe opartego na agregatach kogeneracyjnych o mocy ok. 24 MWe i ok. 23 MWt dla elektrociepłowni w Szczecinie. Przy założeniu wyboru wykonawcy z końcem roku 2025, planowany termin przekazania do eksploatacji to pierwsza połowa 2028 r. ■



fot. Wilo

ECO MALBORK

oszczędza na pompowaniu

Sebastian Podsędek
redaktor BMP

Po 24 miesiącach eksploatacji nowego układu pomp kotłowych i sieciowych, w ECO Malbork stwierdzono obniżenie zużycia energii na poziomie od 31,9% do 43%, w zależności od roku odniesienia.

Początki zakładu ciepłowniczego w Malborku sięgają połowy lat sześćdziesiątych ubiegłego wieku. W 1991 roku powstało samodzielne Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Malborku, które sześć lat później przeszło na własność gminy. Po nabyciu większościowego udziału przez ECO SA, w maju 2007 roku spółka zmieniła nazwę na ECO Malbork sp. z o.o. Dziś działa na terenie miast: Malbork, Dzierzgoń, Nowy Staw, Prabuty oraz gminy Ryjewo,

produkując i dostarczając ciepło zgodnie z wysokimi standardami obowiązującymi w całej Grupie ECO. Jak informują jej przedstawiciele, obecnie priorytetem zakładu jest rozbudowa sieci w celu dotarcia do jak największej liczby odbiorców – „oferując im komfort użytkowania godny klienta XXI wieku”. Pomaga w tym Zintegrowany System Zarządzania, bazujący na normach ISO 9001:2015 (zarządzanie jakością) i ISO 14001:20015 (zarządzanie środowiskiem). Realizacji

celu służą też prowadzone inwestycje, np. w nowoczesne układy pompowe.

Pierwotny układ pompowy ciepłowni

Pierwotnie układ pompowy ECO Malbork składał się z sześciu pomp obiegowych (sieciowych), dostarczających wodę do sieci poprzez zespół czterech kotłów WR10, przy czym jeden z nich (kocioł nr 3) został już wycofany z eksploatacji. Dwie pompy sieciowe, odpowiednio o mocy 90 oraz 75 kW, były pompami z regulacją prędkości obrotowej, zaś pozostałe – tzw. pompami sztywnymi. Zmieszanie zimne realizowano dławieniowo na obejściu kotłów. W układzie pracowały trzy pompy zmieszania gorącego, które utrzymywały wymaganą temperaturę wody wlotowej do kotłów. O stabilizację ciśnienia na powrocie oraz jej uzupełnianie dbał zespół pomp stabilizująco-upełniających. Taki układ, ze względu na przestarzałą technologię oraz wiek, był nieefektywny energetycznie i generował duże koszty eksploatacyjne.

Przebudowa układu

Malborski układ został poddany analizie technicznej przez Wilo Polska Sp. z o.o. W jej wyniku stworzono koncepcję przebudowy starego układu, polegającą na zmianie technologii i zastosowaniu osobnego gniazda z czterema pompami kotłowymi Wilo-Atmos GIGA-B 80/140-18,5/2 oraz gniazda z taką samą liczbą pomp obiegowych Wilo-Atmos GIGA-N 80/200-55/2. Realizują one zmieszanie zimne i zapewniają przepływ w miejskiej sieci ciepłowniczej z pominięciem kotłów. Natomiast za zmieszanie gorące, którego celem jest utrzymanie odpowiedniej temperatury na wlocie do kotłów, odpowiadają dwie przepustnice z napędami elektrycznymi, którymi steruje nadrzędny system SCADA. W projekcie przewidziano także szafy zasilają-



**SZAFY ZASILAJĄCE
I STERUJĄCE**
pompami w ECO
Malbork

WYZWANIA DLA CIEPŁOWNICTWA

Największe wyzwanie dla branży ciepłowniczej to dziś odejście od dotychczasowych technologii produkcji ciepła opartych na węglu, czyli dekarbonizacja branży. Zadanie nie jest proste, gdyż wymaga zbudowania całkowicie nowych technologii wytwórczych (np. kogeneracji), a dodatkowo także technologii bazujących na odnawialnych źródłach energii (OZE). – Na realizację tego celu potrzeba dużych nakładów finansowych i stosunkowo krótkiego czasu, 3-4 lat. Ciepłownictwo systemowe chce zachować konkurencyjność: nie tylko cenową, ale i środowiskową względem innych alternatyw produkcji energii – mówi **Jan Hałuszczak**, prezes zarządu ECO Malbork.

ce i sterujące tymi pompami. Głównym założeniem tak przygotowanej koncepcji miało być obniżenie zużycia energii o ok. 30%.

Kolejnym etapem inwestycji było przygotowanie projektów wykonawczych w branży konstrukcyjno-mechanicznej oraz elektrycznej, zawierających szczegółowe opisy sposobu wykonania modernizacji. Trzeci i ostatni etap dotyczył natomiast wykonania przebudowy układu. Zakres prac obejmował demontaż starego układu pomp, dostawę i montaż czterech pomp obiegowych Wilo-Atmos GIGA-N 80/200-55/2 oraz czterech pomp kotłowych Wilo-Atmos GIGA-B 80/140-18,5/2, a także dostawę i zainstalowanie nowych kolektorów pomp PO i PK, armatury zwrotnej, odcinającej oraz regulacyjnej. Przebudowy wymagały również kolektory przed i za kotłami, ponadto należało zdemonstrować starą infrastrukturę elektryczną, zamontować nowe szafy zasilające i sterujące oraz wykonać wszystkie prace elektryczne. Ostatnim etapem inwestycji było uruchomienie nowego układu.

**ZAZIELENIANIE
SIECI**

Po 24 miesiącach eksploatacji nowego układu pomp kotłowych i sieciowych stwierdzono obniżenie zużycia energii na poziomie od 31,9% do 43%, w zależności od roku odniesienia



fot. Wilo

Rezultat?

Po 24 miesiącach eksploatacji nowego układu pomp kotłowych i sieciowych stwierdzono obniżenie zużycia energii na poziomie od 31,9% do 43%, w zależności od roku odniesienia. – Można więc stwierdzić, że finalny efekt przewyższył i tak niezwykle ambitne założenia koncepcyjne – podkreśla Jan Hałuszczak,

grzewczego niż jest to potrzebne naszym klientom – mówi J. Hałuszczak. – Pamiętajmy, że niedługo ciepło systemowe będzie zasilane także źródłami OZE, które pracując przy niższych temperaturach będą wymagały precyzyjnego sterowania przepływem, właśnie z wykorzystaniem nowoczesnych pomp o wysokiej sprawności i elastyczności – tłumaczy.

”

Dla zrealizowanej inwestycji Prezes URE przyznał przedsiębiorstwu białe certyfikaty, czyli świadectwo efektywności energetycznej, które potwierdza ilość energii zaoszczędzonej dzięki modernizacji

prezes zarządu ECO Malbork. Zaznacza, że inwestycje w modernizację układów pompowych mogą być skutecznym narzędziem poprawy efektywności w mniej-
szych systemach ciepłowniczych. – Nowoczesne układy pompowe są elastyczne i pozwalają dostarczać tyle ciepła, ile jest odbiorcom potrzebne, nie ma więc potrzeby pompowania większych ilości czynnika

Uzyskane korzyści

Dla zrealizowanego zadania Prezes URE przyznał przedsiębiorstwu białe certyfikaty, czyli świadectwo efektywności energetycznej, które potwierdza ilość energii zaoszczędzonej dzięki modernizacji. Może być ona przedmiotem obrotu na Towarowej Giełdzie Energii, co pozwala pozyskać dodatkowe środki na inwestycje.

Nowy układ pompowy jest na tyle elastyczny, że umożliwia dołączanie w przyszłości nowych źródeł ciepła. Prezes ECO Malbork dodaje, że w ciągu najbliższych dwóch lat w mieście będzie funkcjonować drugi, nowy gazowy układ kogeneracyjny. – Zamierzamy postawić kocioł gazowy oraz źródła OZE. Jeśli w przeciągu 2-3 lat uda nam się zrealizować te plany, to prawdopodobnie produkcja ze źródeł węglowych zostanie zredukowana do około 20%. Obecnie jest to mniej więcej 76% – podsumowuje Jan Hałuszczak.

*Opracowano na podstawie materiałów
ECO Malbork oraz Wilo ■*

Obniżenie zużycia
energii elektrycznej

20–25%

Zmniejszenie
emisji CO₂

20–25%

Czas zwrotu
inwestycji

3–6 lat



Zmodernizuj z Wilo układ pompowy kotłowni i ciepłowni o mocy 10–50 MWt

Niezawodne pompy dławnicowe Wilo do źródeł ciepłowniczych
konwencjonalnych oraz kogeneracyjnych



BIOMASA

STABILNY FILAR CZYSTEJ ENERGII

ResInvest Commodities

W czasach, gdy Europa intensyfikuje wysiłki na rzecz dekarbonizacji i bezpieczeństwa energetycznego, biomasa coraz częściej postrzegana jest nie tylko jako alternatywa, lecz strategiczny element zrównoważonego mixu energetycznego.

Jej potencjał jest szczególnie widoczny w Europie Środkowej – regionie, który dysponuje zarówno zasobami surowcowymi, jak i doświadczeniem w eksploatacji paliw stałych.

Dlaczego biomasa?

Biomasa nie zwiększa ilości dwutlenku węgla w atmosferze – jest paliwem o neutralnym bilansie węglowym wspierającym cele klimatyczne bez rezy-

gnacji z bezpieczeństwa dostaw. Co więcej, umożliwia znaczną redukcję emisji gazów cieplarnianych i stanowi doskonałe uzupełnienie miksu energetycznego opartego na zróżnicowanych źródłach.

Europa Środkowa ma wyjątkowo korzystne warunki do wykorzystania biomasy:

- dostęp do lokalnych surowców,
- rozwiniętą infrastrukturę logistyczną i produkcyjną,
- kompetencje technologiczne.

Elastyczność dla dużych i małych odbiorców

Biomasa może być wykorzystywana zarówno w dużych elektrociepłowniach, jak i w mniejszych kotłowniach. W wielu przypadkach wystarczy adaptacja istniejących instalacji węglowych, co znacznie redukuje koszty inwestycyjne. Dodatkowo nowoczesne systemy oczyszczania spalin umożliwiają efektywne wykorzystanie różnych rodzajów biomasy, w tym materiałów wtórnych.

Z ekonomicznego punktu widzenia biomasa daje wiele korzyści. Nie jest obciążona kosztami zakupu uprawnień do emisji CO₂, co stanowi istotny atut dla dużych przedsiębiorstw energetycznych i dla mniejszych zakładów ciepłowniczych.

ResInvest Commodities to partner, który łączy doświadczenie i skalę działania

Kluczowym czynnikiem w wykorzystaniu biomasy jest zapewnienie ciągłości dostaw, standaryzacji jakości i stabilności cen. W tym obszarze ogromne znaczenie ma doświadczenie i infrastruktura dostawcy.

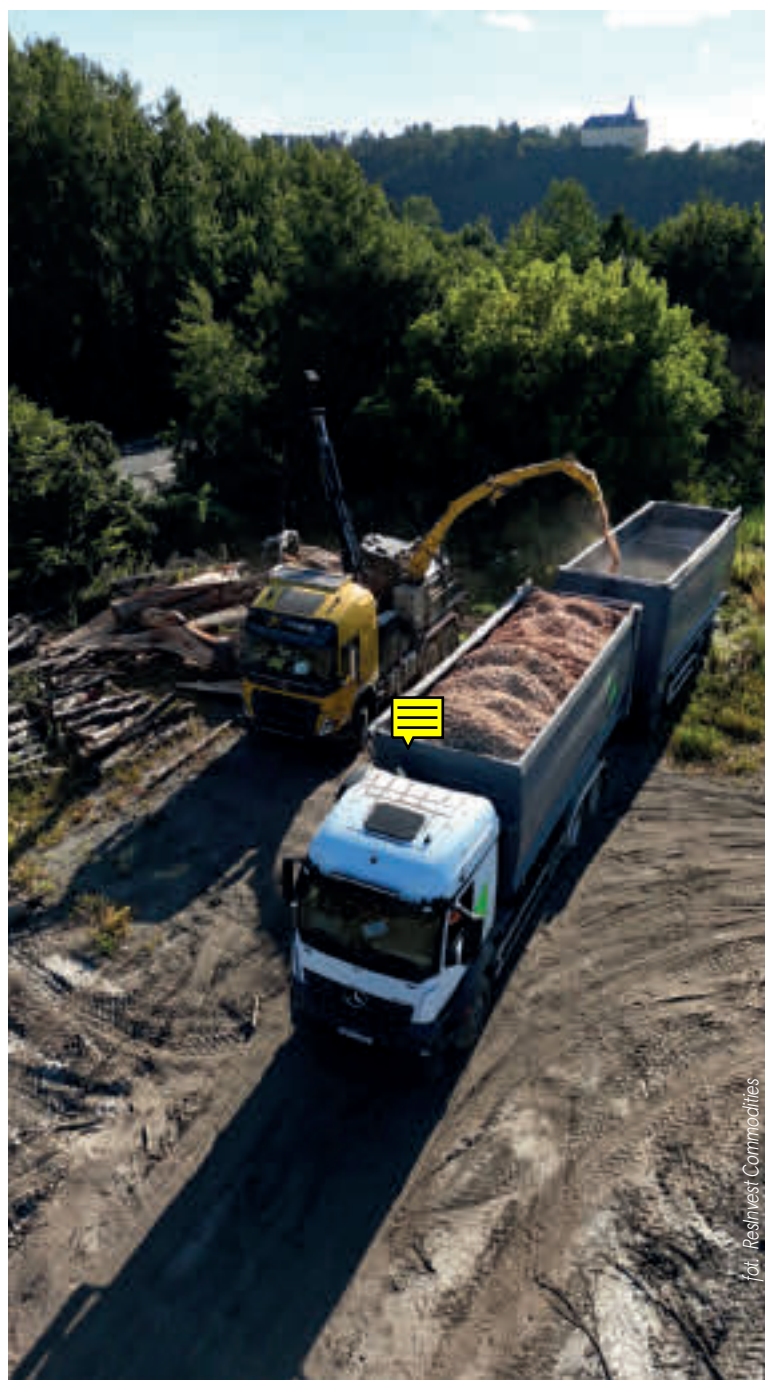
Od 1 listopada br. spółka EP Resources zmieniła nazwę na ResInvest Commodities, pozostając wiodącym dostawcą tradycyjnych i odnawialnych paliw w Europie Środkowej i Wschodniej. Łączy własną produkcję biomasy z rozbudowaną siecią logistyczną, dzięki czemu swoim partnerom może zaoferować:

- stabilne dostawy certyfikowanej biomasy,
- stabilność cen,
- wsparcie techniczne przy zmianie źródła paliwa,
- rozwiązania dopasowane do skali i potrzeb klienta.

ResInvest Commodities wykorzystuje doświadczenia zdobyte w licznych projektach konwersji paliw, aby wspierać klientów w maksymalizowaniu efektywności energetycznej i środowiskowej biomasy, poczynawszy od zrębków drzewnych, po pellet i biomasę roślinną. Firma wspomaga nie tylko proces transformacji energetycznej, ale również rozwój lokalnych rynków i miejsc pracy.

Biomasa – więcej niż alternatywa

Dziś biomasa nie jest już postrzegana jako jednorazowe rozwiązanie zastępcze, lecz trwały element zrównoważonej gospodarki energetycznej. Dzięki partnerstwu z ResInvest Commodities przejście na czystsze źródła energii staje się nie tylko realne, ale



Fot. ResInvest Commodities

również ekonomicznie uzasadnione i technologicznie stabilne.

ResInvest Commodities jest częścią ResInvest Group, obecnej od 2009 roku na 16 globalnych rynkach. Połączenie międzynarodowego doświadczenia z wieloletnią praktyką na europejskim rynku surowców zapewnia klientom niezawodne dostawy i wsparcie logistyczne na najwyższym poziomie. ■

DOŚWIADCZENIE

Dzięki niemu maksymalizujemy nasze efekty i świadomie wspieramy klienta

Więcej informacji dostępnych tutaj:
resinvestcommodities.com

PODNOSZENIE BEZPIECZEŃSTWA
Co roku Stoen Operator inwestuje w infrastrukturę techniczną służącą podnoszeniu poziomu dostaw energii elektrycznej oraz gwarantującą bezpieczeństwo wykonywanych przy niej prac



fot. Stoen Operator

BEZPIECZEŃSTWO W PRACY NA PIERWSZYM MIEJSCU

Praca stołecznych ekip Stoen Operator

Stoen Operator

Dystrybucja energii elektrycznej to kluczowy element naszej codzienności, choć często nie zdajemy sobie sprawy z jej skomplikowanej natury. Za zapewnienie ciągłości dostaw, nawet w najtrudniejszych warunkach, odpowiadają zespoły terenowe. Ich praca jest niezwykle wymagająca: muszą radzić sobie z trudnymi warunkami pogodowymi, urbanistycznymi, uwzględniać skomplikowane techniczne aspekty związane z urządzeniami dostarczającymi energię elektryczną i bez wyjątku przestrzegać licznych procedur oraz wytycznych. Najważniejszą kwestią i bezwzględnym priorytetem jest jednak bezpieczeństwo pracy.

Pracownicy terenowi (elektromonterzy) stanowią znaczącą grupę osób zatrudnionych w stołecznym operatorze systemu dystrybucyjnego (OSD). Tworzą oni zespoły techniczne, które odpowiadają za eksploatację urządzeń elektroenergetycznych, tj. reagowanie na awarie sieci elektroenergetycznej na

terenie Warszawy i okolic. Całodobowo wspierają monitorowanie stanu sieci, dbają o bezpieczeństwo i niezawodność jej działania.

Ich zadania wiążą się z dużym ryzykiem. Prowadzą prace przy urządzeniach pozostających pod napięciem, na wysokości i w głębokich wykopach.

Ze względu na uwarunkowania miejskie niejednokrotnie działają w obszarach wzmożonego ruchu drogowego. Wykonują obowiązki pod presją czasu i często w trudnych warunkach pogodowych. Od ich wiedzy, doświadczenia i szybkości reagowania zależy bezpieczeństwo energetyczne stolicy. Czas reakcji jest kluczowy, aby zminimalizować skutki awarii dla odbiorców energii elektrycznej. Wymaga to nie tylko umiejętności technicznych, ale również zdolności do szybkiego podejmowania decyzji i zarządzania stresem. – Stoen Operator działa w specyficznym terenie. Jesteśmy jedynym typowo miejskim OSD, a dodatkowo zapewniamy ciągłość dostaw dla odbiorców strategicznych w skali państwa. W Warszawie przecież mieści się wiele krytycznie istotnych obiektów i instytucji – mówi Tomasz Żuraw, dyrektor pionu Usług Sieciowych w Stoen Operator.

Kompetencje, umiejętności i wiedza

Praca w terenie powiązana jest z szerokim zakresem procedur i regulacji. Wśród nich są przepisy bezpieczeństwa i higieny pracy, normy techniczne, wytyczne dotyczące ochrony środowiska i procedury awaryjne. To oznacza, że pracownicy muszą stale się szkolić i aktualizować swoją wiedzę, a także być w stanie szybko dostosować się do zmieniających się wymogów związanych głównie z rozwojem nowych technologii budowy i eksploatacji urządzeń elektroenergetycznych. Stoen Operator kładzie silny nacisk na ten obszar rozwoju pracowników. – Bezpieczeństwo jest kluczowym aspektem pracy zespołów w terenie. Ze względu na potencjalnie niebezpieczne warunki pracy, nasi koledzy muszą być dobrze wyszkoleni w zakresie technologii pracy i wyposażeni w odpowiednie środki ochrony osobistej oraz narzędzia. Wymaga to nie tylko

przestrzegania obowiązujących przepisów, ale również ciągłego podnoszenia kultury bezpieczeństwa pracy, która promuje odpowiedzialne zachowania i minimalizuje ryzyko – podkreśla rolę BHP ekspert firmy.

