

TEMAT NUMERU | TECHNOLOGIE, TRENDY I WYZWANIA ENERGETYKI PRZYSZŁOŚCI

TRANSFORMACJA... MYŚLENIA O ENERGETYCE

- | przyszłość rynku mocy
- | sposoby dekarbonizacji ciepłownictwa
- | innowacje w energetyce





Wspieramy firmy w procesach transformacji energetycznej

Energopomiar to ekspercka firma doradcza i pomiarowa istniejąca od 75 lat. Nasze usługi mają kluczowe znaczenie dla przedsiębiorstw uczestniczących w transformacji energetycznej oraz podmiotów, które wdrażają rozwiązania mające na celu ograniczenie wpływu prowadzonej działalności na środowisko i klimat. Jesteśmy doradcą dla klientów z sektora energetycznego, ciepłowniczego, komunalnego oraz różnych branż przemysłu.



ENERGETYKA

OKIEM STUDENTA

- 8 | Spółdzielnie energetyczne w każdej gminie.
Czy ma to sens?
Klaudia Wasilewska

Z ŻYCIA BRANŻY

- 10 | Never-ending story...
Jan Sakławski
- 12 | Znać swoją cenę
Monika Gruźlewska
- 14 | Co robić, kiedy nie ma czasu...
Zbigniew Krzysztyński
- 16 | Zimna rezerwa – kluczowa usługa, której nie ma.
Cz. 2 Ostatni taniec bloków węglowych
Michał Piecha
- 20 | Trochę omnipotentni
wywiad z Renatą Mroczek, Urząd Regulacji
Energetyki
- 24 | Bełchatów – nowa era polskiej energetyki
PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

TEMAT NUMERU: TECHNOLOGIE, TRENDY I WYZWANIA
ENERGETYKI PRZYSZŁOŚCI

- 26 | Kompensacja energii w konwencjonalnych
blokach energetycznych
Tomasz Kłapsa
- 28 | Efektywność energetyczna instalacji przemysłowych.
Urządzenia sterujące PLC
Tomasz Kopaczewski
- 32 | Zielony wodór – aspekty ekonomiczne oraz ekologiczne
Adam Lewandowski, Andrzej Wardecki
- 42 | Wodór w sieci gazowej – analiza rozliczeń
Monika Malisz
- 54 | O krok za daleko. Unijny przemysł, który kuleje
Piotr Mikusek
- 58 | Technologie niskoemisyjne w transporcie morskim
Agnieszka Czekąta, Karolina Majewska
- 64 | Efektywność i elastyczność. Platforma PICASSO
Kamil Moskwik
- 66 | Ochrona instalacji przed korozją w procesach reakcji
chemicznych jako alternatywa dla odgazowania fizycznego
EPURO

RYNEK ENERGII

- 68 | Blockchain w energetyce. Rewolucja w rozliczeniach
i handlu nadwyżkami energii?
Wojciech Sikorski
- 72 | Shell Dłala i Shell MIDEL, czyli olej transformatorowy
w transformacji energetycznej
Radosław Gwardecki

CIEPŁOWNICTWO

- 74 | Transformacja energetyczna w ENGIE
wywiad z Agnieszką Jeziorską, ENGIE EC Słupsk
- 78 | Najgorsze? Bezczynność
wywiad z Jackiem Szymczakiem, Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie
- 84 | Park Zielonej Energii®
wywiad z Krzysztofem Szalińskim, PEC Gliwice Sp. z o.o.
- 88 | Biomasa agro, czyli dekarbonizacja w Grudziądzu
Przemysław Płonka

PRAWO W ENERGETYCE

- 92 | Od zielonego, po niskoemisyjny, czyli wodór w erze
Zielonego Ładu i Clean Industrial Deal
Agnieszka Górka
- 96 | Budowa linii i stacji elektroenergetycznych.
Roszczenia przysługujące wykonawcom
Anna Wójcik, Aleksandra Kopacz

Z ŻYCIA BRANŻY

20

TROCHĘ
OMNIPOTENTNIWywiad z Renatą Mroczek,
prezeską Urzędu Regulacji
Energetyki

fot. URE

TEMAT NUMERU: TECHNOLOGIE, TRENDY
I WYZWANIA ENERGETYKI PRZYSZŁOŚCI

Fot. 123rf

54

O KROK ZA DALEKO. UNIJNY
PRZEMYSŁ, KTÓRY KULEJE

Piotr Mikusek

CIEPŁOWNICTWO



fot. IGCP

78

NAJGORSZE?
BEZCZYNNOŚĆWywiad z Jackiem
Szymczakiem,
Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie



Dominika Miensopust

redaktor wydania
tel. 32 415 97 74 wew. 15
tel. kom. 728 499 502
e-mail: dominika.miensopust@e-bmp.pl

Myślenie ponad podziałami

Transformacja energetyczna to nie tylko budowa nowych bloków energetycznych, instalacji OZE czy rozwój technologii wodnorodowych. To także – a może przede wszystkim – transformacja myślenia. Jeszcze niedawno dominowało przekonanie, że energia stanowi stabilny fundament gospodarki, a dostęp do niej jest czymś oczywistym. Dziś wiemy, że bezpieczeństwo energetyczne nie jest dane raz na zawsze, a odpowiedź na pytanie, jak wytwarzać i konsumować energię, wymaga zupełnie nowej perspektywy.

Zmieniają się społeczne oczekiwania, zmieniają się regulacje, przepisy, dyrektywy... Zmienia się rynek technologiczny, a z tym wszystkim ewoluje nasz sposób postrzegania energetyki. Doraźna modernizacja już nie wystarcza. Potrzebna jest wizja, która obok kosztów i efektywności opiera się na innowacjach i pogłębianiu świadomości odbiorców. W centrum tej zmiany mamy człowieka – z jednej strony to „przeciętny Kowalski”, odbiorca energii i ciepła, z drugiej – zarządzający, który musi podejmować decyzje często wykraczające poza „tu i teraz”, żeby sprostać wszystkim wyzwaniom.

„Transformacja... myślenia o energetyce” – hasło tego wydania jest zaproszeniem, by spojrzeć na branżę szerzej niż tylko przez pryzmat megawatów czy procentów udziału OZE w miksie. To wezwanie, żeby szukać synergii zamiast prostych podziałów, by w zmianach dostrzegać nie

tylko zagrożenia, ale przede wszystkim szans. Bo technologia sama w sobie nie rozwiąże problemów – kluczowe będzie to, jak zostanie wykorzystana, jakie decyzje będą podejmowane i jakie priorytety wyznaczone.

Potrzeba jest ludzi, którzy nie boją się patrzeć w przyszłość i otwarcie dzielić swoim doświadczeniem. Którzy decyzje opierają na faktach, a nie mrzonkach. Liderów zdolnych do reagowania na zmieniające się warunki, ale przede wszystkim do ich wyprzedzania. Energetyka przyszłości będzie bowiem kształtowana nie tylko przez regulacje czy technologie, lecz przez odwagę i determinację tych, którzy potrafią łączyć kompetencje inżynierskie z odpowiedzialnością społeczną i wizją rozwoju.

Coraz bardziej będzie liczyła się współpraca (a że np. na polu politycznym to niełatwe przekonaaliśmy się niedawno, przy wcieleń tzw. „ustawy wiatrakowej”). Naukowcy i biznes, rządzący, regulatorzy i przedsiębiorcy, duże koncerny i prosumenci – wszyscy stają się elementami jednego systemu, w którym stabilność zależy od otwartości na dialog i wymianę doświadczeń. Ważne jest, byśmy nie „zamykali się w silosach”, ale inspirowali nawzajem i szukali rozwiązań ponad podziałami.

Miensopust

KIERUNEK
ENERGETYKA



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-POMP

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

dr hab. inż. Maria Jędrusik, prof. nadzw. PWt, 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 Elektrociepłowni Ciechanów

Jan Sakławski, radca prawny – Krajowa Izba Kłastrów 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 Plonka

Redakcja techniczna
Marcelina Gašior

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 tekście.

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.

Fot. na okładce: 123rf

BazTech

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



OGRODY ZASILANE ENERGIĄ ODNAWIALNĄ

Gardens by the Bay (GB), jeden z najbardziej ikonicznych i znanych na świecie ogrodów botanicznych, od początku swojego istnienia był zaprojektowany jako element zrównoważonego rozwoju Singapuru. Zgodnie z tą ideą, Ogrody zakończyły właśnie instalację systemów fotowoltaicznych (PV) we współpracy z EDP. Projekt został zrealizowany za pośrednictwem EDP Renewables APAC w ramach umowy zakupu energii (PPA).

Zmodernizowany system to ponad 1700 paneli słonecznych o łącznej mocy 1,08 MWp

Źródło i fot.: informacja prasowa Burson

ELEKTROCIĘPŁOWNIA POMORZANY ZREZYGNUJE Z WĘGLA

Elektrociepłownia Pomorzany, należąca do PGE Energia Ciepła z Grupy PGE, po zainstalowaniu nowego, bazującego na gazie ziemnym źródła ciepła, całkowicie odejdzie od węgla.

Równocześnie zmniejszy się roczna emisja dwutlenku węgla – o 57%. To możliwe dzięki ponad 166 milionom złotych pożyczki z Wojewódzkiego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w Szczecinie.

Ciepło i prąd będą produkowane w kogeneracji. Oprócz agregatów wytwórczych, na terenie elektrociepłowni powstaną nowe maszynownie i potrzebna infrastruktura, a także m.in. stacja uzdatniania wody. Spółka szacuje, że całkowita rezygnacja z węgla w Elektrociepłowni Pomorzany może nastąpić do 2031 roku.

Źródło i fot.: WFOŚiGW Szczecin



POLENERGIA ZWIĘKSZA MOCE OZE – RUSZA NAJWIĘKSZA FARMA FOTOWOLTAICZNA GRUPY

Dysponująca mocą 67 MW elektrownia słoneczna Szprotawa będzie mogła zasilić zieloną energią około 35 tysięcy gospodarstw domowych, zwiększając całkowitą moc wytwórczą Polenergii, zainstalowaną w lądowych źródłach OZE, do 642 MW.

Dzięki mocy 67 MW i powierzchni ponad 76 hektarów, Szprotawa to jedna z największych farm fotowoltaicznych zrealizowanych dotąd w województwie lubuskim. Projekt istotnie wzmacnia potencjał OZE w regionie, wpisując się w krajową transformację energetyczną. Elektrownia zlokalizowana jest w gminach Szprotawa i Niegostawice w powiecie żagańskim. Koszt inwestycji to ponad 150 mln zł.

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

PRZETARG NA BUDOWĘ MAGAZynu ENERGII ELEKTRYCZNEJ W GRYFINIE

PGE Energia Odnawialna uruchomiła postępowanie przetargowe na zaprojektowanie i budowę baterijnego magazynu energii o mocy do 400 MW i minimalnej pojemności 800 MWh. Inwestycja zostanie zrealizowana przy Elektrowni Dolna Odra w Nowym Czarnowie k. Gryfina.

Magazyn Energii Elektrycznej Gryfino



Ogłoszenie przetargowe, które zostało opublikowane 1 sierpnia 2025 r., prowadzone jest w trybie przetargu nieograniczonego, zgodnie z przepisami ustawy Prawo zamówień publicznych. Termin składania wniosków upływa 16 września 2025 r.

Źródło i fot.: PGE S.A.



WSPARCIE NA NOWOCZESNĄ SIĘĆ

Enea Operator otrzyma ponad 123 mln zł dofinansowania z Funduszu Modernizacyjnego na realizację dwóch strategicznych projektów infrastrukturalnych o łącznej wartości ponad 205 mln zł.

Pierwszy projekt, o wartości 85,5 mln zł i kwocie dofinansowania 51,3 mln zł, obejmuje modernizację stacji Poznań HCP oraz budowę około 45 km linii wysokiego napięcia w otoczeniu stacji 400/110 kV Baczyna. Dzięki inwestycji poprawi się jakość zasilania m.in. w Gorzowie Wielkopolskim, Sulęcinie i Międzyrzeczu. Projekt drugi (o wartości 120 mln zł i kwocie dofinansowania 71,8 mln zł) zakłada budowę stacji 110/15 kV Gdańska w Szczecinie, rozbudowę stacji w Bydgoszczy i Żninie.

Źródło i fot.: Enea S.A.



WAŁBRZYCH KOLEJNYM MIASTEM NA MAPIE STACJI TANKOWANIA WODORU ORLEN

ORLEN uruchomił swoją trzecią ogólnodostępną stację tankowania wodoru w Polsce. Nowoczesny obiekt w Wałbrzychu ma pojemność na ponad 2 tony wodoru i jest w stanie zasilać flotę 20 autobusów należących do Miejskiego Zakładu Usług Komunalnych oraz ponad 30 pojazdów osobowych w ciągu doby.

Stacja wodorowa została wyposażona w dwa dystrybutory dla pojazdów ciężkich i autobusów o ciśnieniu 350 bar oraz jeden dla samochodów osobowych o ciśnieniu 700 bar. Jest zaprojektowana z myślą o potrzebach zarówno transportu publicznego, jak i użytkowników indywidualnych. Każdego dnia tankowanych jest tam średnio 15 z 20 autobusów wodorowych, którymi dysponuje MZUK.

Umowa podpisana z przewoźnikiem zakłada dostawy ok. 202 tys. kg wodoru w ciągu najbliższych trzech lat, z opcją dokupienia dodatkowego wolumenu. Na terenie stacji tankowania wodoru przy ul. Wysockiego przygotowano także cztery miejsca na naczepy wodorowe, umożliwiające magazynowanie łącznie do 2700 kg wodoru.

Źródło i fot.: Orlen

ROZWÓJ SIECI ENERGETYCZNEJ W POLSCE WSCHODNIEJ

Ruszyły prace budowlane przy rozbudowie i modernizacji sieci elektroenergetycznej w Polsce Wschodniej.

Na realizację sześciu zadań inwestycyjnych Energa-Operator uzyskała ponad 60 milionów złotych dofinansowania z programu Fundusze Europejskie dla Polski Wschodniej. Inwestycje poprawią niezawodność dostaw energii dla blisko 58 tysięcy odbiorców i zwiększą możliwości przyłączania odnawialnych źródeł energii. Dzięki wsparciu unijnemu, prace przy rozbudowie i unowocześnieniu sieci elektroenergetycznej rozpoczęły się w Płocku, Elblągu oraz powiatach: płockim, gostyńskim i pułtuskim.

Łączna wartość inwestycji to ponad 112 mln zł.

Źródło: Energa-Operator S.A.

31,82 GW

tyle wynosiła moc zainstalowana źródeł odnawialnych na koniec 2024 r., co stanowiło 44,1% mocy osiągalnej w KSE

Źródło:
gov.pl



Dane URE pokazują, że przez ostatnie pięć lat – do 2023 r. – włącznie, gdyż nie ma danych jeszcze za 2024 r. – średnia rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych była ujemna, a wskaźnik płynności osiągał zaledwie połowę poziomu uznawanego za bezpieczny dla prowadzenia działalności i realizacji inwestycji

– Jacek Szymczak,

Izba Gospodarcza Ciepłownictwo Polskie.

(wywiad s. 78)

FORTUM ZMIENIA CIEPŁOWNICTWO W CZĘSTOCHOWIE

Fortum realizuje jedną z największych inwestycji w zielone ciepło w regionie. Celem projektu o wartości około 100 milionów euro jest całkowite odejście od spalania węgla w elektrociepłowni w Częstochowie i przejście na certyfikowaną biomasę.

W ramach inwestycji modernizowana jest istniejąca infrastruktura elektrociepłowni, aby dostosować ją do spalania wyłącznie certyfikowanej biomasy pochodzenia roślinnego. Modernizacja obejmie m.in. przebudowę kotła fluidalnego, budowę systemów rozładunku paliwa oraz rozbudowę układów magazynowania i transportu wewnętrznego. Obecnie w EC Częstochowa wykorzystywana jest mieszanka 70% węgla i 30% biomasy. Po zakończeniu modernizacji, elektrociepłownia będzie działała wyłącznie w oparciu o certyfikowaną biomasę pochodzenia roślinnego od lokalnych dostawców.

Zakończenie inwestycji planowane jest na 2027 rok.

Źródło: Fortum

WESTINGHOUSE PRZYSPIESZY BUDOWĘ REAKTORÓW JĄDROWYCH DZIĘKI AI

Westinghouse Electric Company i Google Cloud ogłosiły rozpoczęcie współpracy mającej na celu

wykorzystanie narzędzi sztucznej inteligencji do zoptymalizowania procesu budowy reaktorów jądrowych.

Partnerstwo ma również usprawnić pracę działających elektrowni jądrowych dzięki zaawansowanej analizie danych.

W ramach partnerstwa firmy połączą rozwiązania AI dla energetyki jądrowej, wdrożone przez Westinghouse – HiVET™ i bertha™ – z technologiami i doświadczeniem Google Cloud, tak aby zoptymalizować budowę nowych elektrowni. Narzędzia AI, bazujące na wnikliwej analizie danych, przyczynią się również do modernizacji i poprawy wydajności już działających jednostek.

Źródło: informacja prasowa, fot. 123rf



Spółdzielnie energetyczne w każdej gminie. Czy ma to sens?

Idea tworzenia spółdzielni energetycznej w każdej gminie to bez wątpienia koncepcja odważna i nowoczesna, która wpisuje się w aktualne wyzwania związane z transformacją energetyczną, rozwojem odnawialnych źródeł energii oraz dążeniem do samowystarczalności energetycznej na poziomie lokalnym. Czy jednak na pewno?

W obliczu rosnących cen energii i wyzwań klimatycznych coraz częściej mówi się o potrzebie decentralizacji produkcji energii. Jednak czy wspomniana powyżej forma powinna funkcjonować w każdej gminie w Polsce? Odpowiedź nie jest jednoznaczna. Z jednej strony lokalne społeczności mają ogromny potencjał do samodzielnej produkcji energii na własne potrzeby. Z drugiej – nie każda gmina ma odpowiednie zaplecze. Wiele z nich nie posiada wystarczającej liczby źródeł OZE ani potencjału do ich rozwoju (niedofinansowanie). Odpowiedzią na takie problemy jest wspólna spółdzielnia energetyczna, która może składać się z maksymalnie trzech sąsiadujących ze sobą gmin. Niestety, wielu projektów nie udaje się zrealizować przez trudności we współpracy, brakuje również liderów do przeprowadzenia całego procesu. Istotnym wyzwaniem jest też fakt, że założenie spółdzielni energetycznej często wiąże się z wysokimi kosztami. Opłaty formalne oraz stworzenie dokumentów analitycznych to wydatek ok. 50 tysięcy złotych.

fot. zasoby autorki



Klaudia Wasilewska

absolwentka SGGW
w Warszawie, alumn
SKN Energetyki SGH

Problemy jednak też są...

Spółdzielnie energetyczne w Polsce mają jednak i trudności z rozwojem z powodu wspomnianego niedofinansowania, niestabilnych przepisów prawa oraz niewystarczającego zrozumienia operatorów sieci przy podłączaniu instalacji OZE. Brakuje również efektywnego systemu rozliczeń energii w ramach spółdzielni. Co więcej, lokalne społeczności bardzo często nie mają odpowiedniej wiedzy. Pomóc im mogą programy wsparcia, jak np. „Energia dla Wsi”, który oferuje bezzwrotne dotacje oraz pożyczki na rozwój odnawialnych źródeł energii: fotowoltaiki, biogazowni, magazynów energii. Warto wspomnieć tu, że Marszałek Województwa Mazowieckiego

uruchomił Mazowiecki Instrument Wspierania Społeczności Energetycznych – pierwszy w Polsce program dedykowany dla gmin z regionu mający na celu wspieranie tworzenia i rozwoju spółdzielni energetycznych.

Jeśli chodzi o środki pochodzące z Unii Europejskiej, również można wymienić kilka inicjatyw, m.in. Projekt HERCULES-CE – unijną inicjatywę realizowaną w ramach programu Interreg Central Europe. Należy podkreślić jednak, że preferencyjne warunki będą obowiązywały tu tylko do końca 2025 r. (minimalny poziom pokrycia zapotrzebowania na energię elektryczną dla swoich członków wynosi jedynie 40% rocznego zapotrzebowania). Od 1 stycznia 2026 r. próg ten wzrośnie do 70%, co dotyczy wszystkich nowych spółdzielni rejestrowanych po tej dacie.

Źródła

1. <https://smoglab.pl/tak-dzialaja-spoldzielnie-energetyczne-w-polsce-ludzie-dziela-sie-kosztami-ryzykiem-i-zyskami/>
2. https://www.energiazrolnictwa.pl/juz-108-spoldzielni-energetycznych-w-wykazie-kowr-rosnie-potencjal-oze/?utm_source=chatgpt.com
3. <https://www.bosbank.pl/EKO/tresci-ekologiczne/spoldzielnie-energetyczne-nowy-trend-na-rynku-energetyki-obywatelskiej>
4. <https://www.gov.pl/web/kowr/wykaz-spoldzielni-energetycznych>

Geneza powstania

W Polsce omawiane spółdzielnie zaczęły powstawać między innymi w wyniku rosnących cen energii elektrycznej i ciepłej, co stało się istotnym problemem dla wielu gmin i gospodarstw domowych. Według danych z Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa (KOWR), w połowie lipca 2025 r. w oficjalnym rejestrze znajdowało się 108 spółdzielni energetycznych. Skupiają one 376 członków korzystających z 603 instalacji OZE o łącznej mocy ponad 42 MW (www.energiazrolnictwa.pl). Dla porównania, 20 stycznia 2025 r. było ich ok. 60, obsługujących 208 członków i 276 instalacji o łącznej mocy 15,91 MW. Jeszcze na początku 2024 r. w rejestrze widniało zaledwie 25 spółdzielni, co wyraźnie pokazuje tempo wzrostu. Stan na początek sierpnia 2025 r. to już 116 podmiotów tego typu.

Kiedy celem jest niezawodność



Firma PERSTA specjalizuje się w produkcji zaworów odcinających, wykonanych z najwyższej jakości odkuwek. Armatura PERSTA jest przystosowana do pracy w ekstremalnych warunkach, wytrzymując najwyższe ciśnienia i temperatury pary stosowane w energetyce. Dzięki zaawansowanej technologii i solidnej konstrukcji, zawory PERSTA gwarantują niezawodność i bezpieczeństwo w najbardziej wymagających zastosowaniach. PERSTA stands for persistent – nasze zawory symbolizują stabilność i wytrzymałość w każdych warunkach.

Wybierz PERSTA dla maksymalnej wydajności, trwałości i bezpieczeństwa.

www.persta.com



HORA to lider w produkcji armatury regulacyjnej do pary w sektorze energetycznym. Wypracowane na przestrzeni lat rozwiązania inżynierskie zapewniają niezawodność, precyzję i długowieczność, spełniając najwyższe standardy jakości. Consider excellence to be the standard – to wdrożona filozofia, która znajduje odzwierciedlenie w każdej produkcie HORA.

Wybierając armaturę HORA, wybierasz doskonałość, innowacyjność i bezpieczeństwo.

www.hora.de

Never-ending story...

Tegoroczna aukcja na rynku mocy będzie ostatnią w ramach aktualnie obowiązującego systemu. Jednocześnie, na ostatniej prostej do certyfikacji, Ministerstwo Klimatu i Ochrony Środowiska (na żądanie PSE SA) zdecydowało się zmienić parametry w odniesieniu do aukcji ubiegłorocznej i przemodelować ten z zasady neutralny technologicznie system po swojemu. Cele są jasne – wsparcie gazowych jednostek wytwórczych i zminimalizowanie udziału bateryjnych magazynów energii. Czy to się uda? Rok temu nie wyszło, ale być może teraz PSE wreszcie dopnie swego.

Na samym początku warto zaznaczyć, że rynek mocy, w zasadzie na żadnym etapie swojego istnienia, nie był tym, czym miał być. Utworzony pod koniec 2017 roku mechanizm miał za zadanie wspierać finansowo jednostki konwencjonalne, którym coraz trudniej było konkurować w systemie *merit order* z niskokosztowymi źródłami odnawialnymi. W swojej decyzji zatwierdzającej, z lutego 2018 roku, Komisja Europejska wskazała jednak, że kluczowe jest zapewnienie, by każdy rodzaj technologii mógł partycypować w systemie (w tym magazyny energii i usługi DSR) na równych zasadach (ang.: *level playing field*). Komisja oczywiście dostrzegła intencję polskiego ustawodawcy polegającą na wsparciu technologii konwencjonalnych, ale zauważyła również szereg rozwiązań wspierających cele dekarbonizacyjne. Pokrzyżowało to jednak w pewnym stopniu szyki autorom projektu, którzy zmuszeni zostali do dopuszczenia do udziału w systemie jednostek początkowo w nim nieprzewidzianych. Sytuacja pogłębiła się wraz z uchwaleniem rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/943 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wewnętrznego rynku energii elektrycznej. Akt ten spowodował, że system wsparcia wystarczalności przestał być zgodny z prawem unijnym. W związku z tym polski ustawodawca został zmuszony do zmiany ustawy o rynku mocy poprzez wprowadzenie limitu emisji na poziomie powyżej 550 g CO₂/kWh wytworzonej energii i średniorocznie poniżej 350 kg CO₂/kW mocy zainstalowanej. Spośród jednostek konwencjo-



fot. zasoby autora

Jan Saklowski

członek zarządu
Krajowej Izby Kłastrów
Energii i OZE

nalnych na wsparcie łąpały się więc jedynie nowoczesne bloki gazowe, a instalacje węglowe zostały, z dniem wejścia w życie nowelizacji, wykluczone z udziału w kolejnych aukcjach. Obecnie udało się na poziomie unijnym wynegocjować powrót do koncepcji wspierania jednostek niespełniających limitu emisji do 2028 r., ale będzie to jedynie rozwiązanie doraźne i krótkotrwałe, wspierające bieżącą rentowność instalacji; nie pozwoli na trwałe wyeliminowanie problemów z wystarczalnością mocy w systemie.

Lech Falandysz nowym patronem

Powyższe zmiany koncepcyjne i turbulencje, jakim podlegał rynek mocy przez lata swojego istnienia, na pewno nie pomogły w jego stabilizacji i okrzep-

nięciu jako trwałego elementu polskiego rynku energii (już nie jedno-, a dwutowarowego). Do tego doszedł fakt, że deweloperzy realizujący inwestycję w magazyny energii mogli bardzo łatwo przygotować się do udziału w rynku mocy i zabezpieczyć kontrakt mocowy niemal bezkosztowo – zwiększając wartość swoich projektów i uzyskując za nie dobrą cenę na rynku M&A. To z kolei, wraz z upowszechniającą się w ostatnich latach tendencją do falandyzacji prawa, spowodowało, że PSE SA (operator rynku mocy) zaczęły podejmować działania, które można uznać za próbę ręcznego sterowania aukcjami i przekierowania ich w kierunku odpowiadającym oczekiwaniom operatora.

Współczynniki tak istotne

Minister klimatu i ochrony środowiska corocznie wydaje rozporządzenie będące aktem prawnym wskazującym szczegółowe parametry aukcji głównej (zwykle w środku wakacji). Jednym z istotnych parametrów tego rozporządzenia jest korekcyjny współczynnik dyspozycyjności (KWD) – procentowy współczynnik, przez który mnoży się zgłoszoną przez dostawcę moc. Jeżeli więc dostawca chce uczestniczyć w aukcji z instalacją o mocy zainstalowanej 100 MW, to przy współczynniku 50% będzie mógł wziąć udział jedynie z 50 MW. Parametr jest różny dla różnych technologii dostarczania mocy (gaz, ESP, BESS, itd.), mniejszy współczynnik to też niższe wynagrodzenie za świadczenie obowiązku mocowego. Jeżeli bowiem instalacja 100 MW o współczynniku 50% otrzyma kontrakt mocy na 17 lat, to przy cenie zamknięcia 500 zł/kW mocy uzyska 425 mln zł wsparcia. Przy KWD na poziomie 20% ta sama instalacja otrzyma „jedynie” 170 mln zł. To powoduje, że KWD jest absolutnie kluczowym komponentem każdej strategii aukcyjnej.

Przypadek? Nie sądzę...

Jak wspominałem wyżej, w ostatnich latach zaczęto jednak majstrować przy KWD i innych parametrach aukcji głównej. O ile do roku 2023 większość technologii (poza PV i wiatrem, które z oczywistych względów nie mogą świadczyć usługi tego typu) posiadała KWD na podobnym pułapie (ok. 90%), o tyle już w roku 2024 KWD dla magazynów bateryjnych spadł do 61,3%. Jednocześnie współczynnik dla elektrowni szczytowo-pompowych (funkcjonujących w systemie niemal identycznie jak BESS) pozostał na wysokim poziomie. Różnica była jedna – inny właściciel. O ile inwestycje BESS były i są realizowane głównie przez inwestorów prywatnych (nierzadko duże, zagraniczne grupy kapitałowe), o tyle ESP są własnością spółek Skarbu Państwa. Trudno nie dostrzec tutaj pewnej koincydencji.

Równi i równiejsi

W tym roku minister (a w zasadzie PSE, ponieważ to ten podmiot *de facto* ustala parametry aukcji) zmniejszył KWD dla BESS do 13,39%, a dla ESP próbował pozostawić współczynnik na poziomie ubiegłorocznym. Po interwencji sektora ESP również otrzymała niższy KWD, jednakże próba potraktowania obu podobnych do siebie technologii w tak diametralnie różny sposób pozostawiła znaczący niesmak. Co do samego radykalnego obniżenia współczynnika dla BESS można mieć wątpliwości, czy rozwiązanie to spełnia zasadę technologicznej neutralności, wynikającą m.in. z Wytycznych Komisji Europejskiej dot. pomocy państwa (2014/C 200/01) oraz

zasad równego traktowania uczestników rynku. Tak niska wartość KWD dla magazynów w praktyce ogranicza ich konkurencyjność w stosunku do jednostek gazowych, których współczynniki są stabilne i wysokie.

Na tak sformułowany zarzut sektora Ministerstwo odpowiedziało jednak krótko, acz dosadnie, cyt.: „Neutralność technologiczna jest zapewniona przez adekwatne odzwierciedlenie wpływu poszczególnych technologii na system elektroenergetyczny w ramach wyznaczania KWD dla każdej technologii”. Tłumacząc z prawodawczego na polski: „nasza neutralność technologiczna to co innego niż wasza neutralność technologiczna”. A jeszcze inaczej: „nie mamy Pana płaszcza i co nam Pan zrobi”. Rynek magazynów bateryjnych jeszcze w Polsce nie powstał na dobre, a już otrzymał sążnistego kopniaka w miejsce, gdzie plecy tracą swą szlachetną nazwę...