”

Z roku na rok sieć elektroenergetyczna Stoen Operator wyposażana jest w nowe urządzenia, opracowane z wykorzystaniem najnowszych technologii

W celu utrzymania wysokiego poziomu bezpieczeństwa pracy, w Stoen Operator wdrożono szereg regulacji opartych na ogólnych i szczegółowych wytycznych BHP, system cyklicznych szkoleń z zakresu technologii wykonywania prac oraz bezpiecznej obsługi nowych urządzeń elektroenergetycznych. Tematy BHP są codziennie poruszane na porannych odprawach zespołów terenowych. Istotne jest również inicjowanie i promowanie przez kadrę zarządzającą projektów z obszaru BHP. W ramach jednego z nich elektromonterzy mogą zgłaszać własne pomysły dotyczące poprawy warunków pracy. Dzięki przyjętym zasadom i wymienionym aktywnościom ograniczono do minimum ryzyko wypadków na stanowiskach pracy. Dowodem na skuteczność tego podejścia jest liczba wypadków przy pracy – w wynikach stołecznego OSD od 10 lat wskaźnik ten jest na bardzo niskim poziomie.

WIEDZA I UMIEJĘTNOŚCI

Wraz z szeroką gamą użytych rozwiązań technicznych idą w parze systemy bieżących szkoleń dla wielu grup pracowników technicznych. Ciągły rozwój oraz pozyskiwanie wiedzy i umiejętności jest gwarancją minimalizacji ryzyk zawodowych



fol. Stoen Operator



PRACOWNICY TERENOWI

stanowią znaczącą grupę osób zatrudnionych w stołecznym operatorze systemu dystrybucyjnego. Tworzą oni zespoły techniczne, które odpowiadają za eksploatację urządzeń elektroenergetycznych

Nowoczesność wsparciem bezpieczeństwa

Z roku na rok sieć elektroenergetyczna Stoen Operator wyposażana jest w nowe urządzenia, opracowane z wykorzystaniem najnowszych technologii. Sieć dystrybuująca energię elektryczną staje się również coraz bardziej zdigitalizowana. Wszystko po to, aby zapewnić ciągłą dostawę energii elektrycznej do odbiorców oraz zminimalizować ryzyko wystąpienia zagrożeń w codziennej pracy osób z nich korzystających.

Wraz z szeroką gamą użytych rozwiązań technicznych idą w parze systemy bieżących szkoleń dla wielu grup pracowników technicznych. Ciągły rozwój oraz pozyskiwanie wiedzy i umiejętności jest gwarancją minimalizacji ryzyk zawodowych.

W zakresie bezpieczeństwa pracy Stoen Operator kooperuje z innymi spółkami Grupy E.ON, której jest częścią. Przykład to m.in. pilotażowe wdrożenie w stacjach elektroenergetycznych Stoen Operator urządzenia Voltector, alarmującego pracowników w przypadku omyłkowej próby otwarcia drzwi do pola pozostającego pod napięciem. W ramach grupy E.ON obligatoryjnie w spółkach sieciowych wdrożono także procedurę *Last minute risk assessment*. Zgodnie z nią pracownicy każdorazowo przed przystąpieniem do pracy zobowiązani są zatrzymać się i rozpoznać wszystkie zagrożenia w miejscu wykonywanych obowiązków. Jeśli w ramach tej procedury zidentyfikowane zostanie przynajmniej jedno z czterech wskazanych zagrożeń, pracownik ma obowiązek zaprzestać dalszej

pracy i bezzwłocznie powiadomić o tym bezpośredniego przełożonego.

Wskazana procedura obowiązuje wszystkich pracowników terenowych i została zaimplementowana w systemie informatycznym mTask. Od roku 2021 jest on podstawowym narzędziem elektromonterów, poprzez który przekazywane są im zadania do wykonania. Dzięki niemu mają także bezpośredni dostęp do systemów kategorii SCADA i GIS, umożliwiających identyfikację struktury sieci, co jeszcze bardziej zwiększa bezpieczeństwo pracy.

– Co roku inwestujemy w infrastrukturę techniczną służącą podnoszeniu poziomu dostaw energii elektrycznej oraz gwarantującą bezpieczeństwo wykonywanych przy niej prac. W cyklicznej, anonimowej ankiecie pracowniczej pytamy zatrudnionych, jak oceniają prowadzone w organizacji działania zorientowane na bezpieczeństwo pracy i tematy zdrowotne – informuje Tomasz Żuraw. – Wyniki, jakie otrzymujemy, budzą duży optymizm i inspirują nas do podejmowania dalszych działań na rzecz ochrony kadry i wprowadzania kolejnych innowacji. Możemy pochwalić się pionierskimi rozwiązaniami, które zostały wdrożone w innych spółkach Grupy E.ON. Dodatkowo nadmienię, że wyróżnia nas także bardzo niski odsetek wypadków przy pracy. To dowód na realizację naszego zobowiązania w stosunku do pracowników – podsumowuje. ■



Rozwiązania w uzdatnianiu wody

Dowożąc czystość każdego dnia

www.ecolutia.com



Zadzwoń: +48 577 055 922 lub e-mail: info@ecolutia.com

ROSYJSKA FLOTA CIENI

Nowe ryzyka dla bezpieczeństwa energetycznego i infrastruktury

dr Karolina Wojtasik

Polskie Towarzystwo Bezpieczeństwa Narodowego

Po rozpoczęciu rosyjskiej inwazji na Ukrainę, UE nałożyła sankcje na rosyjski sektor energetyczny, ograniczając sprzedaż ropy i produktów naftowych. W odpowiedzi Kreml stworzył tzw. flotę cieni, czyli sieć tankowców używanych do obchodzenia restrykcji. Statki te pozwalają Federacji Rosyjskiej nadal generować dochody z eksportu ropy, ale stanowią też poważne zagrożenie dla bezpieczeństwa na wielu płaszczyznach.

Szacunki dotyczące skali floty cieni (ang. *dark fleet/shadow fleet*) wahają się szeroko. Najczęściej podaje się, że liczy ona od kilkuset do ponad tysiąca tankowców. Różnica wynika z celowego zaciemniania własności i rejestracji jednostek. Najczęściej to wiekowe i wysłużone tankowce, co zwiększa ryzyko awarii i katastrof ekologicznych. Statki składające się na flotę cieni najczęściej rejestruje się pod tzw. wygodnymi banderami (np. Panama, Wyspy Marshalla, Liberia czy Gabon), czyli w krajach, gdzie wymogi dotyczące stanu technicznego, niezbędnych certyfikatów oraz ubezpieczenia nie są tak restrykcyjne jak w UE.

Omawiane tankowce transportują ropę i produkty ropopochodne. Są, przede wszystkim, narzędziem do omijania sankcji na rosyjskie surowce energetyczne, jednakże realizują też inne zadania, stanowiąc poważne zagrożenie nie tylko dla interesów ekonomicznych, ale przede wszystkim bezpieczeństwa państw rejonu Morza Bałtyckiego.

Jak działa flota cieni?

Flota cieni działa poprzez zestaw skoordynowanych technik maskowania, które utrudniają wykrycie ładunku i egzekwowanie ograniczeń w handlu ropą. Po pierwsze, statki celowo wyłączają lub manipulują systemem AIS

(Automated Identification System), co powoduje zanik sygnału transpondera i uniemożliwia pełne odtworzenie trasy rejsu przez służby i operatorów systemów monitoringu. Po drugie, armatorzy stosują różne zabiegi mające wprowadzić bałagan w dokumentacji: wielokrotne zmiany nazwy jednostki, bandery i nominalnych właścicieli, a także wykorzystanie spółek-pośredników, co rozmywa odpowiedzialność i utrudnia powiązanie statku z Federacją Rosyjską. Po trzecie, szeroko wykorzystywane są przeładunki statek – statek (STS) na otwartych akwenach, często w pobliżu neutralnych wód i w sąsiedztwie rynków azjatyckich, na przykład u wybrzeży Malezji. Operacje te pozwalają mieszać partie surowca i zacierać pierwotne pochodzenie ładunku. Po czwarte, jednostki wyprowadzane są spod nadzoru zachodnich ubezpieczycieli – zamiast polis z UE czy USA korzystają z ochrony oferowanej przez podmioty z Chin, Indii lub ZEA, nierzadko o mniejszej zdolności do wypłaty roszczeń. Po piąte wreszcie, ropa kierowana jest do państw skłonnych utrzymywać wymianę handlową z Federacją Rosyjską, takich jak Indie czy Chiny, gdzie bywa mieszana i rafinowana wraz z innymi surowcami, co w praktyce utrudnia identyfikację jej rosyjskiego pochodzenia na podstawie dokumentów przewozowych i świadectw jakości. Wszystkie te elementy składają się na spójny model działania, którego celem jest zaciemnienie łańcucha własności i logistyki oraz obniżenie ryzyka wykrycia naruszeń.

Dlaczego Rosja potrzebuje floty cieni?

Państwa G7 i Unia Europejska wprowadziły limit cenowy na rosyjską ropę na poziomie 60 dolarów za baryłkę, aby ograniczyć wpływy budżetowe państwa, które prowadzi wojnę na Ukrainie. Funkcjonowanie nieprzejrzystej sieci statków umożliwia sprzedaż surowca powyżej pułapu cenowego, zwłaszcza na rynkach, które nie uczestniczą w reżimie sankcyjnym, takich jak Chiny, Indie i inne państwa azjatyckie. Z ana-

litycznych zestawień wynika, że znaczna część dostaw do Azji była realizowana po cenach przekraczających 60 dolarów, co oznacza, że Federacja Rosyjska utrzymuje istotne strumienie przychodów ze sprzedaży ropy, mimo formalnych ograniczeń.

”

Jednostki należące do floty cieni są wykorzystywane nie tylko do transportu ropy, ale również do prowadzenia działań wywiadowczych i sabotażowych

Działalność floty cieni budzi istotne zastrzeżenia społeczności międzynarodowej. Zwiększa ryzyko zdarzeń środowiskowych: eksploatacja starszych, słabiej ubezpieczonych i gorzej utrzymanych tankowców wiąże się z większym prawdopodobieństwem wycieków i kolizji, zwłaszcza na intensywnie uczęszczanych szlakach. Podważa ponadto skuteczność sankcji, ponieważ umożliwia Rosji generowanie dochodów, które mogą wspierać prowadzenie działań zbrojnych, osłabiając presję ekonomiczną. Wprowadza również niestabilność na rynkach energetycznych: nielegalne lub półlegalne operacje transportowe zacierają przejrzystość przepływów, utrudniając egzekwowanie standardów bezpieczeństwa i ubezpieczeniowych, a w konsekwencji sprzyjają zakłóceniom w globalnym handlu ropą.

Sabotaż i działania wywiadowcze

Jednostki należące do floty cieni są wykorzystywane nie tylko do transportu ropy, ale również do prowadzenia działań wywiadowczych i sabotażowych.

Fot. 123rf

Te same techniki maskowania, które służą omijaniu sankcji, tworzą idealne warunki do rozpoznania i zakłócania funkcjonowania morskiej infrastruktury krytycznej: podmorskich kabli telekomunikacyjnych, interkonektorów energetycznych, rurociągów oraz sieci zasilających farmy wiatrowe. Sabotaż na morzu bywa relatywnie łatwy do wykonania i trudny do przypisania, ponieważ do wywołania awarii wystarczy przeciągnięta kotwica lub „awaryjne” dryfowanie nad trasą przebiegu kabla, by spowodować drogie i długotrwałe przerwy.

Jednym z najciekawszych materiałów w tej sprawie jest projekt skandynawskich nadawców publicznych – DR (Dania), NRK (Norwegia), SVT (Szwecja) i Yle (Finlandia), którzy wiosną 2023 r. jednocześnie wyemitowali serial dokumentalny zatytułowany „Putin's Shadow War” (Tajna wojna Putina). Materiał pokazuje jedno z najlepiej udokumentowanych dziennikarskich śledztw dotyczących rosyjskich operacji rozpoznawczych na morzach północnej Europy. Dziennikarze ponad rok analizowali duże zbiory danych: obrazy satelitarne i zapisy AIS, czyli automatycznego systemu identyfikacji statków. Dzięki temu byli w stanie śledzić trasy i zachowania jednostek pływających po wodach nordyckich, pokazując, że wiele z nich poruszało się w bezpośredniej bliskości kabli podmorskich, rurociągów oraz morskich farm wiatrowych, a część rejsów odbywała się z wyłączonym transponderem AIS. Wszystkie wymienione media opublikowały ustalenia równocześnie, a metodologia opierała się na krzyżowym potwierdzaniu danych z wielu źródeł.

”

Jednostki zaliczane do floty cieni nie tylko mapują morską infrastrukturę, ale także są dla niej poważnym zagrożeniem

Działania Admirała Władimirskiego

Jednym z symboli śledztwa stał się rosyjski statek Admirał Władimirski – formalnie jednostka oceanograficzna. Dziennikarze DR nagrali na jego pokładzie zamaskowanych, uzbrojonych mężczyzn. Statek poruszał się wtedy z wyłączonym AIS i zwalniał w pobliżu instalacji energetycznych na Morzu Północnym. Jednostka przepływała wielokrotnie wokół kilku farm wiatrowych, co potwierdzały ślady w danych pozycyjnych i relacje ekspertów cytowanych w prasie branżowej. Analitycy oceniali, że celem mogło być rozpoznanie słabych punktów infrastruktury: od kabli zasilających turbiny, po magistrale komunikacyjne.

Zidentyfikowano około 50 statków o podejrzanych wzorcach żeglugi na nordyckich wodach – często z wyłączeniem AIS, długimi „postojami” (loitering) nad

trasami kabli czy w pobliżu rurociągów i farm wiatrowych. W przypadku Szwecji odnotowano 27 takich jednostek wchodzących w wody terytorialne. Zespół NRK opublikował raport metodologiczny, w którym opisał budowę własnego systemu do analizy miliardów rekordów AIS, łączenie danych z otwartych źródeł (w tym państwowych API i sieci AISHub), a także procedury zestawiania trajektorii statków z mapami podmorskich kabli, stref ćwiczeń NATO lub miejsc postoju jednostek o napędzie jądrowym.

Dziennikarze wykazali powtarzalny wzorec: jednostki o niejasnym profilu (czasem badawcze, czasem rybackie) wyciszają AIS w kluczowych momentach, zwalniają i dryfują nad liniami kabli zasilających morskie farmy, nad rurociągami lub w okolicach węzłów telekomunikacyjnych. W materiale także poświęcono sporo miejsca sytuacji na Bałtyku, a zwłaszcza ruchom rosyjskich jednostek w czasie, gdy doszło do wysadzenia trzech nitek Nord Stream. W efekcie rządu w regionie zaczęły wzmacniać nadzór nad podejrzanymi jednostkami i infrastrukturą offshore. Szefowie służb nordyckich (np. w wypowiedziach cytowanych przez media) ostrzegali, że widzą w tym typowe „przygotowania do sabotażu” – mapowanie celów i potencjalnych punktów nacisku w razie napięć lub np. wzmocnienia sankcji. Kreml, co nie dziwi, odrzucił wnioski jako „błędne” i „stronnicze”, oskarżając zachodnie media o „demonizowanie” Rosji. Po głośnym śledztwie skandynawskich nadawców temat zyskał na popularności, a media na całym świecie opisywały przebiegi rejsów i „postojów” przy farmach wiatrowych po brytyjskiej i holenderskiej stronie Morza Północnego. Powstały też wartościowe materiały na temat rejonu Morza Bałtyckiego. Film dokumentalny DW Documentary „Putin's fleet – Russian espionage in the Baltic Sea” poświęcony jest rosyjskiej aktywności rozpoznawczej na Morzu Bałtyckim oraz wynikającym z niej zagrożeniom dla podmorskiej infrastruktury krytycznej, w tym kabli telekomunikacyjnych i połączeń energetycznych. Materiał łączy wypowiedzi ekspertów z analizą ogólnodostępnych danych (m.in. sygnałów AIS i obrazowania satelitarnego) oraz materiałów reporterskich, ilustrując, w jaki sposób jednostki określane jako badawcze lub pomocnicze mogą pełnić funkcje wywiadowcze. Dokument wpisuje temat Bałtyku w szerszy kontekst działań hybrydowych i prezentuje reakcje państw regionu, w tym zintensyfikowany nadzór nad infrastrukturą i współpracę w ramach NATO.

Jednostki zaliczane do floty cieni nie tylko mapują morską infrastrukturę, ale także są dla niej poważnym zagrożeniem. Podmorskie kable – zarówno telekomunikacyjne, jak i elektroenergetyczne – coraz częściej padają ofiarą działań, których skutki są poważne, a atrybucja trudna do udowodnienia. Podmorskie kable światłowodowe przenoszą ponad 95% międzynarodowego ruchu danych, a podmorskie interkonektory i sieci kabli zasilających farmy wiatrowe spinają systemy energetyczne państw. W takim środowisku nawet prozaiczny manewr – kotwica zaczepiona o dno – może

stać się narzędziem istotnych zakłóceń. Analizy branżowe i prace Międzynarodowego Komitetu Ochrony Kabli (ICPC) pokazują, że uszkodzenia przez kotwice i narzędzia rybackie należą do najczęstszych przyczyn awarii kabli, zwłaszcza na płytkich, uczęszczanych akwenach. Dlatego gdy dojdzie do incydentu, można zamaskować sabotaż jako wypadek.

Najbardziej znanym przykładem działalności sabotażowej floty cieni jest póki co incydent z tankowcem *Eagle S* w Zatoce Fińskiej. 25 grudnia 2024 r. doszło do przerwania pracy interkonektora energetycznego *Estlink 2* łączącego Finlandię i Estonię oraz do uszkodzenia czterech kabli telekomunikacyjnych; śledczy odtworzyli na dnie morską bruzdę o przebiegu około 90 kilometrów, odpowiadającą trasie przeciągania kotwicy, a następnie wydobyli z dna brakującą kotwicę jednostki. Władze fińskie wskazały, że alternatywne połączenia zminimalizowały wpływ zdarzenia na bezpieczeństwo energetyczne i łączność, jednak skala szkód materialnych została wstępnie oszacowana na około 60-70 mln euro. Statek pływa pod banderą Wysp Cooka i był wiązany przez służby z flotą cieni transportującą rosyjską ropę poza reżimem sankcyjnym. W przestrzeni medialnej pojawił się ponadto wątek możliwego doposażenia *Eagle S* oraz powiązanego z nim tankowca *Swiftsea Rider* w sprzęt do nasłuchu i rejestrowania aktywności jednostek NATO; doniesienia te zostały opublikowane przez serwis branżowy *Lloyd's List*, który powoływał się na źródła komercyjne mające kontakt z operatorem statku. Należy jednak podkreślić, że są to ustalenia dziennikarskie, a nie rozstrzygnięcia organów procesowych i jako takie wymagają dalszej weryfikacji w toku postępowania.

Na poziomie polityczno-wojskowym państwa regionu i NATO odpowiedziały w dwóch wymiarach. Po pierwsze, NATO uruchomiło 14 stycznia 2025 r. aktywność *Baltic Sentry*, wzmacniając dozór nad infrastrukturą podmorską w rejonie Bałtyku z użyciem fregat, samolotów patrolowych i bezzałogowców morskich oraz rozbudowując wymianę danych z operatorami. Po drugie, UE zaczęła systemowo ograniczać pole manewru floty cieni: w 18. pakiecie sankcji z 18 lipca 2025 r. dopisano kolejne jednostki do zakazu dostępu do portów i usług, podnosząc łączną liczbę wymienionych statków do 444 jednostek.

Środowisko

W grudniu 2024 r. w Cieśninie Kerczeńskiej doszło do jednej z najpoważniejszych katastrof ekologicznych w regionie Morza Czarnego. Podczas sztormu dwa rosyjskie tankowce typu Volgoneft uległy poważnej awarii. *Volgoneft-212* rozpadł się na dwie części i zatonął, a *Volgoneft-239* osiadł na mieliźnie. Oba statki przewoziły mazut, czyli ciężkie paliwo opałowe, będące pozostałością po destylacji ropy naftowej. W razie wycieku jest on wyjątkowo trudny do usunięcia, bo nie odparowuje jak lżejsze frakcje ropy. Mazut tworzy lepką warstwę na wodzie, która przykleja się do ptaków, ssaków morskich



Fot. 123rf

i linii brzegowej. Może utrzymywać się w środowisku przez wiele lat.

W wyniku opisanych wyżej wydarzeń do morza wyciekło wg różnych szacunków od 3700 nawet do 5000 ton mazutu. W wyniku wycieku rozległe obszary wybrzeża zostały skażone. Na plażach pojawiły się setki martwych ptaków, w tym mewy i kormorany, a także martwe ssaki, jak delfiny i foki, oraz tysiące meduz. Wiele zwierząt utonęło oblepionych mazutem, inne umierały z powodu zatrucia. Eksperci ocenili, że skutki tej katastrofy będą odczuwalne przez lata – substancje ropopochodne wnikały w piasek i osady dennie, a ich rozkład może potrwać dekady. Ucierpiały również lokalne społeczności, których dochód zależy od rybołówstwa i turystyki. Wydarzenia z grudnia 2024 roku stały się ostrzeżeniem, że eksploatowanie przestarzałych jednostek w celu obchodzenia sankcji może mieć poważne ekologiczne konsekwencje wszędzie tam, gdzie pływają takie statki, także na Bałtyku.

Flota cieni stała się kluczowym elementem strategii Kremla w obchodzeniu sankcji i utrzymaniu wpływów na globalnym rynku ropy naftowej oraz prowadzenia działalności wywiadowczej i sabotażowej w stosunku do morskiej infrastruktury. W tym kontekście Polska, jako państwo nadbałtyckie, jest bezpośrednio narażona na skutki takich operacji – zarówno w obszarze podmorskiej infrastruktury telekomunikacyjnej i energetycznej (m.in. połączenia HVDC, gazociągi i terminal LNG w Świnoujściu), jak i bezpieczeństwa żegluga oraz funkcjonowania portów. Charakterystyczna dla floty cieni nieprzejrzystość własności, manipulacje AIS i transfery ładunków na morzu utrudniają atrybucję zdarzeń, komplikując reakcję prawną i operacyjną oraz wymuszają na państwie systematyczne wzmacnianie nadzoru regulacyjnego nad operatorami infrastruktury i żegluga, przy równoległym zacieśnianiu współpracy w ramach NATO i UE. ■

KATASTROFY EKOLOGICZNE
Eksploatowanie przestarzałych jednostek w celu obchodzenia sankcji może mieć poważne konsekwencje ekologiczne, także na Bałtyku

ZIELONY WODÓR A RYNEK ENERGII

dr Adam Lewandowski

Uniwersytet WSB Merito Poznań, wiceprezes zarządu Polskiej Izby Wodoru

dr Andrzej Wartecki

Wielkopolska Akademia Społeczno-Ekonomiczna w Środzie Wielkopolskiej,
Akademia Nauk Stosowanych

W obliczu globalnych wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi oraz rosnącym zapotrzebowaniem na czystą energię, zielony wodór wyłania się jako kluczowy element transformacji energetycznej. Jego produkcja, oparta na procesie elektrolizy wody przy wykorzystaniu energii odnawialnej, pozwala na eliminację emisji dwutlenku węgla, co stanowi przewagę nad tradycyjnymi nośnikami energii, takimi jak paliwa kopalne.

W kontekście rynku energii zielony wodór porównywany jest z innymi technologiami, takimi jak energia słoneczna, wiatrowa czy jądrowa. Każda z nich ma swoje zalety i ograniczenia, jednak to wodór może odegrać unikalną rolę jako magazyn energii i paliwo o szerokim spektrum zastosowań: od przemysłu, po transport.

Pomimo obiecujących możliwości komercjalizacja zielonego wodoru nadal stoi przed wieloma wyzwaniami. Wysokie koszty produkcji, potrzeba rozwoju infrastruktury oraz konkurencja ze strony

tańszych alternatyw to kluczowe bariery dla jego szerokiego wdrożenia. Niemniej globalne inicjatywy oraz inwestycje w badania i rozwój przyczyniają się do dynamicznego postępu w tej dziedzinie, zwiększając szanse na masowe wykorzystanie zielonego wodoru w przyszłości.

Dynamika cen w sektorze energii odnawialnej odgrywa istotną rolę w kształtowaniu przyszłego rynku omawianego paliwa. Koszty produkcji energii ze źródeł odnawialnych systematycznie spadają, co może przełożyć się na niższe ceny wodoru i zwiększenie jego

Lp.	Źródło energii właściwości	Emisja CO ₂	Zasoby	Koszt produkcji	Efektywność	Bezpieczeństwo	Zastosowanie	Magazynowanie energii	Ocena
1.	Wodór	Brak emisji przy spalaniu (ale może powstawać w produkcji)	Praktycznie nieograniczone, ale wymagają produkcji	Wysoki (szczególnie zielony wodór)	Średnia (konwersja i magazynowanie energii wymagają dużych nakładów)	Wysokie (ale łatwopalność stanowi wyzwanie)	Transport, przemysł, magazynowanie energii	Wymaga zaawansowanej infrastruktury (sprężony, ciekły lub w postaci wodorków)	
	Ocena	(+)	(+)	(-)	(-)	(+)	(+)	(-)	(+ 4 / - 3)
2.	Paliwa kopalne (węgiel, ropa, gaz)	Wysoka emisja	Ograniczone, kończące się zasoby	Niski do umiarkowanego	Wysoka, ale niska efektywność ekologiczna	Zagrożenie wyciekami i emisjami	Transport, produkcja energii, przemysł	Łatwe w przypadku ropy i gazu, trudniejsze dla węgla	
	Ocena	(-)	(-)	(+)	(+) / (-)	(-)	(+)	(+)	(+ 4 / - 4)
3.	Energia jądrowa	Brak emisji	Zasoby uranu są ograniczone, ale wystarczające na wiele lat	Wysoki (ale niskie koszty eksploatacji)	Wysoka	Wysokie (ale istnieje ryzyko katastrofy nuklearnej)	Produkcja energii elektrycznej	Niewielkie możliwości magazynowania	
	Ocena	(+)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+)	(-)	(+ 4 / - 3)
4.	Energia słoneczna	Brak emisji	Nieograniczone	Spadający, ale zależny od warunków	Średnia (zależna od nasłonecznienia)	Bardzo wysokie	Produkcja energii elektrycznej	Trudne, wymaga akumulatorów	
	Ocena	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(-)	(+ 6 / - 1)
5.	Energia wiatrowa	Brak emisji	Nieograniczone	Spadający, ale zależny od warunków	Średnia (zależna od wiatru)	Bardzo wysokie	Produkcja energii elektrycznej	Trudne, wymaga akumulatorów	
	Ocena	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(+)	(-)	(+ 6 / - 1)

TAB. 1
Porównanie właściwości oraz ocena źródeł energii w perspektywie ekonomicznej i ekologicznej (źródło: opracowanie własne)

konkurencyjności. Kluczowe będzie również wsparcie regulacyjne oraz rozwój technologii magazynowania i transportu.

Zielony wodór a inne źródła energii

Wodór jest coraz częściej postrzegany jako przyszłościowe źródło energii, które może konkurować z paliwami kopalnymi oraz odnawialnymi źródłami energii. Właściwości oraz oceny ekonomiczne i ekologiczne wybranych źródeł energii przedstawia tabela 1.

Interpretacja danych z tabeli

- Wodór otrzymał cztery oceny dodatnie oraz trzy ujemne (przewaga tych dodatnich). Do jego zalet zalicza się przede wszystkim brak emisji CO₂, natomiast wśród wad wymienia wysokie koszty produkcji. Może być rekomendowany jako źródło energii.
- Paliwa kopalne (węgiel, ropa, gaz) uzyskały po cztery oceny dodatnie i ujemne. Do zalet zalicza się niski koszt produkcji oraz łatwość zastosowania i magazynowania. Wady to wysoka emisja CO₂, zagrożenie wyciekami i emisjami oraz inne czynniki. W związku z tym ta grupa źródeł energii powinna odgrywać coraz mniejszą rolę, z perspektywą całkowitej rezygnacji z jej wykorzystywania do wytwarzania energii.

- Energia jądrowa uzyskała cztery oceny dodatnie i może być rekomendowana do produkcji energii. Wśród wad są kwestie bezpieczeństwa (ryzyko katastrofy nuklearnej) oraz wysokie koszty produkcji.
- Energia słoneczna i wiatrowa otrzymały najwyższą ocenę (sześć ocen dodatnich) i spełnią standardy odnawialnych źródeł energii (OZE).

Wnioski

- Wodór ma ogromny potencjał jako czyste paliwo przyszłości, ale jego produkcja i magazynowanie są kosztowne oraz wymagają dalszego rozwoju technologii.
- Paliwa kopalne pozostają najtańszym i najłatwiejszym do wykorzystania źródłem energii, ale ich negatywny wpływ na środowisko sprawia, że są stopniowo zastępowane przez alternatywy.
- Energia jądrowa oferuje stabilność i dużą wydajność, ale wiąże się z problemami bezpieczeństwa i wysokimi kosztami inwestycyjnymi.
- Energia słoneczna i wiatrowa to ekologiczne rozwiązania o rosnącej popularności, ale są zależne od warunków atmosferycznych i wymagają efektywnych systemów magazynowania energii.
- Wodór może odegrać kluczową rolę w przyszłości, zwłaszcza jako nośnik energii dla sektorów, które trudno zdekarbonizować, np. przemysłu ciężkiego i transportu dalekobieżnego. Jednak zanim sta-

nie się powszechnie stosowany, konieczna jest poprawa efektywności jego produkcji i redukcja kosztów.

Kluczowe surowce energetyczne

Ropa naftowa – najwięksi producenci, zasoby

Stany Zjednoczone są największym producentem ropy naftowej na świecie. W czwartym kwartale 2023 roku osiągnęły rekordową produkcję na poziomie 13,3 miliona baryłek dziennie, co stanowi najwyższy wynik w historii.

Wenezuela posiada największe rezerwy ropy, szacowane na około 300,9 miliarda baryłek. Na kolejnych miejscach znajdują się: Arabia Saudyjska, z rezerwami wynoszącymi 266,5 miliarda baryłek, oraz Kanada z 169,7 miliarda baryłek.

Uwaga – zapotrzebowanie Polski na ropę naftową w 2022 roku wyniosło około 27,51 miliona ton. Krajowe wydobycie pokrywa jedynie około 3% tego zapotrzebowania. W tym też roku sprowadzono około 13,7 miliona m³ paliw gotowych z zagranicy, co stanowiło wzrost o 9% w porównaniu z rokiem 2021.

Na kolejnych miejscach znajdują się:

- Indie: wydobycie na poziomie 937 milionów ton w 2022 roku – wzrost o 14% względem 2021 roku.
- Stany Zjednoczone: wydobycie wyniosło 525 milionów ton w 2022 roku.
- Indonezja: produkcja na poziomie 687 milionów ton w 2022 roku, z prognozowanym dalszym wzrostem w 2023 roku.
- Australia: znaczący producent i eksporter węgla kamiennego, z głównymi złożami w Queensland oraz Nowej Południowej Walii.

Największe rezerwy węgla kamiennego posiadają:

- Stany Zjednoczone: około 237 miliardów ton, co stanowi ponad 27% światowych zasobów.
- Rosja: około 157 miliardów ton.
- Chiny: około 114,5 miliarda ton.
- Australia: około 76,4 miliarda ton.
- Indie: około 60,6 miliarda ton.

Polska posiada znaczące zasoby węgla kamiennego, szacowane na około 5,7 miliarda ton (to około 0,7% światowych rezerw).

Należy podkreślić, że zapotrzebowanie naszego kraju na węgiel kamienny w 2023 roku wyniosło około 46,1 miliona ton, co oznacza spadek o 12,1% w porównaniu z rokiem poprzednim. Prognozy wskazują na dalsze zmniejszanie popytu – do 2030 roku zapotrzebowanie na węgiel kamienny ma wynieść około 22,5 miliona ton.

Uran – najwięksi producenci, zasoby

Największym wytwórcą uranu na świecie jest Kazachstan, odpowiadający za 43% globalnej produkcji w 2022 roku, co przekłada się na 21 227 ton wydobytego uranu. Na kolejnych miejscach znajdują się: Kanada – 7 351 t (15%) oraz Namibia – 5 613 t (11%). Australia i Uzbekistan również mają znaczący udział w światowej produkcji, z odpowiednio 4 553 t (9%) i 3 300 t (7%).

Największe rezerwy uranu znajdują się w Australii, szacowane na 1 684 100 ton, co stanowi 28% światowych zasobów. Z kolei Kazachstan dysponuje 815 200 tonami (13%), a Kanada 588 500 tonami (10%). Inne kraje z istotnymi rezerwami to: Rosja (480 900 ton) i Namibia (470 100 ton).

W Polsce zidentyfikowane zasoby uranu wynoszą około 7 270 ton, co może wystarczyć na ponad 45 lat pracy reaktorów o mocy 1000 MWe. Dodatkowo, prognozowane zasoby sięgają 100 000 ton, co wskazuje na potencjał dla przyszłego wydobycia i wykorzystania w krajowej energetyce jądrowej.

Ropa naftowa

Stany Zjednoczone dominują na rynku ropy naftowej jako największy wytwórca, osiągając rekordowe poziomy produkcji. Mimo że kraj ten ma jedno z największych zdolności wydobywczych, to Wenezuela pozostaje liderem pod względem zasobów ropy, z rezerwami sięgającymi 300,9 miliarda baryłek. Z kolei

”

Wodór jest coraz częściej postrzegany jako przyszłościowe źródło energii, które może konkurować z paliwami kopalnymi oraz odnawialnymi źródłami energii

Gaz – najwięksi producenci, zasoby

Stany Zjednoczone to największy producent gazu ziemnego na świecie. W 2018 roku ich produkcja wyniosła około 831,8 miliarda m³, co stanowiło 21,5% światowej produkcji. Na drugim miejscu znajduje się Rosja, z produkcją 669,5 miliarda m³ (17,3%). Na kolejnych jest: Iran z 239,5 miliardami m³ (6,2%), Kanada, Katar i Chiny.

Największe zasoby gazu znajdują się w: Rosji, szacowane na około 47 600-49 000 miliardów m³, Iranie – z rezerwami rzędu 33 100-33 800 miliardów m³, Katarze (około 25 000 miliardów m³).

Uwaga – zapotrzebowanie Polski na gaz ziemny w 2023 roku wyniosło około 17 miliardów m³, co stanowi wzrost o 2,8% w porównaniu z rokiem poprzednim.

Węgiel kamienny – najwięksi producenci, zasoby

Największym producentem węgla kamiennego na świecie są Chiny, które odpowiadają za ponad 50% globalnego wydobycia. W 2022 roku wydobycie węgla osiągnęło tam 4,43 miliarda ton, co stanowiło wzrost o 10% w porównaniu z rokiem poprzednim.

TAB. 2

Roczne zapotrzebowanie na ropę, gaz, węgiel w Polsce i UE (2022 r.) (źródło: opracowanie własne)

Lp.	Nazwa surowca	Polska	Unia Europejska
1.	Ropa	26,1 mln t	1 257 mln t
2.	Gaz ziemny	20 mld m ³	412 mld m ³
3.	Węgiel	71,2 mln t	223 mln t

Arabia Saudyjska i Kanada mają znaczące rezerwy, które pozwalają im utrzymać silną pozycję w globalnym przemyśle naftowym.

Gaz ziemny

Stany Zjednoczone są również liderem w produkcji gazu ziemnego, a ich technologia wydobywcza, w tym szczelinowanie hydrauliczne, odgrywa kluczową rolę w tym sukcesie. Rosja, posiadająca największe rezerwy gazu na świecie, nie jest jednak głównym producentem na poziomie procentowym, co podkreśla znaczenie innych czynników, takich jak infrastruktura i polityka eksportowa. Iran i Katar, mimo dużych rezerw, pozostają w cieniu głównych producentów.

Węgiel kamienny

Chiny pozostają absolutnym liderem w produkcji węgla, odpowiadając za ponad połowę światowego wydobycia. Kraje, takie jak Indie, Stany Zjednoczone, Indo-

nezja i Australia, także odgrywają kluczową rolę w tym sektorze. Zasoby węgla są najbardziej skoncentrowane w Stanach Zjednoczonych, które mają najwięcej rezerw. Polska, choć posiada stosunkowo mniejsze zasoby, nadal ma znaczący udział w europejskim rynku węgla kamiennego.

Uran

Kazachstan, będący największym producentem uranu, dominuje na rynku światowym, a jego zasoby wciąż rosną. Australia dysponuje największymi rezerwami uranu, co czyni ją kluczowym graczem w długoterminowej perspektywie. Pomimo dominacji Kazachstanu w produkcji, to Australia może zwiększać swój udział w rynku dzięki rozwijającym się projektom wydobywczym. Polska również ma perspektywy w zakresie uranu z rezerwami, które mogą wspierać krajową energetykę jądrową przez wiele lat.

Spojrzenie biznesowe

Z biznesowego punktu widzenia warto zauważyć, że wspomniane surowce energetyczne stanowią ogromne źródło dochodów dla krajów zajmujących się ich wydobyciem i sprzedażą. O skali tych środków świadczy roczne zapotrzebowanie Polski i Unii Europejskiej na ropę naftową, gaz ziemny oraz węgiel, które przedstawia tabela 2.

Interpretacja tabeli 3

- Szacunkowe łączne przychody eksporterów oraz wydatki Polski na zakup surowców energetycznych wyniosły około 19 734 380 830 USD.

TAB. 3

Potencjalne przychody producentów, wydatki Polski, UE na zakup surowców energetycznych na podstawie danych z 2022 r. (źródło: opracowanie własne)

Lp.	Nazwa surowca	Roczne zapotrzebowanie	Przeliczenie jedn. miar	Notowania 18.02.2025 r.	Przychód dla eksportera (USD)
Polska			Baryłka = 159 litrów		
1.	Ropa naftowa	26,1 mln t	164 150 943	75,61 USD/baryłkę	12 411 452 830
			1 m ³ gazu = 36 303 BTU		
2.	Gaz ziemny	20 mld m ³	726 060 000 mln. BTU	3,80 USD/mln btu	2 759 028 000
3.	Węgiel	46,1 mln t		99 USD/t	4 563 900 000
Polska				Razem (USD)	19 734 380 830
Unia Europejska			Baryłka = 159 litrów		
1.	Ropa naftowa	1 257 mln t	7 905 660 377	75,61 USD/baryłkę	597 746 981 132
			1 m ³ gazu = 36 303 BTU		
2.	Gaz ziemny	412 mld m ³	14 956 836 000 mln BTU	3,80 USD/mln btu	56 835 976 800
3.	Węgiel	223 mln t		99 USD/t	22 077 000 000
UE				Razem (USD)	676 659 957 932
Wydobycie całkowite (świat)			1 funt = 0,453 kg		
4.	Uran	48 888 t	107 902 869 funtów	66,45 USD/funt	7 170 145 695

Uwaga: notowania surowców z dnia 18.02.2025 r. ¹

- Szacunkowe łączne przychody eksporterów oraz wydatki Unii Europejskiej na zakup surowców energetycznych to około 676 659 957 932 USD.
- Szacunkowe łączne przychody eksporterów oraz wydatki importerów związane ze sprzedażą uranu wyniosły 7 170 145 695 USD.

Globalne przychody z produkcji i sprzedaży tych surowców są ogromne. Dane dotyczące Unii Europejskiej wskazują, że rezygnacja z tak dużego rynku zbytu oraz istotnego źródła dochodów byłaby niezwykle trudna.

Uwagi i refleksje do biznesowej interpretacji tabeli 3 o charakterze ekologicznym:

- 1 t węgla kamiennego może wygenerować około 2,4 t CO₂ w procesie spalania,
- ze spalania gazu ziemnego wysokometanowego powstaje 56 kg CO₂,
- 1 litr oleju napędowego generuje 2,68 kg CO₂.