Rynek magazynów bateryjnych jeszcze w Polsce nie powstał na dobre, a już otrzymał sążnistego kopniaka w miejsce, gdzie plecy tracą swą szlachetną nazwę

Quo vadis, energetyko?

Reasumując, z dużym niepokojem obserwuję to, co dzieje się przy ustalaniu parametrów aukcji głównej na rok dostaw 2030, a także szerzej, w całej polskiej energetyce. Ręczne sterowanie kluczowymi współczynnikami, próby odmiennego traktowania instalacji w zależności od stojącego za nimi kapitału, zbywanie uwag sektora kopiowanymi bez końca generycznymi odpowiedziami... To wszystko wpisuje się niestety w postępujący w ostatnich latach proceder rządzenia metodą faktów dokonanych, zastępowaniem deliberacji dyktatem, ustawy uchwałą, a procesu legislacyjnego – jego ersatzem. Nie pomaga przy tym brak kompetencyjnej niezależności ministra odpowiedzialnego za energetykę, ciągła karuzela kompetencyjna w rządzie i nowe otwarcia w energetyce, średnio co pół roku. Czasem mam wrażenie, że lepiej byłoby rzucić to wszystko i wyjechać w Bieszczady albo przynajmniej kupić sobie jakiś jacht za pieniądze z KPO.

Znać swoją cenę

Żyjemy w czasach, gdy zmiany w sektorze energetycznym zachodzą szybciej niż kiedykolwiek wcześniej, a Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) przechodzi przyspieszoną transformację.

W ciągu ostatniej dekady jesteśmy świadkami dynamicznych zmian w strukturze źródeł wytwórczych w KSE. Zaledwie 1 GW prosumenckiej fotowoltaiki (PV) pięć lat temu, dziś mamy ponad 21 GW mocy w energetyce słonecznej. W rezultacie łączna moc zainstalowana wszystkich źródeł wytwórczych niemal się podwoiła, osiągając w 2024 roku rekordowy poziom ponad 72 GW; z tego 33 GW (ok. 46,2%) przypadło na odnawialne źródła energii (OZE).

Jednocześnie w KSE jest coraz mniej regulacyjnych źródeł mocy – tych, które pełnią funkcję stabilizującą dla całości systemu. Przez sieć przetacza się nie tylko energia, ale i niestabilność – generowanie energii przestaje podążać za zapotrzebowaniem, a bilansowanie systemu kosztuje więcej niż kiedykolwiek.

Niestety, szybkie zwiększenie mocy odnawialnych nie zostało skoordynowane ze wzrostem elastyczności systemu. Efekt? Wyzwanie, jakim jest zarządzanie nadwyżkami energii oraz bezpieczeństwo pracy KSE.

Od 2024 roku coraz częściej dochodziło do zjawiska nadpodaży energii z OZE, której system elektroenergetyczny nie był w stanie odebrać. W 2024 roku ponad 680 GWh takiej energii nie trafiło do sieci z powodów innych niż rynkowe, czyli np. ze względu na ograniczenia techniczne systemu. W 2025 roku (do kwietnia br.) było to 390 GWh. W godzi-



fot. zasoby autorki

Monika Gruźlewska

dyrektorka Polskiego
Towarzystwa
Energetyki Ciepłej

nach z redukcjami, procentowy udział OZE w bilansie KSE wynosił 40-60%.

Do wspomnianej listy wyzwań należy również dodać zmianę profilu zapotrzebowania na energię elektryczną. W efekcie, na rynku hurtowym energii elektrycznej pojawiły się ujemne ceny w godzinach największej generacji z OZE oraz wysokie ceny w godzinach szczytowego zużycia. W całym roku 2024 liczba godzin z cenami ujemnymi w Polsce wyniosła 186, a od stycznia do kwietnia 2025 – już 129 godzin.

Mając na uwadze dynamicznie zmieniający się rynek energii elektrycznej, coraz częściej mówi się o potrzebie integracji sektorów – tzw. sector

coupling. Jak w tym kontekście będzie się kształtowała przyszłość ciepłownictwa? Dotąd kojarzone z powolnością i inercją, dziś wraca do gry w nowej roli. Może stać się bowiem elastycznym odbiorcą, magazynem energii i aktywnym uczestnikiem rynku energii elektrycznej. Ale żeby było to możliwe, sektor musi znać swoją cenę. Dostłownie.

W najnowszym raporcie Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej (PTEC) pt. „Integracja sektora ciepłowniczego i elektroenergetycznego, czyli jak wykorzystać transformację ciepłownictwa systemowego do zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła i stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego” czytamy, że przy optymalnym wykorzystaniu

jednostek kogeneracyjnych, Power-to-Heat (czyli źródeł najlepiej współpracujących z KSE) i magazynów ciepła, zmienny koszt wytworzenia ciepła spada do 30 zł/GJ. To nie tylko wskaźnik – to przede wszystkim argument w dyskusji o kierunku transformacji.

Dla porównania, z analizy ekspertów PTEC wynika, że:

- systemy oparte na węglu mają o 16% wyższe koszty zmienne,
- systemy bez kogeneracji – aż o 143% wyższe.

Zwiększanie elastyczności międzysektorowej pozytywnie wpływa także na ograniczenie emisji oraz pomaga systemowi ciepłowniczemu spełniać wymagania efektywności energetycznej. Jednocześnie wartym podkreślenia jest fakt, że wszystkie przedstawione w raporcie PTEC wyliczenia zostały wykonane w oparciu o rzeczywiste dane rynkowe z 2024 roku – zarówno z Towarowej Giełdy Energii, jak i pracy KSE. A przecież rok 2024 to dopiero początek funkcjonowania nowego krajobrazu energetycznego, z rosnącym udziałem OZE, nowymi zasadami na rynku bilansującym, rozwojem magazynowania ciepła i spodziewanymi przez ciepłownictwo zmianami regulacyjnymi. To oznacza, że potencjał dalszego obniżenia kosztu zmiennego w kolejnych latach – przy odpowiednich decyzjach inwestycyjnych i systemowych – może być jeszcze większy.

Co istotne, eksperci PTEC zbadali wpływ elektryfikacji ciepłownictwa zarówno na systemy ciepłownicze, jak i KSE. Elektryfikacja może w znaczący sposób wspierać ciepłownictwo i obniżyć koszty wytworzenia ciepła. Konieczna jest przy tym odpowiednia optymalizacja wykorzystania tego typu jednostek w momentach występowania niskich cen i niskiego zapotrzebowania na energię elektryczną. W przypadku elektryfikacji znacznej części wytwarzania ciepła, poprzez instalację kotłów elektrodowych w podstawie, zwiększenie zapotrzebowania w KSE w ciągu roku o 500 MW (w każdej godzinie 2024 roku) podniosłoby średnioroczną cenę energii elektrycznej BASE w 2024 roku o 5%. Natomiast wzrost zapotrzebowania w KSE o 1000 MW oznaczałby cenę wyższą o 10%.

Jak wskazują powyższe dane i wnioski, sector coupling to racjonalny kierunek transformacji pod warunkiem, że

zakłada dywersyfikację źródeł wytwórczych, uwzględniającą lokalną specyfikę – technologie Power-to-Heat, jednostki kogeneracji, źródła biomasowe czy też kotły gazowe oraz równoległy rozwój magazynowania ciepła. Ponadto integracja sektora będzie miała znaczący wpływ na rynek energii elektrycznej poprzez możliwości jej lokalnego bilansowania, ale również na ceny energii elektrycznej.

”

Niestety, szybki wzrost mocy odnawialnych nie został skoordynowany ze wzrostem elastyczności systemu

Aby odbiorcy końcowi mogli szybciej odczuć realne korzyści z połączenia systemów elektroenergetycznego i ciepłowniczego, potrzebne są odpowiednie regulacje wspierające tę integrację. Branża od wielu miesięcy apeluje o uznanie ciepła wytwarzanego w kotłach elektrodowych za ciepło z OZE oraz o preferencyjne opłaty dystrybucyjne i warunki przyłączania pomp ciepła czy kotłów elektrodowych do sieci elektroenergetycznej. Potrzebna jest również dyskusja nad modyfikacją obecnych modeli taryfowania ciepła, żeby jeszcze lepiej wspierały proces odchodzenia od paliw węglowych.

Obowiązujące dziś zasady wspierania inwestycji w wysokosprawną kogenerację coraz mniej odpowiadają realiom rynkowym – dlatego również powinny zostać zaktualizowane. Czy jednak skupienie się na regulacjach krajowych nie zawęży pełnego obrazu możliwych zmian? Sektor ramieniem z Ministerstwem Klimatu i Środowiska powinien działać w zakresie zwiększenia poziomu i perspektywy czasowej dostępności środków na finansowanie transformacji. Czy z tych składników wyjdzie dobry przepis na transformację? Czas pokaże.

Co robić, kiedy nie ma czasu...

Kilka lat temu w Sejmie organizowane były przez parlamentarzystów PSL spotkania poświęcone energetyce odnawialnej. *Notabene* jednym z tych, którzy stali za tymi spotkaniami, był obecny minister energetyki Miłosz Motyka.

Opowiadano wówczas w Sejmie o potrzebie zmian legislacyjnych ułatwiających budowę i eksploatację odnawialnych źródeł energii, o nowych rozwiązaniach technologicznych, o potrzebie budowania nowej energetyki poprzez zmianę świadomości tych, którzy są nie tylko jej kreatorami, ale także użytkownikami...

Tematów spotkań było wiele, ale ich uczestnicy czuli się trochę wyobcowani brakiem społecznego i medialnego wsparcia dla poruszanej problematyki. Energetyka traktowana była podówczas jako zjawisko ściśle techniczne, trochę gospodarcze, ale na pewno nie społeczne (no, może jedynie w kontekście cen energii, ale i to ograniczało się często do doraźnego utyskiwania, że ceny rosną...).

Kiedy kilka lat temu przygotowywana była strategia promocyjna dla Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej w Krakowie, największym problemem okazała się kwestia identyfikacji wizualnej zarówno przedsiębiorstwa, jak i zakresu jego działalności. Spór toczył się głównie o to, czy wizualnym symbolem krakowskiego MPEC-u ma być kaloryfer czy może coś innego. Zmiany wymagało również hasło firmy. „Dostarczamy ciepło”, lub „Ciepło z dostawą do domu” – zbyt jednoznacznie (i zbyt wprost) określało to, co robi i czym jest przedsiębiorstwo.

Ostatecznie za hasłem: „Ciepła energia Krakowa” pojawiły się – jako nowe logo – energetyczne fale pod królewską koroną dawnej polskiej stolicy. Bo miejska sieć ciepłownicza, a więc owa ciepła energia Krakowa, to dziś jeden z najistotniejszych czynników miastotwórczych. To energia pozwalająca na funkcjonowanie szkół, szpitali, galerii handlowych, basenów, stadionów piłkarskich... To coś więcej niż tylko ciepły kaloryfer – i tak samo myśleć trzeba o energetyce.

Niestety, w dominującej świadomości społecznej energetyka ciągle jeszcze kojarzy się jedynie z prądem, żarówkami, gniaздkami, słupami, które stoją gdzieś przy drodze...

Na szczęście widok wiatraków, farm fotowoltaicznych, biogazowni, reklamy pomp ciepła, informacje o możliwości produkcji i wykorzystania wodoru – zmieniają powoli świadomość Polaków.

Zbyt wiele jest jeszcze jednak obaw, pytań i wątpliwości, utrwalonych fałszywych schematów i stereotypów, aby spo-



fot. zasoby autora

**Zbigniew
Krzysztyniak**

MPEC Kraków

teczne myślenie o energetyce można było uznać za odpowiadające randze problemu i skali zjawiska. W czasach, kiedy – jak mówią Czesi – łamie się chleb i trzeba dokonać wyboru drogi, aby (bez względu na koniunkturę) nie mijać się „od płota do płota”, najważniejszym zadaniem będzie usystematyzowanie wiedzy o energetyce, jej problemach, potencjale, szansach i zagrożeniach. I o roli, jaką odgrywa ona w każdym nowoczesnym państwie dbającym o własne bezpieczeństwo.

Kiedyś, w czasie kampanii wyborczej, jeden z kandydatów na prezydenta miasta Krakowa proponował, aby oczyszczać miejskie powietrze przy pomocy ogromnych plenerowych

oczyszczalni zasilanych energią elektryczną. Dziś może się to wydawać śmieszne, ale wtedy działanie urządzenia, do którego z jednej strony wlatywało miałyby powietrze zanieczyszczone, a z drugiej wylatywać czyste, u co poniektórych wywoływało nadzieję, że jest to najbardziej skuteczna walka ze smogiem.

Potrzeba uporządkowania wiedzy nt. energetyki, zracjonalizowania sposobów myślenia i odrzucenia tzw. chciejstwa – to warunek *sine qua non*, aby można było budować długofalową strategię rozwoju tej dziedziny życia gospodarczego i społecznego.

Bo czy się to komu podoba, czy nie, strategia energetyczna musi stać się przedmiotem wielkiej społecznej debaty. Bowiem nie ma żadnej dziedziny życia, która mogłaby funkcjonować bez energii.

Kiedyś turyści pytali siedzącego przed chatupą bacę: „Baco, a co tak siedzicie...?”

– Jak mom cas, to se tak siedze i myślę – odpowiedział baca.

– A jak nie macie czasu? – dopytywali się ciekawscy.

– To ino siedze – przyznał pytany.

W przypadku polskiej energetyki, wytyczania jej kierunków rozwoju, budowania strategii, kształtowania świadomości, upowszechniania wiedzy – już nie możemy sobie pozwolić na brak czasu i tylko siedzieć...



TECH-POMP **SERWIS**

WYNAJEM i SPRZEDAŻ



URZĄDZEŃ DLA PRZEMYSŁU I ENERGETYKI

WYNAJEM POMP I INSTALACJI OBEJŚCIOWYCH

pompy (spalinowe, elektryczne), rurociągi, armatura, aparatura kontrolnopomiarowa i automatyka.

PRÓBY CIŚNIENIOWE

rurociągów, kotłów i aparatów technologicznych.

KOTŁOWNIE MOBILNE

woda gorąca, para technologiczna, wymienniki ciepła.

SPRZEDAŻ AGREGATÓW POMPOWYCH

dobór, dostawa, uruchomienie i serwis.



Masz pytanie?
skontaktuj się z nami

TECH-POMP SERWIS Sp. z o.o.
www.transferwody.pl
info@transferwody.pl
tel. +48 604 262 154

SPRAWNIE | BEZPIECZNIE | FACHOWO

 **Działamy na terenie całej Polski.**

ZIMNA REZERWA – KLUCZOWA USŁUGA, KTÓREJ NIE MA

Cz. 2 Ostatni taniec bloków węglowych

Michał Piecha

ekspert i praktyk obszaru zarządzania aktywami w energetyce konwencjonalnej

Bloki węglowe – także te starsze – będą jeszcze przez kilka (kilkanaście?) lat potrzebne w KSE. Jak mogą wyglądać ostatnie lata ich eksploatacji?

Zmiany nigdy nie przychodzą łatwo. W najlepszym wypadku wzbudzają niepokój, ale częściej wyparcie, niechęć i opór. Jednak są one nieuniknione i w końcu dotkną również węglową część energetyki. W końcu?! Przecież od lat „pędzimy” (na złamanie karku) autostradą transformacji energetycznej. Każdego roku pobijamy rekordy produkcji energii elektrycznej (ee) z OZE, a moc źródeł odnawialnych w KSE wkrótce przekroczy moc jednostek konwencjonalnych. Wszystko to prawda, o ile jednak produkcja ee z bloków węglowych systematycznie spada, o tyle moc zainstalowana utrzymuje się od wielu lat na zbliżonym poziomie.

Ponadto, w ostatniej dekadzie więcej mocy węglowych w systemie przybyło niż z niego wycofano. I choć można by na tej podstawie postawić tezę, że wszystkie jednostki węglowe są nam dzisiaj potrzebne, nie jest to

bynajmniej jedyny powód ich trwania. Co więc – poza potrzebami KSE – powoduje, że tak trudno dostosować tempo wycofywania bloków i zamykania elektrowni do realiów ekonomicznych i ambicji klimatycznych?

Czynnik społeczny

Pokrewne energetyce górnictwo udowodniło wielokrotnie, jak potężny i skuteczny jest opór przed zmianą, która ma doprowadzić do likwidacji całej branży. Nie inaczej jest w energetyce konwencjonalnej.

Transformacja energetyczna nie dokona się w pełni, jeśli nie zadamy o spójny, rozłożony w czasie i konsekwentny plan zamykania poszczególnych elektrowni węglowych. Plan, którego tempo będzie z jednej strony dostosowane do rzeczywistych potrzeb KSE, a z drugiej zapewni czas niezbędny do akceptacji

i przeprowadzenia zmiany. Niestety, długofalowe planowanie przyszłości bloków energetycznych nie było i nie jest mocną stroną polityków, zarządów spółek energetycznych i związków zawodowych. Ci pierwsi najchętniej w ogóle nie poruszaliby tematu (wiadomo – zawsze są jakieś wybory na horyzoncie...), drugim się wydaje, że zamkną elektrownie tak po prostu, gdy skończy się ich „okres ekonomicznej użyteczności” (czytaj: lada moment), a trzeci zdają się w ogóle nie zakładać, że się to kiedyś wydarzy.

Takie podejście powoduje chaos, niepewność i często sprzeczność w komunikacji. Niejednokrotnie przekaz kierowany do pracowników czy władz samorządowych wygląda zgoła inaczej niż plany omawiane w wąskim gronie zarządczym spółek energetycznych. Doskonałym przykładem jest medialne zamieszanie wokół daty odstawienia bloków w Elektrowni Rybnik – w 2024 roku zarządy (obecny i poprzedni) PGE GiEK przerzucały się odpowiedzialnością za podjęcie*/niepodjęcie*/rzekome podjęcie*/kierunkowe podjęcie* (*zaznacz właściwe) decyzji o zakończeniu pracy elektrowni w... 2025 roku. Przykład ten nie jest zresztą odosobnionym przypadkiem.

O tym, że bloki węglowe – także te starsze – będą jeszcze przez kilka (kilkanaście?) lat potrzebne w KSE, starałem się przekonać w pierwszej części artykułu. Przyjmując, że ostatecznie tak będzie, zastanówmy się, jak mogą wyglądać ich ostatnie lata eksploatacji. Ale właściwie... nad czym się tu zastanawiać? Czy nie wystarczy po prostu zadbać o źródło ich finansowania?

Nie.

Kontynuacja eksploatacji bloków węglowych na dotychczasowych zasadach będzie coraz trudniejsza i droższa (w przeliczeniu na MWh wyprodukowanej energii), ale przede wszystkim nie przygotuje branży do zmian, a tym samym nie wesprze transformacji. Dalszego wzrostu kosztów produkcji ee z węgla – przy spadającym wolumenie – nie unikniemy, ale możemy pomyśleć o zmianach, które pozwolą lepiej przygotować elektrownie do zasłużonej emerytury. Zmiany nie będą ani łatwe, ani przyjemne, ale mogą wspierać realizację celu. Więc może warto podsunąć kilka pomysłów, jak przygotować ostatnią usługę systemową, którą bloki węglowe miałyby świadczyć.

Już nie JWCD

Znakomita większość bloków energetycznych pracujących w elektrowniach zawodowych to Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWCD). Przez lata były one „elitą” energetyki. Stanowiły trzon systemu elektroenergetycznego – pracując w podstawie odpowiadały zarówno za produkcję ee, jak i stabilizację sieci, realizując szereg funkcji regulacyjnych (mocy czynnej, biernej, częstotliwości). Zgodnie z nazwą, ich nadrzędnym dysponentem jest operator sieci (PSE) – do niego należy ostateczna decyzja: które jednostki i z jaką mocą mają pracować. To, co przez lata było po prostu cechą, obecnie jest dużym wyzwaniem dla pro-

wadzących eksploatację. Z perspektywy wspomnianej transformacji (rozumianej jako nieuchronne zamykanie elektrowni) będzie więc istotnym czynnikiem blokującym możliwość stopniowego przygotowania się do nadchodzących zmian.

Dlaczego?

Status JWCD nakłada na prowadzącego eksploatację szereg obowiązków. Podstawowym jest pełna dyspozycyjność na polecenia operatora: 24 h/dobę, 365 dni w roku. Nie ma znaczenia, czy właściciel elektrowni zaplanował pracę swoich jednostek. Coraz częściej zdarza się, że poszczególne bloki (lub całe elektrownie!) przez kilka czy kilkanaście dni z rzędu nie pracują. Właściciel nie zakontraktował energii ze swoich jednostek (zbyt niskie ceny na giełdzie), a operator nie przywołał jednostki do pracy. Niestety, z punktu widzenia kosztów stałych ponoszonych przez właścicieli jednostek JWCD, takie wielodniowe postoje nie różnią się niczym od pracy pełną flotą. Obsługa ruchowa jest w pełnej dyspozycji, służby utrzymania ruchu w gotowości, bo operator w każdej chwili może dać sygnał do uruchomienia...

”

Transformacja energetyczna nie dokona się w pełni, jeśli nie zadamy o spójny, rozłożony w czasie i konsekwentny plan zamykania poszczególnych elektrowni węglowych

Ale koszty to tylko jeden z problemów. Niezależnie od spadającej produkcji, niezależnie od wydłużających się okresów trwania w beczynności – dopóki jednostka wytwórcza pozostanie JWCD, dopóty nie będzie możliwości stopniowego obniżenia stanu zatrudnienia w elektrowniach. Owszem, wycofując trwale z eksploatacji część bloków danej elektrowni można nieco obniżyć zatrudnienie, ale korzyści są niewspółmiernie małe w stosunku do strat mocy. Elektrownie zawodowe posiadają szereg układów wspólnych, które muszą pracować niezależnie od tego czy działa jeden, czy kilka bloków. W pewnym uproszczeniu można przyjąć, że zatrudnienie w wydziałach pozablokowych oraz w obszarach wsparcia stanowi ponad połowę stanu osobowego całej elektrowni. A zatem wycofując z eksploatacji nawet 50% jednostek w danym zakładzie, poziom zatrudnienia zmniejszy się raptem o 20%. Nie tędy droga.

Obecny stan prawny nie pozwala właścicielowi na „odstąpienie” jednostki wytwórczej od „bycia” JWCD. Pamiętajmy, że status ten daje operatorowi szereg narzędzi, bez których system elektroenergetyczny posy-

pałby się jak domek z kart. Nie dziwi więc, że PSE raczej same z siebie nie wyjdą z taką inicjatywą. Natomiast warto to przeanalizować, ponieważ byłby to pierwszy krok do optymalizacji kosztów i... stanu zatrudnienia.

Pożegnanie z rynkiem energii

Starsze, a więc mniej sprawne bloki węglowe, już od dłuższego czasu nie pozyskują kontraktów długoterminowych na giełdzie. Energię z tych jednostek sprzedaje się wyłącznie na rynku krótkoterminowym, kiedy pojawiają się okresy niskiej podaży, a ceny dynamicznie rosną. Postulat wycofania wybranej grupy bloków z rynku energii może wydać się szalony i niekorzystny (dla właściciela), ale z perspektywy optymalizacji kosztów i docelowej zmiany modelu funkcjonowania elektrowni jest jak najbardziej zasadny i wskazany. Pozostawienie możliwości udziału w rynku nie pozwoli na „uspokojenie” rytmu pracy wysłużonych elektrowni. Pamiętajmy, że energetyka to nie tylko inżynierowie i technika. Maklerzy, przy sprzyjających okolicznościach, sprzedadzą nawet pojedyncze godziny, podtrzymując stan permanentnego czuwania po stronie ruchowej i utrzymania majątku. Wycofanie bloków z rynku energii i pozostawienie ich w wyłącznej dyspozycji operatora (ale już nie na zasadach JWCD) otworzy drogę do kolejnego kroku.

”

Kontynuacja eksploatacji bloków węglowych na dotychczasowych zasadach będzie coraz trudniejsza i droższa

Bloki pracujące i... odpoczywające

Prawdziwą udręką jest „szarpanie” blokami, którego doświadczają w coraz większym stopniu wszyscy prowadzący eksploatację. Po części spowodowane jest to potrzebami operatora reagującego na zmieniającą się dynamicznie sytuację w KSE, po części „polowaniem” na rynkowe okazje samych właścicieli (a precyzyjniej: wspomnianych wyżej handlowców). Taki rytm funkcjonowania działa destrukcyjnie na bloki węglowe. Naprężenia termiczne w części parowej i wodnej, częste uruchamianie i odstawianie silników dużej mocy, naprzemienne grzanie i wychładzanie kanałów spalin (przepis na korozję) – to wszystko degradowe wysłużone już maszyny i urządzenia w tempie znacznie szybszym niż długotrwała praca. Dlatego powinniśmy dążyć do takiego modelowania działania większej grupy bloków, żeby połączyć potrzeby systemu (dostępna rezerwa wirująca i możliwie największy zakres mocy regulacyjnych w górę i w dół) z „poszanowaniem” ograniczeń wynikających z wieku jednostek i samej technologii bloków parowych.

Warto rozważyć wprowadzenie systemu „zmianowego”, w którym część bloków w danym okresie (np. tygodniu) będzie pracowała bez lub z najmniejszą możliwą liczbą odstawień, podczas gdy pozostałe nie będą uruchamiane. Poza korzyściami technicznymi otworzy to możliwość wdrożenia zasygnalizowanej wcześniej optymalizacji stanu zatrudnienia.

Atomowe podsumowanie

Trudno określić, kiedy nastąpi definitywne pożegnanie z energetyką węglową. Opinie w tym zakresie mamy skrajne, tak jak skrajne są oceny koncepcji pełnej dekarbonizacji Europy. Patrząc na dynamicznie zmieniające się uwarunkowania – w tym szczególnie geopolityczne, których doświadczamy w ostatnich miesiącach – pytań pozostaje więcej niż odpowiedzi. Dla energetyki węglowej bardzo istotne będzie tempo realizacji programu energetyki jądrowej. Atom to naturalny sukcesor najnowszych bloków klasy 1000 MW i to termin jego wdrożenia (oraz ostateczna skala) wyznaczą kres energetyki węglowej. Widmo eskalacji konfliktu zbrojnego w Europie może natomiast, ze względów finansowych, nieco spowolnić realizację programu jądrowego czy transformacji energetycznej w szerszym ujęciu. Pamiętajmy, że środki przeznaczone na obronność będą (słusznie, choć niestety) ogromne. Rocznie Polska zamierza wydawać na ten cel 5% PKB, co stanowi kilkanaście procent budżetu. A to poziom całego kosztu budowy elektrowni w Choczewie! Budżet tymczasem nie jest z gumy i choć uniezależnienie się od paliw kopalnych (a precyzyjniej: rosyjskich surowców) stało się sztandarowym hasłem przewodnim transformacji, to nieco dłuższe utrzymanie energetyki węglowej może zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne i pozwolić przekierować środki na obronność.

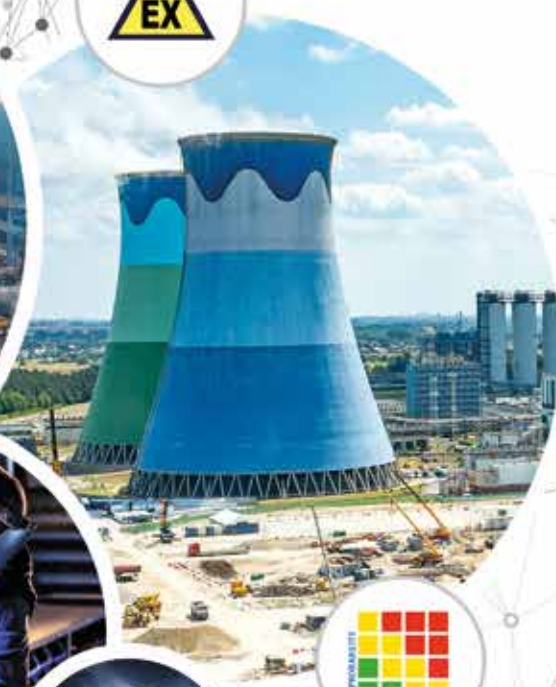
Jednak dla zaplanowania przyszłości najstarszych bloków węglowych nie musimy aż tak mocno oglądać się na rozwój programu energetyki jądrowej. Uwarunkowania dla tych najstarszych jednostek węglowych już się w zasadzie ukształtowały. W kolejnych latach powinny wyrosnąć jak grzyby po deszczu nowe bloki gazowe. Ich uruchomienie będzie bardzo mocną przesłanką do wycofania z eksploatacji znacznej części bloków klasy 200 i 300 MW, choć pewne wątpliwości budzi kwestia technicznej i rynkowej dostępności paliwa gazowego dla tak dużej liczby bloków i zakładanej ogromnej dobowej dynamiki zmian zapotrzebowania. Poza jednostkami gazowymi w systemie powinny się również pojawić baterijne magazyny energii, choć zobaczymy, na jaką skalę.

Kryteria techniczne mamy więc ustalone, terminy teoretycznie znamy (przełom dekady +). Warto zatem już teraz zadbać o stworzenie warunków do stopniowego, rozłożonego w czasie wygaszania bloków, realizowanego z poszanowaniem ponad 100-letniej historii energetyki węglowej. Nowa usługa systemowa, która ma zapewnić finansowanie bloków po roku 2028 (ostatni rok możliwości uzyskania wsparcia z Rynku Mocy według obecnych regulacji) może się do tego przyczynić. ■



UDT-CERT

KOMPLEKSOWE WSPARCIE DLA ENERGETYKI



- Analiza zagrożeń i ryzyka
- Analiza niezawodności układów bezpieczeństwa
- Ocena zgodności – Dyrektywy UE
- Badania laboratoryjne
- Ekspertyzy techniczne
- ATEX
- Nadzór inżynierski



22 57 22 100



www.udt.gov.pl



TROCHĘ OMNIPOTENTNI

– URE działa w otoczeniu wielu zmieniających się przepisów, więc musi reagować szybko i umieć odpowiadać na pytania wszystkich stron – ministerstw, podmiotów finansujących, firm energetycznych i samych odbiorców. Czasem mam wrażenie, że oczekuje się od nas, byśmy byli trochę omnipotentni i wszechwiedzący – mówi **Renata Mroczek**, nowa prezes Urzędu Regulacji Energetyki.

Dominika Miensopust: Co dziś uważa pani za największe wyzwanie dla transformacji rynku energii w Polsce?

Renata Mroczek: Choć plan transformacji istnieje, to zmienia się praktycznie każdego dnia – i to dobrze, gdyż sytuacja w kraju i na świecie jest bardzo dynamiczna. Transformacja to nie tylko wyzwanie dla energetyki, ale narzędzie rozwoju gospodarki, budowy konkurencyjnych rynków i poprawy jakości życia obywateli. Brakuje nam jednak kluczowych dokumentów strategicznych: aktualnej polityki energetycznej państwa, strategii dla ciepłownictwa czy Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu, który obecnie znajduje się w rękach Ministerstwa Energii. Takie opracowania wyznaczają ramy działań i dają pewność, w jakim kierunku zmierzamy. Równolegle musimy mierzyć się z wyzwaniami technologicznymi – ogromną liczbą projektów, ograniczoną dostępnością wykonawców i zasadą „kto pierwszy, ten lepszy”.

Patrząc w perspektywie pięciu lat, przed nami wdrożenie unijnych dyrektyw, takich jak RED III,

Renata Mroczek,
prezes Urzędu
Regulacji
Energetyki

integracja rynków energii i gazu, rozwój połączeń transgranicznych, magazynów energii oraz tworzenie nowego rynku wodorowego. Najważniejsze jednak jest zachowanie równowagi między interesem przedsiębiorstw a ochroną odbiorców. Musimy dać firmom narzędzia oraz środki do transformacji i jednocześnie zadbać, by koszty zmian były akceptowalne, a korzyści odczuwalne dla obywateli. Dlatego działania URE obejmują zarówno nadzór nad rynkiem hurtowym i detalicznym, jak i kwestie taryfowania.

Może rozwińmy właśnie kwestię taryfowania i mrożenia cen.

Zgodnie z ustawą, URE będzie zatwierdzać taryfy dla paliw gazowych dla gospodarstw domowych i podmiotów realizujących zadania z zakresu użyteczności publicznej, tylko do końca 2027 r. Jeśli państwo zdecyduje się dotrzymać tego terminu, wyzwaniem będzie wprowadzenie takich mechanizmów, które ochronią odbiorców przed gwałtownym wzrostem cen lub dużymi wahaniami. Urząd zawsze opowiadał się za mechanizmami rynkowymi, ponieważ dobrze funkcjonujące rynki są najlepszym rozwiązaniem dla wszystkich uczestników.

Obecnie taryfowanie obowiązuje w sprzedaży energii elektrycznej dla gospodarstw domowych. Mrożenie cen przedłużono do końca roku, a my jesteśmy w trakcie weryfikacji zmian taryf na ostatni kwartał tego roku. Przedsiębiorstwa obrotowe złożyły już wnioski, które pozwolą ocenić sytuację na rynku i określić możliwy do zaakceptowania poziom cen. To będzie stanowiło informację dla podjęcia przez Rząd decyzji o możliwości odejścia od mrożenia cen. Liczę, że stanie się to raczej wcześniej niż później, bo przedłużanie tego mechanizmu ma także negatywne konsekwencje dla rynku.

W przypadku ciepła mrożenie zakończyło się z końcem czerwca. Choć zatwierdzaliśmy taryfy również w tym okresie, odbiorcy nie odczuwali zmian. Teraz, po długim procesie, w wielu przypadkach skumulowana podwyżka może być dotkliwa. Ministerstwo Energii pracuje nad rozwiązaniami ochronnymi, a my równolegle analizujemy taryfy, by sprawdzić, czy istnieje przestrzeń do ich obniżenia. Ciep-

łownictwo jest jednak szczególnie trudnym obszarem – moim zdaniem transformacja w tym sektorze będzie wyjątkowo wymagająca.

Zgadzam się. O transformacji sektora elektroenergetycznego mówi się tymczasem zdecydowanie więcej, natomiast ciepłownictwo, z istoty rozproszone, stoi przed naprawdę trudnym zadaniem...

Wyzwania wynikają nie tylko z konieczności dużych nakładów inwestycyjnych, ale też z barier logistycznych i koncepcyjnych. Wiele firm rozpoczęło przygotowania zbyt późno, a czasu na realizację inwestycji jest niewiele. Na rynku ciepłowniczym mamy jednak świetne przykłady na to, że transformacja jest możliwa. Niektóre przedsiębiorstwa, zwykle większe, są już mocno zaawansowane w tej zmianie i to buduje mój optymizm. Uważam jednak, że trzeba nieustannie podnosić świadomość, iż proces jest nieunikniony, i szukać rozwiązań wspierających zwłaszcza tych, którzy dysponują najmniejszymi zasobami.

URE prowadzi szerokie rozmowy z podmiotami, które mogą odegrać rolę w tej zmianie – od przedsiębiorstw, przez instytucje finansujące, po odbiorców.

”

Urząd zawsze opowiadał się za mechanizmami rynkowymi, ponieważ dobrze funkcjonujące rynki są najlepszym rozwiązaniem dla wszystkich uczestników

Dużym i pełnym wyzwaniem obszarem jest też przyszłość rynku mocy.

Teoretycznie dobiegamy do końca jego obecnej formuły, choć w Polsce panuje zgoda, że powinien zostać utrzymany. Z naszej perspektywy powinien jednak ulec pewnym modyfikacjom. Potrzebujemy mechanizmów wspierających budowę nowych jednostek gazowych, rozwój technologii nisko- i zeroemisyjnych, elastyczności systemu – naszego Świętego Graala, którego wszyscy poszukują. I usługi DSR. Bez elastycznego systemu transformacja się nie uda. Musimy też aktywizować tych uczestników rynku, którzy dotąd byli jedynie odbiorcami, by stali się aktywnymi graczami i mogli czerpać z tego korzyści.

Myślę, że słowem kluczem w waszej działalności jest „elastyczność”.

Elastyczność jest tu faktycznie niezbędna. URE działa w otoczeniu wielu zmieniających się przepisów, więc musi reagować szybko i umieć odpowiadać na

foto: URE

pytania wszystkich stron – ministerstw, podmiotów finansujących, firm energetycznych i samych odbiorców. Czasem mam wrażenie, że oczekuje się od nas, byśmy byli trochę onnipotentni i wszechwiedzący

Macie szeroki ogłód na całą sytuację elektroenergetyczną i ciepłowniczą w kraju. Czy Urząd Regulacji Energetyki nie powinien według pani posiadać większych kompetencji?

Nie czuję braku kompetencji i to nie tu widzę wyzwanie. Faktem jest, że nie mamy inicjatywy ustawodawczej, ale nie postrzegam tego jako problemu. Brak formalnej inicjatywy w tym zakresie nie oznacza, że nie zgłaszamy propozycji zmian przepisów – regularnie kierujemy je do właściwych ministerstw, gdzie są przekuwane w konkretne projekty i działania. Uważam jednak, że warto rozważyć wprowadzenie narzędzia w rodzaju Generalnego Aktu Administracyjnego. To rozwiązanie, które w innych obszarach funkcjonuje – np. przy wycofywaniu leków z obrotu – i pozwala na wydanie decyzji obejmującej wielu adresatów jednocześnie. Obecnie, dla przykładu, możemy zmieniać warunki koncesji, ale robimy to oddzielnie dla każdego z tysięcy podmiotów. Jest to czasochłonne i mało efektywne, a akt ogólny pozwoliłby szybciej reagować na zmieniające się warunki czy pojawiające niekorzystne praktyki, ujednolicać zasady i zwiększać bezpieczeństwo odbiorców.

”

Potrzebny jest szeroki, wielostronny dialog obejmujący wszystkich interesariuszy: producentów energii odnawialnej, operatorów magazynów, agregatorów, energetyki obywatelskiej, odbiorców paliw i energii, w tym sektorów energochłonnych i innych podmiotów, które chcą w tym procesie uczestniczyć

Doświadczyliśmy tego w 2018 r., kiedy zawirowania na rynku energii i upadłości sprzedawców wymusiły zmiany koncesji – możliwość wydania jednego aktu znacznie przyspieszyłaby cały proces.

A co z nowym Ministerstwem Energii? Jakie są pani oczekiwania?

Jestem dobrej myśli. Nowy minister ma kompetencje i doświadczenie w sektorze, więc wierzę, że współpraca będzie sprawna i konstruktywna. URE zawsze zależy na tym, by rynki były regulowane właściwie, a to wymaga ścisłej współpracy z resortem.

Czy URE wchodzi też w rolę takiego „edukatora społeczeństwa”?

Zdecydowanie tak, rola edukacji społecznej jest dziś nie do przecenienia. W tym roku przeprowadziliśmy badanie świadomości i znajomości zasad działania rynku energii elektrycznej. Wyniki pokazały, że tylko 29% respondentów deklaruje, iż rozumie mechanizmy rynku, a to przecież samoocena, więc faktyczny poziom wiedzy może być niższy. Rynek energii jest złożony nawet dla profesjonalistów. Dlatego naszym celem jest, by osoby decydujące się na umowy dynamiczne czy korzystanie z taryf dynamicznych były w pełni świadome obowiązków, jakie się z tym wiążą. Kiedyś odbiorcy podpisywali umowę na dostawę ciepła, prądu czy gazu, a cena była stała. Dziś zużycie energii w określonych godzinach może realnie wpływać na rachunek, dlatego edukacja w tym zakresie jest tak ważna. To dotyczy zarówno gospodarstw domowych, jak i przedsiębiorstw energetycznych, które również mogą ograniczać koszty, zmieniając profil zużycia. Edukacja ma też chronić przed pochopnymi decyzjami i fałszywymi informacjami. Dobrym przykładem jest boom na pompy ciepła – wielu odbiorców kupiło je, korzystając z dotacji, nie uwzględniając jednak warunków technicznych czy kosztów eksploatacji. Potem pojawiły się negatywne opinie i odwrotna fala – „to się nie opłaca” – często również bazująca na fake newsach.

Podobnie było z prosumentami, których zachęcano do przewymiarowywania instalacji. Każde rozwiązanie może być dobre, ale tylko wtedy, gdy jest poprzedzone rzetelną analizą i świadomą decyzją. Naszym zadaniem jest dostarczenie odbiorcom wiedzy i narzędzi, które pozwolą im takie decyzje podejmować.

Sytuacja na rynku energetycznym jest tak dynamiczna, że Urząd ciągle dostaje sporo nowych zadań i obowiązków, natomiast czy idzie to w parze z rozwojem samej organizacji?

Nie boimy się wyzwań – mamy kompetentny, wszechstronny zespół z dużym doświadczeniem. W URE pracuje ok. 450 osób, jednak problemem nie jest rotacja kadr, a niewystarczająca liczba etatów. W ostatnich dwóch latach przybyło nam zadań odpowiadających pracy ponad 100 osób, a otrzymaliśmy zaledwie 6 dodatkowych etatów...

Wyzwaniem jest też brak nowoczesnych narzędzi. Urząd musi przejść cyfryzację i automatyzację procesów, co przełożyłoby się nie tylko na efektywność pracy, ale też na komfort współpracy z nami. Obecnie wiele danych ze sprawozdań przepisujemy ręcznie, co jest czasochłonne, obciążone ryzykiem błędów i opóźnia dostęp do informacji. Potrzebujemy rozwiązań, które pozwolą składać i przetwarzać dane elektronicznie oraz automatycznie generować analizy tak, by jednym kliknięciem sprawdzić trendy, zagrożenia czy efekty wprowadzonych działań. To przyspieszy reagowanie i odciąży pracowników od pracy czysto technicznej.

**CYFRYZACJA URE**

Urząd musi przejść cyfryzację i automatyzację procesów, co przełożyłoby się na efektywność i komfort pracy

Podam bardzo dobry przykład: mamy ustawy o obowiązku prowadzenia profesjonalnej porównywarki cen. Obecnie dane przekazywane przez przedsiębiorców przepisujemy ręcznie i przetwarzamy w arkuszach kalkulacyjnych, co znacznie ogranicza jakość i użyteczność narzędzia, a przede wszystkim mocno obciąża nasze zasoby. Nowoczesny system pozwoliłby odbiorcom łatwo sprawdzić najlepsze oferty, a instytucjom podejmować trafniejsze decyzje taryfowe czy legislacyjne. Cyfryzacja i automatyzacja to inwestycje kosztowne, ale konieczne. Dane, które zbieramy, są podstawą m.in. do decyzji o mrożeniu cen energii czy systemach wsparcia. Im mniej w nich błędów, tym większa szansa na optymalne rozwiązania – korzystne i dla odbiorców, i dla przedsiębiorstw, i dla budżetu państwa.

Co z pani perspektywy jest warunkiem sukcesu tej transformacji?

Podstawą jest wiedza oraz dialog. Od lat powtarzam, że rozmowa między uczestnikami rynku przynosi efekty. Wiele rozwiązań, które dziś funkcjonują, powstało właśnie przy wspólnym stole. Dobrym przykładem są ustalenia ujęte w ramach UD 84, a w znacznej mierze wypracowane w zainicjowanym przez URE dialogu przedsiębiorstw dystrybucyjnych, sektora OZE i przedstawicieli branży magazynowania energii. Początkowo

każda strona widziała głównie problemy generowane przez drugą, ale po wymianie argumentów okazało się, że można przedstawić wspólne propozycje zmian przepisów, i co więcej – wdrożyć skuteczne zmiany w ramach obecnych przepisów. Czasem wystarczyło zmienić praktykę działania czy wewnętrzne regulacje.

Transformacja energetyczna wymaga współpracy nie tylko elektroenergetyki i ciepłownictwa. Do dyskusji trzeba zaprosić również sektor gazowniczy – bez gazu się nie obejdzie, tymczasem brakuje pełnego uwzględnienia roli gazu w procesie.

Potrzebny jest szeroki, wielostronny dialog obejmujący wszystkich interesariuszy. Także: producentów energii odnawialnej, operatorów magazynów, agregatorów, energetyki obywatelskiej, odbiorców paliw i energii, w tym sektorów energochłonnych i innych podmiotów, które chcą w tym procesie uczestniczyć. Transformacja ma służyć nie tylko środowisku, ale też rozwojowi gospodarczemu kraju i poprawie jakości życia obywateli. Jedynie współpraca zapewni, że będzie ona jednocześnie efektywna i korzystna dla wszystkich.

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

BEŁCHATÓW

nowa era polskiej energetyki

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

Czy Bełchatów będzie lokalizacją drugiej elektrowni jądrowej w Polsce? Region ten posiada ogromne atuty, które czynią go jednym z najbardziej obiecujących miejsc na mapie transformacji energetycznej kraju.

Region, który przez dekady był filarem energetyki konwencjonalnej, dziś ma szansę odegrać kluczową rolę w budowie nowoczesnego, bezemisyjnego systemu energetycznego. – Bełchatów nie tylko może, ale powinien być częścią tej transformacji. To nasza wspólna odpowiedzialność i szansa na przyszłość – mówi Jacek Kaczorowski, prezes zarządu PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

Strategiczna lokalizacja z potencjałem

W Programie Polskiej Energetyki Jądrowej Bełchatów, często określany mianem „serca” polskiego systemu elektroenergetycznego, jest obok Konina preferowaną lokalizacją dla budowy drugiej elektrowni jądrowej w Polsce. Położenie w centrum kraju, rozwinięta infrastruktura, dostęp do wykwalifikowanej kadry oraz wieloletnie doświadczenie w zarządzaniu dużymi jednostkami wytwórczymi czynią z regionu naturalnego kandydata do reali-

zacji tej strategicznej inwestycji. – Bełchatów to miejsce, które ma wszystko, czego potrzeba, by udźwignąć taką inwestycję. Jesteśmy gotowi na atom i na zmiany, które za tym pójdą – podkreśla Jacek Kaczorowski.

Ta lokalizacja już dziś dysponuje infrastrukturą przesyłową, która może zostać zaadaptowana do potrzeb nowej technologii. To znacząco skraca czas przygotowania inwestycji i obniża jej koszty.

Transformacja energetyczna – koniec ery węgla, początek nowego rozdziału

Nowa strategia Grupy PGE do 2035 roku zakłada stopniowe wyłączanie jednostek węglowych, w tym w Bełchatowie. Najdłużej będzie działać blok o mocy 858 MW, ale już po 2030 roku rozpocznie się wygaszanie pozostałych. To nie jedynie zmiana technologiczna, ale także społeczna. – Transformacja to nie tylko zamknięcie rozdziału węglowego, ale otwarcie nowej

perspektywy dla regionu i jego mieszkańców. Nowe otwarcie będzie budowane także na bazie naszych zakładów, naszych ludzi i naszej wiedzy. I to właśnie jest największą siłą tej strategii – daje przyszłość w miejscach, w których przez lata tworzyliśmy energetykę zawodową – mówi prezes Kaczorowski.

Grupa PGE konsekwentnie realizuje strategię „coal to nuclear”, która zakłada wykorzystanie istniejącego potencjału – zarówno infrastrukturalnego, jak i ludzkiego – do budowy nowego modelu energetyki opartego na źródłach zeroemisyjnych.

Nowe miejsca pracy i impuls dla lokalnej gospodarki

Budowa elektrowni jądrowej w Bełchatowie jest także szansą na utrzymanie i rozwój rynku pracy. Według szacunków, w samej elektrowni zatrudnienie znalazłoby około 500 osób, a dzięki efektowi mnożnikowemu mogłoby powstać nawet 2 tysiące dodatkowych miejsc pracy w sektorach powiązanych: usługach, logistyce, edukacji czy budownictwie.

Na etapie realizacji inwestycji, który zwykle trwa około 10 lat, zatrudnienie mogłoby znaleźć nawet 11 tysięcy osób. To realna szansa na zrehabilitowanie strat związanych z wygaszaniem sektora węglowego i utrzymanie stabilności społeczno-gospodarczej regionu.

Dodatkowo inwestycja może przyciągnąć nowe firmy i instytucje badawcze, co stworzy warunki do rozwoju innowacji i edukacji technicznej w regionie.

Poparcie lokalnych władz i społeczności

Projekt budowy elektrowni jądrowej w Bełchatowie cieszy się szerokim poparciem lokalnych samorządów i społeczności. Uchwały wspierające inwestycję przyjęło 12 samorządów: Sejmik Województwa Łódzkiego, Powiat Bełchatowski, Powiat Radomszczański, Powiat Sieradzki, Powiat Pabianicki, Powiat Zgierski, Miasto Łódź, Miasto Piotrków Trybunalski, Miasto Bełchatów, Gmina Bełchatów, Gmina Kleszczów i Gmina Kluki. Atom w Bełchatowie poparła także Wojewódzka Rada Dialogu Społecznego. – To szeroki front wsparcia, który ma swoją silną, merytoryczną argumentację – bezpieczeństwo energetyczne, kontynuacja tradycji energetycznych, utrzymanie miejsc pracy czy rozwój regionu po odejściu od węgla. Łączy nas wspólna wizja przyszłości opartej na czystej, stabilnej i zeroemisyjnej energii jądrowej – zaznacza prezes PGE GiEK S.A.

Warto dodać, że lokalne społeczności coraz częściej postrzegają energetykę jądrową jako bezpieczną i niezbędną alternatywę dla paliw kopalnych. PGE GiEK S.A. prowadzi działania edukacyjne i informacyjne, które mają na celu budowanie zaufania i świadomości wśród mieszkańców.

Woda, geologia i bezpieczeństwo – Bełchatów spełnia wymagania

Wstępne analizy geologiczne i środowiskowe, przeprowadzone przez konsorcjum czterech re-

nomowanych instytucji naukowych: Akademii Górniczo-Hutniczą (lider konsorcjum), Państwowy Instytut Geologiczny, Główny Instytut Górnictwa i Poltegor-Institut potwierdzają, że Bełchatów spełnia rygorystyczne kryteria dla lokalizacji elektrowni jądrowej.

Region dysponuje odpowiednimi zasobami wodnymi – aż 13 m³/s, przy wymaganiach na poziomie 2-4 m³/s w zależności od technologii. To kluczowy parametr dla chłodzenia reaktorów i stabilności pracy elektrowni.

Dodatkowo dane sejsmologiczne wskazują na niską aktywność tektoniczną, co jest kluczowe dla bezpieczeństwa inwestycji. Od 1980 roku zarejestrowano ponad 1300 zjawisk sejsmicznych, jednak ich magnituda nie przekraczała 4,6 w skali Richtera. To znacznie poniżej progu wykluczającego lokalizację obiektów jądrowych.

Ekspertyza została oparta na imponującym zasobie danych – wykorzystano aż 233 prace naukowe związane z Kopalnią Węgla Brunatnego Bełchatów i dane z całego półwiecza funkcjonowania kopalni. Dzięki pracom badawczym rejon Bełchatowa należy dziś do najlepiej rozpoznanych pod względem geologicznym w całym kraju.



JACEK KACZOROWSKI
prezes zarządu
PGE Górnictwo
i Energetyka
Konwencjonalna S.A.

”

Transformacja to nie tylko zamknięcie rozdziału węglowego, ale otwarcie nowej perspektywy dla regionu i jego mieszkańców

Technologie przyszłości w służbie bezpieczeństwa energetycznego

Zgodnie z harmonogramem aktualizacji Programu Polskiej Energetyki Jądrowej, budowa pierwszego bloku drugiej elektrowni jądrowej w Polsce ma rozpocząć się w 2032 roku. Wcześniej, jeszcze w 2025 r., planowane jest zakończenie wstępnego screeningu lokalizacji.

Grupa PGE, jako lider transformacji energetycznej w Polsce, konsekwentnie realizuje działania zmierzające do zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego kraju w oparciu o technologie przyszłości. Bełchatów, z jego historią, zasobami i potencjałem, ma szansę stać się symbolem tej zmiany. ■



KOMPENSACJA ENERGII

w konwencjonalnych blokach energetycznych

Tomasz Klapsa

inspektor eksploatacji Elektrowni Konin, ZE PAK SA

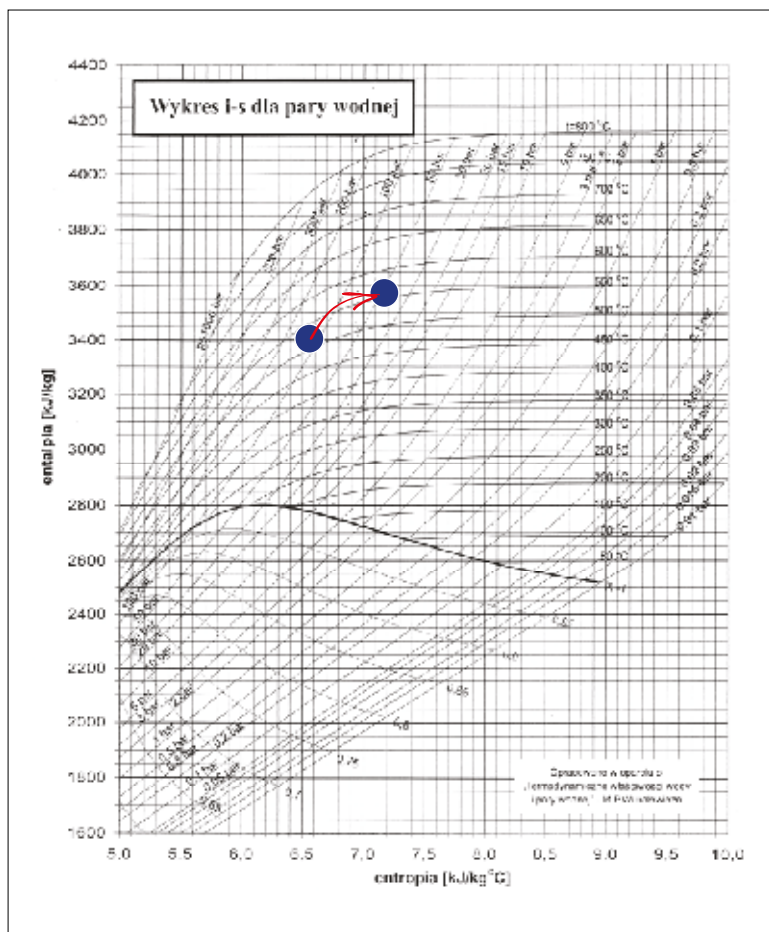
Jedną z propozycji na obniżenie mocy i utrzymanie wysokiej sprawności konwencjonalnych bloków energetycznych jest innowacyjna technologia regulacji parametrów pary wylotowej z kotłów energetycznych. To tak zwana „dysza Łukasiewicza”.

Pracą bloków przy minimalnej mocy zdecydowanie pogarsza sprawność i zwiększa emisyjność. Producenci widzą związany z tym problem finansowy, a urzędy obserwują malejące wpływy z opłat za korzystanie ze środowiska przy zmniejszonej produkcji.

Utrzymać sprawność

Dalsze podnoszenie zdolności bloków do kompensowania energii pociąga za sobą zwiększenie nakładów na rozwój rozwiązań obniżających minimum tech-

niczne bloków. Jedną z propozycji na obniżenie mocy i utrzymanie wysokiej sprawności jest innowacyjna technologia regulacji parametrów pary wylotowej z kotłów energetycznych – „dysza Łukasiewicza”. Regulacja polega tu na podniesieniu temperatury pary świeżej oraz rozprężenie jej w segmencie dyszowym. Dzięki tym zabiegom para wodna osiąga wyższą entalpię pomiędzy kotłem a turbiną, ponadto zwiększa się pole wewnątrz obiegu parowo-wodnego Clausiusa-Rankine’a na wykresie entropowym.



RYG. 1
Wykres
właściwości
pary wodnej
w układzie i-s

Jest to technologia zwiększająca zdolność do magazynowania i kompensacji energii w zawodowych elektrowniach i elektrociepłowniach. Projekt dodatkowej regulacji w obiegu termodynamicznym umożliwia zmniejszenie produkcji w konwencjonalnych blokach. Dysza Łukasiewicza ogranicza ilość spalanych paliw stałych i dzięki temu jest rozwiązaniem pozwalającym na wzrost udziału odnawialnych źródeł w Krajowym Systemie Energetycznym.

Regulacja parametrów

Czasami parametry projektowe kotłów są wyższe niż turbin. Wtedy dysza daje możliwość podniesienia ciśnienia i temperatury powyżej dopuszczalnych parametrów dla turbiny. Przykładowo, jeżeli kocioł opalany biomasą ma parametry eksploatacyjne 10 MPa i 535°C i są one wyższe niż dopuszczalne dla turbiny 6 MPa i 505°C, to instalacja dyszy Łukasiewicza może optymalnie wyregulować ich parametry pracy i w konsekwencji obniżyć wskaźnik jednostkowego zużycia ciepła nawet o około 100 kJ/MWh.

Typowa regulacja bloków energetycznych realizowana jest w turbinach. Podstawową regulacją parametrów czynnika obiegu jest ta dławieniowa, napełnieniowa lub poślizgowa. Zabudowanie dodatkowego członu regulującego na kotle umożliwia podwyższenie entalpii i parametrów wylotowych

pary świeżej. Wymaga to uzgodnień z projektantami i odbioru przez Urząd Dozoru Technicznego, ale to korzystniejsza metoda niż budowa magazynów energii. Dysza Łukasiewicza poprawia sprawność obiegów termodynamicznych, zwiększa maksymalną moc bloków i umożliwia obniżenie ich minimum technicznego. Zmniejszenie minimalnej mocy elektrowni konwencjonalnych pozwala na osiągnięcie w KSE zaplanowanego udziału siłowni wiatrowych i fotowoltaicznych w miksie energetycznym oraz zwiększenie udziału biomasy.

”

Obniżenie minimalnej mocy elektrowni konwencjonalnych pozwala na osiągnięcie w KSE zaplanowanego udziału siłowni wiatrowych i fotowoltaicznych w miksie energetycznym oraz zwiększenie udziału biomasy

Gdzie innowacja?

Innowacja polega na usprawnieniach wbudowanych w ciąg technologiczny bloków energetycznych. Zabudowanie regulacji na kotle umożliwia podwyższenie maksymalnej entalpii pary, co przedstawiono na wykresie i-s (rys. 1). Konstrukcja dyszy Łukasiewicza może być łatwiejsza dla kotłów, dla których na tabliczce znamionowej producent przewidział wyższą dopuszczalną temperaturę pary niż parametry podczas normalnej eksploatacji. Dodatkowy przegrzew jest możliwy, gdy zastosowano odpowiednie gatunki stali, z większą zawartością chromu i niklu, np. 10H2M lub X8CrNi19. Instalację opisywanej dyszy można zagospodarować przy współspalaniu gazu do podwyższenia maksymalnej wartości entalpii pary nawet o 200 kJ/kg.

Projekt jest szczególnie korzystny dla bloków, które podczas normalnej eksploatacji mają zamknięte niektóre zawory regulacyjne lub przymknięte w regulacji dławieniowej. Dokładne symulacje i obliczenia tak zmodyfikowanego obiegu parowo-wodnego ukazują korzyści w całym zakresie obciążeń, ale szczególnie duże podczas pracy ze zmniejszoną mocą. Dodatkowa regulacja kotła optymalizuje obieg parowo-wodny, a wręcz jest niezbędna dla obniżenia minimum technicznego. ■

EFEKTYWNOŚĆ ENERGETYCZNA INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Urządzenia sterujące i PLC

Tomasz Kopaczewski

Obecne trendy w obszarze energetyki wielkoskalowej wyraźnie wskazują na rozwój w dziedzinie automatyki, cyfryzacji i robotyki. Czy rozmawiamy o istniejących ciepłowniach, OZE, elektrowniach jądrowych czy nowo powstających obiektach energetycznych – wszędzie tam zobaczymy wpływ przemysłu 4.0 i potrzebę ciągłej automatyzacji.

Na początku XX wieku, aby ułatwić pracę i sterowanie wieloma procesami w firmach, zaczęto wprowadzać obwody sterujące. Jednym z przykładów zastosowań automatyki sterowania w przemyśle jest sterownik PLC. Na podstawie danych wejściowych (wejścia cyfrowe, analogowe, temperaturowe, rezystancyjne) i ich kompletacji, wysterowuje on wyjścia za pomocą zaimplementowanego progra-

mu logicznego, np. dla załączenia przykładowego stycznika.

W jaki sposób programuje się te sterowniki? Podstawowymi narzędziami są: komputer PC, interfejs, przez który istnieje możliwość połączenia ze sterownikiem – w obecnych czasach najczęściej wykorzystywany przewód ethernet – oraz oprogramowanie odpowiadające za wysterowanie wyjść. W erze boomu



fol. 123rf

na sterowniki PLC dokonano rozróżnienia ze względu na ich „wielkość”. Powstał podział z uwagi na liczbę obsługiwanych IO i pamięć programu. Jednak to nie jedyny możliwy podział sterowników na rodzaje. Istnieje również podział ze względu na budowę: są to sterowniki PLC bez obudowy, tzw. z ang. *open frame*, przekaźniki programowalne, kompaktowe, modułowe czy z panelem operatorskim (OPLC).