”
W obliczu rosnących wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi poszukiwanie rozwiązań, które pozwolą na dekarbonizację przemysłu i transportu, staje się priorytetem

TAB. 4
Wartości wydobycia ropy naftowej przez wybrane kraje (dziennie oraz miesięcznie) w USD (źródło: opracowanie własne)

Kraje	Cena baryłki (USD)	Dziennie	Wartość (mln USD)	Wartość (USD) 30 dni
USA	75,61	16,6	1 255	37 654
Arabia Saudyjska	75,61	11	832	24 951
Rosja	75,61	10,9	824	24 724
Kanada	75,61	5,4	408	12 249
Irak	75,61	4,1	310	9 300
Chiny	75,61	4	302	9 073
Emiraty Arabskie	75,61	3,7	280	8 393
Iran	75,61	3,6	272	8 166
Razem		59,3	4 484	134 510

Uwaga: cena baryłki ropy naftowej z dnia 18.02.2025 r. (1)

ty wpływające na kształtowanie polityki energetycznej na świecie. W przyszłości rozwój nowych technologii i zmiany w politykach energetycznych mogą wpłynąć na równowagę w omawianym sektorze.

W tym miejscu należy podkreślić, że zarówno dla Stanów Zjednoczonych, jak i dla wielu krajów dysponujących ogromnymi zasobami ropy naftowej, gazu, węgla oraz uranu, ochrona środowiska i klimatu stanowi poważne ograniczenie aktywności gospodarczej.

Dzienne wydobycie ropy naftowej w wybranych krajach w mln baryłek oraz dzienną i miesięczną jego wartość przedstawia tabela 4.

Interpretacja tabeli 4

- USA na dziennym wydobyciu ropy naftowej zarabia ok. 1 255 mln USD, natomiast miesięcznie jest to już kwota 37 654 mln USD.
- Arabia Saudyjska oraz Rosja na dziennym wydobyciu ropy naftowej zarabiają ok. 830 mln USD, natomiast miesięcznie jest to już kwota ponad 24 000 mln USD.
- Łącznie kraje wykazane w tabeli 5, sprzedając ropę naftową, mogą zarobić miesięcznie ok. 134 510 mln USD.

Można więc przypuszczać, że wspomniane państwa nie należą do gorliwych zwolenników Zielonego Ładu. W przypadku USA ogromne wpływy z wydobycia ropy naftowej mogą stanowić istotny argument za decyzją o wycofaniu się z porozumienia paryskiego, co oznacza rezygnację z międzynarodowych zobowiązań dotyczących ograniczenia emisji gazów cieplarnianych. Ponadto w USA promowane jest zwiększenie wydobycia paliw kopalnych oraz krytyka działań na rzecz ochrony klimatu. Decyzja ta oznacza zmianę kierunku polityki energetycznej Stanów Zjednoczonych, koncentrującej się na tradycyjnych źródłach energii, oraz rezygnację z międzynarodowych zobowiązań w zakresie ochrony klimatu. Tego rodzaju postawa będzie miała ogromny negatywny wpływ na



KOMERCJALIZACJA ZIELONEGO WODORU

Wysokie koszty produkcji, potrzeba rozwoju infrastruktury oraz konkurencja ze strony tańszych alternatyw – to kluczowe bariery dla szerokiego wdrożenia zielonego wodoru

realizację programu Zielonego Ładu, którego skutki obecnie są trudne do przewidzenia.

Potencjał komercjalizacji zielonego wodoru

„Podstawową zasadą ekonomiki biznesu nie jest maksymalizacja zysku a unikanie strat – P.F. Drucker”.

Komercjalizacja² to dostosowanie działalności przedsiębiorstwa do wymogów gospodarki rynkowej, jak i proces przekształcania czegoś (np. produktu, technologii, usługi, pomysłu) w towar lub usługę, które mogą być sprzedawane na rynku w celu osiągnięcia zysku³. W skrócie: komercjalizacja to nadanie wartości rynkowej i uczynienie czegoś dochodowym.

Komercjalizacja jest również kształtowaniem wartości dodanej dla idei, wyników badań, technologii i nowego produktu, jak również budowaniem modelu biznesowego obecnej lub przyszłej organizacji opierającej rozwój o nowe technologie lub nowe produkty⁴.

Można przyjąć, że proces komercjalizacji polegać będzie na wprowadzaniu technologii na rynek i obejmuje planowanie, identyfikację rynków, negocjacje, efektywną realizację i kontrolę⁵.

Strategia Produktu „Zielony Wodór”

Zielony wodór może stać się kluczowym elementem transformacji energetycznej, zastępując paliwa kopalne i wspierając dekarbonizację różnych sektorów gospodarki. Strategia produktu koncentruje się na rozwoju technologii, optymalizacji kosztów i budowie ekosystemu dla zielonego wodoru.

Segmentacja rynku i kluczowi klienci

Segmenty docelowe:

- energetyka – magazynowanie energii i stabilizacja sieci OZE,

- transport – pojazdy napędzane ogniwami paliwowymi (ciężarówki, autobusy, pociągi, statki),
- przemysł – produkcja amoniaku, metanolu, stali bezemisyjnej,
- budownictwo – zielony wodór jako zamiennik gazu ziemnego.

Kluczowi klienci:

- rządy i instytucje publiczne (dotacje, regulacje),
- firmy transportowe i producenci pojazdów,
- przedsiębiorstwa przemysłowe (rafinerie, chemia, hutnictwo),
- operatorzy infrastruktury energetycznej.

Pozycjonowanie i wyróżniki produktu:

- zeroemisyjność – kluczowy element dekarbonizacji przemysłu i transportu,
- magazynowanie i stabilizacja OZE – możliwość przechowywania energii,
- wsparcie regulacyjne – zgodność z polityką klimatyczną UE i programami dotacyjnymi,
- technologia przyszłości – innowacyjność i rozwój infrastruktury wodorowej.

Model biznesowy i łańcuch wartości:

- produkcja – elektroliza wody z użyciem energii z OZE,
- dystrybucja – transport rurociągami w postaci ciekłej lub sprężonej,
- zastosowanie – wprowadzenie do sieci gazowej, przemysł, transport.

Strumienie przychodów:

- sprzedaż zielonego wodoru w sektorze energetycznym i transportowym,
- wsparcie rządowe i dotacje na rozwój infrastruktury,

- partnerstwa strategiczne z przemysłem i firmami motoryzacyjnymi.

Kluczowe wyzwania i strategia rozwoju

Kluczowe wyzwania to wysoki koszt produkcji (skalowanie produkcji, innowacje technologiczne), brak infrastruktury (inwestycje w sieci dystrybucji i magazynowania) oraz konkurencja z wodorem szarym i niebieskim (regulacje i systemy wsparcia).

Plany wdrożenia:

1. Krótki termin (1-3 lata):
 - pilotażowe projekty w transporcie i przemyśle,
 - rozwój technologii elektrolizerów,
 - partnerstwa strategiczne.
2. Średni termin (3-7 lat):
 - skalowanie produkcji i dystrybucji,
 - integracja z siecią gazową,
 - budowa hubów wodorowych.
3. Długi termin (7+ lat):
 - zielony wodór jako standardowe paliwo przemysłowe,
 - obniżenie kosztów do poziomu konkurencyjnego wobec paliw kopalnych,
 - globalna ekspansja.

Strategia produktu zielonego wodoru winna się koncentrować na zwiększeniu skali produkcji, redukcji kosztów i budowie infrastruktury. Kluczowe znaczenie mają innowacje technologiczne, wsparcie rządowe i współpraca z przemysłem.

Zielony wodór, uzyskiwany z odnawialnych źródeł energii, stanowi jeden z najbardziej obiecujących elementów transformacji energetycznej w kierunku zrównoważonego rozwoju. W obliczu rosnących wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi poszukiwanie rozwiązań, które pozwolą na dekarbonizację przemysłu i transportu, staje się priorytetem. Potencjał komercjalizacji zielonego wodoru jest ogromny, a jego wdrożenie może odegrać kluczową rolę w budowaniu gospodarki opartej na czystej energii. W tym kontekście rozwój technologii produkcji wodoru, poprawa efektywności procesów oraz budowa odpowiedniej infrastruktury stają się niezbędne dla jego szerokiego zastosowania w przemyśle, energetyce czy transporcie.

Przypisy

- ¹ <https://pl.investing.com/commodities/uranium-futures>
- ² Nowy słownik języka polskiego, PWN, Warszawa 2002, s. 341.
- ³ K. Zimniewicz, Współczesne koncepcje i metody zarządzania, PWE, s. 169.
- ⁴ D. M. Trzmielak, Komercjalizacja wiedzy i technologii – determinanty strategii, Wydawnictwo Uniwersytetu Łódzkiego, Łódź 2013, s. 15.
- ⁵ Lichtenthaler U., Externally commercializing technology assets: An examination of different process stages, „Journal of Business Venturing” 2008, no. s. 445–464. ■

PORTAL pełen energii



CONCO EAST

Czyszczenie i diagnostyka rurek kondensatorowych

Dotychczas przebadaliśmy 180 kondensatorów i wymienników ciepła w kraju i zagranicą.

- Wykonujemy diagnostykę rurek kondensatorów metodą prądów wirowych

Wykrywamy:

- ubytki grubości ściany na skutek erozji, otarć, wibracji itp.
- perforacje
- wgniecenia

Określamy położenie wad

- Czyścimy rurki w kondensatorach i wymiennikach ciepła metodą przestrzeliwania nabojami **CONCO** i metodą wiercenia **Hydrodrill**.
- Zapewniamy poprawę próżni w skraplaczu i przedłużamy czas życia rurek.



CONCO EAST Sp. z o.o. ul. Pięciolinii 6/27 | 02-784 Warszawa

tel.: +48 22 643 25 77 | fax: +48 22 641 63 13 | info@concoeast.pl | www.concoeast.pl

REALNE MOŻLIWOŚCI I SKUTKI TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ POLSKIEJ GOSPODARKI

według Europejskiego Zielonego Ładu

Waldemar Jędral

emeryt. prof. zw. w Politechnice Warszawskiej

Ostatnio coraz częściej kwestionowana jest celowość wprowadzania restrykcyjnych zasad Europejskiego Zielonego Ładu w Polsce. Aby ocenić realną możliwość zbilansowania produkcji i zużycia energii po transformacji energetycznej gospodarki, wykonano kompletne obliczenia dla różnych źródeł energii elektrycznej.

W publikacjach [1], [2] i wcześniejszych, z lat 2023-2024, postawiono tezę, że niemożliwe jest dokonanie w Polsce do 2050 r. transformacji energetycznej gospodarki, w całości zgodnej z wymaganiami Europejskiego Zielonego Ładu (E.Z.Ł.). Transformacja ta miałaby polegać na wycofaniu nie tylko z energetyki, ale z całej gospodarki, wszystkich paliw kopalnych: węgla, gazu ziemnego i paliw z ropy naftowej oraz zastąpienie ich energią elektryczną (e.e.) i wodorem, produkowanymi przez źródła odnawialne (OZE), tj. przez elektrownie wiatrowe, fotowoltaiczne (EPV) i – w niewielkim stopniu – wodne, biogazowe i biomasowe. Mimo pokrycia całej dostępnej po-

wierzchni Polski farmami wiatrowymi (l.f.w.) czy fotowoltaicznymi (EPV) oraz zbudowania morskich farm wiatrowych (m.f.w.) o największej możliwej mocy, same OZE nie byłyby jednak w stanie zaspokoić popytu na e.e., szacowanego na co najmniej 500-530 TWh/a [1], [3], [4]. Dopiero wsparcie ich elektrowniami jądrowymi (el.j.) o mocy 25 GW (wraz z reaktorami EPR) pozwoliłoby na wytworzenie e.e. w ilości równoważącej roczną produkcję i zapotrzebowanie. Nie rozwiązałoby to jednak głównego problemu, który w ogóle nie istnieje w energetyce i gospodarce konwencjonalnej, tj. konieczności magazynowania wielkich ilości e.e., wytwarzanej w nadmiarze podczas bardzo silnych wia-

trów, potrzebnej zaś w okresach niedoborów podczas wiatrów słabych i małego nasłonecznienia (p. rys. 1).

Konsekwencje konieczności budowy magazynów energii o wielkiej pojemności

Niezbędną pojemność magazynów e.e. po transformacji, spełniającej wymagania E.Z.Ł., oszacowano w [3] na co najmniej 15 TWh. Całkowicie nierealna byłaby budowa magazynów elektrochemicznych [1], [3] (magazyn o pojemności tylko 0,1 TWh zawierałby 1,18 mln baterii litowo-jonowych, każda o pojemności 85 kWh). Aby spełnić wymagania E.Z.Ł. trzeba zbudować od podstaw gigantyczny, bardzo złożony system magazynowania e.e. w formie energetyki wodorowej [5]. Stworzenie w ciągu 25 lat systemu opartego na produkcji i spalaniu wodoru, o wielkich kosztach i niewiadomym poziomie bezpieczeństwa, jest jednak także bardzo mało realne.

W artykule [3] pokazano, że tylko złamanie dwóch zasad E.Z.Ł. sprawiłoby, że budowa systemu magazynowego stałaby się w miarę realna. Chodzi o pozostawienie 100% samochodów osobowych z dobrymi silnikami benzynowymi i/lub hybrydowymi (wykorzystując zasadę neutralności klimatycznej, czyli pochłanianie przez tereny zielone dwutlenku węgla emitowanego przez samochody) oraz utrzymanie na jakiś czas, nawet po 2050 r., najlepszych elektrowni węglowych i/lub gazowo-parowych o mocy co najmniej 10 GW. Dopiero wtedy można by obniżyć wymaganą pojemność wodorowych magazynów e.e. do nie więcej niż 0,5-1,5 TWh, choć ich zbudowanie byłoby zadaniem także trudnym i kosztownym.

Założenia do obliczeń dla roku 2050/2022

Stosunkowo proste oszacowania są jednak żmudne i czasochłonne, toteż wcześniej pełne obliczenia wykonano dla 5 miesięcy 2050 r., o wietrzności takiej, jak w II, IV i X-XII 2022 r., zaś znacznie uproszczone – dla pozostałych miesięcy. W obliczeniach wykorzystano dane opublikowane przez PSE [6], [7], GUS [8] oraz (fragmentarycznie) przez URE oraz ARE.

W obliczeniach, przedstawionych w [1] ÷ [3], przyjęto moce źródeł e.e. wynoszące: $P_{l.f.w.} = 70$ GW; $P_{m.f.w.} = 28$ GW; $P_{EPV} = 79$ GW; $P_{el.j.} = 25$ GW [2], [3]. Są to prawdopodobnie graniczne dla Polski moce; oszacowano je uwzględniając możliwą do pokrycia powierzchnię kraju przez l.f.w. (wraz z farmami zainstalowanymi na terenach przemysłowych [9]) i EPV (wraz z instalacjami dachowymi [10]) oraz technicznie możliwe do zbudowania m.f.w. [11]. Nie uwzględniono niewielkich ilości e.e., którą będą produkowały inne OZE (zawodowe elektrownie wodne, małe i mikroelektrownie wodne oraz źródła biogazowe i biomasowe).

Ostatnio coraz częściej kwestionowana jest celowość wprowadzania restrykcyjnych zasad E.Z.Ł. w Polsce. Aby ocenić realną możliwość zbilansowania produkcji i zużycia e.e. po transformacji energetycznej gospodarki, pomijając zupełnie kwestię sensu kli-

matycznego E.Z.Ł., wykonano tym razem kompletne obliczenia dla źródeł e.e. o ww. mocach, obejmujące wszystkie dni w roku 2050, a więc po dokonanej transformacji energetycznej. Obliczenia oparto na rzeczywistej wietrzności w kolejnych dniach przeciętnego pod tym względem roku 2022. Uwzględniono wszystkie korekty i uściślenia zawarte w ostatnich publikacjach i referatach konferencyjnych autora.

Na rysunku 1 przedstawiono wyniki obliczeń dla podstawowego wariantu transformacji (spełnione wszystkie wymogi E.Z.Ł.; transport w 100% elektryczny), w postaci dobowej zmienności produkcji $E_{d,prod.}$ i zapotrzebowania/zużycia $E_{d,zap.} = E_{d,zuż.}$ e.e. w całym roku 2050, zaś w tabeli 1 – dla wszystkich rozpatrywanych wariantów.

”

Mimo pokrycia całej dostępnej powierzchni Polski farmami wiatrowymi i fotowoltaicznymi oraz zbudowania morskich farm wiatrowych o największej możliwej mocy, same OZE nie będą w stanie zaspokoić zapotrzebowania na energię elektryczną

Dobowe zużycie e.e. obliczano w sposób omówiony w artykule [12], uwzględniając prawdopodobne jej wykorzystanie przez wszystkie działy gospodarki (energetyka, ciepłownictwo, transport, przemysł, rolnictwo i gospodarstwa domowe) [2], [3]. Przyjęto:

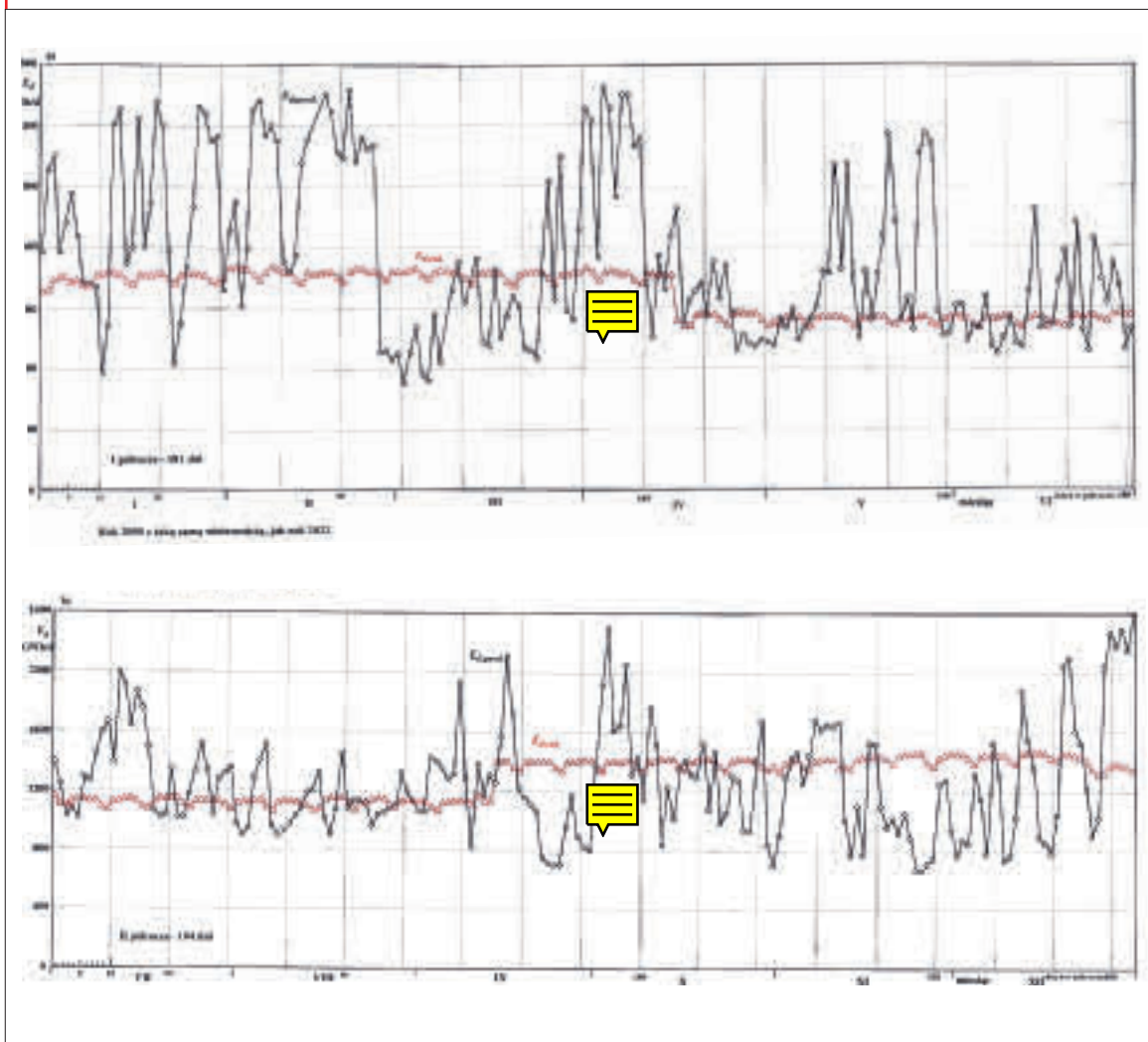
- zużycie 56 TWh/a e.e. do produkcji ciepła przez opalane wodorem i/lub oparte na geotermii elektrociepłownie i ciepłownie, w ciągu 212 dni w roku (od 16.09 do 15.04),
- niewielką produkcję e.e. przez EPV podczas 6 miesięcy jesienno-zimowych (ok. 16 TWh) i zmniejszenie o ok. 38,5 TWh produkcji e.e. w czasie 6 miesięcy wiosenno-letnich, wskutek urealnienia wartości współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej do $c_{f,EPV} = 0,09$ (na podstawie informacji zawartych w [7] i innych źródłach) oraz rozłożenie pozostałej, głównej ilości rocznej produkcji e.e. przez EPV na miesiące wiosenno-letnie.

Zużycie e.e. przez gospodarke, poza energetyką, oszacowano w [2], [3], [12]. Oceniono, że:

- wycofanie z transportu kołowego paliw tradycyjnych będzie wymagało zużycia e.e. w ilości 115 TWh/a w przypadku jego transformacji na całkowicie elektryczny i 208 TWh/a – na całkowicie wodorowy [12]; wycofanie paliw tradycyjnych z rolnictwa oraz z transportu morskiego i lotniczego zwiększy zapotrzebowanie o dodatkowe 26 TWh/a,

RYS. 1

Przewidywana dobowa produkcja $E_{d,prod.}$ (kółeczka) i zużycie $E_{d,zuż.}$ (trójkąty) przez całą polską gospodarkę w I (a) i II (b) półroczu 2050 r., o wietrzności takiej, jak w 2022 r., przy zachowaniu wszystkich wymogów E.Z.Ł. i transformacji całego transportu na elektryczny (bez strat magazynowania)



- wycofanie węgla z innych działów gospodarki zwiększy zapotrzebowanie na e.e. o 98 TWh/a, zaś wycofanie gazu ziemnego – o 120 TWh/a [12].

Uwzględniono także zmniejszenie zużycia e.e. potrzebnej do wytwarzania paliw tradycyjnych o ok. 63 TWh/a oraz zwiększenie o ok. 5 TWh/a produkcji e.e. potrzebnej na pokrycie niedoborów wynikających ze zmienności jej wytwarzania w okresach 15-minutowych [3]. Dodano, zależnie od sposobu transformacji transportu, ok. 30-75 TWh/a na pokrycie strat w systemie magazynowania e.e. oraz założono, że 115 TWh/a trzeba będzie zużyć na zaspokojenie potrzeb innych użytkowników e.e. pobieranej z sieci (transport kolejowy i miejski, obiekty użyteczności publicznej itp. [12]). Po wszystkich ww. korektach oszacowano roczne zapotrzebowanie na e.e.: $E_{a,zap.w.} = E_{a,prod.w.} \leq 545$ TWh/a – dla transformacji transportu na całkowicie lub częściowo elektryczny oraz ≤ 587.3 TWh/a – na całkowicie lub częściowo wodorowy (wzór (11) i tab. 1).

Ilość $E_{a,prod.}$, jaką wytworzyłyby źródła e.e. o podanych wyżej mocach, równa

$$E_{a,prod.} = 8760 \cdot (P_{l.f.w.} \cdot c_{f,l.f.w.} + P_{m.f.w.} \cdot c_{f,m.f.w.} + P_{EPV} \cdot c_{f,EPV} + P_{el.j.} \cdot c_{f,el.j.}), \quad (1)$$

będzie w znacznym stopniu zależać od wietrzności w danym roku, ze względu na duże moce zainstalowane l.f.w. i m.f.w.; przyjęto $c_{f,m.f.w.} = (0,45/0,26) c_{f,l.f.w.}$, wg średnich wartości tych współczynników wziętych z literatury, oraz $c_{f,el.j.} = 0,9$. Dla roku o słabej wietrzności, jak rok 2021 ($c_{f,l.f.w.} = 0,227$ [2], [13]) byłoby to $E_{a,prod.} \approx 495$ TWh; w roku o przeciętnej wietrzności, jak np. w 2022 r. ($c_{f,l.f.w.} = 0,241$), wytworzonyby $E_{a,prod.} \approx 510$ TWh, zaś przy wietrzności takiej, jak w 2019 r. ($c_{f,l.f.w.} = 0,272$) produkcja e.e. wyniosłaby nawet $E_{a,prod.} \approx 542$ TWh. Dla porównania: w 2024 r. w Niemczech wyprodukowano ok. 432 TWh e.e., przy 59% udziale OZE, eksporcie 35 TWh, ale imporcie wynoszącym aż 67 TWh [14].

Wyniki nowych obliczeń

W celu uściślenia wartości potrzebnych, jak również możliwych do wyprodukowania dobowych ilości e.e., wykonano szczegółowe obliczenia dla wszystkich dni w 2050/2022 roku. Podobnie jak poprzednio [2], [3] przeanalizowano trzy główne warianty transformacji energetycznej gospodarki, którymi są:

1. transformacja uwzględniająca wszystkie wymagania E.Z.Ł.,
2. transformacja ze złamaniem jednego wymagania E.Z.Ł. (pozostawienie w użytkowaniu wszystkich dobrych samochodów osobowych benzynowych i/lub hybrydowych),
3. transformacja ze złamaniem dwóch wymagań E.Z.Ł. (wariant 2 + pozostawienie najlepszych bloków węglowych i/lub gazowo-parowych o łącznej mocy co najmniej 10 GW).

W każdym z nich rozpatrzono dwa podwarianty:

- a) transport całkowicie lub częściowo elektryczny,
- b) transport całkowicie lub częściowo wodorowy.

Dla każdej doby obliczono nadwyżki/niedobory e.e. wynikające z dobowej zmienności produkcji $E_{d,prod.}$ i zapotrzebowania/zużycia $E_{d,zap.} = E_{d,zuż.}$, potrzebne do dalszych oszacowań:

$$\Delta E_d = E_{d,prod.} - E_{d,zuż.} \quad (2)$$

$$\text{a następnie sumy roczne } \sigma_a = \sum_{365} \Delta E_d \quad (3)$$

Wartości $\Delta E_{T,+}$ i $\sigma_{T,+}$ we wzorach (2) ÷ (10) są to nadwyżki, zaś $\Delta E_{T,-}$ i $\sigma_{T,-}$ – niedobory e.e. w rozpatrywanym okresie T ($T = d$: doba; $T = 92$: 92 dni; $T = a$: rok). Wyniki obliczeń dla podwariantu 1a przedstawiono na rysunku 1, w postaci dobowych zmian produkcji $E_{d,prod.}$ i zapotrzebowania/zużycia $E_{d,zap.}/E_{d,zuż.}$ e.e. w całym roku 2050/2022, zaś zbiorcze wyniki dla wszystkich wariantów transformacji energetycznej podano w tabeli 1.

Z rysunku 1 wynika, że dobowe zużycie $E_{d,zuż.}$ e.e., równe z założenia zapotrzebowaniu $E_{d,zap.}$, zmienia się

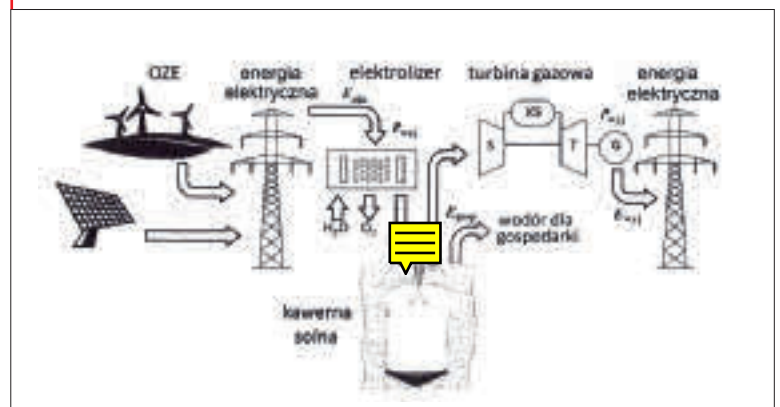
w niewielkim zakresie; większa okresowa zmiana, o ok. 160 GWh/d, występuje tylko na początku i na końcu sezonu grzewczego. Natomiast zmiany produkcji $E_{d,prod.}$ e.e. są bardzo duże i nieregularne; produkcja przekracza niekiedy dwukrotnie zapotrzebowanie, zwłaszcza w miesiącach I, II, IV i V, podczas gdy niedobory – głównie w miesiącach II, III oraz IX-XII – sięgają połowy zapotrzebowania. Całą nadprodukcję e.e. należałoby wówczas przetwarzać na wodór i magazynować go w kavernach solnych, zaś niedobory pokrywać e.e. produkowaną przez elektrownie wodorowo-parowe, zamykające system magazynów energii. Jeśli mimo to wystąpiłaby nadwyżka e.e. w skali roku, wytworzony dzięki niej dodatkowy wodór można wykorzystać w innych gałęziach gospodarki i/lub przeznaczyć na eksport.

Niezbędna pojemność magazynów e.e. i wodoru; moce urządzeń systemu magazynowego

Podstawowy problem magazynowania e.e. wynika z jej niedoborów w okresie jesienno-zimowym. W artykule [3] pojemności ΔE magazynów oceniono na podstawie 68 dni: od 12.10 do 18.12, natomiast już pobieżna analiza rysunku 1 wskazała, że okres ten należy wydłużyć do 92 dni, od 18.09 do 18.12, w których znaczną część zapotrzebowania trzeba by pokrywać

RYS. 2

Schemat procesu magazynowania wodoru: e.e. \rightarrow H₂ \rightarrow transport i inne gałęzie gospodarki ($\eta_{mag} \approx 0,65$), oraz magazynowania e.e. w formie systemu energetyki wodorowej: e.e. \rightarrow H₂ \rightarrow el. wodorowo-parowe \rightarrow e.e. ($\eta_{mag} \leq 0,40$), na podstawie [5]



TAB. 1

Produkcja i zużycie e.e.; wymagana minimalna pojemność magazynów energii oraz moce systemu magazynowego dla trzech wariantów transformacji energetycznej gospodarki; podwarianty a) – transport całkowicie/częściowo elektryczny, podwarianty b) – transport całkowicie/częściowo wodorowy

Lp	Liczba złam. wym. E.Z.Ł.	$E_{a,prod.}$ TWh/a (rzeczywista)	$E_{a,zuż.} = E_{a,zap.}$ (netto) TWh/a	$\sigma_{a,+}$ TWh/a	$\sigma_{a,-}$ TWh/a	ΔE_{min} TWh	P_{eliz} GW	P_{wyj} GW	$\Delta E_{a,prod.}$ TWh/a	$E_{a,prod.w.}$ TWh/a (wymagana)
1a	0	508,8	471,6	86,1	- 48,9	24,5	32,4	50,0	36,2	545,0
1b	0	508,8	564,6	47,6	- 103,4	(45,5); 9,7	25,7	30,2	78,5	587,3
2a	1	508,8	440,6	104,0	- 35,7	18,1	34,6	44,5	- 14,8	494,0
2b	1	508,8	491,6	75,9	- 58,7	(28,8); 8,0	31,0	30,2	4,6	513,4
3a	2	567,2	440,6	146,2	- 19,5	7,2	38,8	34,5	- 97,5	469,2
3b	2	567,2	491,6	108,7	- 33,1	(16,3); 0,2	35,1	20,2	- 66,1	501,1

z magazynów o pojemności większej od wyznaczonej dla tylko 68 dni; powinna ona wynosić:

$$\Delta E \approx \Delta E_{\min} = |\sigma_{92,-}| - \eta_{\text{mag}} \sigma_{92,+}, \quad (4)$$

gdzie: $\sigma_{92,-} = \sum_{92} \delta E_{d,-}$; $\sigma_{92,+} = \sum_{92} \delta E_{d,+}$,

sprawność magazynowania e.e

$$\eta_{\text{mag}} = [E_{\text{wyj}} / (E_{\text{eliz}} - E_{\text{gosp}})]_{92}; \quad (5)$$

E_{eliz} – ilość e.e. zużytej przez elektrolizery, E_{wyj} – ilość e.e. pobranej z magazynów w dłuższym okresie T , np. $T = 92$ dni, zaś E_{gosp} – ilość e.e. do produkcji wodoru dla gospodarki, w tym - transportu (rys. 2).

Wartości η_{mag} przyjęto według literatury. Dla magazynów elektrochemicznych $\eta_{\text{mag}} \approx 0,85$, ale nie wchodzi one w rachubę, ze względu na nierealnie wielką liczbę potrzebnych baterii; dla magazynów e.e. w formie energetyki wodorowej (rys. 2) to zaledwie $\eta_{\text{mag}} \approx 0,40$, ale można by je realnie budować; dla magazynów H_2 $\eta_{\text{mag}} \approx 0,65$. Wyniki obliczeń podano w tabeli 1.

Wartości ΔE_{\min} w nawiasach (kol. 7) dla wariantów „b” dotyczą całej ilości zmagazynowanej energii, w tym energii wodoru pobieranego dla transportu; ilości bez nawiasów powinny być pobrane z magazynów jako e.e.; $\Delta E_{a,\text{prod.}} < 0$ oznacza nadwyżkę (nie zaś niedobór) e.e.

Całkowitą moc elektrolizerów $P_{\text{eliz}} = P_{\text{wej}}$, dla wszystkich wariantów w tabeli 1, wyznaczono z zależności:

$$P_{\text{eliz}} = \frac{(\delta E_{d,\text{prod.}} - \delta E_{d,\text{zuż.}})_{\max}}{1,6 \cdot 24} \quad (6)$$

zastosowanej dla dnia 21.05, kiedy dla wszystkich ww. wariantów różnica $\delta E_{d,\text{prod.}} - \delta E_{d,\text{zuż.}}$ osiągnęła największą wartość w całym roku. Współczynnik 1,6 uwzględnia właściwość elektrolizerów PEM z polimerową membraną elektrolityczną, które mogą pracować w zakresie 0-160% mocy znamionowej [5] (możliwość długotrwałego przeciążenia nawet o 60%).

Maksymalną moc $P_{\text{el.H}_2\text{-par.}} = P_{\text{wyj}}$ elektrowni wodorowo-parowych, zamykających system magazynowy, obliczono dla dnia 25.11, w którym dla wszystkich wariantów różnica osiągnęła wartość najmniejszą (a wartość bezwzględna – największą):

$$P_{\text{wyj}} = \frac{|(\delta E_{d,\text{prod.}} - \delta E_{d,\text{zuż.}})|_{\max}}{24 c_f} \quad (7)$$

Dla elektrowni wodorowo-parowych przyjęto wartość współczynnika wykorzystania mocy zainstalowanej, równą wartości współczynnika dyspozycyjności elektrowni, $c_f = 2/3 \approx 0,67$.

Niedobory produkcji e.e. w skali roku, $\sigma_{a,-} = \sum_{365} \delta E_{d,-}$ spowodują konieczność wytworzenia dodatkowej ilości e.e. (jeśli $\Delta E_{a,\text{prod.}} < 0$, będzie to nadwyżka produkcji):

$$\Delta E_{a,\text{prod.}} = \delta E_{a,-} - \sigma_{a,+} \quad (8)$$

gdzie $\delta E_{a,-}$ jest wielkością uwzględniającą sprawność magazynowania e.e. ($\eta_{\text{mag}} = 0,40$). Można ją obliczyć z podanych niżej wzorów; dla transportu:

$$\text{całkowicie/częściowo elektrycznego} \quad \delta E_a = \frac{|(\sigma_{a,-})|}{0,40}, \quad (9a)$$

całkowicie/częściowo wodorowego

$$\delta E_a = \left| (\sigma_{a,-})_{H_2} \right| + \frac{|(\sigma_{a,-})| - |(\sigma_{a,-})_{H_2}|}{0,40}, \quad (9b)$$

przy czym $(\sigma_{a,-})_{H_2}$ to brakująca ilość e.e. do wytworzenia H_2 (wg odrębnych oszacowań).

Rzeczywiście wymagana produkcja e.e., tj. $E_{a,\text{prod.w.}}$ wyniesie:

$$E_{a,\text{prod.w.}} = E_{a,\text{prod.}} + \Delta E_{a,\text{prod.}} \quad (10)$$

Trzeba podkreślić, że zapotrzebowanie netto na e.e., tj. $E_{a,\text{zap.}}$ (kol. 4 w tab.1), nie uwzględnia dużych strat magazynowania $E_{a,\text{str.}}$. Jeśli doda się do niego te straty, otrzyma się wymaganą produkcję $E_{a,\text{prod.w.}}$ wg wzoru (10), równą wymaganemu (brutto) zapotrzebowaniu $E_{a,\text{zap.w.}}$:

$$E_{a,\text{prod.w.}} = E_{a,\text{zap.w.}} = E_{a,\text{zap.}} + E_{a,\text{str.}} \quad (11)$$

Analiza wyników obliczeń

Podstawową przeszkodą uniemożliwiającą realizację pierwszych pięciu wariantów są niezbędne wielkie pojemności magazynów e.e., które powinny ją dostarczać do sieci w długich okresach niedoborów. Wykluczone są zwłaszcza magazyny elektrochemiczne, z powodu absurdalnie wielkiej liczby potrzebnych baterii (np. 85 mln baterii á 85 kWh dla $\Delta E_{\min} = 7,2$ TWh). Z kolei wymagane wielkie pojemności magazynów e.e. w formie energetyki wodorowej, nawet „tylko” rzędu 10 czy 8 TWh (tab. 1), powodowałyby konieczność wytworzenia wielkich ilości wodoru i nierealnie wielkiej liczby kavern solnych potrzebnych do jego przyjęcia. Należałoby również zbudować elektrownie wodorowo-parowe o bardzo dużej łącznej mocy.

Trzeba zauważyć, że magazyny energii powinny także móc zmagazynować wielkie nadwyżki e.e. w miesiącach I-V (rys. 1). Zbyt małe pojemności magazynów spowodowałyby konieczność wyłączania OZE podczas najsilniejszych wiatrów i dużego nasłonecznienia oraz zmniejszenie rocznej produkcji $E_{a,\text{prod.}}$ e.e., co dodatkowo pogorszyłoby bezpieczeństwo energetyczne kraju. Powiększone niedobory e.e. skutkowałyby potrzebą jeszcze większego okresowego importu e.e., bardzo drogiego – bo poza kilkoma państwami Europy (Francja, Szwajcaria, Norwegia, Szwecja, Austria) inne byłyby w równie trudnej sytuacji energetycznej.

Skomplikowany i trudny do zbudowania system magazynowy w formie energetyki wodorowej (rys. 2)

niałby dla transportu całkowicie lub częściowo wodorowego tę zaletę, że z całej ilości magazynowanej energii (liczby w nawiasach dla wariantów 1b, 2b, 3b w kol. 7) znacznie mniejszą część trzeba by pobierać w formie e.e., zaś większą – w postaci wodoru dla transportu wodorowego. To także świadczy o wyższości transportu wodorowego nad elektrycznym (inne zalety/wady obu rodzajów transportu przedstawiono w [15]).

Z tabeli 1 wynika, że praktycznie możliwy do realizacji byłby wariant 3b i być może – 3a, lecz po zmianach wielu technologii zastępujących wodorem e.e. stosowaną w dotychczasowych technologiach. Ten drugi wariant wymagałby jednak wykonania bardzo

skrupulatnej, szerokiej analizy techniczno-ekonomicznej, popartej dodatkowymi badaniami.

Wyznaczona dla wariantu 3b pojemność $\Delta E_{\min} = 0,2$ TWh powinna mieć jednak większą wartość, rzędu 0,5-1,0 TWh, ze względu na nieuniknione błędy oszacowań pojemności. Moce elektrolizerów (ok. 35 GW) i elektrowni wodorowo-parowych (20 ok. GW) byłyby prawdopodobnie możliwe do osiągnięcia, mimo wysokich kosztów, pod warunkiem, że prace nad stworzeniem systemu magazynowego rozpoczęłyby się już dziś.