Sygnały wejściowe i wyjściowe

W zaawansowanej automatyce przemysłowej, w sterownikach PLC należałoby przybliżyć zastosowanie sygnałów analogowych. Przykładami sygnałów wejściowych takiego sterownika zazwyczaj są pomiary wielkości fizycznych: temperatury, ciśnienia, przepływu itp. Oprócz sygnałów wejściowych rozróżnia się także sygnały zwrotne parametrów urządzeń: prąd wyjściowy falownika, prędkość obrotowa, obciążenie kompresora, wydajność pompy. Natomiast sygnały wyjściowe to sygnały sterujące, np. sterownik PLC może wysłać informację o częstotliwości, w jakiej falownik powinien pracować; można ustawić pozycję zaworu regulacyjnego, gdzie przepustnica pracuje w zakresie od 0 do 90 stopni otwarcia.

Systemy sterowania, które są integrowane, oraz związane z nimi maszyny i linie produkcyjne, bardzo często rozlokowuje się na sporej powierzchni. Każda maszyna to setki sygnałów, między innymi z czujników, napędów, siłowników czy innych urządzeń pomiarowych i wykonawczych. Oprócz tego, że każde z tych urządzeń wymaga zasilenia, to dodatkowo każdym należy sterować, albo odbierać od niego sygnał pomiarowy.

Oszczędność czasu i pieniędzy

Przy klasycznym, scentralizowanym układzie sterowania należałoby przewód sterujący czy sygnałowy poprowadzić od każdego pojedynczego urządzenia do sterownika PLC. W efekcie dałoby to dużą odległość ułożenia przewodów. Układ sterowania staje się skomplikowany, przez co narażony na usterki oraz trudny do diagnozowania, a to generuje niepotrzebne koszty. Dlatego już jakiś czas temu powstała koncepcja systemów rozproszonych modułów wejść/wyjść, występujących pod różnymi nazwami. Niektórzy określają je wyspami wejść/wyjść, modułami IO, systemami modułowymi, rozproszonymi stacjami, remote I/O. Do czego służą? W zasadzie rozwiązują wyżej wymienione problemy przy rozproszonym systemie sterowania.

W zależności od obiektu, bardzo często potrzebne jest wprowadzenie jeszcze lepszych rozwiązań, które nie tylko umożliwiają odczytywanie zbiorcze danych z czujników i wysyłają sygnały z aktuatorów, ale pozwalają także na komunikację między sterownikami czy sterownikiem PLC a przekaźnikiem programowalnym. Rozbudowując sieć komunikacyjną można wykorzystać w tym celu łącznik typu switch, wpinając do niego kilka urządzeń.

POTRZEBY PRZEMYSŁOWEJ KOMUNIKACJI SIECIOWEJ

- stabilna praca,
- brak przekłamań i zafasowania sygnału,
- duża prędkość transmisji małych pakietów,
- autodiagnostyka, bezpieczeństwo.

Standardy przemysłowej komunikacji sieciowej opracowywane są z uwzględnieniem potrzeb i środowiska, w jakim będą pracować (ramka).

Przemysłowa sieć komunikacyjna powinna być odporna na warunki środowiskowe, czyli:

- zakłócenia elektromagnetyczne,
- wysokie temperatury, środki chemiczne,
- obciążenia mechaniczne.

Przemysłowa komunikacja sieciowa jest używana we wszystkich gałęziach automatyki procesowej: aktuatorów, wzajemnej komunikacji PLC, HMI, systemów SCADA czy serwerów, danych w chmurze.

”

Przemysłowa komunikacja sieciowa znalazła zastosowanie w automatyce procesowej

Kontrolery PAC

Oprócz sterowników PLC szerokie zastosowanie znalazły w przemyśle kontrolery PAC. Mają one większe możliwości obliczeniowe, z definicji wykorzystywane są w systemach rozproszonych, natomiast sterowniki PLC raczej projektuje się do sterowania maszynami, elementami dyskretnymi. W kontrolerach PAC mówimy o innych aplikacjach – rozproszonych. Takich, w których pojawia się coraz więcej regulacji analogowych *versus* dyskretnych, będących w sterowniku PLC. Sama idea takiego kontrolera jest podobna do sterownika PLC, ale różni się kilkoma szczegółami. Przede wszystkim charakteryzuje się elastycznością połączeń, tzn. ułatwia bardzo precyzyjnie dobranie kanałów, jakie będziemy chcieli obsługiwać, w jakim trybie będą one pracowały, w jakich portach czy sieciach komunikacyjnych.

Kontroler PAC pozwoli na realizację algorytmów w wielowątkowy sposób. Będzie realizować kilka procesów równocześnie, gwarantując jednocześnie funkcjonowanie w czasie rzeczywistym.

Zastosowanie kontrolerów PAC i sterowników PLC

Sterownik PLC wykorzystuje się do małych, prostych aplikacji, gdzie nie ma potrzeby obsługi zewnętrznych sygnałów modułów pochodzących od innych dostawców. System zebrany jest w jednej przestrzeni i obsługuje konkretne funkcje, występuje brak rozbudowanych potrzeb komunikacyjnych.

Kontroler PAC użytkuje się w aplikacjach rozproszonych, gdzie węzły będą występowały w różnych miejscach oraz pojawia się potrzeba zebrania informacji (agregowania danych) z układów I/O, układów wykonawczych. Są też inne sposoby sterowania: możliwość wykonania części analogowej, części dyskretnej, części motion, co pokazuje, że kontrolery PAC wykorzystuje się w aplikacjach procesowych średnich oraz większych.

Sterowniki PLC i urządzenia sterujące (kontrolery PAC czy komputery przemysłowe) są stosowane zarówno w automatyce przemysłowej, jak i w urządzeniach codziennego użytku. Ułatwiają wykonywanie powtarzalnych czynności, przez co są tak popularne. Dodatkowo, dzięki funkcjom takim jak sterowanie, diagnostyka, zbieranie oraz udostępnianie danych, często sterują całymi przemysłowymi liniami produkcyjnymi. Programowalne sterowniki są dziś wy-

korzystywane przez przemysł spożywczy, maszynowy, chemiczny, energetyczny, transportowy oraz rolniczy.

Obecne podejście do zmniejszenia zużycia energii niezbędnej w procesach produkcyjnych, z połączenia metodologii zarządzania i technologii Przemysłu 4.0, można osiągnąć za pomocą:

- dodatkowych ulepszeń technicznych – modyfikację istniejących technologii, z nową czy ulepszoną kontrolą, lub poprzez ulepszone projektowanie procesów z uwzględnieniem możliwości wykorzystania nowoczesnych urządzeń sterujących;
- stosowanie usług przemysłowych gwarantujących właściwy serwis i konserwację.

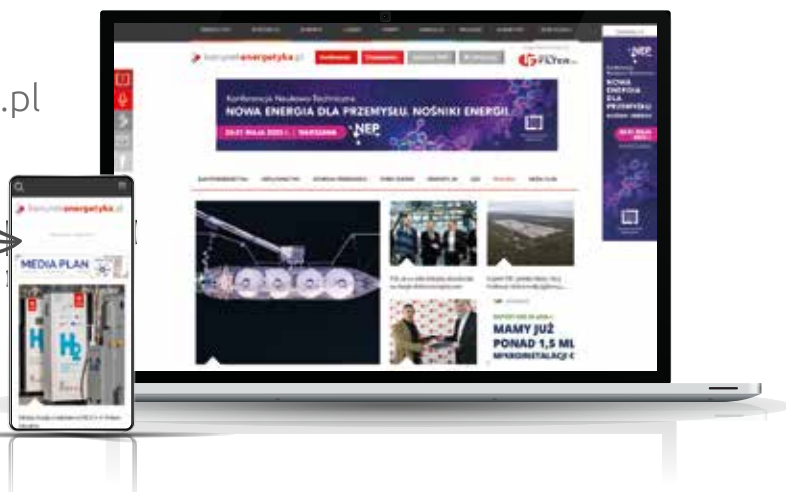
Dzięki najnowocześniejszej technologii system sterowania procesem umożliwia połączenie takich komponentów jak interfejs człowiek-maszyna (HMI), moduł nadzorujący (Control and Data Acquisition – SCADA), czujniki, wyłączniki, napędy, złącza, systemy komunikacyjne, raportowanie, alarmowanie, przesyłanie wiadomości i programowalne sterowniki logiczne (PLC) w jednej zintegrowanej platformie, która pozwala zautomatyzować znaczną część operacji. Automatyka przemysłowa i sterowanie procesami korzystają z zaawansowanych urządzeń sterujących do prowadzenia różnych operacji przemysłowych, bez znaczącej interwencji człowieka. ■

Reklama

PORTAL pełen energii



◆ kierunekenergetyka.pl



Kompleksowe rozwiązania ProMinent w energetyce

- Kondycjonowanie wody obiegowej
- Oczyszczanie gazów spalinowych
- Gotowe rozwiązania kontenerowe



- Uzdatnianie ścieków
- Uzdatnianie wody zasilającej
- Rozwiązania dla wież chłodniczych

Stacje dozowania

DULCODOS modular (DSKa)



DULCODOS panel (DSWb)





ZIELONY WODÓR

Aspekty ekonomiczne oraz ekologiczne

dr Adam Lewandowski

Uniwersytet WSB Merito Poznań,
wiceprezes zarządu Polskiej Izby Wodoru

dr Andrzej Wartecki

Wielkopolska Akademia Społeczno-Ekonomiczna
w Środzie Wlkp., Akademia Nauk Stosowanych

Energetyka wodorowa stanowi jeden z kluczowych filarów realizacji Europejskiego Zielonego Ładu (Green Deal), którego celem jest osiągnięcie przez nasz kontynent neutralności klimatycznej do 2050 roku. W tym kontekście Komisja Europejska opracowała w 2020 roku Strategię Wodorową UE¹, której głównym celem jest rozwój odnawialnego, zielonego wodoru.

Jest on wytwarzany w procesie elektrolizy z wykorzystaniem energii odnawialnej. Aby zapewnić rozwój rynku wodorowego, w krótkim i średnim okresie dopuszcza się również stosowanie innych niskoemisyjnych form, takich jak wódor pozyskiwany z paliw kopalnych w połączeniu z technologią sekwestracji dwutlenku węgla lub produkowany w procesie elektrolizy z użyciem źródeł energii innych niż odnawialne.

Zanim zostanie przedstawiona szeroka perspektywa dotycząca wodoru, a szczególnie jego ekonomiczne aspekty, przybliżyć należy analizę stanu faktycznego ostatnich kilku lat w zakresie aktualizacji energetycznej.

Gospodarka węglowa

Polska jest krajem zależnym od węgla, który powoli osiąga zaawansowanie w procesie transformacji ener-

getycznej. Pomimo spadku udziału węgla w energetyce do rekordowo niskich 63% w 2023 r., jest on źródłem energii nie tylko w sektorze elektroenergetycznym, ale i całej gospodarce. Wg zapisów Raportu Draghiego², w zakresie emisyjności sektora elektroenergetyki Polska jest na ostatnim miejscu w UE z wynikiem 666 g CO₂/kWh, przy średniej unijnej 251 g CO₂/kWh.

Koszty gospodarki węglowej będą rosły w związku z rosnącym uzależnieniem gospodarki od importowanych paliw kopalnych oraz stałym wzrostem cen uprawnień do emisji (ETS). Hurtowe ceny energii w Polsce na tle innych krajów UE utrzymują się na bardzo wysokim poziomie, szybko rośnie też uzależnienie gospodarki od importowanych paliw kopalnych. Wysokie ceny węgla krajowego, wysoki poziom wykorzystania go w rodzimej energetyce oraz jej wysoka emisyjność przekładają się na wysokie ceny energii, a w przemyśle – na spadek konkurencyjności ze względu na wysoki ślad węglowy towarów produkowanych w Polsce.

Cele klimatyczne

Według tegorocznego indeksu CCPI³ (ang. Climate Change Performance Index), monitorującego zaangażowanie i postępy poszczególnych państw w łagodzeniu zmian klimatu, Polska uplasowała się na dalekiej 54. pozycji. Mimo postępującej dekarbonizacji elektroenergetyki zmiany w pozostałych sektorach gospodarki są dużo wolniejsze, a nasz kraj nie osiąga części z uzgodnionych z UE celów redukcyjnych (np. w transporcie).

Transformacja energetyczna wymaga dużego priorytetu politycznego – potrzebuje rozbudowanych analiz w kategoriach kosztów i obciążeń dla gospodarki. Skala zaniechań w realizacji rządowych programów klimatycznych (w stosunku do założeń) w latach 2010-2020 była ogromna. W ich wdrażaniu zabrakło woli politycznej, odpowiednio przygotowanych kadr, strategii komunikacyjnej i zaangażowania organów administracji publicznej na wszystkich szczeblach. Transformacja energetyczna nadal traktowana jest jako bariera spowalniająca dynamikę krajowej gospodarki, nie zaś jako inwestycja o wysokiej stopie zwrotu, przynosząca korzyści w dalszej perspektywie.

Co z „jądrowką”?

Polskie plany w zakresie energetyki jądrowej zostały sformułowane w dokumencie z 2 października 2020 roku⁴ i stanowią obiecującą perspektywę wsparcia dekarbonizacji krajowego systemu elektroenergetycznego, ale ich realizacja wciąż jest niepewna. Wdrożenie programu jądrowego to tymczasem konieczny element dla stworzenia stabilnego i zbilansowanego systemu elektroenergetycznego opartego na OZE. Cała branża energetyczna oczekuje postępów w tym zakresie – jednak decyzje są odsuwane w czasie i nadal nieprzesądzone.

Rządowe plany przewidują rozwój niskoemisyjnych technologii wodorowych, które mogą efektywnie

wspierać nie tylko dekarbonizację sektora energetycznego, ale całej gospodarki. Niskoemisyjny wodór, jako nośnik energii, może służyć do magazynowania energii z OZE i stabilizowania opartego na nim systemu energetycznego. Stanowi również obiecującą metodę dekarbonizacji produkcji przemysłowej, transportu oraz ciepłownictwa⁵. Rozwój tego typu technologii wymaga znacznych inwestycji ze strony sektora publicznego i prywatnego, lecz zwrot z tych inwestycji pozostaje wysoce niepewny i odległy w czasie.

Dekarbonizacja przyspiesza

W ostatnim czasie dekarbonizacja polskiego systemu elektroenergetycznego przyspieszyła, ale jej dalszy rozwój wymaga konsekwentnych i wysokich inwestycji. W 2023 udział OZE w miksie energetycznym wyniósł rekordowe 27%, zaś gazu – do 10%, co pozwoliło skokowo zmniejszyć udział węgla do 63%. Nie mniej systematyczne redukcje generacji energii z OZE, jakie miały miejsce w ostatnim roku, wskazują na potrzebę przebudowy infrastruktury energetycznej, zaprojektowanej z myślą o sterowalnych i scentralizowanych elektrowniach węglowych. Dalsza dekarbonizacja sektora elektroenergetycznego – a w konsekwencji całej gospodarki – potrzebuje drogich inwestycji w sieci przesyłowe i dystrybucyjne, w magazyny energii, jak również w elektryfikację ciepłownictwa. Postawienie na priorytety OZE, a szczególnie na wodór, wymaga odwagi gospodarczej, ale również sporych nakładów intelektualnych i innowacyjnych, także popartych nakładami finansowymi⁶.

”

Biorąc pod uwagę wysoką emisyjność CO₂ kluczowych surowców energetycznych, takich jak ropa, gaz i węgiel, oraz ich rosnące ceny, niezwykle istotne wydają się działania na rzecz zmiany strategii energetycznej zarówno poszczególnych krajów, jak i całej Unii Europejskiej

Jedną z szans wyjścia z regresu energetycznego jest wykorzystanie potencjału dotyczącego wodoru, a szczególnie zielonego.

Dostępność wodoru

Wodór to najpowszechniej występujący pierwiastek chemiczny na Ziemi, jednak nie jest swobodnie dostępny w środowisku (np. w zbiornikach). Zawsze występuje w połączeniu z innymi pierwiastkami, np. pojawia się w wodzie (H₂O) lub metanie (CH₄). Aby mógł

być wykorzystany w zastosowaniach energetycznych, musi zostać uwolniony, czyli oddzielony od innych składników. Proces ten wymaga zużycia energii, co sprawia, że wodór jest nośnikiem energii, a nie jej pierwotnym źródłem czy paliwem. Zielony wodór można porównać do baterii litowych, które magazynują energię elektryczną, w przeciwieństwie do paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny.

Wybór wodoru jako źródła energii wiąże się z koniecznością określenia jego rodzaju, co ma kluczowe znaczenie dla dalszych decyzji inwestycyjnych (patrz: ramka).

Spośród wymienionych rodzajów wybrano zielony i żółty wodór, co oznacza, że w docelowych instalacjach będzie wykorzystywany ten uzyskiwany w procesie elektrolizy zasilanej energią z instalacji fotowoltaicznych. Rozważana jest również instalacja pionowych turbin wiatrowych na dachach budynków, co zapewni zeroemisyjność całego łańcucha produkcji i dystrybucji ciepła na osiedlu.

Zalety zielonego wodoru:

- brak emisji CO₂ – w przeciwieństwie do wodoru szarego i niebieskiego nie przyczynia się do zanieczyszczenia atmosfery;
- możliwość magazynowania energii – może służyć jako magazyn nadwyżek energii odnawialnej;
- wszechstronność zastosowań – wykorzystywany w przemyśle, transporcie, energetyce i ogrzewnictwie.

Wyzwania związane z otrzymywaniem zielonego wodoru:

- wysoki koszt produkcji – elektroliza wody jest obecnie droższym procesem niż tradycyjne metody wytwarzania wodoru;
- efektywność energetyczna – produkcja wymaga dużych ilości energii elektrycznej;
- brak rozwiniętej infrastruktury – konieczna jest rozbudowa systemów transportu i magazynowania wodoru.

Kluczowy kolor

Zielony wodór odgrywa kluczową rolę w transformacji energetycznej i dekarbonizacji gospodarki. Wraz z rozwojem technologii i odnawialnych źródeł energii jego znaczenie będzie systematycznie rosło.

Niskoemisyjny wodór ma być rozwiązaniem przejściowym – docelowo, po 2050 roku, planowane jest wykorzystywanie wyłącznie zeroemisyjnego wodoru zielonego. Oznacza to, że w kotłach wodorowych stosowany będzie ten produkowany w procesie elektrolizy zasilanej energią z instalacji fotowoltaicznych. Jak już było napisane, rozważana jest również instalacja pionowych turbin wiatrowych na dachach budynków, co dodatkowo zwiększy efektywność energetyczną i przyczyni się do realizacji celów klimatycznych.

Wybrane zagadnienia z zakresu ekonomiki technologii wodoru

Według nowego raportu Międzynarodowej Rady ds. Czystego Transportu (International Council on Clean Transportation), cena wodoru produkowanego z energii wytwarzanej z OZE może spaść prawie o połowę do 2050 r. w Europie i USA.

W jednym z trzech scenariuszy założono, że elektrolizery są podłączone do sieci i wytwarzają wodór przy 100-procentowym współczynniku wykorzystania mocy produkcyjnych elektrolizerów, mediana cen zielonego wodoru w USA ma spaść z obecnych 8,81 dolarów/kg do 5,77 dolarów/kg do 2050 r. oraz z 13,11 dolarów/kg do 7,69 dolarów/kg w Europie. Natomiast minimalna cena w Europie spadnie z 4,83 dolarów/kg obecnie do 3,21 dolarów/kg do 2050 r., a w Stanach Zjednoczonych spadek ten wyniesie 1,91 dolara (z 6,06 dolarów/kg obecnie do 4,15 dolarów/kg do 2050 r.). Jeśli elektrolizer jest podłączony do sieci, zakłada się, że firma zawarłaby długoterminowe umowy na zakup zielonej energii albo z zakładem użyteczności publicznej, albo bezpośrednio

RODZAJE WODORU



fot. 123rf

Wyróżnia się następujące rodzaje wodoru:

- **Wodór zielony (odnawialny)** – wytwarzany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii odnawialnej.
- **Wodór żółty** – podtyp wodoru zielonego, produkowany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii słonecznej.
- **Wodór fioletowy** – uzyskiwany w procesie elektrolizy wody z użyciem energii elektrycznej pochodzącej z elektrowni atomowych.
- **Wodór szary** – wytwarzany w procesie reformingu gazu ziemnego lub innych węglowodorów pochodzących z rafinacji ropy naftowej.
- **Wodór niebieski** – produkowany z paliw kopalnych, ale z wykorzystaniem technologii wychwytywania, składowania lub przetwarzania CO₂.
- **Wodór brązowy** – uzyskiwany w procesie gazyfikacji węgla brunatnego.
- **Wodór czarny** – produkowany w procesie gazyfikacji węgla kamiennego.
- **Wodór turkusowy** – powstający w wyniku pirolizy metanu lub przetwarzania odpadów tworzyw sztucznych.
- **Wodór biały** – pochodzący z naturalnych źródeł geologicznych.



pompax

ROZWIĄZANIA DLA

ENERGETYKI

Już od **ponad 30 lat** zapewniamy kompleksową obsługę dla Naszych Klientów - serwis pomp i dostawy nowych urządzeń pompowych



Sprzedaż pomp
i części



Remonty
Diagnostyka
Modernizacje



Mobilny
serwis 24h



Audyty
pompowe



Optymalizacje
układów
pompowych



Dedykowany
magazyn



Stałe umowy
serwisowe

www.pompax.pl

pompax@pompax.pl



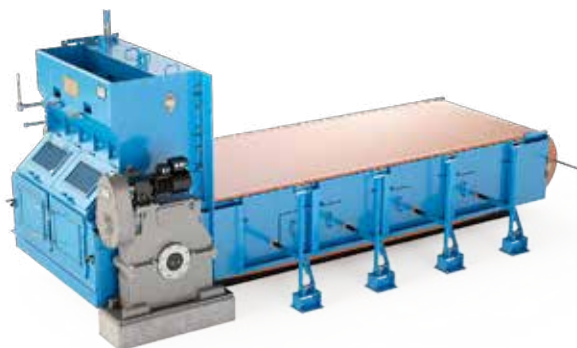
FPM

FPM S.A. to polska firma z wieloletnimi tradycjami przemysłowymi i nowoczesnym wyposażeniem techniczno-produkcyjnym, specjalizująca się w produkcji maszyn i urządzeń dla branży energetycznej i ciepłowniczej. Od 2015 roku funkcjonuje w ramach Grupy TDJ i dostarcza wysokiej jakości produkty na rynek krajowy oraz zagraniczny.

Jesteśmy firmą wspierającą zieloną transformację polskiej energetyki



Do produkcji używamy wyłącznie zielonej energii



PRODUKUJEMY

- o Młyny pierścieniowo-kulowe
- o Młyny misowo-rolkowe
- o Młyny wentylatorowe
- o Młyny poziome
- o Ruszty mechaniczne
- o Ruszty schodkowe
- o Ruszty posuwisto-zwrotne
- o Odzuźlacze mokre
- o Odzuźlacze suche
- o Instalacje odzuźlania
- o Separatory pyłu
- o Suszarnie obrotowe
- o Maszyny i urządzenia oraz konstrukcje stalowe
- o Usługi projektowe, konsultacyjne i doradcze
- o Usługi przemysłowe
- o Usługi serwisowe



Lp.	Rodzaj	Wodór	Pb -95	Pb -98	ON	LPG
1.	Waga 1 litra	3,16 g	0,75 kg	0,75 kg	0,83 kg	0,5 kg
2.	Cena 1 litra (zł)	2,61	6,03	6,64	6,17	3,15
3.	Odległość	100 km	100 km	100 km	100 km	100 km
4.	Norma zużycia	26 l/100	6 l/100	6 l/100	5 l/100	8 l/100
5.	Koszt 100 km	67,86 zł	36,12 zł	39,84 zł	30,85 zł	25,20 zł

TAB. 1
Kalkulacja cenowo-kosztowa zużycia wybranych rodzajów zasilania pojazdów na 100 km (wodór, paliwa, LPG) (źródło: obliczenia własne, dane szacunkowe)

z wytwórcami. Szacuje się, że cena energii elektrycznej, którą firma zapłaci, jest sumą ceny produkcji oraz opłat za przesył i dystrybucję.

Pomijając przesył i dystrybucję

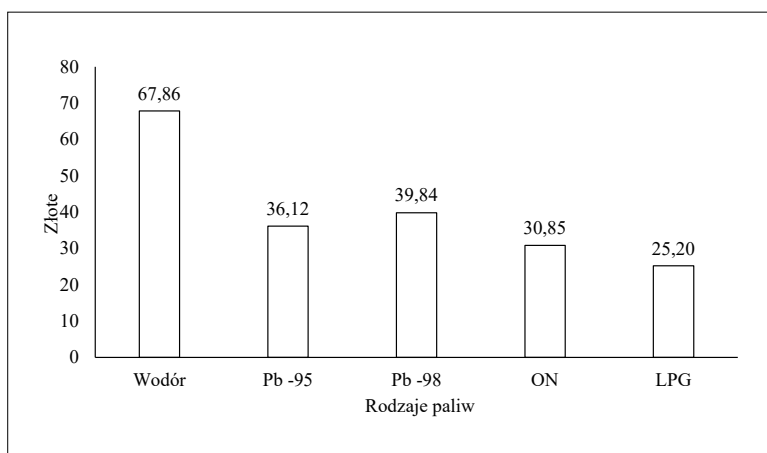
Drugi scenariusz zakłada, że elektrolizery są bezpośrednio połączone z elektrowniami wytwarzającymi energię z OZE. Oznacza to, że nie ma kosztów przesyłu i dystrybucji, ale istnieje ograniczenie produkcji związane z mocą źródła dostarczającego energię. Dla tej opcji mediana cen zielonego wodoru w USA spadłaby z 10,61 dolarów/kg (obecnie) do 5,97 dolarów/kg (do 2050 r.), a cena minimalna zanotowałaby spadek z 4,56 dolarów/kg do 2,44 dolarów/kg. W Europie oczekuje się, że cena minimalna będzie jeszcze niższa i wyniesie 2,23 dolarów/kg do 2050 r., z obecnych 4,06 dolarów/kg, a mediana cen spadnie z 19,23 dolarów/kg do 10,02 dolarów/kg.

Magazynowanie

W trzecim scenariuszu elektrolizery są podłączone do sieci, ale zakłada się, że działają one jedynie jako aktywa równoważące obciążenie lub realizują funkcję magazynowania energii i ich czas pracy wynosi średnio 4 godziny na dobę. Planuje się, że w czasach wysokiej produkcji energii ze źródeł odnawialnych jej część będzie musiała zostać ograniczona do zera. Oznacza to, że liczba godzin dziennie, przez które byłaby dostępna, różniłaby się znacznie w zależności od lokalizacji i czasu. Wobec braku modelu, który mógłby uchwycić rynkowe zachowanie sieci przesyłowej, zakładany jest dostęp stały: 4 godziny dziennie. Nadmienić trzeba, że koszt budowy instalacji o mocy 7-11 MW zmieniał się w przedziale 34,4-44,7 mln zł. Roczne koszty operacyjne eksploatacji instalacji o mocy 7-11 MW zmieniały się natomiast w przedziale 1,19-1,4 mln zł (5.06.2022). Uwaga! Do wyprodukowania 1 kg wodoru niezbędne są: 9 litrów wody i 50 kWh energii elektrycznej. Podkreślić należy, że 1 kg wodoru zawiera trzy razy więcej energii niż litr benzyny. Wodór można magazynować bez strat przez długi czas. To rewolucja dla nowoczesnej energetyki.

Koszt produkcji 1 kg zielonego wodoru w 2021 r. w wybranych krajach:

- w UE, według mediany, ok. 6,3 EUR/kg,
- w Portugalii i Hiszpanii 2,9 EUR/kg,
- w Polsce ponad 5 EUR/kg.



RYŚ. 1
Koszt przejechania 100 km (źródło: tab. 1)

Zasilanie pojazdów

Szacunkowe koszty zużycia wybranych rodzajów zasilania samochodów na 100 km przedstawia tab. 1 oraz rys. 1.

Uwaga:

wodór: 0,8 kg/100 km, 1 kg wodoru to ok. 26 litrów

Wnioski:

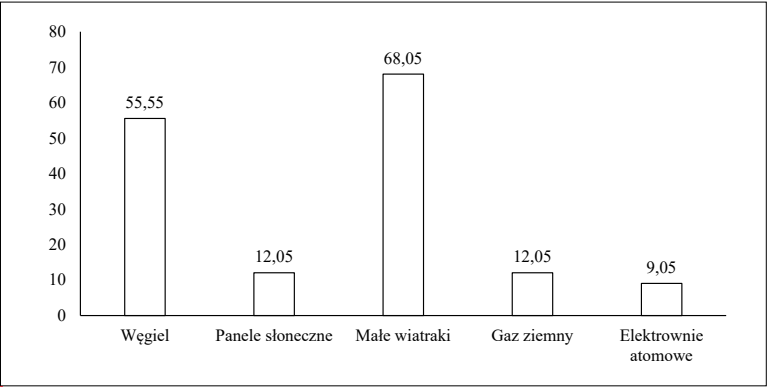
1. Przejechanie 100 km samochodem osobowym zasilanym wodorem kosztuje 67,86 zł.
2. Najtańszym rodzajem zasilania (100 km) jest LPG. W tym przypadku koszt wynosi 25,20 zł.
3. Stosunkowo wysoka cena produkcji wodoru wynika przede wszystkim z wysokiej ceny energii elektrycznej i źródeł jej pozyskiwania. Podkreślić należy, że w przypadku wodoru do produkcji 1 kg potrzeba:
 - 50 kWh energii elektrycznej – koszt 61,5 zł (przy cenie 1,23 zł/kWh),
 - 9 litrów wody – koszt 0,045 zł (przy cenie średniej 5 zł/m³).

Powyższe dane obrazują wyzwania związane z kosztami produkcji i użytkowania wodoru jako paliwa. Wysoka cena energii elektrycznej ma kluczowy wpływ na opłacalność wodoru, mimo jego wysokiej wartości energetycznej i potencjalnych korzyści dla magazynowania energii.

Kalkulacje kosztowo-cenowe produkcji 1 kg wodoru przedstawia tab. 2 oraz rys. 2.