Nawet jeśli pominie się gigantyczne koszty transformacji, niemożliwe do udźwignięcia przez polskie państwo, to analizując liczby podane w tabli-

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA POLSKIEJ GOSPODARKI A WYMAGANIA EUROPEJSKIEGO ZIELONEGO ŁADU

- Oparcie transformacji energetycznej polskiej gospodarki, całkowicie zgodnej ze wszystkimi wymaganiami Europejskiego Zielonego Ładu, na źródłach odnawialnych – nawet wspartych przez energetykę jądrową o dużej mocy, oraz dokonanie jej do 2050 r., jest zupełnie nierealne, ze względu na:
 - » konieczność szybkiego zbudowania źródeł bezemisyjnych o wielkich mocach i produkowania ponadtrzykrotnie większej ilości e.e. niż w 2024 r.,
 - » konieczność zbudowania gigantycznych magazynów energii,
 - » bardzo zły wpływ na sieć elektroenergetyczną wielkiej zmienności, nie tylko dobowej (rys. 1), ale zwłaszcza godzinowej i 15-minutowej, dopływającej do niej e.e.,
 - » astronomiczne koszty transformacji energetycznej, rzędu co najmniej 530 mld euro.
- Uporczywe dążenie do przeprowadzenia takiej transformacji, z równoczesnym szybkim wygaszaniem energetyki węglowej i ciągłym odsuwaniem się terminu rozpoczęcia budowy elektrowni jądrowych, może doprowadzić już za kilka lat do chronicznych niedoborów e.e. i ciepła, a niedługo potem – nawet do załamania polskiej gospodarki, z katastrofalnymi skutkami społecznymi.
- Aby uzyskać możliwość uniknięcia katastrofy potrzebne jest złamanie dwóch wymogów E.Z.Ł:
 - » pozostawienie 100% samochodów osobowych i ew. części lekkich dostawczych, z silnikami benzynowymi i/lub hybrydowymi,
 - » pozostawienie do co najmniej 2050 r. (2070 r.?) najlepszych elektrowni węglowych i gazowo-parowych, o łącznej mocy co najmniej 10 GW,
 - » radykalne przyspieszenie budowy kilku el.j. o łącznej mocy co najmniej 25 GW,
 - » znaczne zwiększenie tempa podwyższania efektywności energetycznej wszystkich procesów produkcyjnych i eksploatacyjnych w całej gospodarce oraz znaczne ograniczenie wciąż powszechnego marnotrawienia dużych ilości energii.
- Wygaszanie energetyki węglowej należy znacznie przesunąć poza rok 2028 (bloki 200 MW) i 2035 (pozostałe duże bloki). Można je rozpocząć dopiero po:
 - » pozostawieniu/zbudowaniu kilku dostatecznie dużych elektrowni gazowo-parowych,
 - » uruchomieniu kilku pierwszych elektrowni jądrowych.
- Należy przyjąć – jako niepodważalną – zasadę, że elektrownie stabilne, sterowalne, niezależne od pogody i pory roku, powinny wytwarzać co najmniej 50% całej ilości e.e.
- Ze wszystkich ww. powodów należy odstąpić od wdrażania E.Z.Ł. w zakresie transformacji energetycznej gospodarki, albo co najmniej – znacznie przesunąć w czasie (do 2060 lub nawet 2070 r.) termin jego wdrożenia i to po złamaniu dwóch ważnych wymogów E.Z.Ł.





fot. 123rf

MAGAZYNY ENERGII

Powinny móc zmagazynować wielkie nadwyżki energii w miesiącach I-V, żeby uniknąć konieczności wyłączenia OZE podczas najsilniejszych wiatrów i dużego nasłonecznienia

cy 1 można z całą pewnością stwierdzić, że nie da się w Polsce przeprowadzić transformacji energetycznej gospodarki w pełni zgodnej z wymaganiami E.Z.Ł. W przypadku transformacji transportu na elektryczny nawet złamanie dwóch wymogów E.Z.Ł. nie poprawiłoby sytuacji. Tylko przejście na transport benzynowo-wodorowy (wariant 3b w tab. 1) i pozostawienie najlepszych bloków konwencjonalnych sprawiłoby, że cała transformacja stałaby się bardziej realna, choć też bardzo trudna. Próby forsowania transformacji w 100% zgodnej z E.Z.Ł., bez oparcia się na istniejących najlepszych, stabilnych źródłach e.e. i – jeszcze przez wiele lat – bez energetyki jądrowej oraz bez dostatecznie dużych magazynów e.e., spowodowałyby ograniczenie rozwoju, a potem zapaść i najpewniej – załamanie polskiej gospodarki.

Udział OZE w produkcji e.e. w nierealnym wariancie 1a wyniósłby 64%. Zmalałby on do 55% w wariancie 3b wg tab. 1, natomiast po zmniejszeniu nadmiarowych mocy OZE (tak, aby łączna produkcja e.e. spadła do 567,2 - 66,1 = 501,1 TWh/a, tab. 1) zmniejszyłby się w tym wariancie do 49%. Zatem powtarzające się żądania (w opracowaniach organizacji, fundacji i innych podmiotów, nie tylko proekologicznych) zwiększenia udziału OZE w produkcji e.e. do 75%, a nawet 80% – przy równoczesnym marginalizowaniu energetyki jądrowej – są pozbawione podstaw merytorycznych i wręcz szkodliwe.

Na zakończenie warto dodać, że także nierealna jest transformacja krajowej energetyki wg aktualnego Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. (KPEiK), z perspektywą do 2040 r.

W planie założono, że 58,5% e.e. wyprodukują farmy wiatrowe i fotowoltaiczne, a prawie 76% – wszystkie OZE. Wyniki oszacowań, przedstawione w artykule [13] pokazują, że ze względu na znaczne niedobory e.e. w okresie jesienno-zimowym (np. 68 dni w X, XI i XII) potrzebne byłyby wtedy magazyny energii o pojemności ok. 11 TWh, których zbudowanie byłoby niemożliwe nie tylko do 2040 r., ale na pewno do roku 2050, a może do 2060 lub nawet 2070 r. Dodatkowo, założone w planie uzyskanie w 2041 r. mocy el.j., wynoszącej wraz z EPR-ami 7,4 GW jest – jak już teraz widać – nieosiągalne.

Literatura

- [1] Jędral W., Transformacja polskiej energetyki w aspekcie neutralności klimatycznej, *Energetyka*, 2024, nr 1, s. 8-12.
- [2] Jędral W., Perspektywy osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej, *Kierunek Energetyka*, 2024, nr 3, s. 58-63.
- [3] Jędral W., Czy transformacja energetyczna według Europejskiego Zielonego Ładu pograży polską gospodarkę?, *Kierunek Energetyka*, 2024, nr 5-6, s. 78-87.
- [4] Kubiczek P., Smoleń M., Scenariusz polskiej transformacji energetycznej do 2050 r., *Instrat Policy Paper 03/2024*, Warszawa, listopad 2024.
- [5] Chmielniak T., Chmielniak T., *Energetyka wodnoroowa*, Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2020.
- [6] Raport 2022 KSE. Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2022 roku, PSE, Warszawa 2023; także raporty dla lat 2018-2024.
- [7] Raporty miesięczne PSE, 2019, 2020, 2021, 2022, 2023, 2024, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne>.
- [8] *Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2022 i 2023*, GUS, Warszawa Rzeszów 2023.
- [9] Dziamski P i in., Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, raport Instytutu Energetyki Odnawialnej, Warszawa 04.12.2023, 64 strony.
- [10] Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce, *Instrat Policy Paper 06/2021*, Warszawa czerwiec 2021, 84 strony.
- [11] *Polska energetyka wiatrowa 4.0. Raport 2022*, Baker Tilly TPA Poland 2022.
- [12] Jędral W., Transformacja energetyczna polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie, *Kierunek Energetyka*, 2024, nr 1, s. 54-59.
- [13] Jędral W., Skutki transformacji energetycznej wymuszonej przez Europejski Zielony Ład, *Energetyka*, 2025, nr 7, s. 418-422.
- [14] <https://enerad.pl/niemcy-w-2024-produkcja-energii-spadla-o-4-a-oze-pobily-rekord/>
- [15] Jędral W., Transport i energetyka wodorowa w transformacji energetycznej, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, 2023, nr 4, s. 46-49. ■

Zgarniacze do czyszczenia taśm przenośnikowych

Opis produktu:

Zgarniacze do czyszczenia taśm przenośnikowych to urządzenia zaprojektowane w celu zapewnienia efektywnego usuwania zanieczyszczeń z resztek materiałów transportowanych na taśmach przenośnikowych. Dzięki nim taśmy pozostają czyste, co przyczynia się do ich dłuższej żywotności oraz niezawodnego funkcjonowania całego systemu transportowego.

Zgarniacze podtaśmowe są montowane na

dolnym biegu taśmy przenośnikowej, co pozwala na skuteczne usuwanie zanieczyszczeń. Dzięki tej konstrukcji są doskonałym rozwiązaniem w systemach transportujących. Zgarniacze te charakteryzują się wysoką efektywnością, prostym montażem oraz minimalnym wpływem na inne elementy układu przenośnikowego. Działając w parze ze zgarniaczami bębnowymi stanowią niezawodny tandem przedłużający sprawność przenośnika.

Zgarniacze bębnowe

montowane są bezpośrednio na bębnie napędowym taśmy przenośnikowej. Dzięki temu rozwiązaniu urządzenie skutecznie oczyszcza taśmę w miejscach, gdzie jest największa potrzeba, czyli w okolicach bębna, gdzie gromadzą się zanieczyszczenia. Zgarniacze bębnowe zapewniają równomierne czyszczenie, a ich konstrukcja pozwala na łatwy montaż i konserwację. Są szczególnie polecane w systemach, gdzie taśma ma dużą prędkość i wymaga intensywnego czyszczenia.

Zalety zgarniaczy:

- **Skuteczność** – Oba rodzaje zgarniaczy (podtaśmowe i bębnowe) zapewniają wysoką efektywność w usuwaniu zanieczyszczeń z taśm przenośnikowych, co przekłada się na ich dłuższą żywotność i zmniejszenie ryzyka awarii.
- **Wszechstronność** – Zgarniacze są dostępne w różnych wersjach, dzięki czemu można je dopasować do szerokiej gamy taśm i systemów przenośnikowych.
- **Łatwość montażu i konserwacji** – Prosty montaż oraz minimalne wymagania dotyczące konserwacji pozwalają zaoszczędzić czas i koszty.
- **Odporność na zużycie** – Zgarniacze wykonane są z materiałów odpornych na ścieranie, co zapewnia ich trwałość.

Zastosowanie:

Zgarniacze do taśm przenośnikowych znajdują zastosowanie w różnych gałęziach przemysłu, takich jak przemysł cementowy, wapienniczy, spożywczy, chemiczny, górniczy, energetyczny. Są niezastąpione w systemach transportowych, które obsługują materiały sypkie oraz inne trudne do usunięcia zanieczyszczenia.

Dlaczego warto wybrać nasze zgarniacze?

Nasze zgarniacze podtaśmowe i bębnowe wyróżniają się niezawodnością, wysoką jakością wykonania oraz efektywnością działania. Jako producent, oferujemy rozwiązania dopasowane do specyficznych potrzeb naszych klientów, zapewniając niezawodność i prostotę obsługi,



SZKLANKA do połowy pełna

– Popatrzmy, gdzie jesteśmy dziś w porównaniu z 1989 rokiem – to inny świat – mówi **Jacek Kostrzewa**, prezes Krajowej Agencji Poszanowania Energii. I przekonuje, że mimo wielu barier transformacja energetyczna w Polsce jest możliwa, a nawet nieuchronna.

**JACEK
KOSTRZEWA**
prezes Krajowej
Agencji
Poszanowania
Energii



for. KAPE

Dominika Miensopust: Funkcję prezesa objął pan całkiem niedawno. Jak minęło pierwsze pół roku w KAPE?

Jacek Kostrzewa: Bardzo dobrze. Był to intensywny czas, ale pozytywny.

Intensywny, bo trzeba było „posprzątać” po różnych zawirowaniach?

Tak, KAPE miała swoje turbulencje, ale są już za nami, teraz wracamy na właściwe tory. Do tej pory działaliśmy głównie jako think tank i biuro eksperckie – przygotowując analizy, opinie i ekspertyzy na potrzeby administracji. Choćby w zeszłym tygodniu zakończyliśmy duży projekt dla Ministerstwa Rozwoju i Technologii: Krajowy Plan Renowacji Budynków. To poważny dokument, który ma szansę stać się częścią KPEiK.

A druga strona działalności?

Wspieramy też przemysł, budownictwo i samorządy: od doradztwa, po modelowanie energetyczne i audyty. To obszar, który cały czas rośnie, gdyż zapotrzebowanie na wiedzę i kompetencje w transformacji energetycznej jest dziś ogromne.

Chcecie też dołożyć trzeci filar, którego KAPE jeszcze nie miała?

Tak, i to jest chyba najważniejsza zmiana. Widzę mianowicie na rynku duże luki w finansowaniu projektów energetycznych, są inicjatywy, które nie mieszczą się w sztywnych schematach dotacyjnych. Poza tym sam rynek jest mocno „rozregulowany” przez dotacje, a one się w końcu skończą. Tymczasem transformacja energetyczna będzie wymagała ogromnych środków, mówimy nawet o 300 miliardach złotych przez

najbliższe 15 lat. Nie da się tego oprzeć wyłącznie na dotacjach.

Jaki więc powinien być nowy model?

Finansowanie bazujące na efekcie. Kiedyś NFOŚiGW miał dobry mechanizm: pożyczka z częściowym umorzeniem po osiągnięciu założonego rezultatu. BGK też stosuje podobne instrumenty. To działa, gdyż premiuje skuteczność, a nie samo „wydanie” pieniędzy.

I w tę stronę chcemy rozwijać KAPE – jako podmiot, który nie tylko doradza, ale także buduje rynek efektywnego finansowania transformacji energetycznej.

KAPE to wsparcie finansowania, ale też raporty i analizy, szczególnie w energetyce i ciepłownictwie.

Ostatnio zakończyliśmy duży program dla Przedsiębiorstw Energetyki Ciepłej (PEC), współfinansowany z programu ELENA i zarządzany przez Europejski Bank Inwestycyjny (EBI). Oficjalnie zamknęliśmy go kilka tygodni temu.

Na czym polegał?

EBI przeznaczył dwa miliony euro na wsparcie przygotowania projektów inwestycyjnych w sektorze ciepłowniczym. Założenie było takie, że te projekty powinny wygenerować inwestycje o wartości około 40 mln euro.

I udało się?

Udało i to z dużym naddatkiem. Wygenerowana wartość wynosi 190 milionów euro. To naprawdę solidny wynik.

Czy PEC-om udało się zagospodarować te pieniądze na inwestycje?

Kilkadziesiąt PEC-ów, z którymi pracowaliśmy, ostatecznie nie zdecydowało się na inwestycje. Powody są różne: zadłużenie, praca na taryfie „koszt plus”, czyli brak możliwości kumulowania środków, albo po prostu niewystarczająca wiedza i kompetencje. Szczególnie w mniejszych jednostkach to ogromna bariera.

Czyli nawet najlepszy program inwestycyjny nie zadziała, jeśli brakuje ludzi, którzy potrafią go „unieść”.

Dokładnie. I to jest przestrzeń, w której KAPE także musi działać – dostarczać know-how, szkolić, wspierać w przygotowaniu projektów. Inaczej transformacja w wielu miejscach się po prostu nie wydarzy.

Czy takim jednostkom można realnie pomóc?

Oczywiście. My już to robimy, ale chcemy zrobić dużo więcej. 30 czerwca br. została przyjęta nowa strategia KAPE. Zakłada ona dołożenie do naszej eksperckiej, technicznej działalności, zupełnie nowej nogi – finansowej. Chcemy stworzyć ekosystem spe-

cialistycznych funduszy, które pomogą samorządom i PEC-om w realizacji transformacji energetycznej.

Czyli wsparcie nie tylko merytoryczne, ale też finansowe?

Planujemy tak zaprojektować te instrumenty, żeby po pierwsze nie obciążały długu gminy, a po drugie, żeby banki czuły się bezpiecznie. Dlatego przewidujemy m.in. fundusz gwarancyjny oparty o mechanizm *First Loss Guarantee*, który przejmuje pierwszą stratę i stabilizuje cały model.

A co z samymi inwestycjami? Samorządy często mają problem, żeby je „udźwignąć”.

Dlatego oprócz gwarancji potrzebne są też mechanizmy pozwalające miastom na długoterminowe zobowiązania wobec wykonawców i ich ewentualny wykup. To będzie szczególnie ważne po wejściu w życie nowelizacji ustawy o efektywności energetycznej i zmian wynikających z dyrektyw unijnych. Gminy będą musiały co roku zmniejszać zużycie energii o ok. 1,9%. Najpierw jednak muszą wiedzieć, gdzie tę energię w ogóle zużywają, a tu jest ogromna luka.

Drugi obowiązek: dla budynków miejskich powyżej 750 m² trzeba będzie sprawdzić możliwość finansowania modernizacji w formule EPC, czyli w modelu *Energy Performance Contracting*. Ten rynek powinien rosnąć dużo szybciej niż dziś.

”

System, który przez lata był jednokierunkowy i stosunkowo prosty, dziś stał się wielokierunkowy, rozproszony i znacznie bardziej skomplikowany. I to dopiero początek

I KAPE ma w tym odegrać rolę „przyspieszacza”?

Tak. Moją ambicją jest, aby w ciągu trzech lat stworzyć fundusze o wartości około 500 milionów złotych, ściśle powiązane z KAPE. Równolegle chcemy utrzymać i rozwijać naszą ekspercką część techniczną, ponieważ jedno bez drugiego nie zadziała.

A jak pan ocenia realizację celów dotyczących efektywności energetycznej w Polsce – w ogóle, z perspektywy kraju?

Mam na to dość szczegółowy ogląd, gdyż zajmuję się efektywnością energetyczną od 1988 roku, od pracy w Instytucie Techniki Budowlanej. To były czasy, kiedy temat w zasadzie nie istniał w debacie publicznej, a my staraliśmy się go wyciągnąć na światło dzienne.

W 1992 roku współtworzyłem Fundację Poszanowania Energii, a niedługo później powstała Narodowa Agencja Poszanowania Energii – byłem jej pierwszym prezesem. Cały proces tworzenia instytucji, które zajmują się efektywnością energetyczną w Polsce, obserwowałem i współtworzyłem od środka. Właśnie dlatego mogę powiedzieć, że to, co się wydarzyło przez te lata, jest ogromnym sukcesem. Jeśli zestawimy to ze wzrostem PKB, jesteśmy dziś kilkanaście razy bardziej efektywni energetycznie niż wtedy.

Ale wciąż daleko do poziomu, którego się od nas wymaga... A świadomość po stronie rządzących? Jak pan ocenia „widoczność” efektywności energetycznej?

Wiele instrumentów polityki publicznej wynika z unijnych regulacji, ale to dobrze, bo dzięki temu temat nie znika z agendy. Osobiście często odwołuję się do aspektu bezpieczeństwa: im mniej energii zużywamy, tym łatwiej zapewnić jej dostawy, nawet w sytuacjach kryzysowych.

”

Moją ambicją jest, aby w ciągu trzech lat stworzyć fundusze o wartości około 500 milionów złotych, ściśle powiązane z KAPE

Sieć energetyczna też się zmienia, prawda?

Ogromnie. Kiedyś to był system jednokierunkowy: elektrownia – sieć – odbiorca. Lokalnych źródeł praktycznie nie było, poza domowymi piecami. Dziś mamy sytuację odwrotną. Energia płynie z wielu stron: z OZE, z magazynów, z instalacji przemysłowych, od prosumentów. Sieć staje się wielokierunkowa, dynamiczna i o wiele bardziej złożona. To gigantyczna zmiana w myśleniu o bezpieczeństwie energetycznym i o całym systemie.

Czy w tym wszystkim może pomóc sztuczna inteligencja, rozwój nowych technologii?

System, który przez lata był jednokierunkowy i stosunkowo prosty, dziś stał się wielokierunkowy, rozproszony i znacznie bardziej skomplikowany. I to dopiero początek. Ciepłownictwo będzie się elektryfikować, sieci będą się przenikać, a przepływy energii będą następować w różnych kierunkach jednocześnie. I tu wchodzi do gry zaawansowane systemy IT, algorytmy, także sztuczna inteligencja. Bez dobrego software'u się po prostu nie da. Dynamiczne taryfy, zmienne kierunki przepływu, arbitraż cenowy na rynku energii... Tym można zarządzać tylko przez

inteligentny system, który przewiduje, optymalizuje i podejmuje decyzje w czasie rzeczywistym.