TAB. 2
 Koszt produkcji 1 kg wodoru z wybranych źródeł energii elektrycznej (źródło: obliczenia własne na podstawie danych szacunkowych)

Źródło energii elektr.	Węgiel	Panele słoneczne	Małe wiatraki	Gaz ziemny	Elektrownie atomowe
Cena 1 kWh (zł)	1,11	0,24	1,36	0,24	0,18
Koszt 9 l wody (zł)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Cena 50 kWh (zł)	55,5	12	68	12	9
Koszt produkcji 1 kg wodoru	55,55	12,05	68,05	12,05	9,05



RYS. 2
 Szacunkowe koszty produkcji 1 kg wodoru z wybranych źródeł energii elektrycznej (źródło: obliczenia własne na podstawie danych szacunkowych)

Wnioski:

1. W przypadku wykorzystania paneli słonecznych oraz gazu ziemnego, szacunkowy koszt produkcji 1 kg wodoru wynosi ok. 12 zł. Obecnie jest to najbardziej realistyczne rozwiązanie dla Polski.
2. Docelowo najtańszym źródłem energii do produkcji wodoru będą elektrownie atomowe.
3. Produkcja zielonego wodoru wymaga znacznych zasobów wody, których dostępność może być ograniczona.

”

Zielony wodór można porównać do baterii litowych, które magazynują energię elektryczną, w przeciwieństwie do paliw kopalnych, takich jak gaz ziemny

Wodór to przyszłość?

Przykładowo, największy na świecie elektrolizer PEM (Proton Exchange Membrane) w Kanadzie produkuje dziennie 8,2 t wodoru, co wiąże się z dziennym zużyciem 73 800 litrów wody (około 15 cystern o pojemności 5000 litrów każda). Prognozy wskazują, że do 2050 r. wartość krajowego rynku wodoru w Kanadzie osiągnie poziom 40 mld USD. Dzięki temu uniknie się emisji 27 tys. ton CO₂ rocznie, co odpowiada emisji generowanej przez 10 tys. samochodów.

W Polsce prognozuje się znaczny spadek cen wodoru w ciągu najbliższych 2-3 lat. Obecnie 50% produkowanego wodoru pochodzi z gazu ziemnego, 30% z paliw płynnych, 20% z węgla, a jedynie 4% z elektrolizy wody. Koszt zielonego wodoru nadal pozostaje wysoki, głównie ze względu na ceny energii elektrycznej (np. ENEA: 1,1 zł/kWh).

Wymiar ekologiczny produkcji zielonego wodoru jest istotny dla redukcji emisji CO₂. W przypadku nowych samochodów przewiduje się zmniejszenie emisji z poziomu 122 g/km (2022 r.) do około 60 g/km w 2030 r., co oznacza ponaddwukrotną redukcję. Transport drogowy odpowiada za 71% emisji w sektorze transportu, a to stanowi 1/4 całkowitej emisji CO₂ w UE (2019 r.). Dane Europejskiego Stowarzyszenia Producentów Pojazdów (ACEA) wskazują, że w Polsce w 2024 r. zarejestrowanych było 26 457 659 samochodów, które potencjalnie emitują łącznie 3 227 ton CO₂ na każdy przejechany kilometr.

Środki z KPO

W ramach Krajowego Planu Odbudowy (KPO) przewidziano znaczną pomoc finansową na zieloną transformację. W komponencie B „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności” (część grantowa) zabezpieczono:

- 3,7 mld zł na rozwój odnawialnych źródeł energii,
- 17,3 mld zł na czyste powietrze i efektywność energetyczną,
- 3,6 mld zł na rozwój technologii wodorowych i innych gazów zdekarbonizowanych,
- 0,9 mld zł na wsparcie gospodarki wodno-ściekowej na obszarach wiejskich.

W części pożyczkowej przewidziano dodatkowe 51,6 mld zł, co oznacza, że na zieloną transformację przeznaczono łącznie 37% środków z KPO.

W ramach funduszy europejskich na lata 2021-2027 dla Wielkopolski przewidziano 2,15 mld euro, z czego 331,1 mln euro na Priorytet 2 „Zielona Wielkopolska”. W jego ramach wspierane będą projekty dotyczące:

- efektywności energetycznej,
- rozwoju odnawialnych źródeł energii,
- adaptacji do zmian klimatu,
- zrównoważonej gospodarki wodnej,
- gospodarki o obiegu zamkniętym,
- bioróżnorodności.

Projekty dotyczące działania 02.07 poddane są ocenie według kryteriów ogólnych: formalnych,

Energia tradycji, siła przyszłości

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna Spółka Akcyjna to jedna ze spółek wchodzących w skład Grupy Kapitałowej PGE – największego przedsiębiorstwa sektora elektroenergetycznego w Polsce. Podstawowym przedmiotem działalności spółki jest wydobywanie węgla brunatnego oraz wytwarzanie energii elektrycznej. W skład PGE GiEK wchodzi 7 oddziałów zlokalizowanych na terenie 5 województw. Centrala spółki znajduje się w Bełchatowie.

PGE GiEK jest liderem w branży wydobywczej węgla brunatnego, a także największym wytwórcą energii elektrycznej w Polsce, pokrywającym niemal 29% zapotrzebowania na energię i dostarczającym ponad 43 tys. GWh energii elektrycznej rocznie do krajowego systemu elektroenergetycznego. W 2024 r. oddziały PGE GiEK dostarczyły także na rynki lokalne 3 mln GJ ciepła.

Oddziały PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna:

- Elektrownia Bełchatów
- Elektrownia Turów
- Elektrownia Opole
- Elektrownia Rybnik
- Elektrownia Dolna Odra
- Kopalnia Węgla Brunatnego Bełchatów
- Kopalnia Węgla Brunatnego Turów



www.pgegiiek.pl



Górnictwo i Energetyka
Konwencjonalna S.A.



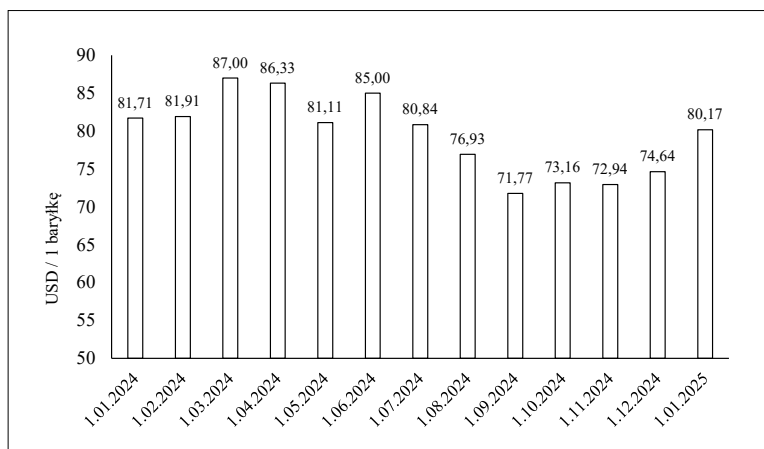
MASTERS OF ALTITUDE



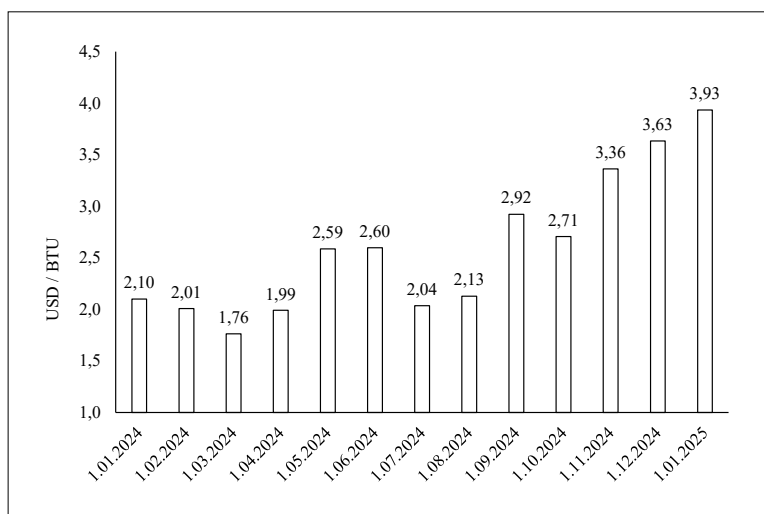
Skontaktuj się z nami

Do 5 lat gwarancji
na
szczelność kotła

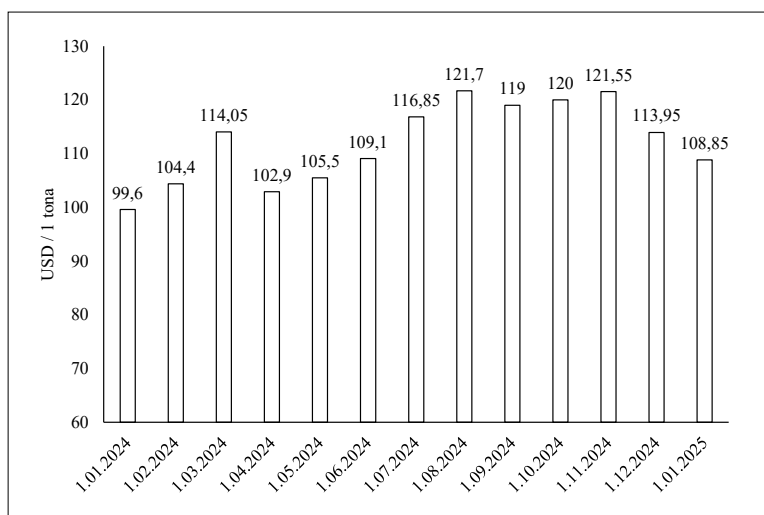




RYS. 3
Zmiany ceny ropy za jedną baryłkę w okresie od stycznia 2024 r. do stycznia 2025 r.
(źródło: dane z giełdy w Rotterdamie)



RYS. 4
Zmiany ceny gazu ziemnego w okresie od stycznia 2024 r. do stycznia 2025 r.
(źródło: dane z giełdy w Rotterdamie)



RYS. 5
Zmiany ceny węgla w okresie od stycznia 2024 r. do stycznia 2025 r.
(źródło: dane z giełdy w Rotterdamie)

merytorycznych, negocjacyjnych, rozstrzygających. Proces oceny projektów zamyka stosowna uchwała o przyznaniu środków finansowych. Uwaga: poziom dofinansowania dla wybranych projektów w Wielkopolsce wynosi 70%.

Wpływ zmian cenowych wybranych surowców energetycznych na politykę ekologiczną w Polsce i UE

Biorąc pod uwagę wysoką emisyjność CO₂ kluczowych surowców energetycznych, takich jak ropa, gaz i węgiel, oraz ich rosnące ceny, niezwykle istotne wydają się działania na rzecz zmiany strategii energetycznej zarówno poszczególnych krajów, jak i całej Unii Europejskiej. Powinny one koncentrować się na rozwiązaniach spełniających i standardy ekonomiczne, i ekologiczne. Uzasadnieniem tej tezy są dynamiczne zmiany cen surowców energetycznych.

Przykład 1. Zmiany cen baryłki ropy na giełdzie w Rotterdamie przedstawia rys. 3.

Wnioski:

1. Najwyższą cenę ropy odnotowano w marcu 2024 r., osiągając poziom 87 USD za baryłkę.
2. Od września 2024 r. do stycznia 2025 r. cena baryłki ropy wykazuje tendencję wzrostową. Można założyć, że trend ten utrzyma się w kolejnych miesiącach.
3. Widoczny wzrost cen tego surowca oznacza, że w praktyce za jego emisyjność CO₂ trzeba będzie ponosić dodatkowe koszty.

Przykład 2. Zmiany ceny gazu ziemnego na giełdzie w Rotterdamie przedstawia rys. 4.

Wnioski:

1. Najwyższą cenę gazu ziemnego odnotowano w styczniu 2025 r., osiągając poziom 3,93 USD za BTU.
2. Od października 2024 r. do stycznia 2025 r. cena gazu wykazuje tendencję wzrostową, która prawdopodobnie utrzyma się w kolejnych miesiącach.
3. Rosnące ceny tego surowca oznaczają, że w praktyce za jego emisyjność CO₂ trzeba będzie ponosić dodatkowe koszty.

Przykład 3. Zmiany ceny węgla na giełdzie w Rotterdamie przedstawia rys. 5.

Wnioski:

1. Najwyższą cenę węgla odnotowano w sierpniu 2024 r., osiągając poziom 121,7 USD za tonę.
2. Od listopada 2024 r. do stycznia 2025 r. cena węgla wykazuje tendencję malejącą, która prawdopodobnie utrzyma się w kolejnych miesiącach.

Wśród głównych czynników wpływających na zmiany cen wyżej omówionych surowców, które mają status energetycznych i strategicznych, można wskazać m.in.: podaż i popyt, kurs dolara oraz prognozy gospodarcze.

Uwagi ekologiczne:

- 1 tona węgla kamiennego może wygenerować około 2,4 tony CO₂ w procesie spalania,
- ze spalania gazu ziemnego wysokometanowego powstaje 56 kg CO₂,
- 1 litr oleju napędowego generuje 2,68 kg CO₂,
- zielony wodór jest wytwarzany z procesu wykorzystania energii OZE, która charakteryzuje się zerową emisją CO₂.

Pod kątem ekologicznym wskazane emisje CO₂ związane z surowcami energetycznymi powinny stanowić inspirację do podejmowania działań zmierzających do ich redukcji. W tym kontekście pomocne mogą być dostępne środki finansowe w ramach funduszy europejskich (w tym KPO), a także rozwiązania o charakterze technologicznym i naukowym.

Potrzeba surowcowa

Roczne zapotrzebowanie Polski i UE na ropę, gaz ziemny oraz węgiel przedstawia tab. 3.

W wymiarze ekonomicznym skutki wzrostu cen 1 tony ropy przedstawia tab. 4.

Przykład:

- cena baryłki ropy w dniu 01.12.2024: 74,64 USD,
- cena baryłki ropy w dniu 01.01.2025: 80,17 USD,
- wzrost ceny baryłki ropy w ww. okresie: 5,53 USD.

Z obliczeń przedstawionych w tab. 4 wynika, że wzrost ceny ropy o 5,53 USD prowadzi do zwiększenia wydatków na zakup tego surowca o 1 061 272 059 USD w przypadku Polski oraz o 51 111 838 235 USD w przypadku Unii Europejskiej. Są to znaczne kwoty, które przekładają się na realne straty zarówno dla naszego kraju, jak i całej UE. W związku z tym zasadne jest poszukiwanie tańszych rozwiązań umożliwiających



JEST DROGO

Stosunkowo wysoka cena produkcji wodoru wynika przede wszystkim z wysokiej ceny energii elektrycznej i źródeł jej pozyskiwania

szersze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii (OZE).

Należy również podkreślić, że wartości zapotrzebowania na surowce, przedstawione w tab. 3, wskazują na możliwość generowania ogromnych ilości CO₂ zarówno w Polsce, jak i w całej Unii Europejskiej. W tej sytuacji działania na rzecz ekologicznych rozwiązań, takich jak zielony wodór, nabierają kluczowego znaczenia cywilizacyjnego, co oznacza konieczność przeprowadzenia głębokiej transformacji całej gospodarki energetycznej.

Zielony wodór, jako fundament przyszłej gospodarki niskoemisyjnej, wiąże się z wieloma wyzwaniami, ale i ogromnym potencjałem. Jego dalszy rozwój jest uzależniony od technologicznych przełomów, obniżenia kosztów produkcji oraz skutecznej polityki wspierającej transformację energetyczną. Przewidywane spadki cen wodoru oraz jego rosnąca dostępność mogą znacząco wpłynąć na dekarbonizację sektora transportu, przemysłu oraz energetyki.

Na koniec

Zielony wodór jako element transformacji energetycznej ma kluczowe znaczenie w realizacji celów Europejskiego Zielonego Ładu i dążeniu do neutralności klimatycznej do 2050 r. Dzięki swojej zdolności do magazynowania nadwyżek energii z odnawialnych źródeł stanowi obiecującą alternatywę dla paliw kopalnych, zwłaszcza w kontekście sektora transportu, energetyki oraz przemysłu.

TAB. 3

Roczne zapotrzebowanie na ropę, gaz, węgiel w Polsce i UE
 (źródło: informacje gospodarcze Polski i UE)

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

TAB. 4

Skutki wzrostu ceny baryłki ropy na giełdzie w Rotterdamie o 5,33 USD w dniu 01.12.2024 r. i 01.01.2025 r. (o kwotę 5,53 USD) (źródło: obliczenia własne)

Wyszczególnienie	Polska	UE
Zapotrzebowanie w mln ton	26 100 000	1 257 000 000
Zapotrzebowanie w baryłkach	191 911 765	9 242 647 059
Wzrost ceny baryłki ropy (USD)	5,53	5,53
Zmiany ceny w USD	1 061 272 059	51 111 838 235

Pomimo rosnącego znaczenia wodoru w polityce energetycznej, wysokie koszty produkcji – szczególnie wynikające z ceny energii elektrycznej – stanowią poważne wyzwanie. Zatem kluczowe będzie ich obniżenie przez rozwój technologii wodorowych, a także zwiększenie efektywności energetycznej elektrolizatorów i innych metod produkcji wodoru.

Prognozy cenowe i zmiany strukturalne na rynku wodoru wskazują na znaczną redukcję cen zielonego wodoru, do 2050 r., zarówno w Europie, jak i USA. Przewiduje się spadek kosztów, zwłaszcza przy optymalizacji źródeł energii oraz zwiększonej integracji elektrolizatorów z OZE. To będzie kluczowe dla dalszego rozwoju rynku wodoru i jego konkurencyjności wobec tradycyjnych paliw kopalnych.

Wzrost znaczenia energii odnawialnej: produkcja zielonego wodoru wymaga dostępu do taniej i czystej energii, co czyni inwestycje w OZE niezbędnym elementem przyszłej gospodarki wodorowej. Panele słoneczne i elektrownie atomowe wydają się być najperspektywniejszymi źródłami energii w kontekście produkcji wodoru w Polsce i Europie.

Znaczenie polityki ekologicznej i wsparcia finansowego: realizacja celów związanych z zieloną transformacją wymaga nie tylko technologicznych innowacji, ale także wsparcia finansowego na poziomie krajowym i unijnym. Programy takie jak Krajowy Plan Odbudowy oraz fundusze unijne stwarzają możliwości dla rozwoju technologii wodorowych, efektywności energetycznej oraz odnawialnych źródeł energii, co stanowi istotny impuls do przyspieszenia dekarbonizacji.

Przemiany na rynku surowców energetycznych: zmiany cen surowców energetycznych, takich jak ropa,

gaz ziemny czy węgiel, wskazują na rosnącą presję na redukcję emisji CO₂ i mogą przyczynić się do dalszego rozwoju alternatywnych źródeł energii, takich jak wodór. Wyższe ceny surowców tradycyjnych zwiększają opłacalność technologii wodorowych, szczególnie w długoterminowej perspektywie.

Ekologiczne i ekonomiczne wyzwania: produkcja wodoru, szczególnie zielonego, wiąże się z koniecznością dostępu do zasobów wody i odpowiednich technologii. Choć wodór stanowi obiecującą alternatywę dla paliw kopalnych, jego rozwój wymaga skutecznego zarządzania zasobami i dalszych innowacji w zakresie efektywności energetycznej oraz infrastruktury transportu i jego magazynowania.

Przypisy

- ¹ Strategia w zakresie wodoru na rzecz Unii Europy neutralnej dla klimatu, Komisja Europejska, Bruksela, 2020.
- ² Raport Dragiego, sprawozdanie za 2024 rok dotyczące konkurencyjności i przyszłości Unii Europejskiej. Autor – były prezes EBC i były premier Włoch Mario Draghi.
- ³ Indeks CCPI (ang. Climate Change Performance Index) raport dotyczący wskaźnika efektywności zmiany klimatu (CCPI 2025) opublikowany na dorocznej konferencji klimatycznej ONZ w Baku.
- ⁴ Uchwała nr 141 w sprawie aktualizacji programu wieloletniego pod nazwą Program polskiej energetyki jądrowej, opublikowany w Monitorze Polskim 16 października 2020 roku (poz. 946).
- ⁵ Polska Strategia Wodorowa do Roku 2030 z perspektywą do roku 2040, Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021.
- ⁶ Bogusławski, J., Lewandowski, A., Prus, W., Wieczorowski, M., Wodór – przyszłościowa niezbędność, Wielkopolski Fundusz Rozwoju, Poznań 2025. ■

Reklama

TEDOM
YANMAR GROUP

Kogeneracja

Skojarzona produkcja energii elektrycznej i ciepła

- Produkujemy oraz serwisujemy jednostki kogeneracyjne TEDOM - przyjazne dla środowiska oszczędne energetycznie urządzenia obniżające wydatki na energię, bazując również na własnych silnikach TEDOM.
- Jesteśmy światowym liderem w produkcji agregatów kogeneracyjnych zasilanych biogazem, gazem ziemnym i LPG.
- Nowością w ofercie firmy jest możliwość dzierżawy jednostek kogeneracyjnych oraz dostawy energii w modelu ESCO. Klient czerpie wszelkie korzyści wynikające z eksploatacji jednostki kogeneracyjnej, a finansowanie urządzenia w całości zapewniane jest przez TEDOM.



55+

krajów
eksportowych

60+

typów jednostek
kogeneracyjnych

2300+

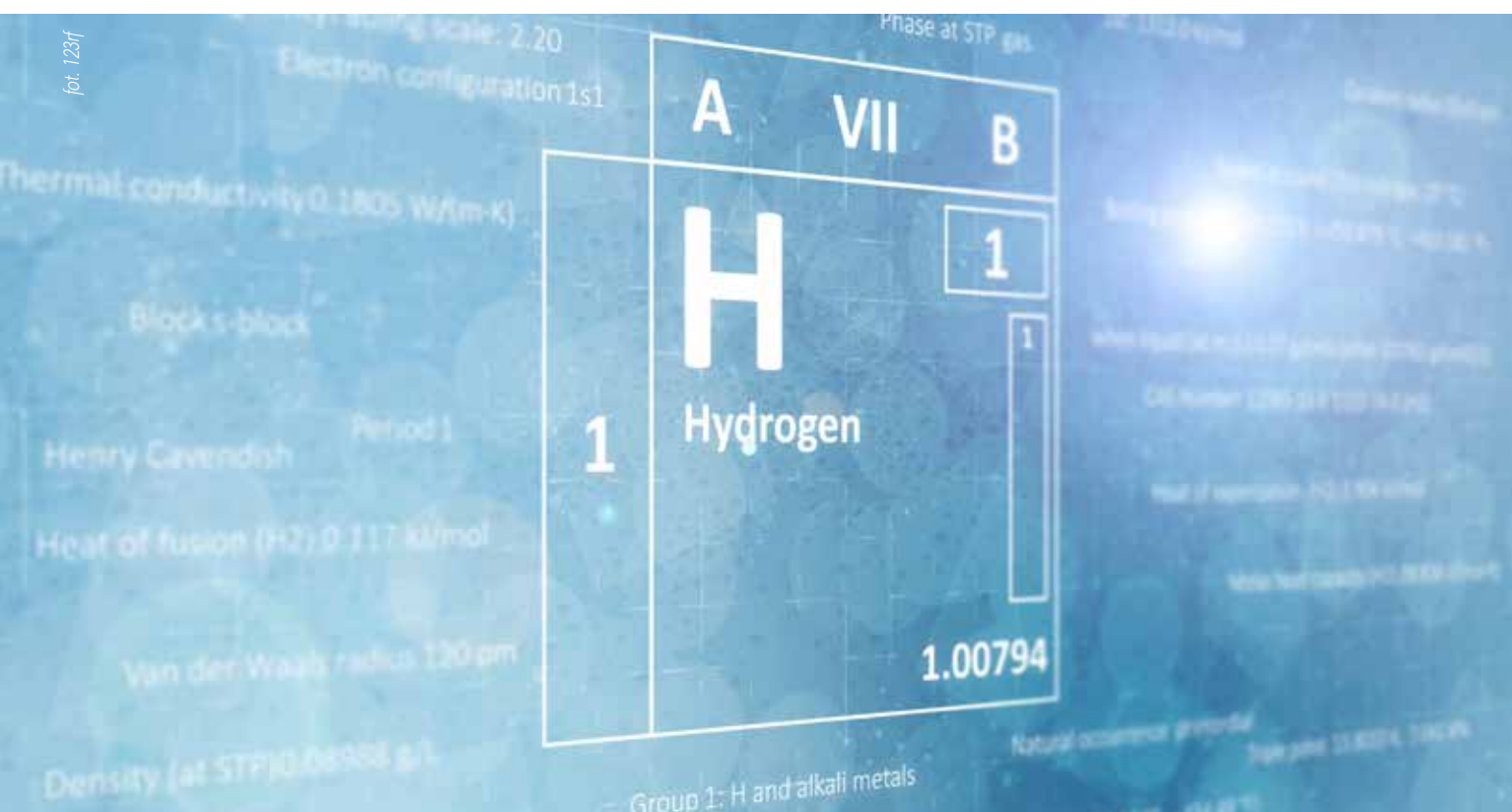
MW zainstal.
mocy el.

10500+

szt. wyprodukowanych jednostek
kogeneracyjnych

200+

jednostek kogeneracyjnych
sprzedanych w Polsce



WODÓR W SIECI GAZOWEJ

Analiza rozliczeń

mgr inż. Monika Malisz

absolwentka Wydziału Wiertnictwa, Nafty i Gazu, AGH w Krakowie

Polska oraz większość krajów świata stoi przed poważnymi wyzwaniami związanymi z przyjętą polityką klimatyczną. Problemy dotyczące szeroko pojętej transformacji energetycznej dotyczą również energetykę, w tym także tę gazową.

Na wstępie warto zwrócić uwagę, że gaz ziemny nadal odgrywa jedną z ważniejszych ról w obecnym miksie energetycznym. Pomimo tego, że jest określany mianem paliwa przejściowego w drodze do neutralności klimatycznej, to całkowita rezygnacja z tego ważnego surowca może być niemożliwa. Stąd też

rozważane są scenariusze związane z wprowadzaniem gazowych paliw odnawialnych (np. wodór, biometan) do istniejących sieci gazowych. Takie rozwiązania miałyby się przyczynić do dekarbonizacji systemu gazowniczego oraz ograniczenia emisji CO₂ z tego sektora. Jednak należy mieć na uwadze, że proces dodawania

wodoru do gazu ziemnego, a następnie transport za pomocą istniejącej infrastruktury gazowej takiej mieszaniny jest bardzo wymagającym zadaniem na wielu płaszczyznach – zarówno technicznych, prawnych oraz ekonomicznych.

Gaz ziemny, a wodór. Czy to podobne substancje?

Gaz ziemny to bezbarwna i bezwonna substancja (zanim dotrze do odbiorców końcowych jest nawiany THT – tetrahydrotiofenem) [3]. Gaz ziemny składa się z wielu różnych składników gazowych. Największy udział przypada na metan, zazwyczaj na poziomie około 90% lub więcej [4]. Oprócz tego, w gazie ziemnym

znajdują się inne węglowodory, takie jak: etan, propan, butan oraz niepalne składniki: azot i dwutlenek węgla. Różnice w składzie gazu ziemnego zależą głównie od źródła pochodzenia (tj. miejsca wydobycia).

Wodór to najlżejszy pierwiastek, którego liczba atomowa wynosi 1 [1]. Można go scharakteryzować jako najprostszy pierwiastek, którego występowanie we wszechświecie jest najbardziej powszechne. Przyjmuje się, że jego udział w atmosferze Słońca wynosi aż 80% [2].

W wodzie występującej na Ziemi, która zajmuje około 70% globu, rejestruje się największą zawartość wodoru [2]. Dodatkowo, jego zawartość znajduje się także w materii organicznej.

W tab. 1 porównano wybrane właściwości wodoru oraz metanu (główny składnik gazu ziemnego). Analizując to zestawienie łatwo zauważyć, że obie substancje wykazują szereg różnic w podstawowych właściwościach.

W związku z tym również charakterystyka mieszaniny gazu ziemnego i wodoru będzie inna niż samego błękitnego paliwa, który jest obecnie rozprowadzany sieciami gazowymi. Ponadto należy zwrócić uwagę, że w kontekście rozliczania paliw gazowych najważniejszymi różnicami są wartości energetyczne wodoru i gazu ziemnego (ciepło spalania oraz wartość opałowa). Wodór odznacza się bardzo dobrymi parametrami ciepła spalania i wartości opałowej w przeliczeniu na jednostkę masy. Jednak porównując te same właściwości dla wodoru i gazu ziemnego, w przeliczeniu na jednostkę objętości, wodór znaczenie gorzej plasuje się niż metan (tab. 1).

Domieszkowanie błękitnego paliwa wodorem wpłynie znacząco na kaloryczność mieszaniny w przeliczeniu na jednostkę objętości. Na podstawie wyników badań przedstawionych w tabeli 2 łatwo zauważyć, że wraz ze wzrostem udziału wodoru odnotowuje się spadek ciepła spalania oraz wartości opałowej. W celu rekompensowania start energii dla mieszaniny gaz ziemny – wodór konieczne będzie zwiększenie wolumenu paliwa gazowego dostarczanego do odbiorcy.

Analiza wprowadzenia wodoru do sieci gazowej z wykorzystaniem programu Simnet SSGas

W dobie rozwoju technologii dostępne są liczne oprogramowania, których zadaniem jest optymalizacja procesów w przemyśle. Również w branży gazowniczej eksperci w trakcie wydawania wielu opinii lub rozwiązywania problemów posługują się wyspecjalizowanymi narzędziami, jakimi są m.in. programy symulacyjne. Na rynku dostępna jest duża liczba programów do modelowania sieci gazowych. Dla analiz przedstawionych w niniejszym artykule odpowiednie modele symulacyjne poszczególnych etapów obliczeń zostały stworzone w pakiecie SimNet SSGas. Jest to program, który służy do wykonywania statycznych i dynamicznych symulacji sieci gazowych.