Jak to wygląda w ciepłownictwie?

Podobnie. W momentach, gdy mamy nadprodukcję energii elektrycznej, szczególnie latem, przy dużej produkcji z fotowoltaiki, ta energia powinna być zagospodarowana, a nie marnowana. Najbardziej oczywisty sposób to magazyny ciepła: duże zbiorniki, które grzeją wodę „nadwyżkami”. Tego będzie coraz więcej, ponieważ i nadwyżek będzie coraz więcej.

Zarządzanie tym całym, nowym, rozproszonym ekosystemem to ogromne zadanie dla zaawansowanych technologii.

W Polsce nadążamy za tym tempem technologii?

Bywa różnie. Często wygląda to tak: jest budynek, ktoś montuje system BMS, ale poszczególne instalacje nie są ze sobą skorelowane. Efekt? Budynek się chłodzi, a jednocześnie – bo „gdzieś tam” czujnik uznał, że jest za zimno – włącza się ogrzewanie. Dwa systemy działające przeciwko sobie. To absurd, ale zdarza się częściej, niż byśmy chcieli.

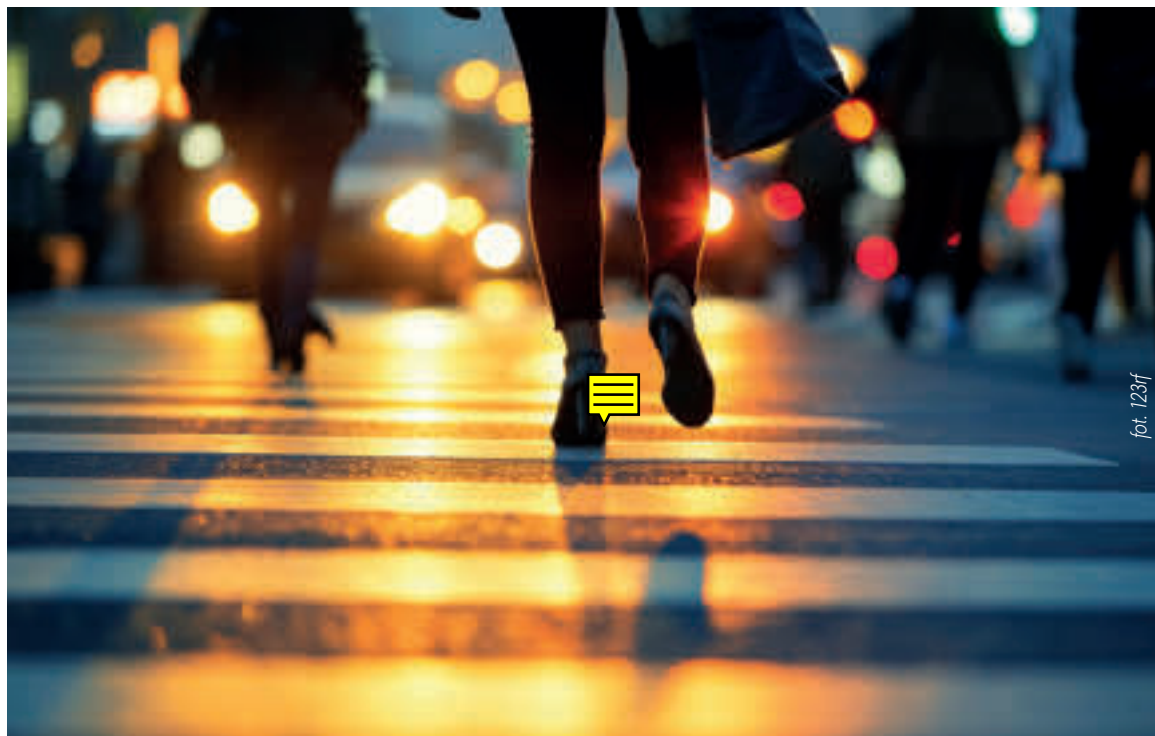
Ogrzewanie, wentylacja, pompa ciepła, fotowoltaika na dachu, magazyn ciepła – to wszystko musi ze sobą współpracować. Wtedy taki obiekt może być w dużej mierze samowystarczalny energetycznie. I tu dochodzimy do sedna: potrzebna jest edukacja i kompetentne kadry, które rozumieją te procesy.

Mówi pan o edukacji użytkowników, czy bardziej zarządzających?

O jednym i drugim, choć każde na innym poziomie. Edukacja to zawsze trudny temat, ale robimy swoje. W październiku zrobiliśmy konferencję pn. „Biznes z Klimatem”, a równolegle nagrywamy podcasty z Grupą RMF o tym samym tytule. Zrobiliśmy trzy odcinki, jeden już jest dostępny, drugi właśnie wychodzi, trzeci za chwilę. Po dziesięciu dniach od premiery odcinek z moim udziałem miał 260 tysięcy odtworzeń. To są liczby, których na naszym YouTube nigdy byśmy nie osiągnęli.

Wygląda więc, że to kierunek, w którym warto iść – szczególnie jeśli chcemy dotrzeć do młodszych odbiorców i mówić o efektywności w prosty, przystępny sposób. A jeśli chodzi o kadrę zarządzającą? Bo mówimy o technologiach, ale przecież ktoś musi tym zarządzać.

I tu jest pewien problem. Zdarza się, że na poziomie zarządu jest pełne zrozumienie, świadomość i chęć działania. Ale na szczeblu osób odpowiedzialnych operacyjnie, na przykład tych, którzy „pilnują” dostaw energii w dużych zakładach, optymalizacja i obniżanie rachunków to często dodatkowa praca, której nikt im nie „wpisał” w obowiązki.



NIE STAĆ W MIEJSCU

Transformacji nie możemy odpuścić, nie możemy się zatrzymać. Mamy potencjał, mamy dostęp do finansowania – przekroczyliśmy wielkość naszej gospodarki pod względem środków, które spływają z instrumentów unijnych. Trzeba to wykorzystać

foto: 123rf

Być może potrzebna będzie też pewna zmiana pokoleniowa. Mam wrażenie, że młodszy inaczej patrzy na kwestie energii i efektywności. A jeżeli mówimy o efektywności, to pochylmy się nad naszym przemysłem.

Przemysł ma dziś naprawdę sporo zachęt, choć nie zawsze są one w pełni wykorzystywane. Koszty inwestycji można częściowo pokryć dotacjami. Niedawno ogłoszono miliardowe środki na poprawę efektywności energetycznej w zakładach przemysłowych. To oczywiście nie będą dopłaty na poziomie 90 czy 95%, ale istotna część projektu może być tym wsparciem pokryta.

A reszta?

Resztę można złożyć jak „układankę”, z różnych źródeł. Finansowanie rynkowe plus instrumenty publiczne, a dodatkowo białe certyfikaty, które potrafią pokryć kolejne 20-30% kosztów. W efekcie całość zaczyna wyglądać naprawdę atrakcyjnie ekonomicznie. Dobrze przygotowany projekt efektywnościowy staje się inwestycją, która po prostu się opłaca.

Czy nie jest tak, że poprzeczka dla przemysłu jest postawiona za wysoko? Wymagania są wyśrubowane, terminy krótkie...

Ale to jest element gry rynkowej – konkurencji.

Tylko że przy tak wysokich kosztach emisji, energii i coraz ostrzejszych regulacjach przemysł europejski traci przewagę. Z niższymi wymaganiami może byłby bardziej konkurencyjny?

Tyle że te wymagania dotyczą całej Europy. I trzeba pamiętać o czymś jeszcze: większość europejskiego przemysłu i tak nie jest w stanie konkurować z Chinami skalą. Czasem broni nas lokalizacja i renoma, ale realnie wiele komponentów i tak sprowadzamy ze Wschodu i składamy u siebie.

Ale są branże, gdzie mamy przewagę?

Oczywiście. Choćby przemysł spożywczy – tu Chiny nam nie zagrażą. I właśnie dlatego obniżenie kosztów energii w tej branży jest kluczowe. Jeśli tego nie zrobimy, to przegramy. Nie z powodu wymogów energetycznych, tylko dlatego, że gdzie indziej są niższe standardy środowiskowe.

A więc jednym z rozwiązań jest budowa własnych źródeł energii?

To świetny kierunek, zwłaszcza że koszty technologii dramatycznie spadły. Pamiętam mój pierwszy projekt fotowoltaiczny – w 2002 roku w Hiszpanii megawat mocy kosztował 6,5 miliona euro. Dziś to około połowy tej kwoty.

Dołożymy do tego magazyny energii, które jeszcze dwa lata temu były drogie. Dziś ich cena dosłownie pikuje w dół. Widać wyraźnie, że ogromne, globalne nakłady na badania przyniosły efekty: nowe generacje magazynów są bezpieczniejsze, stabilniejsze, niepalne, a jednocześnie znacznie tańsze.

Z punktu widzenia KAPE, która pracuje i dla przemysłu, i dla dużej energetyki – gdzie ta transformacja jest trudniejsza? Przed kim dziś stoją większe wyzwania?



fot. KAPE

MAKE KAPE
GREAT AGAIN

Paradoksalnie ani przed dużą energetyką, ani przemysłem. Najtrudniej mają małe miasta i lokalne systemy ciepłownicze. Trzeba tam doliczyć kwestie demograficzne, brak kadr, kompetencji, niską zdolność kredytową. Oczywiście, znajdziemy chlubne wyjątki, ale generalnie to właśnie małe PEC-e są dziś w największych tarapatach.

Jakie może być rozwiązanie dla tych mniejszych?

Chcemy dostarczać im narzędzia finansowe i eksperckie. W samorządach sytuacja jest jeszcze bardziej skomplikowana, ponieważ do ciepłownictwa dochodzą szkoły, pływalnie, budynki publiczne, które wymagają modernizacji. W jednym z miast – około 60 tysięcy mieszkańców, – robimy analizy i te potrzeby modernizacyjne są po prostu gigantyczne.

W jakiej skali może więc zamknąć się cała transformacja?

W mojej ocenie około biliona złotych.

Do którego roku?

Gdzieś między 2040 a 2050. W takich momentach warto spojrzeć na to, gdzie jesteśmy *versus* 1989 rok. Jesteśmy w kompletnie innym świecie. Zrobiliśmy gigantyczny skok cywilizacyjny. Trudno mi uwierzyć, że nagle „się nie uda”.

Postęp jest, ale i wymagania – ogromne.

Ale jakie mamy wyjście? Stać w miejscu? Bez sensu. Mamy potencjał, mamy dostęp do finansowania – przekroczyliśmy wielkość naszej gospodarki pod względem środków, które spływają z instrumentów unijnych. Warszawa na przykład sobie poradzi, to atrakcyjny rynek.

Wspominał pan o zielonych obligacjach. KAPE też je wspiera?

Od tego roku mamy nową usługę dla emitentów oraz domów maklerskich. Robimy second-party opinion, czyli niezależnie oceniamy, czy cele zapisane w prospekcie emisji zielonych obligacji są rzeczywiście „zielone”. A później przygotowujemy Green Fund Allocation Report, który potwierdza, czy środki faktycznie poszły na cele środowiskowe.

Pieniądz w zielonych obligacjach bywa nawet dwukrotnie tańszy niż w zwykłym finansowaniu. Przykład? Europejscy operatorzy kolejowi finansują w ten sposób tabor. Warunek: spełnienie określonych parametrów efektywności energetycznej. To ogromne oszczędności, ponieważ mówimy o miliardowych transakcjach.

Czyli – według KAPE – szklanka jest jednak do połowy pełna?

Myślę, że jesteśmy na dobrej drodze i mamy też z czego być dumni, patrząc ogólnie na wszystkie lata transformacji.

Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”

Reklama

POLUB NASZE PROFILE

Kierunek
Energetyka

CZYSSTE KOTŁY



WIĘKSZA
SPRAWNOŚĆ



NIŻSZE KOSZTY

Systemy czyszczenia powierzchni grzewalnych kotłów

Obecnie około 1000 naszych generatorów fal uderzeniowych efektywnie rozwiązuje problemy eksploatacyjne w ponad 300 obiektach, zarówno w Polsce, jak i za granicą

Masz pytania? **Skontaktuj się z nami**



+48 501 573 656



ul. Szkolna 11, 47-480 Żerdziny
województwo śląskie



biuro@ekozub.pl



PROJEKT

Po analizie badanego tematu
następuje etap projektowania
instalacji



PRODUKCJA

Produkujemy z wykorzystaniem
nowoczesnych technologii
oraz maszyn



MONTAŻ

Kompleksowe montaż
instalacji na całym świecie



SERWIS

Profesjonalny serwis
gwarancyjny oraz
pogwarancyjny

BIOGAZ

szansą na energetyczną suwerenność

Jeszcze kilka lat temu gaz był w Polsce „niechcianym dzieckiem” transformacji. Dziś wraca jako paliwo niezbędne i akceptowane – zwłaszcza w swojej zielonej, odnawialnej postaci. O tym, jak biogaz i biometan mogą dać Polsce energetyczną niezależność, dlaczego wciąż jesteśmy tu za Czechami i co blokuje ustawę biometanową – opowiada **Artur Zawisza**, prezes Unii Producentów i Pracodawców Przemysłu Biogazowego i Biometanowego.

Dominika Miensopust: Jak ocenia pan miejsce biogazu i biometanu w zaktualizowanym Krajowym Planie w dziedzinie Energii i Klimatu? Czy Polska wykorzystuje w pełni potencjał tego sektora?

Artur Zawisza: Ciągłe dyskutowany, a dokładniej rzecz biorąc – aktualizowany KPEiK (aKPEiK – red.), dotyczy przyszłości i zaraz do tego wróć. Natomiast na pewno w tym momencie sektor biogazu i biometanu jest w naszym kraju słabo rozwinięty w stosunku do potencjału zarówno rolno-spożywczego (biogazownie rolnicze), jak i odpadowego (biogazownie ściekowe i składowiskowe).

Mamy dziś ponad 400 instalacji biogazowych wszystkich typów...

...co przy naszym potencjale stanowi zaledwie kroplę w morzu możliwości. Nie porównując się nawet z europejskim championem, jakim są Niemcy, wystarczy spojrzeć na Czechy, w których – przy zaledwie jedenastu milionach mieszkańców – jest ponad sześćset instalacji biogazowych.

W tym roku obchodzimy 20-lecie biogazu w Polsce – jako UPEBBI świętowaliśmy je wspólnie z pionierem branży, firmą Goodvalley. Niestety, wyniki tego dwudziestolecia trudno uznać za satysfakcjonujące.

Mieliśmy rządy bardziej konserwatywne, potem bardziej liberalne, następnie znowu konserwatywne i teraz ponownie liberalne, ale nikt nie może wypinać

ARTUR ZAWISZA
prezes Unii
Producentów
i Pracodawców
Przemysłu
Biogazowego
i Biometanowego



Fot. zasoby autora

persi do orderów, ponieważ sumaryczny wynik jest słaby i obciążający wszystkich rządzących.

Subsektor biometanu też nie jest w dużo lepszej sytuacji, myślę się?

Jeśli chodzi o biometan, jesteśmy dopiero na początku drogi. Działa jedna instalacja przyłączona do sieci i jedna poza nią. Tymczasem Ukraina, która – przypomnę – jest w trakcie wojny, ma już siedem biometanowni. Niemiecka biometanownia w Polsce niedawno została uroczyście uruchomiona i zapewne należy gratulować firmom w tę inwestycję zaangażowanym, ale jedna jaskółka jeszcze wiosny nie czyni...

Czego w takim razie brakuje, żeby to „ruszyło”?

Potrzebne są pełnozakresowe regulacje na poziomie legislacyjnym, ale i „instrukcyjnym”, czyli u operatorów gazowych, którzy dopiero uczą się tej tematyki. Dopiero wtedy potencjalni duzi inwestorzy, jakich subsektor biometanu potrzebuje, podejmą długofalowe decyzje inwestycyjne.

Zatem czy zapisy akPEiK są wystarczająco konkretne, by przełożyć się na rzeczywisty rozwój rynku biogazu i biometanu?

Wracając do kwestii planistycznych – akPEiK jest ambitny pod względem biometanu, ale antyrozwojowy wobec biogazu kogeneracyjnego. Co więcej, jeden z wiceministrów energii zapowiedział redukcję celów biometanowych w stosunku do obecnej wersji. To niepokojący sygnał. Nie możemy zapominać, że biogaz to krajowy, odnawialny gaz. Odcieśliśmy się od rosyjskiego surowca, a korzystamy z importowanego gazu z kierunków europejskich i azjatyckich, zaś namawiani jesteśmy na amerykańskie. Oczywiście jest to lepsze rozwiązanie – import z krajów bardziej obliczalnych – jednak własny biometan z bioodpadów to prawdziwe bezpieczeństwo energetyczne.

W akPEiK wyraźnie pomniejsza się znaczenie biogazu kogeneracyjnego – a przecież to właśnie on stanowi podstawę lokalnych, krajowych źródeł energii, tworzonych przez polskich rolników czy zakłady przetwórstwa mięsnego i owocowo-warzywnego. Zadziwia fakt, że na poziomie deklaracji politycznych ci inwestorzy stawiani są za wzór, a w praktyce decyzyjnej traktowani jak relikwiny przeszłości, którego nie warto wspierać. To błędne i krótkowzroczne podejście. Warto, by Departament Strategii w Ministerstwie Energii uważniej słuchał Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

Cele ilościowe znajdują się w planie, ale czy są one realne?

Byłbym ciekaw, czy autorzy „ręczyliby głową”, że cele te zostaną zrealizowane. Brakuje przecież instrumentów wykonawczych. Od lat mamy do czynienia z radosną twórczością organów jednostek samorządu

terytorialnego w zakresie decyzji środowiskowych czy podatków od nieruchomości, a każda inwestycja dzieje się oddolnie, a nie w dokumentach planistycznych. Biogazownie kogeneracyjne są systematycznie odcinane od sieci energetycznej i dopiero pakiet sieciowy mógłby tu przynieść pewne rozwiązania, choć diabeł tkwi w szczegółach.

Z kolei projekty biometanowe utknęły w rozgrywkach między Gaz-Systemem a Polską Spółką Gazownictwa. Zamiast partnerskiej współpracy mamy raczej rywalizację, jakby obie instytucje działały równolegle, a nie w jednym systemie. Tymczasem biometan potrzebuje koordynacji, nie konkurencji.

Wciąż mało kto rozumie, a jeszcze mniej osób chce to jasno komunikować, że tzw. urzędowe ceny referencyjne energii z biogazu i biometanu obejmują nie tylko komponent wytwórczy, ale również utylizacyjny. Innymi słowy: płacimy nie za energię, lecz także za zagospodarowanie bioodpadów. To unikalna wartość, której nie mają źródła pogodozależne – gdyż przecież ani słońca, ani wiatru nikt nie musi utylizować.



Badania Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, zweryfikowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, pokazują, że Polska mogłaby wytwarzać nawet około 4 miliardów metrów sześciennych biometanu rocznie

Jakie zmiany legislacyjne są dziś kluczowe, by branża biometanowa mogła rozwijać się dynamicznie, w ślad za planami Komisji Europejskiej i REPowerEU?

Przede wszystkim potrzebna jest ustawa o systemie wsparcia dla dużych biometanowni, a także przepisy dotyczące gazociągu bezpośredniego i tzw. blendingu biogazu, czyli dodawania propanu. Bez tego trudno mówić o realnym impulsie rozwojowym. Problem w tym, że losy tej ustawy to prawdziwe kuriozum polityczno-legislacyjne.

To znaczy?

Ministerstwo Klimatu i Środowiska z niezrozumiałym uporem łączyło przepisy biometanowe z innymi, dużo bardziej kontrowersyjnymi ustawami – najpierw o lądowej energetyce wiatrowej, potem o mrożeniu cen energii. Każdy, kto zna realia polityki, mógł przewidzieć, że temat wiatraków wywoła ogromne emocje i może zablokować całość. I tak się stało – prezydent,

**BIOGAZOWNIA
JAK MAGAZYN
ENERGII**

Biogazownia sama w sobie jest pewnego rodzaju magazynem energii, tyle że w formie biogazu, który został już wytworzony, ale jeszcze nie przetworzony w kogeneracji



wetując ustawę wiatrakową, automatycznie zawetował też przepisy biometanowe.