TAB. 1
Porównanie wybranych właściwości wodoru i metanu (źródło: [1], zmodyfikowano)

Parametr	Jednostka	H ₂	CH ₄
Wartość opałowa	kJ/kg	119,972	50,020
	kWh/kg	33,330	13,900
	MJ/m ³	10,783	35,882
	kWh/m ³	2,995	9,968
Ciepło spalania	kJ/kg	141 890	55 530
	kWh/kg	39,41	15,42
	MJ/m ³	12,745	39,819
	kWh/m ³	3,509	11,061
Górna liczba Wobbego	MJ/m ³	40,898	48,170
	kWh/m ³	11,361	13,381
Dolna liczba Wobbego	MJ/m ³	48,340	53,454
	kWh/m ³	13,428	14,848
Temperatura zapłonu w powietrzu	°C	530	645
Granice wybuchowości w powietrzu	% obj.	4,1 – 72,5	5,1 – 13,5
Maksymalna prędkość płomienia	cm/s	346	43

TAB. 2
Spadek wartości ciepła spalania i wartości opałowej w zależności od ilości dodanego wodoru względem gazu ziemnego bez jego dodatku [%] (źródło: [1])

Udział wodoru	Spadek ciepła spalania	Spadek wartości opałowej
0	0,00	0,00
5	3,36	3,46
10	6,72	6,92
15	10,08	10,37
20	13,44	13,83
30	20,16	20,75



Przeprowadzone analizy można podzielić na dwa zasadnicze etapy. Po pierwsze, sprawdzono, w jaki sposób zatłaczanie wodoru (w różnych ilościach procentowych) do gazociągów sieci dystrybucyjnej będzie miało wpływ na zmianę parametrów jakościowych mieszaniny gazu ziemnego i wodoru. Zgodnie z zamierzeniami szczególny nacisk kładziono na prześledzenie zmian właściwości energetycznych roztworu gazu ziemnego z udziałem wodoru względem „czystego” gazu ziemnego. Założono, że dodawanie wodoru do tego gazu będzie się odbywać na stacjach redukcyjno-pomiarowych (SRP).

Po drugie, przeanalizowano, jak udział wodoru w gazie ziemnym wpłynie na obecny system rozliczania paliw gazowych w jednostkach energii. Obliczenia symulacyjne zostały przeprowadzone dla sieci średniego ciśnienia wybranego obszaru w Małopolsce, gdzie

operatorem sieci dystrybucyjnej jest Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o. Na analizowanym obszarze systemu dystrybucyjnego występują dwie stacje zasilające (rys. 1).

Kalibracja modelu obliczeniowego

Głównym celem kalibracji jest stworzenie modelu obliczeniowego, który pozwoli na odwzorowanie rzeczywistych warunków występujących w przeszłości na sieci gazowej. W zależności od problemu badawczego kalibrację sieci gazowej prowadzi się dla odpowiednich warunków pracy sieci. Najczęściej jest ona tworzona dla momentu największego obciążania sieci gazowej, tj. okresu, kiedy odnotowano największe spadki ciśnienia oraz najwyższe przepływy na stacjach zasilających.

W przypadku poniższych analiz również stworzono kalibrację dla warunków największego obciążenia omawianej sieci gazowej w zimie 2023/2024. Po prześledzeniu danych archiwalnych okazało się, że taki okres miał miejsce w dniu 10.01.2024 r. o godzinie 8:00. W tym czasie przepływ na SRP X wynosił 2323 m³/h, przy ciśnieniu wyjściowym równym 266 kPa. Natomiast dla SRP Y dla przyjętych warunków kalibracji, przepływ oscylował na poziomie 1897 m³/h, a ciśnienie wyjściowe ustalono na poziomie 265 kPa.

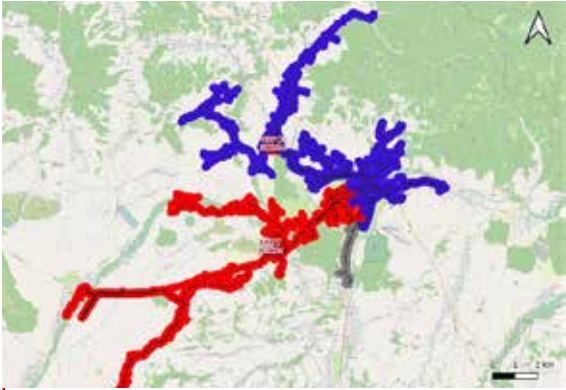
Korzystając z danych udostępnionych przez Polską Spółkę Gazownictwa sp. z o.o. na temat jakości gazu ziemnego oraz ORCS (Obszar Rozliczenia Ciepła Spalania) ustalono, że dla analizowanego obszaru ciepło spalania w styczniu 2024 wynosiło 41,407 m³/h, a współczynnik konwersji 11,502 m³/h [5,6]. Średnia wartość ciepła spalania na przestrzeni dwunastu miesięcy (okres od lipca 2023 do lipca 2024) to 41,216 MJ/m³ i jest to parametr, jaki przyjęto w trakcie przygotowywania modelu kalibracyjnego (tab. 3).

W rezultacie stosownych działań uzyskano odpowiedni model kalibracyjny, który stanowił podstawę do dalszych rozważań. Na SRP X ustalono przepływ o wartości 2317 m³/h, czyli różnica między rzeczywistym obciążeniem SRP X oraz wyznaczonym w trakcie

TAB. 3
Wartości ciepła spalania dla analizowanego obszaru (źródło: opracowanie własne, na podstawie [5,6])

Rok	Miesiąc	Ciepło spalania [MJ/m³]	Współczynnik konwersji [kWh/m³]
2023	Lipiec	40,619	11,283
2023	Sierpień	41,548	11,541
2023	Wrzesień	41,494	11,526
2023	Październik	41,479	11,522
2023	Listopad	41,418	11,505
2023	Grudzień	41,465	11,518
2024	Styczeń	41,407	11,502
2024	Luty	41,094	11,415
2024	Marzec	40,428	11,23
2024	Kwiecień	40,874	11,354
2024	Maj	41,292	11,47
2024	Czerwiec	41,173	11,437
2024	Lipiec	41,522	11,534
Średnia		41,216	11,449





RYS. 3
Zasięgi oddziaływania stacji gazowych zasilających (opracowanie własne)

kalibracji wynosi około 0,3% (rys. 2). Dla stacji SRP Y wolumen przepływającego gazu to 1864 m³/h i w tym przypadku błąd obliczeń wynosi około 1,8% (rys. 2). Oba wyniki przepływów uzyskane na stacjach zasilających SRP X i SRP Y w procesie kalibracji mieszczą w granicach dopuszczalnego błędu.

Na rysunku 3 zostały przedstawione obszary oddziaływania poszczególnych stacji zasilających (kolor czerwony oraz niebieski). Natomiast kolorem szarym został oznaczony obszar oddziaływania obu źródeł, co oznacza, że w tym rejonie dochodzi do mieszania się gazu ziemnego pochodzącego z obu źródeł.

RYS. 4
Wartości ciepła spalania dla modelu kalibracyjnego (opracowanie własne)



RYS. 5
Wartości liczby Wobbe dla modelu kalibracyjnego (opracowanie własne)



Na całym omawianym obszarze mamy do czynienia z paliwem gazowym, które charakteryzuje się takimi samymi parametrami jakościowymi. W związku z tym wartości ciepła spalania oraz liczby Wobbe dla modelu kalibracyjnego wynoszą odpowiednio 41,216 MJ/m³ oraz 54,599 MJ/m³ (rys. 4, rys. 5).

Zatłaczanie wodoru do sieci gazowej na obu stacjach zasilających

W poniższej części rozważań założeniem wyjściowym było, że domieszkowanie gazu ziemnego wodorem będzie miało miejsce równocześnie na obu stacjach redukcyjno-pomiarowych i przy zachowaniu takiego samego udziału procentowego wodoru w gazie ziemnym na obu stacjach zasilających. W trakcie obliczeń kierowano się wymogiem dostarczenia do odbiorców takiego samego ekwiwalentu energii, jak w przypadku dystrybuowania „czystego” gazu ziemnego. Analizy zostały wykonane dla kilku wariantów obliczeniowych, które różniły się między sobą udziałem procentowym wodoru w gazie ziemnym. Poszczególne

TAB. 4
Zmiana wybranych parametrów jakościowych mieszaniny: gaz ziemny – wódór

Rodzaj paliwa gazowego	Ciepło spalania [MJ/m ³]	Liczba Wobbe [MJ/m ³]	Gęstość względna [kg/m ³]
gaz ziemny + 0% wodoru	41,216	54,599	0,7379
gaz ziemny + 2% wodoru	40,647	54,344	0,7233
gaz ziemny + 5% wodoru	39,793	54,023	0,7015
gaz ziemny + 7% wodoru	39,223	53,812	0,6869
gaz ziemny + 10% wodoru	38,369	53,500	0,6650
gaz ziemny + 15% wodoru	36,946	52,987	0,6286

TAB. 5
Zmiana przepływu mieszaniny: gaz ziemny-wódór dla różnych rodzajów paliwa gazowego

Rodzaj paliwa gazowego	Stacja zasilająca	Wyliczony przepływ [m ³ /h]	Wzrost przepływu względem kalibracji [m ³ /h]	Wzrost przepływu względem kalibracji [%]
gaz ziemny + 2% wodoru	SRP X	2349	32	1,4
	SRP Y	1890	26	1,4
gaz ziemny + 5% wodoru	SRP X	2399	82	3,6
	SRP Y	1931	67	3,6
gaz ziemny + 7% wodoru	SRP X	2434	117	5,1
	SRP Y	1959	95	5,1
gaz ziemny + 10% wodoru	SRP X	2488	171	7,4
	SRP Y	2003	139	7,4
gaz ziemny + 15% wodoru	SRP X	2584	267	11,5
	SRP Y	2080	216	11,5

udziały procentowe wynosiły odpowiednio: 2%; 5%; 7%; 10%; 15%.

Na podstawie uzyskanych wyników łatwo zauważyć, że wraz ze wzrostem zawartości wodoru w gazie ziemnym zmniejsza się ciepło spalania, liczba Wobbego oraz gęstość względna mieszaniny (tabela 4).

Przeanalizowano również zmiany przepływów na stacjach zasilających dla poszczególnych scenariuszy obliczeń, a wyniki zostały zebrane w tabeli 5. Na podstawie uzyskanych wyników można łatwo zauważyć, że wraz ze wzrostem udziału wodoru w mieszaninie, przepływy na stacjach SRP X oraz SRP Y również wzrastają.

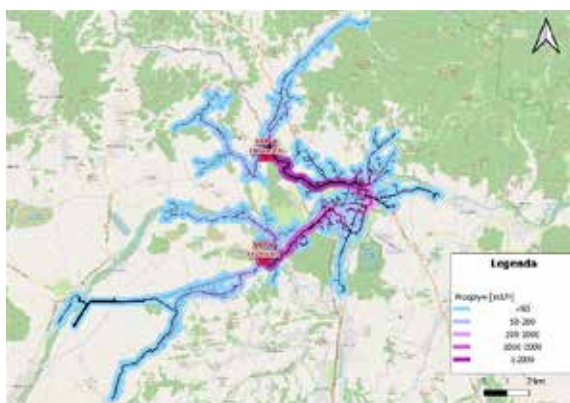
Zatłaczanie wodoru na wybranej stacji zasilającej

Scenariusz obliczeniowy dotyczący zatłaczania wodoru na wybranej stacji zasilającej zakłada dwie sytuacje. Jedna z nich związana jest z tym, że wodór w ilości 10% zostanie zatłoczony jedynie na stacji SRP X, a w tym samym czasie na stacji SRP Y do sieci gazowej będzie podawany gaz ziemny bez udziału wodoru (wariant 1). Druga dotyczy dodawania wodoru do gazu ziemnego w udziale 10% jedynie na stacji SRP Y. Parametry pracy SRP X nie zmieniają się, co oznacza, że stacja SRP X podaje do sieci gazowej „czyste” błękitne paliwo (wariant 2). Dobór zawartości wodoru w mieszaninie dla obu wariantów był spowodowany tym, że na podstawie obecnie obowiązujących aktualizacji rozporządzenia ministra z dnia 2 lipca 2010 r. w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego w Polsce dopuszcza się domieszkowanie gazu ziemnego wodorem w ilości nieprzekraczającej 10% [7,8].

Wariant 1 – zatłaczanie wodoru w ilości 10% na SRP X

Rozkład przepływów dla wariantu 1 został przedstawiony na rysunku 6. W przypadku wariantu 1 występują zwiększone względem kalibracji obciążenia (przepływy) zarówno na SRP X, jak i SRP Y (rys. 6). Na źródle SRP X obserwuje się wzrost przepływów transportowanego roztworu o około 3,94% w porównaniu do modelu kalibracyjnego, co odpowiada wartości 2408 m³/h przepływu (rys. 6). Dla stacji SRP Y wolumen podawanego do

RYŚ. 6
Rozkład przepływów na analizowanej sieci gazowej przy zatłaczaniu 10% wodoru na SRP X (wariant 1) (opracowanie własne)





AUTORYZOWANY DYSTRYBUTOR

ORLEN
OIL



Dostawa środków smarnych Usługi smarownicze i niezawodnościowe Czyszczenie przemysłowe



APLIKACJA BMP 2.0



**BEZPŁATNE
NARZĘDZIE**
dla uczestników
konferencji

FUNKCJE INTERAKTYWNE

komentowanie debat,
wymiana wizytówek

AKTUALNE INFORMACJE O WYDARZENIU

termin, program, miejsce,
prelegenci, plan stoisk

BUDOWANIE RELACJI

aranżowanie spotkań
między uczestnikami



ZESKANUJ i POBIERZ

Google Play

App Store



budujemy możliwości
porozumienia



Wariant 2 – załaczanie wodoru w ilości 10% na SRP Y

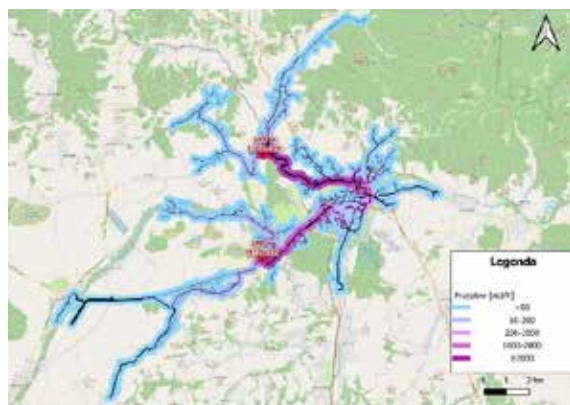
Dla wariantu 2 podstawowym założeniem było to, że wodór w ilości 10% będzie załączany do analizowanej sieci gazowej jedynie na źródle SRP Y.

Biorąc pod uwagę otrzymane wyniki dotyczące przepływów na poszczególnych stacjach to kształtowały się one w następujący sposób (rys. 10):

- na SRP X wyznaczono przepływ 2360 m³/h (wzrost o około 1,87% względem kalibracji),
- na SRP Y wyznaczono przepływ 1972 m³/h (wzrost o około 5,80% względem kalibracji).

Jeśli chodzi o zasięgi oddziaływania poszczególnych źródeł, to są one zbliżone do tych, które zostały ustalone w wariantcie 1.

Podobnie jak w przypadku poprzedniego wariantu obliczeniowego ustalono, że ciepło spalania oraz



RYS. 10
Rozkład przepływów na analizowanej sieci gazowej przy załaczaniu 10% wodoru na SRP Y (wariant 2) (opracowanie własne)



RYS. 11
Ciepło spalania przy załaczaniu 10% wodoru na SRP Y (wariant 2) (opracowanie własne)

RYS. 9
Liczba Wobbego przy załaczaniu 10% wodoru na SRP X (wariant 1) (opracowanie własne)

RYS. 12
Liczba Wobbego przy załaczaniu 10% wodoru na SRP Y (wariant 2) (opracowanie własne)



liczba Wobbego różnią się w zależności od obszarów oddziaływania poszczególnych źródeł.

Ciepło spalania przy załaczaniu wodoru w ilości 10% jedynie na SRP Y wynosi (rys. 11):

- 38,369 MJ/m³ dla strefy oddziaływania SRP Y,
- 41,216 MJ/m³ dla strefy oddziaływania SRP X,
- 39,250 MJ/m³ dla strefy wpływów obu źródeł.

Jeśli chodzi o liczbę Wobbego, to wyznaczone wartości tego parametru prezentują się następująco (rys. 12):

- 53,500 MJ/m³ dla strefy oddziaływania SRP Y,
- 54,599 MJ/m³ dla strefy oddziaływania SRP X,
- 53,824 MJ/m³ dla strefy oddziaływania obu źródeł.

Obecny system rozliczania paliw gazowych w jednostkach energii a dodawanie wodoru

Na początku należy zwrócić uwagę, że przez długi okres odbiorcy gazu ziemnego w Polsce byli rozliczani z przedsiębiorstwami dostarczającymi gaz ziemny na podstawie objętości surowca (wyrażonej w m³). Jednak od 1 sierpnia 2014 roku, na podstawie rozporządzenia ministra gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi, została wprowadzona nowa jednostka rozliczeniowa – jednostka energii [9]. Jest nią kilowatogodzina (kWh).

Na podstawie obecnie obowiązujących regulacji opłatę dystrybucyjną dla odbiorców, których pobór paliwa gazowego jest większy niż 110 kWh/h, tj. zakwalifikowanych do grup taryfowych od W-5.1 do W-13.2, od Lw-5.1 do Lw-10.2, od Ls-5.1 do Ls-7.2 oraz od K-8 do K-10 wyznacza się korzystając ze wzoru [10,11]:

$$Q_d = \frac{S_{zd} \cdot Q + S_{sd} \cdot M \cdot T}{100} \quad (1)$$

gdzie:

Q_d – opłata za usługę dystrybucji paliw gazowych [zł],
 S_{zd} – stawka opłaty zmiennej [gr/kWh],
 Q – ilość energii zawartej w dystrybuowanych paliwach gazowych w okresie rozliczeniowym w [kWh],
 S_{sd} – stawka opłaty stałej za każdą godzinę okresu rozliczeniowego w [gr/kWh/h],
 M – moc umowna [kWh/h],
 T – liczba godzin w okresie rozliczeniowym [h].

Ilość dystrybuowanego paliwa gazowego Q oblicza się korzystając ze wzoru [10,11]:

$$Q = \sum_{n=1}^i (Q_{m^3_n} \cdot W_k) \tag{2}$$

gdzie:
 $Q_{m^3_n}$ – ilość dystrybuowanego paliwa gazowego zmierzona w n -tej dobie [m^3],
 W_k – współczynnik konwersji odpowiadający ilorazowi wartości ciepła spalania $1\ m^3$ paliwa gazowego dla okresu rozliczeniowego i liczby 3,6 [kWh/m^3],
 i – liczba dób w okresie rozliczeniowym.

Natomiast w przypadku odbiorców, których pobór nie przekraczał $110\ kWh/h$, czyli zakwalifikowanych do grup taryfowych od W-1.1 do W-4, od Lw-1.1 do Lw-4 oraz od Ls-1.1 do Ls-4, opłatę za usługę dystrybucyjną określa się na podstawie wzoru [10,11]:

$$Q_d = \frac{S_{zd} \cdot Q}{100} + S_{sdd} \cdot k \tag{3}$$

gdzie:
 Q_d – opłata za usługę dystrybucji [zł],

S_{zd} – stawka opłaty zmiennej [gr/kWh]
 Q – ilość dystrybuowanego paliwa gazowego w okresie rozliczeniowym [kWh],
 S_{sdd} – stawka opłaty stałej [zł/m³-c],
 k – liczba miesięcy w okresie rozliczeniowym.

W tym przypadku ilość dystrybuowanego paliwa gazowego Q wyznacza się na podstawie wzoru [10,11]:

$$Q = Q_{m^3} \cdot W_k \tag{4}$$

gdzie:
 Q – ilość paliwa gazowego [kWh],
 Q_{m^3} – ilość paliwa gazowego w jednostkach objętości [m^3],
 W_k – współczynnik konwersji [kWh/m^3].

Dla odbiorców, którzy należą do grup taryfowych W-0, Lw-0 i Ls-0, opłatę za usługę dystrybucji oblicza się przy pomocy wzoru [10,11]:

$$Q_d = \frac{S_{zd} \cdot Q}{100} \tag{5}$$

gdzie:
 Q_d – opłata za usługę dystrybucji [zł],
 S_{zd} – stawka opłaty zmiennej [gr/kWh],

TAB. 6
 Ilość paliwa gazowego dostarczanego do odbiorców dla różnych wariantów obliczeniowych, wyrażona w jednostkach objętości oraz energii (źródło: opracowanie własne)

Lp.	V _{gaz ziemny} [m ³]	Q _{gaz ziemny} [kWh]	V _{2%_{H2}} [m ³]	Q _{2%_{H2}} [kWh]	V _{5%_{H2}} [m ³]	Q _{5%_{H2}} [kWh]	V _{7%_{H2}} [m ³]	Q _{7%_{H2}} [kWh]	V _{10%_{H2}} [m ³]	Q _{10%_{H2}} [kWh]	V _{15%_{H2}} [m ³]	Q _{15%_{H2}} [kWh]
1	8,25	94,50	8,37	94,50	8,55	94,50	8,67	94,50	8,87	94,50	9,21	94,50
2	203,88	2334,14	206,73	2334,14	211,17	2334,14	214,23	2334,14	219,00	2334,14	227,44	2334,14
3	5,90	67,50	5,98	67,50	6,11	67,50	6,20	67,50	6,33	67,50	6,58	67,50
4	7,86	90,00	7,97	90,00	8,14	90,00	8,26	90,00	8,44	90,00	8,77	90,00
5	12,19	139,50	12,36	139,50	12,62	139,50	12,80	139,50	13,09	139,50	13,59	139,50
6	15,72	180,00	15,94	180,00	16,28	180,00	16,52	180,00	16,89	180,00	17,54	180,00
7	15,92	182,25	16,14	182,25	16,49	182,25	16,73	182,25	17,10	182,25	17,76	182,25
8	9,24	105,75	9,37	105,75	9,57	105,75	9,71	105,75	9,92	105,75	10,30	105,75
9	1,18	13,50	1,20	13,50	1,22	13,50	1,24	13,50	1,27	13,50	1,32	13,50
10	67,61	774,00	68,55	774,00	70,02	774,00	71,04	774,00	72,62	774,00	75,42	774,00
11	8,84	101,25	8,97	101,25	9,16	101,25	9,29	101,25	9,50	101,25	9,87	101,25
12	28,50	326,25	28,90	326,25	29,52	326,25	29,94	326,25	30,61	326,25	31,79	326,25
13	14,54	166,50	14,75	166,50	15,06	166,50	15,28	166,50	15,62	166,50	16,22	166,50
14	28,23	323,20	28,63	323,20	29,24	323,20	29,66	323,20	30,33	323,21	31,49	323,20
15	7,86	90,00	7,97	90,00	8,14	90,00	8,26	90,00	8,44	90,00	8,77	90,00
16	19,26	220,50	19,53	220,50	19,95	220,50	20,24	220,50	20,69	220,50	21,49	220,50
17	4,91	56,25	4,98	56,25	5,09	56,25	5,16	56,25	5,28	56,25	5,48	56,25
18	9,43	108,00	9,57	108,00	9,77	108,00	9,91	108,00	10,13	108,00	10,52	108,00
19	21,03	240,75	21,32	240,75	21,78	240,75	22,10	240,75	22,59	240,75	23,46	240,75
20	15,92	182,25	16,14	182,25	16,49	182,25	16,73	182,25	17,10	182,25	17,76	182,25
21	3,34	38,25	3,39	38,25	3,46	38,25	3,51	38,25	3,59	38,25	3,73	38,25
22	9,63	110,25	9,77	110,25	9,97	110,25	10,12	110,25	10,34	110,25	10,74	110,25
23	159,55	1826,66	161,78	1826,66	165,26	1826,66	167,66	1826,66	171,39	1826,66	177,99	1826,66
24	4,52	51,75	4,58	51,75	4,68	51,75	4,75	51,75	4,86	51,75	5,04	51,75
25	2,95	33,75	2,99	33,75	3,05	33,75	3,10	33,75	3,17	33,75	3,29	33,75

Q – ilość dystrybuowanego paliwa gazowego w okresie rozliczeniowym, którą wyznacza się zgodnie ze wzorem (4) [kWh].

Jak łatwo zauważyć, zgodnie z zapisami w poszczególnych dokumentach opisujących system rozliczania paliw gazowych – niezależnie od grupy taryfowej, do której należą odbiorcy – są oni rozliczani za ilość dostarczonej energii.

Przy zatłaczaniu wodoru do sieci gazowej należy pamiętać o wymogu zapewnienia takiego samego ekwiwalentu energii jak w przypadku dystrybuowania gazu ziemnego. Wykonano odpowiednie obliczenia i określono ilość energii dostarczanej do wybranych 25 odbiorców podłączonych do analizowanej sieci gazowej dla różnych rodzajów paliw gazowych (tab. 6). Analizując wyniki obliczeń przedstawione w tabeli 6 można dostrzec, że przy odpowiednio zwiększonym przepływie gazu ziemnego z dodatkiem zatłaczanego wodoru można dostarczyć do użytkowników taką samą ilość energii jak w przypadku dostaw błękitnego paliwa. W związku z tym klienci nie powinni odczuć strat w ilości dostarczanej do nich energii zawartej w mieszaninie: gaz ziemny – wodór.

Zatłaczanie wodoru do istniejącej infrastruktury gazowej może być jednym ze sposobów na dekarbonizację branży związanej z gazownictwem. Jednak jest to skomplikowane zadanie w wielu aspektach. Przede wszystkim należy pamiętać, aby proces dodawania wodoru do gazu ziemnego odbywał się bez szkody dla odbiorców końcowych, którzy obecnie korzystają z „czystego” gazu ziemnego.

Trzeba wiedzieć, że wodór i gaz ziemny wykazują szereg różnic w podstawowych właściwościach fizykochemicznych. Na podstawie obliczeń ustalono, że wraz ze wzrostem ilości wodoru w gazie ziemnym wartość ciepła spalania i liczby Wobbego mieszaniny maleją. Odnotowana malejąca wartość ciepła spalania oraz liczby Wobbego wraz ze wzrostem udziału wodoru w gazie ziemnym jest konsekwencją faktu, że wodór charakteryzuje się niższym ciepłem spalania oraz liczbą Wobbego niż błękitne paliwo w przeliczeniu na jednostkę objętości. W związku z tym należy mieć na uwadze, że zgodnie z regulacjami, dostarczane do odbiorców paliwa gazowe muszą charakteryzować się wymaganymi parametrami, tj. wartość ciepła spalania nie może być niższa niż 34 MJ/m³. Dlatego należałoby bardzo skrupulatnie monitorować właściwości mieszaniny: gaz ziemny – wodór, co może okazać się bardzo trudne.

W sytuacji, kiedy zatłaczanie wodoru odbywało się w takich samych udziałach procentowych jednocześnie na obu źródłach, mieliśmy do czynienia z paliwem gazowym o takich samych parametrach jakościowych na całym omawianym obszarze. Natomiast kiedy

wodór do sieci gazowej dodawany był jedynie w wybranym punkcie (wariant 1, wariant 2), parametry jakościowe roztworu nie były takie same na całym analizowanym rejonie i były charakterystyczne dla stref oddziaływania poszczególnych stacji zasilających oraz strefy o wspólnym oddziaływaniu obu źródeł.

W związku z tym, w przypadku zatłaczania wodoru jedynie w wybranych punktach sieci gazowej, koniecznym może okazać się wydzielenie indywidualnych stref rozliczania odbiorców. Warto mieć na uwadze, że ze względu na porę dnia, roku lub potencjalne awarie infrastruktury gazowej strefy oddziaływania źródeł mogą się dynamicznie zmieniać.

Przy odpowiednio zwiększonym wolumenie mieszaniny: gaz ziemny – wodór możliwe jest dostarczenie do odbiorców wymaganego ekwiwalentu energii, dzięki czemu nie będą oni ponosić szkody przy wdrażaniu technologii wodorowych w gazownictwie.

Literatura

- [1] Janusz P.: „Możliwości wykorzystania sieci gazowej do magazynowania energii – wybrane zagadnienia, Rozprawy monograficzne”, Wydawnictwo AGH 2019.
- [2] Jaworski J., Kukulska – Zajac E., Kułaga P.: „Wybrane zagadnienia dotyczące wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na elementy systemu gazowniczego”, Nafta-Gaz 2019, nr 10, s. 625–632, DOI: 10.18668/NG.2019.10.04.
- [3] https://pgnig.pl/documents/19067/978516/Karta_charakterystyki_Gaz_Ziemny_niskie_cisnienie_ver_1_2.pdf (dostęp 06.07.2025 r.).
- [4] Kowalski R., Liszka K., Łaciak M., Olińczyk A., Szurlej A.: „Analysis of participation of various components on natural gas transport”, Abstract Form 28th Conference Drilling Oil Gas AGH 2017.
- [5] Polska Spółka Gazownictwa – Mapa ORCS i jakości gazu (psgaz.pl) (dostęp 12.07.2025).
- [6] Obszary Rozliczeniowe Ciepła Spalania (psgaz.pl) (dostęp 12.07.2025).
- [7] Obwieszczenie Ministra Energii z dnia 16 maja 2018 r. w sprawie ogłoszenia jednolitego tekstu rozporządzenia Ministra Gospodarki w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, (Dz.U. 2018 poz. 1158), Warszawa, 15 czerwca 2018 r.
- [8] Rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 6 sierpnia 2022 r. zmieniające rozporządzenie w sprawie szczegółowych warunków funkcjonowania systemu gazowego, (Dz.U. 2022 poz. 1899), Warszawa, dnia 8 września 2022 r.
- [9] Jak przeliczyć m³ na kWh według nowej jednostki rozliczeniowej? PGNiG OD (dostęp 20.07.2025).
- [10] Rozporządzenie Ministra Gospodarki z dnia 28 czerwca 2013 r. w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi (Dz.U. 2013 poz. 820), Warszawa, dnia 17 lipca 2013 r.
- [11] Taryfa nr 12 dla usług dystrybucji paliw gazowych, Polska Spółka Gazownictwa sp. z o.o., Tarnów 2024.

Artykuł powstał na podstawie analiz oraz obliczeń przedstawionych w pracy magisterskiej – Malisz M: „Ocena wpływu domieszek wodoru w gazie ziemnym na rozliczenie paliw gazowych w jednostkach energii w systemie dystrybucyjnym”, Praca magisterska, Kraków 2024 (materiał niepublikowany). ■



for. 123rf

O KROK ZA DALEKO

Unijny przemysł, który kuleje

Piotr Mikusek

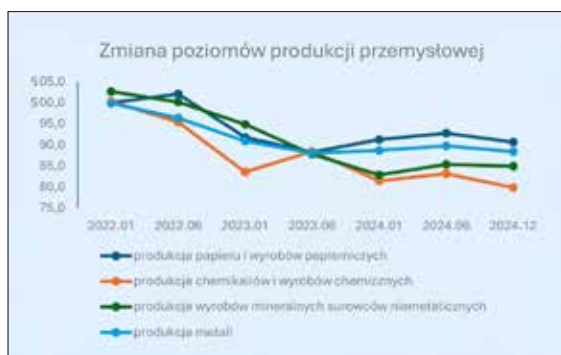
dyrektor Biura Regulacji, Grupa Azoty S.A.