Czyli branża straciła kilka miesięcy przez polityczne przepychanki?

Dokładnie tak. Rząd zagrał w polityczną ruletkę, obstawił innego zwycięzcę wyborów prezydenckich i mówiąc wprost: przeliczył się.

Na szczęście zadziałaliśmy jako środowisko. W ramach Porozumienia dla Biogazu i Biometanu, które zainicjowało UPEBBI, uruchomiliśmy szeroką akcję branżową. Osobiście koordynowałem rozmowy, które doprowadziły do oświadczenia prezydenta, że jeśli przepisy biometanowe będą wyodrębnione i przedstawione w osobnej ustawie, zostaną poparte.

Był to moment przełomowy?

Tak, zdecydowanie. Doszło też do spotkania z ministrami z Kancelarii Prezydenta – z jej szefem Zbigniewem Boguckim i ministrem Karolem Rabendą, odpowiedzialnym m.in. za energetykę. Dzięki tym deklaracjom mogliśmy przekonywać resorty – a zwłaszcza minister Paulinę Hennig-Kłoskę – do szybkiej ścieżki legislacyjnej dla odrębnych przepisów biometanowych.

Z informacji, jakie mamy z Departamentu Odnawialnych Źródeł Energii, prace nad tym projektem właśnie trwają. I pod tym względem można być ostrożnym optymistą.

Czy oprócz rządowego projektu coś jeszcze dzieje się w parlamencie w omawianej tematyce?

W Sejmie złożono dwa projekty poselskie autorstwa grup posłów reprezentowanych przez Janusza Kowalskiego, które pogłębiają tematykę biogazową. Dotyczą one m.in. przyłączeń biogazowni do sieci energetycznej oraz ocen oddziaływania na środowisko. Warto, by projekty te były rozpatrywane równolegle z rządowym, gdyż się uzupełniają. Przypomnę, że w poprzedniej kadencji tzw. specustawa o biogazowniach rolniczych została przyjęta jednogłośnie, ponad politycznymi podziałami. To daje nadzieję, że także tym razem uda się osiągnąć ponadpartyjny konsensus w sprawie biometanu – paliwa, które ma szansę stać

się jednym z filarów krajowej transformacji energetycznej.

Czy biometan ma szansę stać się też paliwem strategicznym dla polskiego rolnictwa i transportu ciężkiego? Jakie są bariery wejścia dla tych sektorów?

Tu w szczególności trzeba spojrzeć na bioLNG, czyli skroplony biometan – końcowy produkt instalacji biometanowych, które nie tylko oczyszczają biogaz, ale potrafią go także skroplić i przekształcić w paliwo transportowe.

Czy ten kierunek już widać na polskim rynku?

Na największym dorocznym spotkaniu branży, czyli konferencji Green Gas Poland, połączonej z targami BioPower Poland, prezentowali się między innymi dostawcy technologii biometanowych i biopaliwowych. Pierwsza edycja targów była naprawdę dużym sukcesem – 69 stoisk, blisko 2,5 tysiąca uczestników. To dowód, że rynek biogazu, biometanu, biopaliw i biomasy zaczyna nabierać realnego rozpędu.

Czy biometan może stać się jednym z głównych paliw w krajowym miksie energetycznym?

Tak, taki właśnie jest sens Narodowego Celu Wskaźnikowego, by paliwa odnawialne miały stałe miejsce w polskim miksie energetyczno-paliwowym.

Nawet jeśli biometan nie stanie się od razu paliwem strategicznym, powinien być paliwem kluczowym – szczególnie dla rolnictwa i transportu ciężkiego. Zresztą przykłady już mamy. W Paryżu widziałem autobusy miejskie jeżdżące w 100% na biometan, a w Skandynawii – pojazdy komunikacji publicznej zasilane nawet biogazem nieoczyszczonym do 98% zawartości metanu. Dlaczego więc nie w Polsce? Możemy osiągnąć to samo.

Co najbardziej hamuje rozwój takich inwestycji?

Barierą są i będą względnie wysokie nakłady inwestycyjne. Instalacje biogazu i biometanu są drogie w punkcie wyjścia, gdy trzeba zainwestować relatywnie wysokie kwoty. Z czasem stają się

znacznie bardziej opłacalne, ponieważ pracują ponad osiem tysięcy godzin rocznie. Dla porównania: żadna instalacja pogodozależna nie ma i nie może mieć takich wskaźników. Fotowoltaika działa około tysiąca godzin, a farmy wiatrowe – kilka tysięcy. Instalacja biogazowa czy biometanowa nie zależy od sił przyrody, ale człowieka: menedżera, operatora i serwisanta. To właśnie człowiek, a nie pogoda, decyduje tu o sukcesie.

Czy widzi pan potencjał synergii między sektorem biogazu a innymi filarami transformacji, np. energetyką wodorową czy magazynowaniem energii?

Biogazownia sama w sobie jest pewnego rodzaju magazynem energii, tyle że w formie biogazu, który został już wytworzony, ale jeszcze nie przetworzony w kogeneracji. Taki biogaz można przechowywać w specjalnych zbiornikach z membranami, co sprawia, że instalacja biogazowa staje się stabilnym buforem energetycznym.

Czyli biogazownie można traktować jako element systemu magazynowania energii?

W pewnym sensie tak, choć oczywiście to coś innego niż klasyczne magazyny energii elektrycznej. Te ostatnie są dziś niezbędne, bez nich fotowoltaika w większej skali po prostu nie ma sensu. Dobrze, że wreszcie (także w programach dotacyjnych) kładzie się tak duży nacisk na ten temat. Szkoda tylko, że tak późno. Nikt, przynajmniej z osób odpowiedzialnych za interes publiczny, nie policzył i nie przemyślał tego zawczasu. Teraz jako krajowy system elektroenergetyczny musimy gonić uciekającą rzeczywistość.

A co z wodorem, który chyba ciągle jeszcze jest uznawany za „paliwo przyszłości”?

Tu mam mieszane odczucia. Coraz częściej można odnieść wrażenie, że w sferze zarówno mentalnej, jak i inwestycyjnej zaczynamy się z wodorem żegnać. To technologia zbyt kosztowna i zbyt niepewna, by realnie konkurować z rozwiązaniami już sprawdzonymi. Nie chcę jednak rozwijać tego wątku, nie czuję się na tyle kompetentny, by szczegółowo diagnozować te procesy. Jedno mogę powiedzieć: biogaz jest dziś pewniejszym, bardziej przewidywalnym elementem transformacji energetycznej niż wodór.

Jaką rolę może odegrać biogaz w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego Polski, zwłaszcza w kontekście uniezależniania się od gazu kopalnego?

Najważniejsze jest to, że gaz przestał już być „niechcianym dzieckiem” transformacji energetycznej. Jeszcze kilka lat temu planowano swoistą „degazyfikację” kraju, a obecnie gaz nie jest już paliwem ani przejściowym, ani pomostowym, tylko akceptowanym i pełnoprawnym.

Gdzie w tym układzie miejsce dla biogazu i biometanu?

Gaz kopalny wciąż ma charakter średnioemisyjny – stoi gdzieś pomiędzy wysokoemisyjnym węglem a niskoemisyjnym atomem. Natomiast jego „zielony” odpowiednik, czyli biogaz przetworzony do biometanu, jest odnawialny i jednocześnie stabilny. To paliwo przyszłości, gdyż zachowuje wszystkie zalety gazu, eliminując jego wady.

Badania Uniwersytetu Przyrodniczego w Poznaniu, zweryfikowane przez Narodowe Centrum Badań i Rozwoju, pokazują, że Polska mogłaby wytwarzać nawet około 4 miliardów metrów sześciennych biometanu rocznie – mniej więcej tyle, ile dziś wydobywamy gazu kopalnego. To nie jest wizja odległa, a realny, policzalny potencjał.

Biometan jako gaz odnawialny, pochodzący – jeszcze raz to zaakcentuję – z krajowych zasobów, prowadzi nas ku suwerenności paliwowej. W czasach pełnych turbulencji zarówno geopolitycznych, jak i strukturalno-gospodarczych, a także społeczno-migracyjnych suwerenność energetyczna i paliwowa jest bezcenna. W tym sensie biometan pozyskiwany z biogazu to kwestia bezpieczeństwa narodowego w wymiarze energetycznym i gospodarczym. To znaczące wyzwanie dla obecnych pokoleń Polaków.

Jak duży udział w krajowym miksie energetycznym mogłyby realnie osiągnąć biogazownie i instalacje biometanowe do 2030 roku – oczywiście przy odpowiednich regulacjach i finansowaniu?

Myślę, że powinniśmy celować w poziom czeski – to dobre, realistyczne odniesienie.

W Czechach działa około 55 biogazowni na milion mieszkańców. Gdybyśmy osiągnęli podobną skalę, w Polsce byłoby to ponad dwa tysiące instalacji, czyli czterokrotnie więcej niż obecnie. Oczywiście nie wszystkie o tej samej mocy. Dla przykładu: uśredniona moc niemieckiej biogazowni to 330 kW, a więc stosunkowo niewielka. Nie chodzi o giganty, lecz o sieć lokalnych, rozproszonych źródeł energii.

A jeśli chodzi o biometanownie – jaką poprzeczkę powinniśmy sobie postawić?

Tu wystarczy dać sobie prosty, ale wymowny cel: wyprzedzić Ukrainę. To nie jest ambitne hasło na sztandar, ale realny i wykonalny krok. Do Francji, która ma blisko dwa tysiące instalacji biometanowych, bardzo nam daleko. Natomiast kluczowe jest coś innego – by Polska wreszcie uwierzyła w biometan jako paliwo rozwojowe, które daje gospodarce napęd, a krajowi – energetyczne bezpieczeństwo.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka czasopisma „Kierunek Energetyka”*

ROŚNIE ENERGIA INWESTYCJI

Budownictwo energetyczno-przemysłowe w Polsce wyraźnie przyspiesza

Bartłomiej Sosna

ekspert rynku budowlanego, Spectis

Po przejściowej stagnacji budownictwo energetyczno-przemysłowe w Polsce wyraźnie przyspiesza, a wartość największych realizowanych i planowanych inwestycji wynosi już 633 mld zł. Kluczową rolę odgrywają projekty OZE, inwestycje w sieci elektroenergetyczne, magazyny energii oraz technologie niskoemisyjne wspierane środkami z Krajowego Planu Odbudowy.

Od 2028 r. rosnąć powinno znaczenie inwestycji w bloki jądrowe. Przed branżą stoją jednak poważne wyzwania, takie jak ryzyko kumulacji inwestycji, ograniczone moce przerobowe wykonawców i dostawców oraz obserwowane po stronie inwestorów ryzyko opóźnień w przygotowaniu projektów inwestycyjnych.

Przrastająca wartość planowanych inwestycji

Jak wynika z raportu firmy badawczej Spectis, zatytułowanego „Budownictwo energetyczno-prze-

mysłowe w Polsce 2026-2031”, po kilku kwartałach stagnacji, w III kwartale 2025 r. odnotowano wyraźne ożywienie w obu istotnych segmentach budownictwa energetycznego. Dynamika realna produkcji budowlano-montażowej w obszarze sieci przesyłowych wyniosła +19% r./r., natomiast w segmencie budowy energetyczno-przemysłowych wzrost sięgnął imponujących 30%. W rezultacie roczna dynamika w przypadku obu segmentów zbliża się do 10%. Na szczególną uwagę zasługuje segment sieci przesyłowych, który ostatnią głębszą korektę odnotował w 2017 r., rosnąc przez



RYS. 1
Łączna wartość
największych
inwestycji
energetyczno-
przemysłowych
w Polsce

8 kolejnych lat, wspierany coraz wyższymi nakładami inwestycyjnymi spółek PSE oraz Gaz-System.

Wyraźnie rośnie także wartość zakładanych inwestycji. Aktualna – dla 400 realizowanych i planowanych największych projektów energetyczno-przemysłowych – to 633 mld zł. W puli znaczących przedsięwzięć inwestycje na etapie budowy mają wartość 115 mld zł, a pozostałe 518 mld zł stanowią te będące w fazie przetargu, planowania lub wstępnej koncepcji. Tak olbrzymia dysproporcja pomiędzy wartością inwestycji w realizacji a tych planowanych świadczy o ogromnym potencjale rozwoju omawianego segmentu budownictwa. Jednak jak pokazują zdarzenia historyczne, w najbliższych latach spodziewać się można kolejnych opóźnień w przygotowaniach inwestycji oraz realizowania innych, alternatywnych koncepcji.

Warto zauważyć, że na przestrzeni ostatnich 12 miesięcy wartość inwestycji, których realizacja może się rozpocząć do 2030 r., wzrosła o blisko 140 mld zł. Jest to głównie wynikiem aktualizacji kosztów budowy bloków jądrowych na Pomorzu, krystalizujących się planów względem pierwszych lokalizacji dla małych reaktorów jądrowych, a także ożywienia inwestycyjnego w obszarze sieci przesyłowych oraz magazynów energii.

Dynamiczny wzrost przychodów specjalistycznych wykonawców

Jak wynika z analizy Spectis, całkowite roczne przychody analizowanych w raporcie 200 największych wykonawców energetyczno-przemysłowych w Polsce zmalały w 2024 r. o 4% i wyniosły 64 mld zł, z czego 43 mld zł przypada na segment szeroko rozumianych inwestycji energetyczno-przemysłowych, czyli bloków energetycznych, spalarni odpadów, elektrociepłowni, kotłowni, specjalistycznych instalacji przemysłowych, odnawialnych źródeł energii oraz sieci przesyłowych.

Rynek energetyczno-przemysłowy pozostaje umiarkowanie skoncentrowany. Z grupy 200 anali-

zowanych firm, pięciu największych wykonawców posiada 25% rynku, czołowe 10 podmiotów odpowiada za 36%, a na 20 wiodących firm przypada blisko połowa rynku.

Jak wynika z trendu za pierwsze trzy kwartały 2025 r., w całym roku wartość segmentu powinna wzrosnąć nominalnie nawet o 10%. W latach 2026-2027 oczekiwana jest kontynuacja ożywienia inwestycyjnego, napędzanego m.in. realizacją inwestycji współfinansowanych z Krajowego Planu Odbudowy – zarówno z części grantowej, jak i pożyczkowej.

Rosnące znaczenie transformacji energetycznej w wykorzystaniu środków z KPO

W najbliższych latach istotnym źródłem finansowania inwestycji energetycznych będą środki dostępne w ramach KPO, zwłaszcza z wartego około 60 mld zł Funduszu Wsparcia Energetyki, którego głównym celem jest dotowanie zielonych rozwiązań, ukierunkowanych na usprawnianie procesów energetycznych wraz z inwestycjami w odnawialne źródła energii. Dodatkowym źródłem finansowania będzie również Fundusz na rzecz Morskiej Energetyki Wiatrowej, który zasilili inwestorów kwotą 10 mld zł. Według stanu na koniec października 2025 r., wartość zawartych umów w ramach alokacji KPO na transformację energetyczną przekroczyła już 80 mld zł.

Sektor morskich farm wiatrowych rozkręca koniunkturę budowlaną w północnej Polsce

Morska energetyka wiatrowa to strategiczny kierunek transformacji, wzmacniający bezpieczeństwo energetyczne oraz stanowiący impuls do rozwoju gospodarczego Polski. Od 2023 r. na rynku budowlanym obserwowane jest wyraźne przyspieszenie w kontraktacji pierwszych elementów szeroko rozumianej branży offshore. Wprawdzie z uwagi na brak doświadczenia krajowe firmy budowlane nie będą zaangażowane bezpośrednio w proces instalacji farm

RYS. 2
Budownictwo
energetyczno-
przemysłowe
w Polsce



na Bałtyku, ale będą one kluczowymi wykonawcami różnego rodzaju inwestycji towarzyszących: zarówno o charakterze hydrotechnicznym, jak i kubaturowym.

W Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. wskazano, że moc zainstalowana w morskiej energetyce wiatrowej osiągnie w 2030 r. wartość 5,9 GW, natomiast w 2040 r. – do 11 GW (a nawet 18 GW w planowanej aktualizacji programu). Cały potencjał polskiej strefy Morza Bałtyckiego szacuje się nawet na 33 GW. Projekty będą rozwijane w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego w rejonie Ławicy Słupskiej, Ławicy Środkowej i Ławicy Odrzanej. Pierwsze morskie farmy wiatrowe zaczną produkować energię w 2026 r. Szacowana wartość inwestycji wyniesie ok. 130-150 mld zł.

Według stanu na III kw. 2025 r. realizowanych jest dziewiętnaście projektów morskich farm wiatrowych, dla których wydano pozwolenia lokalizacyjne: siedem w ramach I fazy systemu wsparcia (Baltica 3 o mocy 1045,5 MW, Baltica 2 o mocy 1498 MW, Baltic Power o mocy 1200 MW, BC-Wind o mocy 390 MW, FEW Baltic II o mocy 350 MW, MFW Bałtyk II o mocy 720 MW, MFW Bałtyk III o mocy 720 MW) i dwanaście w ramach II fazy systemu wsparcia.

Grupa PGE z największym portfelem

W IV kw. 2023 r. GRUPA ORLEN, we współpracy z Northland Power, rozpoczęła budowę pierwszej morskiej farmy wiatrowej Baltic Power o mocy 1200 MW. W styczniu 2025 r. rozpoczęto instalację fundamentów na morzu, a w lipcu 2025 r. zainstalowano pierwszą z 76 turbin wiatrowych Vestas o mocy 15 MW każda. Za transport i instalację gotowych komponentów odpowiedzialna jest, mająca już doświadczenie na polskim rynku, międzynarodowa grupa Van Oord, natomiast za projekt, budowę i dostarczenie niezbędnych komponentów do lądowej stacji elektroenergetycznej odpowiadać będzie konsorcjum General Electric Poland i Enprom. Całkowita wartość inwestycji wyniesie ok. 17 mld zł.

Największym portfelem projektów morskich farm wiatrowych w Polsce dysponuje PGE. W styczniu

2025 r. grupa podjęła finalną decyzję inwestycyjną (FID) dla projektu Baltica 2. Farma, z planowaną mocą 1498 MW, ma zostać oddana do użytku w 2027 r. Całkowity budżet projektu, obejmujący wydatki inwestycyjne w fazie rozwoju i w fazie budowy oraz koszty operacyjne w fazie budowy, szacowane jest na około 30 mld zł. Instalację fundamentów i kolejnych komponentów zaplanowano na lata 2026-2027. Van Oord został wybrany do transportu i instalacji monopali, GE Vernova i Polimex Mostostal – do budowy przyłącza lądowego, a Boskalis – do ułożenia i podłączenia kabli. Kolejny etap MFW Baltica to projekt Baltica 3 o mocy ok. 1045 MW, który zostanie ukończony do 2030 r. Łączna wartość inwestycji Baltica 2 i Baltica 3 to ok. 50 mld zł. Następnie, po 2030 r., do portfolio grupy dołączy farma wiatrowa Baltica 1 o mocy 896 MW. Zgodnie ze strategią Grupa PGE do 2040 r. wybuduje co najmniej 6,5 GW mocy wytwórczych zainstalowanych w technologii offshore.

Z kolei projekt BC-Wind, o mocy do 390 MW, planowany jest ok. 23 km na północ od gmin Choczewo i Krokowa. W lipcu 2025 r. spółka wybrała Siemens Gamesa jako dostawcę morskich turbin wiatrowych. Zakres umowy obejmuje dostawę 26 turbin wiatrowych o jednostkowej mocy 14 MW. Instalacja i ich uruchomienie przewidywane są na 2028 r. Szacunkowa wartość inwestycji to blisko 5 mld zł.

Kolejne opóźnienia inwestycyjne na horyzoncie

Warto jednak zaznaczyć, że średniorocznie planowane kwoty inwestycji znacząco przewyższają obecne moce przerobowe 200 największych wykonawców energetyczno-przemysłowych w Polsce. W związku z tym oczekiwać można, że ambitne plany inwestycyjne zrealizowane będą tylko częściowo, natomiast cały proces transformacji energetycznej polskiej gospodarki ulegnie znacznemu wydłużeniu. ■