Zastanówmy się, jaki kierunek przekształceń powinien obrać dziś przemysł unijny. Jak rozwiązać dylemat transformacji i konkurencyjności w kontekście przyspieszenia procesów dekarbonizacyjnych?

„Wspólnota i Państwa Członkowskie czuwają nad zapewnieniem warunków niezbędnych dla konkurencyjności przemysłu Wspólnoty” – zdanie to, wbrew pozorom, nie pochodzi z jednego z tegorocznych dokumentów zapoczątkowanych przez *Competitiveness Compass*¹ i będących pokłosiem raportu byłego prezesa Europejskiego Banku Centralnego i premiera Włoch Mario Dragiego². Wskazany cytat jest z 1992 r., kiedy to Traktat z Maastricht dodał do Traktatu ustanawiającego Wspólnotę Europejską artykuł w całości poświęcony wspieraniu konkurencyjności naówczas wspólnotowego, a później unijnego przemysłu. Można byłoby zatem powiedzieć, że potrzeba uwzględniania konkurencyjności przemysłu, przy tworzeniu i wdrażaniu regulacji, to nic nowego. Skąd zatem nagły tegoroczny wybuch tematów i aktywności Komisji Europejskiej, traktujących ze szczególną troską konkurencyjność przemysłu?

Obecna kondycja unijnego przemysłu, zwłaszcza energochłonnego, jest daleka od optymizmu. Wy-

starczy spojrzeć na dane Eurostatu odnoszące się do produkcji przemysłowej. Jeżeli porównamy te z końca 2024 r. do danych za 2021 r., widzimy zasadniczy spadek poziomów produkcyjnych w czterech dużych energochłonnych sektorach: papierniczym, chemicznym, wyrobów mineralnych z surowców niemetalicznych (np.: szkło, ceramika, cement) oraz produkcji metali (rys. 1).



RYŚ. 1

Zmiany poziomów produkcji przemysłowej w latach 2022-2024
(źródło: dane Eurostat)

Rodzaj działalności	Produkcja/sprzedaż UE w 2015 r.	Udział w rynku światowym w 2015 r.	Produkcja/sprzedaż UE w 2023 r.	Udział w rynku światowym w 2023 r.
Produkcja surowej stali	155,2 mln ton	9,6%	126,3 mln ton	6,7%
Produkcja chemikaliów	494 mld EUR	16,9%	655 mld EUR	14,4%
Produkcja aluminium pierwotnego	2,17 mln ton	3,7%	1,97 mln ton	2,9% (*2021)

TAB. 1

Udział wybranych rodzajów działalności unijnego przemysłu w rynku światowym (źródło: Raporty Cefic, Eurofer, International Aluminium Institute)

Sytuacja nie poprawia się, jeżeli spojrzymy na ostatnie dziesięć lat. W okresie intensywnego rozwoju światowego, wzrostu PKB oraz zwiększania się zużycia podstawowych dóbr przemysłowych, znaczenie unijnego przemysłu w gospodarce światowej wyraźnie spada.

”

Za najbardziej jaskrawy przykład wykorzystania narzędzi regulacyjnych w celu przekształcenia gospodarki może służyć system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych

Bezpieczeństwo przede wszystkim

Powyższe sektory wskazałem nieprzypadkowo. Każdy z nich odgrywa fundamentalną rolę w zapewnieniu bezpieczeństwa państw członkowskich i Unii Europejskiej jako całości. Bezpieczeństwa rozumianego dosłownie, w najbardziej pierwotnym znaczeniu, czyli ochrony przed odebraniem życia przez kogoś wrogo do nas nastawionego, na przykład przez inne, agresywne państwa. Trudno sobie wyobrazić bezpieczeństwo militarne bez pojazdów pancernych (podstawa to sektor hutniczy), systemu umocnień (sektor cementowy) czy produkcji podstawowych medykamentów i żywności (sektor chemiczny). Analogicznie sytuacja wygląda w przypadku obrony cywilnej. Nie wspominając o tym, że sektory przemysłu ciężkiego, wraz z kompetencjami w nich zbudowanymi oraz parkiem maszynowym, tworzą szerszą bazę przemysłową, kluczową w przypadku zagrożenia bezpieczeństwa państwa, dzięki możliwości przestawienia się na produkcję niezbędną w sytuacji egzystencjalnego zagrożenia.

Co jednak doprowadziło do sytuacji, w której duże, energochłonne branże przemysłu unijnego, będące

5 GŁÓWNYCH ELEMENTÓW UTRATY KONKURENCYJNOŚCI PRZEZ ENERGOCHLONNY PRZEMYSŁ UNIJNY:



fol. 123rf

- 1. Wysokie ceny energii:** ceny energii elektrycznej dla przemysłu w Unii Europejskiej są większe niż w USA i Chinach – o ponad 150%, natomiast ceny gazu ziemnego – wyższe o ok. 350% niż w USA i ok. 50% niż w Chinach³.
- 2. Obciążenie wyceną emisji gazów cieplarnianych:** w Unii Europejskiej na każde 1000 EUR wypracowanej wartości dodanej w sektorach energochłonnych przypadało między 60 a 150 EUR kosztów związanych z emisjami gazów cieplarnianych, przy założeniu wyceny każdej tony na poziomie około 60 EUR/tCO_{2eq}⁴. W tym czasie światowa uśredniona cena emisji w ramach systemów handlu uprawnieniami była na poziomie około 4 EUR/tCO_{2eq}⁵.
- 3. Wysoki poziom potrzeb inwestycyjnych na dekarbonizację:** potrzeby inwestycyjne na dekarbonizację są olbrzymie. W perspektywie 2025-2040 tylko w czterech najbardziej energochłonnych sektorach w Unii Europejskiej inwestycje szacowane są na poziomie ponad 500 mld EUR⁶. Tu też na marginesie należy zauważyć, że mowa jest wyłącznie o nakładach inwestycyjnych⁷, natomiast Mario Draghi nie wskazuje na zwiększone koszty operacyjne⁸, które też powinny być traktowane jako te związane z transformacją klimatyczno-energetyczną⁹.
- 4. Kompleksowe regulacje przemysłowe:** unijna polityka regulacyjna wymaga wyższych nakładów dekarbonizacyjnych niż koszty ponoszone przez sektory przemysłowe w innych częściach świata, co w połączeniu z aktywną polityką pomocy publicznej w państwach trzecich oznacza pogorszenie unijnej konkurencyjności.
- 5. Niewykorzystany potencjał cyrkularności:** Unia Europejska jest silnie uzależniona od importu minerałów, w tym także tych niezbędnych w produkcji przemysłowej i transformacji energetycznej, jak np.: lit, platyna czy kobalt.

historycznie kołem zamachowym napędzającym gospodarkę europejskie, stały się miękkim podbrzuszem Unii Europejskiej i poszczególnych państw członkowskich? Na to pytanie starał się odpowiedzieć wcześniej wspomniany Mario Draghi, który wskazał na pięć głównych elementów utraty konkurencyjności przez przemysł unijny (ramka).

Spoiłem tych wszystkich elementów są oczywiście regulacje. I tu od razu wyrażę nieortodoksyjne spostrzeżenie. Wbrew pewnej ogólnej i bieżącej narracji wskazującej, że problemem trapiącym przemysł są regulacje, uważam, że to nadmierne uproszczenie. Regulujemy rzeczywistość, aby ją skorygować zgodnie z naszymi potrzebami i celami. Dostrzegamy pewną dysfunkcyjność i za pomocą prawa staramy się dobrać takie środki, które będą nakierowane na osiągnięcie celu w efektywny sposób. Upraszczając można zatem powiedzieć, że regulacja prawna jest niczym środek transportu, który służy do przemieszczenia się z punktu A do punktu B, gdzie A to stan obecny, nieoptymalny, a punkt B to właśnie stan postulatywny, docelowy. Dobór środka transportu (konkretnego sposobu regulowania) i miejsca dotarcia (to, co chcemy osiągnąć regulacją) zależy od tworzących prawo. Bazując na tym porównaniu widać wyraźnie, że działalność legislacyjną Unii Europejskiej można analizować w tym duchu.

”

Obecne trendy regulacyjne w zakresie dekarbonizacji nierówno rozkładają ciężary i koszty całego procesu

Gdzie leży istota problemu?

Stanem wyjściowym, nieoptymalnym, jest zasygnalizowany przeze mnie i pokazany na danych problem z utratą konkurencyjności oraz deindustrializacją Unii Europejskiej. Co jest tego przyczyną? Mario Draghi wskazał stosunkowo dobrze. Oczywiście tych elementów, składających się na całokształt utraty, jest więcej, m.in.: demografia (gdzie pomimo rosnącej populacji w Unii spada odsetek aktywnych zawodowo osób), zwiększona presja płacowa czy też możliwość znalezienia bardziej marżowej działalności w innych działach gospodarki.

Jednak bazując tylko na przyczynach wskazanych przez Mario Draghiego wyraźnie widać, że obecny sposób regulowania przez Unię Europejską nie tylko przyczynia się do wystąpienia zdiagnozowanych problemów wpływających na konkurencyjność, lecz wręcz je pogłębia. Dochodzi zatem do sytuacji, w której zdawałoby się, że dwie polityki: klimatyczno-energe-

tyczna oraz przemysłowa, wchodzą ze sobą w kolizję. Jednak, w mojej ocenie, nie jest to prawdą, bowiem polityka klimatyczno-energetyczna to w gruncie rzeczy ta przemysłowa. Czym jest bowiem „polityka przemysłowa”? To działanie władz państwowych nakierowane na transformację struktury gospodarki do osiągnięcia założonego celu, który leży w interesie publicznym. Dokładnie w takim kontekście polityka klimatyczno-energetyczna jest w najwyższym stopniu polityką przemysłową realizowaną za pomocą narzędzi regulacyjnych, co postaram się zobrazować na dwóch bardzo aktualnych przykładach.

Dobre chęci

Za najbardziej jaskrawy przykład wykorzystania narzędzi regulacyjnych w celu przekształcenia gospodarki może służyć system handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych (EU ETS). Dyrektywa 2003/87/WE¹⁰ (Dyrektywa ETS), której celem jest zapewnienie funkcjonowania wyceny emisji gazów cieplarnianych zgodnie z zasadą „zanieczyszczający płaci”, została w sposób znaczący zmieniona w 2023 r. w ramach pakietu zmian legislacyjnych nazwanym „Fit for 55”. Między innymi zdecydowano się na zwiększenie współczynnika redukcyjnego (ang. *linear reduction factor*; LRF)¹¹, co spowoduje – poprzez zmniejszenie podaży – szybszy wzrost ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Unia Europejska podjęła również decyzję, aby dla działalności w sektorach przemysłowych objętych mechanizmami wyceny emisji dwutlenku węgla na granicy (CBAM)¹² wycofać przydział bezpłatnych uprawnień do emisji, czyli podstawowego mechanizmu służącego mitygacji ryzyka utraty konkurencyjności produkcji przez przemysł objęty wyceną emisji.

Drugi przykład odnosi się do zmian wprowadzonych w ramach Dyrektywy 2023/2413¹³ (RED III), wdrażającej dwa nowe obowiązki w zakresie stosowania źródeł odnawialnych w przemyśle. Pierwszy obowiązek ma charakter niewiążący i kierunkowy, zakłada wzrost wykorzystania odnawialnych źródeł energii o 1,6 pkt. proc. średniorocznie dla okresu 2021-2025 oraz 2026-2030. Ma zatem zachęcać do zwiększania udziału OZE w przemyśle, ale jednocześnie sygnalizuje intencje Unii Europejskiej do większej integracji sektora przemysłowego z działaniami promującymi źródła odnawialne. Drugi cel, już o charakterze wiążącym, wymaga, aby sektory przemysłowe wykorzystujące wodór (głównie sektor chemiczny) zapewniały 42% udziału wodoru, powstałego w procesie elektrolizy zasilanej odnawialnymi źródłami energii¹⁴, w całości wodoru wykorzystywanego w 2030 r. w przemyśle, a cel ten wzrasta do 60% w 2035 r.

Papier przyjmie wszystko

Wyraźnie widać zatem intencje organów unijnych: przemysłem, który ma być zlokalizowany na obszarze Unii Europejskiej, mają być sektory czy też podmioty



ZACHOWAĆ KONKURENCYJNOŚĆ

Nie może dojść do sytuacji, w której uwarunkowania geoeconomiczne doprowadzą do zerwania łańcucha dostaw, a Unia Europejska będzie pozyskiwała towary przemysłowe z państw trzecich

zdolne do bardzo szybkiej własnej transformacji i zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych. Dodatkowo przyspieszone zapotrzebowanie na zdekarbonizowane źródła ma przyczynić się do rozwoju unijnych branż dostarczających komponenty technologiczne, w ramach sektora tak zwanych „czystych technologii”. Jest to podejście hazardzisty, ponieważ opiera się na kilku wstępnych założeniach, które muszą się ziścić. Koszty odbioru energii musiałby spadać na tyle dynamicznie, aby pokrywać zwiększające się koszty wynikające z rosnącej ceny uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Rozwój rynku „czystych technologii” w Unii Europejskiej powinien opierać się o unijną produkcję komponentów, a nie wykorzystywać tańsze komponenty z państw trzecich. Przyrost wytwórstwa „czystych technologii” musi skompensować spadki wynikające z upadku zakładów przemysłowych niezdolnych do zachowania konkurencyjności w związku ze zmianami makroekonomicznymi, podyktowanymi polityką klimatyczno-energetyczną w Europie. Nie może też dojść do sytuacji, w której uwarunkowania geoeconomiczne doprowadzą do zerwania łańcucha dostaw, a Unia Europejska będzie miała niezakłóconą możliwość pozyskania utraconych towarów przemysłowych z państw trzecich w ramach importu. Przykład tych wymienionych uwarunkowań wstępnych jasno wskazuje, że obecne działania Unii Europejskiej bazują na założeniach mających korzenie w 2018 r., czyli sprzed pandemii COVID-19, agresji Rosji na Ukrainę oraz zaostrenia kursu protekcyjnistycznego w handlu międzynarodowym przez Stany Zjednoczone.

Co przyniesie przyszłość?

Czynnikiem niemogącym nam zniknąć z oczu jest także fakt, że obecne trendy regulacyjne w zakresie dekarbonizacji nierówno rozkładają ciężary i koszty całego procesu. Jak podaje Europejska Konfederacja Związków Zawodowych, w latach 2019-2023 w Unii Europejskiej ubyło ponad 850 tys. miejsc pracy w sek-

torach przemysłowych, z czego ponad 75% w krajach Europy Środkowo-Wschodniej¹⁵. Jesteśmy bowiem świadkami przetasowań w unijnym rozłożeniu korzyści płynących z funkcjonowania sektora przemysłowego. Jakie miejsce Polska zajmie w tym procesie? Zależy to od szeregu czynników, ale przede wszystkim od właściwego określenia naszych interesów oraz celów, jakie chcemy osiągnąć.

Przypisy

- ¹ Komisja Europejska, Komunikat Komisji do Parlamentu Europejskiego, Rady Europejskiej, Rady, Europejskiego Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów „Kom-pas konkurencyjności dla UE”, Bruksela, dnia 29.1.2025, COM(2025) 30 final.
- ² M. Draghi, The future of European Competitiveness – A Competitiveness for Europe, 2024.
- ³ M. Draghi, The future of European Competitiveness – A Competitiveness..., s. 15.
- ⁴ Poziomy zaczerpnięte z intensywności emisji w sektorach chemicznym, metali podstawowych i minerałów niemetalicznych, zob. M. Draghi, The future of European competitiveness. In-depth analysis and recommendations, 2024, s. 99. Natomiast średni poziom wyceny emisji zaczerpnięty z analizy dla Niemiec, zob. J. Teusch, F.M. D'Arcangelo, T. Kruse i M. Pisu, Carbon prices, emissions and international trade in sectors at risk of carbon leakage: Evidence from 140 countries, OECD, 2024, s. 16.
- ⁵ OECD, Pricing Greenhouse Gas Emissions 2024: Gearing Up to Bring Emissions Down, 2024, s. 30.
- ⁶ M. Draghi, The future of European competitiveness. In-depth..., s. 99.
- ⁷ Ang. capital expense; CAPEX.
- ⁸ Ang. operating expense; OPEX.
- ⁹ Można to zaprezentować na przykładzie kosztów operacyjnych produkcji wodoru w przemyśle. Obecnie przedstawienie się z produkcji wodoru z gazu ziemnego (tzw. szary wódor) na produkcję opartą o elektrolizę zasilaną energią odnawialną (tzw. zielony wódor) skutkowałoby ponadtrzykrotnym wzrostem kosztów jego produkcji w Polsce, zob. G. Tchorek (red.), Prognoza zapotrzebowania na wódor odnawialny RFNB0 w Polsce do 2030 r., Instytut Energetyki, 2023, s. 38.
- ¹⁰ Dyrektywa 2003/87/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 13 października 2003 r. ustanawiająca system handlu przydziałami emisji gazów cieplarnianych w Unii oraz zmieniająca dyrektywę Rady 96/61/WE (Dz. U. UE. L. z 2003 r. Nr 275, str. 32 z późn. zm.).
- ¹¹ LRF to współczynnik określający, ile corocznie mniej uprawnień do emisji zostanie alokowanych na rynku; jest zatem narzędziem ograniczania podaży. Przed Fit for 55 LRF wynosił 2,2%, obecnie to 3% w latach 2024-2027 i do 4,4% od 2028 r.
- ¹² Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/956 z dnia 10 maja 2023 r. ustanawiające mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂ (Dz. U. UE. L. z 2023 r. Nr 130, str. 52).
- ¹³ Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/2413 z dnia 18 października 2023 r. zmieniająca dyrektywę (UE) 2018/2001, rozporządzenie (UE) 2018/1999 i dyrektywę 98/70/WE w odniesieniu do promowania energii ze źródeł odnawialnych oraz uchylająca dyrektywę Rady (UE) 2015/652 (Dz. U. UE. L. z 2023 r. poz. 2413 z późn. zm.).
- ¹⁴ Zgodnie z nomenklaturą RED III chodzi o paliwa odnawialne pochodzenia niebiologicznego, znane pod swoim angielskim akronimem jako RFNB0.
- ¹⁵ European Trade Union Confederation, EU loses almost a million manufacturing jobs in just 4 years, 18.03.2024. ■



TECHNOLOGIE NISKOEMISYJNE

w transporcie morskim

Agnieszka Czekąła

koordynator ds. elektromobilności w Solar-Project

Karolina Majewska

doktorantka na Wydziale MEiL Politechniki Warszawskiej

Unia Europejska dostrzega i docenia potencjał drzemiący w wodorze jako alternatywnym źródle energii, które odgrywa kluczową rolę w transformacji systemu energetycznego – ale i np. transportu morskiego – w kierunku bardziej zrównoważonego, niskoemisyjnego i innowacyjnego.

W kontekście globalnych wyzwań związanych ze zmianami klimatycznymi, rosnącym zapotrzebowaniem na czyste źródła energii oraz koniecznością dekarbonizacji emisyjnych sektorów gospodarki, wodór staje się jednym z najbardziej

obietujących i istotnych elementów przyszłej architektury energetycznej Unii Europejskiej.

Strategia Unii w zakresie rozwoju rynku wodoru opiera się na wieloaspektowym podejściu, które obejmuje zarówno wsparcie innowacji technologicznych,

jak i rozwój infrastruktury niezbędnej do szerokiego zastosowania tego surowca. W tym celu UE wprowadziła szereg programów finansowych, regulacyjnych oraz inicjatyw promujących inwestycje w badania i rozwój (B+R), mających na celu optymalizację procesów produkcji, magazynowania i dystrybucji wodoru. Dzięki temu ma powstać kompleksowy ekosystem, który pozwoli na zwiększenie jego udziału w miksie energetycznym, szczególnie w sektorach, które do tej pory były wyzwaniem dla polityki klimatycznej.

Europejskie regulacje

Kluczowym dokumentem strategicznym UE jest znany już Europejski Zielony Ład (European Green Deal), stanowiący ramy polityczne i prawne dla długoterminowego rozwoju zrównoważonej gospodarki UE. W ramach tego dokumentu wyraźnie podkreśla się m.in. konieczność zwiększenia udziału wodoru, zwłaszcza zielonego, w europejskim systemie energetycznym.

Kolejną normą prawną jest Strategia Wodorowa Unii Europejskiej, w której zawiera się Europejski Plan Wodorowy (European Hydrogen Strategy), mający na celu wyznaczenie konkretnych celów ilościowych, technologicznych i finansowych. Dokument ten podkreśla, że rozwój sektora wodoru jest nie tylko konieczny dla osiągnięcia wymogów klimatycznych, ale również stanowi ważny element strategii gospodarczej UE, mającej na celu zwiększenie konkurencyjności europejskiego przemysłu na globalnym rynku nowoczesnych technologii energetycznych.

Transport morski

Kwestie samej formy rozwoju, nałożenia ram czasowych i realizacji planu w formie umożliwienia tankowania wodorem różnych środków transportu reguluje rozporządzenie AFIR (Accelerating the Deployment of Alternative Fuels Infrastructure). Odgrywa ono istotną rolę w kształtowaniu ram prawnych i regulacyjnych dla rozwoju tej infrastruktury, zwłaszcza w zakresie stacji tankowania i transportu morskiego. Rozporządzenie AFIR ma na celu przyspieszenie rozwoju infrastruktury dla alternatywnych źródeł energii, w szczególności wodoru. Przewiduje mechanizmy wsparcia finansowego i zachęty dla inwestorów, co ma na celu zwiększenie liczby punktów tankowania wodoru. Implementacja rozporządzenia napotyka jednak na liczne wyzwania, które można sklasyfikować w obszarach technologicznych, bezpieczeństwa, regulacyjno-administracyjnych oraz logistyczno-rynkowych.

Rozwój i strategia

Rozwój infrastruktury jest warunkiem koniecznym, aby wodór mógł być dostępny na dużą skalę i wykorzystywany w transporcie, energetyce oraz przemyśle. W tym obszarze Unia Europejska współpracuje z państwami członkowskimi, sektorem

prywatnym i instytucjami badawczymi. Szczególne znaczenie ma tu transport morski – rozporządzenie AFIR przewiduje rozwój portów jako strategicznych węzłów logistycznych, wyposażonych w instalacje do przeładunku i magazynowania wodoru. Dokument wprowadza również standardy techniczne i zasady bezpieczeństwa dla jego przewozu, obejmujące kontenery, cysterny oraz statki specjalistyczne. Regulacje dotyczą zarówno wodoru skroplonego i gazowego, jak i jego konwersji do innych nośników energii, np. amoniaku.

Realizacja założeń AFIR ma przebiegać etapami. W krótkiej perspektywie (2024-2026) planowane jest rozpoczęcie inwestycji w kluczowych portach i na głównych szlakach transportowych, przy jednoczesnym ustanowieniu podstawowych norm bezpieczeństwa i uruchomieniu instrumentów wsparcia finansowego. W średnim okresie (2027-2030) przewidziano rozbudowę sieci stacji tankowania i instalacji portowych w całej UE, zwiększenie liczby jednostek i kontenerów przystosowanych do przewozu wodoru oraz stymulowanie rynku poprzez rosnący popyt oraz konkurencyjność. W perspektywie długoterminowej, po 2030 roku, celem jest pełna integracja infrastruktury wodorowej z systemem energetycznym UE, utrzymanie wysokiego poziomu bezpieczeństwa i interoperacyjności oraz osiągnięcie zakładanych efektów dekarbonizacji transportu morskiego i lądowego.

”

Rozwój infrastruktury jest warunkiem koniecznym, aby wodór mógł być dostępny na dużą skalę i wykorzystywany w transporcie, energetyce oraz przemyśle

System OPS jako szansa

W 2030 roku UE planuje wprowadzenie rozporządzenia zobowiązującego do korzystania z systemów OPS (On-Board Passenger Safety Systems) podczas postoju statków w portach. Celem jest zmniejszenie emisji spalin, w tym ograniczenie emisji CO₂, o ponad milion ton rocznie. System OPS to zaawansowane rozwiązanie monitorujące i koordynujące działania na pokładzie, zapewniające szybką reakcję na sytuacje awaryjne, ewakuację oraz komunikację z portowymi służbami ratowniczymi. Implementacja tych systemów wpisuje się w szeroką strategię unijną na rzecz cyfryzacji, automatyzacji i zrównoważonego rozwoju transportu morskiego. Co istotne, OPS może stanowić impuls do rozbudowy infrastruktury tankowania

**PATRZĄC
W PRZYSZŁOŚĆ**
Wodór może
stać się ważnym
elementem
dekarbonizacji
żeglugi, choć
prawdopodobnie
w tandemie
z innymi
rozwiązaniami



wodoru w portach, ponieważ zastosowanie tego paliwa wymaga odpowiednich rozwiązań technicznych i bezpieczeństwa.

Wdrożenie wspomnianego systemu wspiera działania na rzecz redukcji emisji, optymalizacji tras oraz ograniczenia zużycia paliwa. Przykładem innowacyjnego podejścia jest pilotaż realizowany od 2023 roku w Szwecji przez firmę Stena Line, obejmujący testy mobilnych stacji tankowania wodoru dla statków. Takie rozwiązanie umożliwia elastyczne zaopatrzenie jednostek bez konieczności budowy kosztownej, stałej infrastruktury portowej, co przyspiesza proces wdrażania technologii. Dzięki znacznym zasobom energii odnawialnej Szwecja ma szansę stać się jednym z liderów w produkcji i zastosowaniu wodoru w żegludze, przyczyniając się jednocześnie do realizacji europejskich celów zrównoważonego rozwoju i dekarbonizacji.

Ogniwa paliwowe i nowe technologie

Transport morski należy do sektorów gospodarki o znaczącym udziale w emisji CO₂, dlatego coraz większe zainteresowanie budzi wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego. Zasilanie ogniwami paliwowymi pozwala wytwarzać na statku energię elektryczną bez emisji dwutlenku węgla – produktem reakcji wodoru z tlenem jest jedynie para wodna i ciepło. Dzięki temu napęd wodorowy eliminuje emisję CO₂, tlenków

azotu oraz pyłów na etapie eksploatacji. Rozwiązania te są już testowane w praktyce: amerykański prom Sea Change, mogący przewieźć 75 pasażerów, jako pierwszy otrzymał zgodę władz na komercyjne rejsy zasilane wyłącznie ogniwami wodorowymi. W Norwegii działa MF Hydra – pierwszy na świecie prom pasażersko-samochodowy napędzany skroplonym wodorem, a w Japonii oddano niedawno do użytku jednostkę HANARIA, hybrydowy statek pasażerski, który w trybie wodorowym funkcjonuje całkowicie bezemisyjnie.

Najbardziej obiecującą technologią jest połączenie ogniwa paliwowego PEM z silnikiem elektrycznym. Ogniwo przekształca wodór w energię elektryczną, która zasilą napęd okrętu, eliminując konieczność spalania tradycyjnego paliwa. Wymaga to jedynie zbiornika na skroplony wodór (często w formie kontenerów) oraz systemu regazyfikacji. Równolegle rozwijane są rozwiązania hybrydowe, łączące ogniwa z bateriami i agregatem diesla jako źródłem rezerwowym. Alternatywnie wodór można spalać bezpośrednio w silnikach spalinowych, choć ta technologia charakteryzuje się niższą sprawnością i wciąż generuje emisje NO_x.

Wodór znajduje też zastosowanie w produkcji paliw alternatywnych, takich jak zielony amoniak czy metanol, oraz w zasilaniu systemów pomocniczych jednostek pływających. Przykładem jest francuski sta-

tek badawczy Energy Observer, który dzięki panelom fotowoltaicznym i elektrolizie wody samodzielnie wytwarza wodór, a następnie wykorzystuje go w ogniwie paliwowym. Pozwala to na całkowicie bezemisyjne, samowystarczalne rejsy.

Więcej niż jedno rozwiązanie

Warto podkreślić, że stosowane dziś głównie w generatorach stacjonarnych i samochodach osobowych ogniwa PEM nie są jedyną opcją dla żeglugi. Coraz częściej rozważa się również wysokotemperaturowe ogniwa paliwowe, takie jak SOFC (Solid Oxide Fuel Cells) czy MCFC (Molten Carbonate Fuel Cells), dotychczas analizowane głównie pod kątem przemysłu energetycznego. W przeciwieństwie do ogniw PEM, które pracują w niskiej temperaturze i wymagają czystego wodoru, technologie SOFC i MCFC charakteryzują się dużą elastycznością paliwową – mogą wykorzystywać amoniak, metanol, biogaz, a nawet przetworzony gaz ziemny (po odpowiednim reformingu). Szczególnie amoniak zyskuje znaczenie jako nośnik wodoru, ponieważ jest łatwiejszy w transporcie i magazynowaniu niż sam wodór.

W warunkach morskich wysokotemperaturowe ogniwa oferują szereg zalet: wysoką sprawność (sięgającą powyżej 60%), możliwość pracy w układzie kogeneracyjnym (jednoczesna produkcja energii elektrycznej i ciepła) oraz niższe emisje zanieczyszczeń. W przypadku ogniw MCFC kluczowe jest podawanie CO₂ bezpośrednio do ogniwa, co warunkuje stabilność procesu i generowanego napięcia. Ta właściwość otwiera dodatkowe perspektywy – technologię można łączyć z systemami wychwytywania i składowania dwutlenku węgla (CCS/CCUS), a odzyskany CO₂ wykorzystywać do zasilania statków.

Badania i rozwój

Technologia ogniw paliwowych dla żeglugi rozwija się w szybkim tempie. Najwięksi armatorzy kontenerowcy, tacy jak Maersk, CMA CGM czy MSC, testują już paliwa wodorowe i składają zamówienia na statki nowej generacji z napędem opartym na wodorze. Równolegle powstają pojazdy portowe i urządzenia lądowe – od wózków widłowych, po nabrzeżne agregaty – które również korzystają z tego źródła energii. Wprowadzane są nowe normy bezpieczeństwa i programy szkoleniowe, a towarzystwa klasyfikacyjne i instytuty badawcze opracowują procedury certyfikacji systemów wodorowych.

Na poziomie technicznym rozwijane są koncepcje bunkrowania wodoru, m.in. w oparciu o dostawy skroplonego H₂, oraz integracji ogniw paliwowych z istniejącymi systemami napędowymi. Przykładem jest japoński projekt demonstracyjny NYK Super Eco Ship, w którym planuje się wykorzystanie ogniw SOFC zasilanych amoniakiem. W Europie realizuje się natomiast programy badawcze, takie jak MARANDA czy ShipFC, testujące wysokotemperaturowe ogniwa

paliwowe w jednostkach roboczych i offshore'owych.

Choć wciąż istotnym wyzwaniem pozostają wymagania dotyczące temperatury pracy, wytrzymałości materiałów czy bezpiecznej obsługi amoniaku, to potencjał tej technologii dla żeglugi dalekomorskiej jest ogromny. Ogniwa wysokotemperaturowe mogą stać się kluczowym źródłem stabilnej i niezależnej energii dla ciężkich jednostek, zapewniając wysoką moc bez kompromisu dla środowiska.

Zalety i perspektywy

Największą zaletą wodorowych ogniw paliwowych w żegludze jest brak emisji spalin. Oznacza to nie tylko redukcję śladu węglowego, lecz także mniejsze zanieczyszczenie powietrza i niższy poziom hałasu – ogniwa działają cicho i bez charakterystycznego zapachu spalin. Dodatkowo wodór ma wyższą gęstość energetyczną masową niż baterie, co umożliwia dłuższe rejsy przy stosunkowo mniejszych (choć nadal znaczących) zbiornikach. Rosnące zainteresowanie sektora i regulacje klimatyczne sprzyjają rozwojowi takich rozwiązań. Norwegia zapowiedziała, że do 2026 roku wszystkie promy i łodzie pasażerskie kursujące we fiordach mają być bezemisyjne. Według raportu DNV w 2023 roku zamówiono już 298 statków z napędem alternatywnym (m.in. LNG, metanol, amoniak), co świadczy o przyspieszeniu procesu dekarbonizacji żeglugi. Choć obecnie dominuje LNG i metanol, coraz wyraźniej widać, że armatorzy traktują także wodór jako paliwo przyszłości.

”

Największą zaletą wodorowych ogniw paliwowych w żegludze jest brak emisji spalin, a także mniejsze zanieczyszczenie powietrza i niższy poziom hałasu

Wyzwania i ograniczenia

Mimo rosnącego zainteresowania, technologia wodorowa w żegludze wciąż wiąże się z poważnymi wyzwaniami. Magazynowanie wodoru – skroplonego w ekstremalnie niskich temperaturach lub sprężonego – wymaga specjalistycznych, szczelnych zbiorników, co znacząco podnosi koszty konstrukcji i ogranicza przestrzeń ładunkową. Ekspertki zwracają uwagę, że takie rozwiązania niosą ze sobą istotne ograniczenia zarówno pod względem bezpieczeństwa, jak i dostępnej powierzchni na statku.

Dodatkowym problemem jest bezpieczeństwo eksploatacji: wodór łatwo się ulatnia i ma szeroki zakres wybuchowości, dlatego konieczne są nowe

procedury oraz rygorystyczne normy. Wysokie pozostają także koszty wdrożenia, obejmujące nie tylko same ogniwa paliwowe, lecz również rozwój infrastruktury portowej, w tym stacji bunkrowania czy elektrolizerów produkujących zielony wodór. Na obecnym etapie paliwo to jest nadal droższe od paliw kopalnych, a pełna dekarbonizacja wymaga, by wodór był wytwarzany wyłącznie ze źródeł odnawialnych.

Mimo wspomnianych wyzwań, postęp technologiczny jest w omawianym obszarze niezwykle dynamiczny, a więc na przestrzeni kilku lat należy spodziewać się znacznych zmian w zakresie wykorzystania technologii wodorowych w wielu sektorach gospodarki. Koszty ogniw paliwowych i produkcji wodoru sukcesywnie maleją, pojawiają się też nowe materiały magazynujące H_2 . Na morzu testowane są kolejne jednostki wodorowe – od niewielkich jachtów, przez promy, aż po duże statki specjalistyczne (np. niedawno zbudowany norweski statek offshore z 2 MW ogniwem paliwowym). W perspektywie można też łączyć wodór z bateriami: np. hybrydowe systemy pływające łączą baterie i ogniwa, co zwiększa elastyczność napędu. Prace badawcze i regulacyjne będą nadal doskonalić tę technologię. Ostatecznie wodór może stać się ważnym elementem dekarbonizacji żeglugi, choć prawdopodobnie w tandemie z innymi rozwiązaniami.

Literatura

1. IDTechEx Report – Fuel Cell Boats & Ships 2023–2033 Raport rynkowy omawiający technologie PEMFC, SOFC, wykorzystanie wodoru i amoniaku w żegludze. <https://www.idtechex.com/en/research-report/fuel-cell-boats-and-ships-2023-2033-pemfc-sofc-hydrogen-ammonia-ling/907>
2. Frontiers in Marine Science (2025) – Hydrogen-powered vessels in green maritime decarbonization Artykuł naukowy o wdrożeniach statków wodorowych i roli regulacji środowiskowych. <https://www.frontiersin.org/articles/10.3389/fmars.2025.1601617/full>
3. ScienceDirect (2024) – Fuel cell and hydrogen in maritime application: A review on aspects... Przegląd aktualnych badań nad wodorem i ogniwami paliwowymi w transporcie morskim. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2213138823001741>
4. ScienceDirect (2024) – Direct ammonia SOFC – A potential technology for green shipping Analiza technologiczna SOFC na amoniak – reforming, sprawność i potencjał wdrożenia. <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0016236124003855>
5. ScienceDirect (2024) – Case study of an ammonia-powered fuel cell system implementation Studium przypadku wdrożenia systemu SOFC zasilanego amoniakiem na statku. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2590174524000667>
6. Springer (2024) – Recent progress of direct ammonia fuel cells: from materials to... Przegląd postępów materiałowych w ogniwach paliwowych zasilanych bezpośrednio amoniakiem (głównie SOFC). <https://link.springer.com/article/10.1007/s12598-024-03126-5>
7. Ammonia Energy Association – Maritime ammonia: fuel cell propulsion systems... Artykuł o projekcie ShipFC – 2 MW SOFC na amoniak na statku Viking Energy. <https://ammoniaenergy.org/articles/maritime-ammonia-fuel-cell-propulsion-systems-car-carriers-bunkering-in-germany/>
8. Power Systems Research (2023) – Ammonia-Powered Fuel Cell Developed for Deep Sea Shipping Informacje o praktycznym zastosowaniu ogniw SOFC zasilanych amoniakiem. <https://www.powersys.com/2023/07/ammonia-powered-fuel-cell-developed-for-deep-sea-shipping/>
9. MDPI Energies (2021) – Review on the Safe Use of Ammonia Fuel Cells in the Maritime... Bezpieczeństwo i wyzwania związane z użyciem amoniaku jako paliwa w ogniwach morskich. <https://www.mdpi.com/1996-1073/14/11/3023>
10. Nordic Energy Research – Use of ammonia as fuel in fuel cells in maritime frameworks Raport na temat użycia amoniaku w ogniwach paliwowych – infrastruktura, ryzyko, potencjał. <https://www.nordicenergy.org/wordpress/wp-content/uploads/2022/05/AEGIR.pdf>
11. ROZPORZĄDZENIE PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2023/1804 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie rozwoju infrastruktury paliw alternatywnych i uchylenia dyrektywy 2014/94/UE
12. ACER 2020. ACER Report on NRAs Survey – Hydrogen, Biomethane, and Related Network Adaptations. Lublana: Agency for Cooperation of Energy Regulators (ACER).
13. Barnes, A. 2020. Can the current EU regulatory framework deliver decarbonisation of gas? The Oxford Institute for Energy Studies, Energy Insight No. 71. [Online] <https://www.oxfordenergy.org/p...>
14. Directive EC 2009. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC (OJ L 211, 14.8.2009, p. 94–136).
15. EC 2019. Communication from the Commission to the European Parliament, the European Council, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions “The European Green Deal”. European Commission. Brussels, 11.12.2019, COM(2019) 640 final.
16. EC 2020. Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions “A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe”. European Commission. Brussels, 8.7.2020, COM(2020) 301 final.
17. MCE 2021. Polish hydrogen strategy until 2030 with a perspective until 2040 – project (Polska strategia wodorowa do roku 2030 z perspektywą do 2040 r. – projekt). Ministry of Climate and Environment (Ministerstwo Klimatu i Środowiska).
18. Zhuk A.Z., Shkolnikov E.I., Borodina T.I., Valiano G.E., Dolzhenko A.V., Kiseleva E.A., Kochanova S.A., Filippov E.D., Semenova V.A., Aluminium – Water hydrogen generator for domestic and mobile application, Elsevier, Applied Energy 334 (2023) 120693.
19. Xia Zetao, Shen Yue, Wang Yihua, Poh Chee Kok, Lin Jianyi, Development of a portable hydrogen generator with differential pressure-driven control, international journal of hydrogen energy 39 (2014) 16187e16194. ■

ENERGIA JĄDROWA POD KONTROLĄ

– pompy i zawory KSB

ROZWIĄZANIA I ZASTOSOWANIA

- Pompy reaktorowe RER/RUV – ciągła cyrkulacja chłodziwa do 350°C i 175 bar.
- Pompy bezpieczeństwa RHR/RHM – RHR i układy awaryjne, szybkie i pewne uruchomienie.
- Woda zasilająca RHD/YNK; kondensat i chłodzenie WKTA/SEZ.
- Zawory zarówno do części reaktorowej (nuclear island) jak i maszynowej (turbine island): grzybkowe, zwrotne ze zmienną charakterystyką tłumienia, motylkowe, membranowe, odpowietrzające, zasuwy klinowe – również w wykonaniach bezkobaltowych.
- Uszczelnienia mechaniczne bez antymonowe; zgodność z ASME, KTA, RCC-M.

KORZYŚCI DLA OPERATORA

- Potwierdzone parametry – testy pełno obciążeniowe do 20 MW.
- SupremeServ: diagnostyka, modernizacje, części.
- Wsparcie inżynierskie od koncepcji do uruchomienia, pełna dokumentacja.
- Optymalizacja LCC – większa sprawność układów i dłuższe okresy między przeglądowe.



EFEKTYWNOŚĆ I ELASTYCZNOŚĆ

Platforma PICASSO

Kamil Moskwik
Plentra

11 lipca 2025 roku Polska dołączyła do europejskiej platformy PICASSO, która służy do wymiany energii bilansującej w ramach automatycznie aktywowanych rezerw odbudowy częstotliwości.

To technicznie skomplikowana, ale strategicznie fundamentalna zmiana dla funkcjonowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Wejście do PICASSO oznacza dla PSE dostęp zarówno do zagranicznych rezerw mocy, jak i możliwość aktywowania własnych zasobów na potrzeby systemów innych operatorów. W praktyce Polska stała się częścią europejskiego rynku bilansującego, w którym reguły gry ustalane są przez wspólny algorytm optymalizacyjny, obowiązujący wszystkich uczestników.

Dobrze, ale...

Mechanizm PICASSO został zaprojektowany w celu zwiększenia efektywności i elastyczności reakcji systemów elektroenergetycznych na zaburzenia bilansu mocy. Rezerwy aFRR aktywowane są automatycznie w sytuacjach nagłych: po awarii jednostek wytwórczych, przy skokowych zmianach zapotrzebowania, albo w przypadku awarii infrastruktury sieciowej. Ich podstawowym zadaniem jest szybkie przywracanie częstotliwości w systemie do wartości referencyjnej 50 Hz. O ile sam cel funkcjonowania platformy jest jednoznacznie pozytywny, to sposób działania – z punktu widzenia krajowego rynku – niesie szereg wyzwań.

Aktywacja mocy w ramach PICASSO odbywa się według algorytmu, który optymalizuje dobór zasobów z perspektywy całego obszaru uczestniczącego. Nie uwzględnia on lokalnych warunków rynkowych ani kosztowych w poszczególnych krajach. W efekcie do aktywacji mogą być wybierane oferty zagraniczne, nawet jeśli na rynku lokalnym dostępne są zasoby tańsze lub bardziej elastyczne. To jeden z najistotniejszych mechanizmów różniących dotychczasowy krajowy model bilansowania od modelu europejskiego.

Ze skrajności w skrajność

Konsekwencje wdrożenia nowego systemu były widoczne niemal natychmiast. W pierwszych dniach operacyjnego funkcjonowania Polski

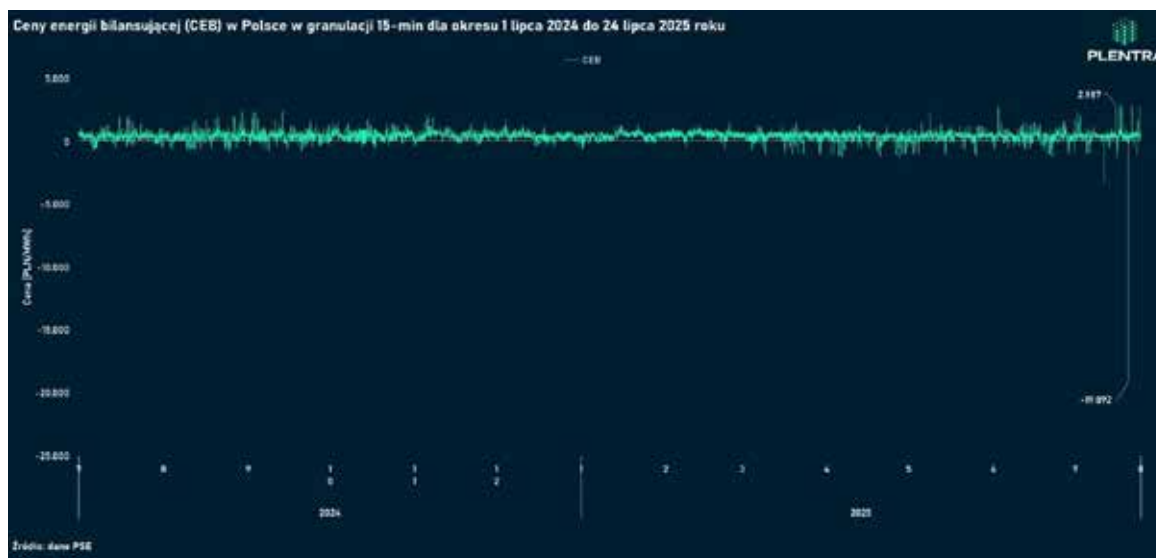


w ramach PICASSO odnotowano skrajnie niestabilne ceny energii bilansującej. Zarejestrowano zarówno wartości maksymalne sięgające 2 987 złotych za megawatogodzinę, jak i wartości ujemne przekraczające 19 tysięcy złotych. To bezprecedensowe wahania, które wykraczają poza dotychczasowe doświadczenia krajowego rynku mocy bilansujących.

Według informacji przekazanych przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne, głównym źródłem obserwowanych ekstremów cenowych była zmiana algorytmu aktywacji rezerw mocy. Algorytm ten, zaprojektowany z myślą o całym rynku europejskim, optymalizuje aktywację pod kątem regionalnych korzyści kosztowych, a nie kosztów na poszczególnych rynkach narodowych. Oznacza to, że nawet przy obecności tańszych krajowych jednostek, do aktywacji może zostać wybrana oferta z zagranicy, jeśli tylko w szerszym ujęciu systemowym taka decyzja jest opłacalna. To fundamentalna zmiana logiki funkcjonowania mechanizmu bilansowania, z którą rynek polski nie miał wcześniej do czynienia.

Elastyczność zasobów

Drugim kluczowym czynnikiem okazała się ograniczona krajowa podaż automatycznie aktywowanych rezerw odbudowy częstotliwości (aFRR). Na rynku bilansującym w Polsce działa stosunkowo niewielka liczba jednostek zdolnych do świadczenia tych usług. Taka struktura powoduje, że nawet niewielkie ilości mocy importowane z zagranicy, często po wysokiej



RYS. 1
Ceny energii bilansującej (CEB) w Polsce w granulacji 15 min dla okresu: 1 lipca 2024 do 24 lipca 2025 roku

cenie, stają się cenotwórcze – to one ustalają cenę marginalną dla całego rynku. W szczególności uwagę zwrócili oferty z rynku czeskiego, których końcowe 50 MW w stosie ofertowym – często wystawiane z bardzo wysoką ceną – w wielu momentach ustalały cenę dla całego regionu, w tym Polski.

Dodatkowym czynnikiem była silna zmienność generacji ze źródeł odnawialnych, zwłaszcza wiatrowych. I w Polsce, i w krajach sąsiednich wzrost udziału niestabilnych OZE w miksie energetycznym oznacza coraz większą zależność systemu od elastycznych zasobów bilansujących. W okresach intensywnych zmian warunków atmosferycznych zapotrzebowanie na usługi aFRR znacząco rośnie, a w konsekwencji zwiększa się liczba aktywacji oraz amplituda cen, które temu towarzyszą.

Polski rynek energii

Nie bez znaczenia pozostaje też etap rozwoju, na którym znajduje się polski rynek aFRR. Jego struktura jest nadal niedojrzała: liczba uczestników ograniczona, a konkurencja niewielka. Rynek nie wytworzył jeszcze naturalnych mechanizmów amortyzujących skoki cenowe. W efekcie nawet niewielkie zakłócenia podaży lub popytu prowadzą do silnych i trudnych do przewidzenia fluktuacji cenowych. Z perspektywy uczestników rynku taka nieprzewidywalność może ograniczać gotowość do świadczenia usług bilansujących i zniechęcać do inwestycji w nowe zasoby elastyczności, jak magazyny energii czy systemy DSR.

Szansa na rozwój

Wejście do systemu PICASSO, choć zgodne z kierunkiem rozwoju europejskiego rynku energii, obnażyło słabości strukturalne krajowego modelu bilansowania. Problemem nie jest sama integracja, ale zbyt wąska baza krajowych zasobów aFRR, brak przejrzystości mechanizmów cenotwórczych oraz

ograniczona zdolność operatora i uczestników do prognozowania efektów działania algorytmu europejskiego.

W dłuższej perspektywie kluczowe będzie poszerzenie krajowej oferty aFRR o nowe typy jednostek, w tym źródła elastyczne i magazyny energii. Potrzebna będzie również poprawa jakości danych rynkowych i systemów monitorowania działania algorytmu aktywacyjnego, tak aby uczestnicy rynku mogli lepiej oceniać ryzyka i potencjalne korzyści związane z udziałem w rynku bilansującym. Polska powinna również aktywnie uczestniczyć w strukturach współpracy między operatorami systemów przesyłowych, czerpiąc z doświadczeń krajów, które wcześniej wdrożyły PICASSO, takich jak Austria, Belgia czy Holandia.

”

W pierwszych dniach operacyjnego funkcjonowania Polski w ramach PICASSO odnotowano skrajnie niestabilne ceny energii bilansującej

Zarządzanie transformacją bilansowania musi uwzględniać nie tylko kwestie techniczne, ale również rynkowe i regulacyjne. Zbyt gwałtowne zmiany cenowe mogą osłabić zaufanie do nowego mechanizmu, a przez to utrudnić jego rozwój i stabilne funkcjonowanie. To, czy będziemy w stanie wykorzystać potencjał płynący z integracji z europejskim rynkiem bilansującym zależy dziś przede wszystkim od zdolności do adaptacji – zarówno po stronie operatora systemu, jak i uczestników rynku. ■



OCHRONA INSTALACJI PRZED KOROZJĄ W PROCESACH REAKCJI CHEMICZNYCH

jako alternatywa dla odgazowania fizycznego

EPURO

Odgazowanie wody zasilającej kocioł parowy, lub będącej w obiegu technologicznym (usunięcie z niej dwutlenku węgla i tlenu), jest kluczowym procesem, niezbędnym dla ochrony instalacji przed korozją.

- Można wyróżnić dwa podejścia do odgazowania:
- odgazowanie fizyczne (przeprowadzane przez podgrzanie wody do temperatury ponad 100°C w warunkach podwyższonego ciśnienia, lub usunięcie tych gazów w warunkach próżniowych),
- odgazowanie chemiczne, polegające na dodaniu do wody substancji wiążących dwutlenek węgla i tlen.

Poprawne przeprowadzenie odgazowania fizycznego wymaga budowy i utrzymania sprawności spe-

cialistycznych urządzeń, a inwestycja związana jest z poniesieniem wysokich kosztów.

Odgazowanie chemiczne może być uzupełnieniem procesu fizycznego, ale także jego atrakcyjną alternatywą. Nakłady początkowe są znacznie niższe niż przy odgazowaniu fizycznym, a ingerencja w istniejącą instalację w celu jego uruchomienia – zazwyczaj minimalna.

Zamiast fizycznego odgazowania (np. termicznego w odgazowywaczu) można zastosować chemiczne środki wiążące tlen i CO₂



OSADY
z produktów
korozji

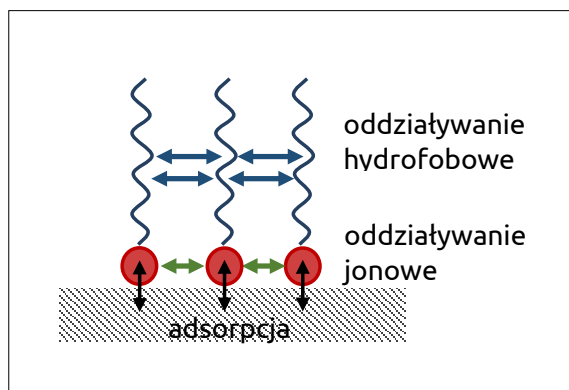
Usuwanie tlenu

Chemiczne usuwanie tlenu polega na dodaniu do wody substancji reagujących z nim znacznie szybciej niż materiały, z których zbudowana jest instalacja. Reduktory tlenu (ang. *oxygen scavengers*) wiążą tlen, same ulegając utlenieniu do substancji nieszkodliwych dla pracy instalacji.

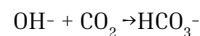
- **Hydrazyna (N_2H_4)** – silny reduktor, wiąże tlen w bezpieczne związki. Używana głównie w energetyce, ale jest toksyczna.
 $2N_2H_4 + O_2 \rightarrow 2N_2 + 2H_2O$
- **Siarczyny sodu (Na_2SO_3)** – tani i skuteczny, ale może powodować powstawanie osadów.
 $2Na_2SO_3 + O_2 \rightarrow 2Na_2SO_4$
- **Aminy (np. DEHA, carbohydrazide)** – alternatywy dla hydrazyny, mniej toksyczne.
 $4(C_2H_5)_2NOH + 9O_2 \rightarrow 8CH_3COOH + 2N_2 + 6H_2O$

Usuwanie CO_2

Chemiczne usuwanie dwutlenku węgla polega na podniesieniu pH wody, co powoduje przejście agresywnego CO_2 w nieszkodliwą dla instalacji formę jonu wodorowęglanowego. Ten cel jest osiągany przez dodatek wodorotlenku sodu lub amin tzw. neutralizujących, które dysocjując w środowisku wodnym tworzą aniony hydroksylowe (OH^-), podnoszące pH wody i wiążące dwutlenek węgla.



RYS. 1
Chemiczna natura
amin filmujących



- **Aminy (np. MEA, DEA)** – wiążą dwutlenek węgla, ale wymagają odpowiednich warunków procesowych.
- **Zasady (np. NaOH)** – neutralizacja CO_2 do węglanów i wodorowęglanów.

Firma Epuro jest dystrybutorem środków chemicznych wiążących tlen, dwutlenek węgla, jak również spełniających obie te funkcje jednocześnie. Zapewniamy naszym klientom doradztwo technologiczne oraz niezbędny sprzęt pozwalający na podjęcie decyzji o zastosowaniu procesu odgazowywania chemicznego.

Aminy filmujące

Innym nowatorskim podejściem do tematu jest zastosowanie produktów bazujących na aminach filmujących. Zabezpieczają one powierzchnię metali zarówno przed procesami korozyjnymi, ale także nie dopuszczają do formowania się osadów w instalacji. Firma Epuro jest prekursorem stosowania technologii amin filmujących w Polsce. Produkty EPURCET zbudowane są na bazie amin filmujących, amin neutralizujących, dyspersantów oraz dodatkowych inhibitorów, np. korozji miedzi. Mogą być używane także w układach zawierających aluminium.

Zasada działania amin filmujących:

- **poliaminy tłuszczowe (błonkotwórcze)** hamują narastanie kryształów węglanu wapnia i magnezu (kamienia kotłowego) poprzez modyfikowanie struktury krystalicznej. Sole o zmodyfikowanej strukturze krystalicznej tracą swoje zdolności przylegania do powierzchni metalowych.
- **Aminy błonkotwórcze** chronią powierzchnie metalowe formując monomolekularny film, nieprzepuszczalny dla wody i rozpuszczonych gazów, ale niepowodujący obniżenia zdolności przenikania ciepła.

Dzięki licznym oddziaływaniom powstaje trwały film aminowy, który uniemożliwia przebieg procesów korozji.

Produkty bazujące na aminach filmujących z powodzeniem znalazły zastosowanie w dużych sieciach ciepłowniczych miast, jak Lyon, Dijon, Rennes, Nantes.

Jak wskazano powyżej, pełną ochronę systemów ciepłowniczych i grzewczych przed szkodliwym działaniem rozpuszczonego tlenu można osiągnąć stosując odpowiedni program chemicznej korekty wody. Może on być prowadzony bez dodatkowej rozbudowy systemów w urządzenia techniczne służące do jej odgazowania.

Zwracamy uwagę na to, że prawidłowo dobrany program uzdatniania wody powinien zapewniać pełną ochronę instalacji także przed innymi czynnikami korozyjnymi oraz osadotwórczymi. ■

BLOCKCHAIN W ENERGETYCE

Rewolucja w rozliczeniach i handlu nadwyżkami energii?

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Rozwój energetyki prosumenckiej oraz decentralizacja źródeł energii (OZE) stawiają nowe wyzwania przed systemami rozliczeniowymi. Coraz więcej gospodarstw domowych produkuje własną energię elektryczną – głównie z fotowoltaiki – a nadwyżki sprzedaje do sieci lub sąsiadom. Jak sprawnie, przejrzystie i bezpiecznie zarządzać tysiącami mikrotransakcji energetycznych? Odpowiedzią może być technologia blockchain – znana głównie z kryptowalut, lecz o znacznie szerszym potencjale.

Blockchain to zdecentralizowana i odporna na manipulacje baza danych, w której informacje zapisywane są w blokach połączonych w łańcuch. Każdy blok zawiera zestaw transakcji oraz unikalny hash poprzedniego bloku, co zapewnia spójność i chronologiczność całej struktury. Dzięki temu niemożliwe staje się nieautoryzowane zmienienie danych bez wykrycia. W odróżnieniu od tradycyjnych systemów, blockchain nie wymaga centralnego pośrednika – zaufanie budowane jest przez kryptografię i mechanizmy konsensusu, takie jak Proof of Stake czy Proof of Authority.

Smart contracts w energetyce

W energetyce blockchain doskonale sprawdza się jako zaufany rejestr transakcji między uczestnikami rynku – od dużych operatorów, po prosumentów. W modelu peer-to-peer (P2P) właściciel instalacji fotowoltaicznej może sprzedawać nadwyżkę energii bezpośrednio sąsiadowi, a blockchain rejestruje tę wymianę w sposób przejrzysty i odporny na manipulacje. Dzięki smart contracts możliwe jest też automatyczne rozliczanie, np. przesłanie płatności po dostarczeniu ustalonej ilości energii. To zmniejsza zależność od pośredników, upraszcza cały proces i wspiera rozwój lokalnych, elastycznych rynków energii.

W praktycznych zastosowaniach blockchaina kluczową rolę odgrywają wspomniane już smart contracts, czyli inteligentne kontrakty. To nic innego jak programy komputerowe zapisane w kodzie block-

chaina, które automatycznie wykonują wcześniej zdefiniowane warunki umowy. W odróżnieniu od tradycyjnych umów, nie wymagają udziału pośredników, notariuszy czy systemów rozliczeniowych – wszystko dzieje się samo, gdy tylko spełnione zostaną określone parametry.

”

Blockchain, jeśli zostanie właściwie wdrożony, może pełnić rolę nowego kręgosłupa systemów energetycznych

W sektorze energetycznym smart contracts mogą obsługiwać szereg zadań. Przede wszystkim umożliwiają automatyczne rozliczanie i płatności, np. za dostarczenie określonej ilości energii w ustalonej cenie. Taki kontrakt może również weryfikować źródło pochodzenia energii – potwierdzić, że energia pochodzi z odnawialnych źródeł (OZE) i nie zawiera tzw. śladu węglowego. Co więcej, smart contracts pozwalają wdrożyć dynamiczne zarządzanie ceną, np. poprzez dopasowanie stawki do bieżącego zapotrzebowania, pory dnia czy obciążenia sieci.

Tokenizacja energii oraz regulacje

Integralnie z tą logiką związana jest tokenizacja energii, czyli przypisanie jednostce energii cyfrowego odpowiednika – tokena. Najczęściej przyjmuje się model, w którym jeden token odpowiada jednej kilowatogodzinie. Dzięki temu energia staje się „cyfrowym aktywem” – można nią łatwo handlować, przechowywać w cyfrowym portfelu, rozliczać w czasie rzeczywistym lub zautomatyzować transfer w ramach mikropłatności. Tokenizacja otwiera też drogę do tworzenia zdecentralizowanych giełd energii oraz programów lojalnościowych dla prosumentów.

Jednak sam blockchain to tylko jedna warstwa systemu – równie istotna jest interoperacyjność, czyli zdolność do współpracy z istniejącą infrastrukturą operatorów sieci elektroenergetycznych – zarówno dystrybucyjnych, jak i przesyłowych. Oznacza to, że rozwiązania blockchainowe muszą być kompatybilne z obowiązującymi standardami komunikacyjnymi i protokołami technicznymi, takimi jak IEC 61850 (dla automatyki stacyjnej) czy CIM (standard wymiany danych). Tylko wtedy możliwe jest bezpieczne połączenie blockchained z systemami SCADA, EMS czy DMS, które odpowiadają za zarządzanie siecią energetyczną.

”

W erze decentralizacji energetyki oraz potrzeby tworzenia bardziej elastycznego i lokalnego rynku energii tradycyjne systemy rozliczeń i zarządzania przepływami energii stają się coraz mniej wydolne

W praktyce oznacza to potrzebę tworzenia tzw. warstw pośredniczących, które będą tłumaczyć dane między blockchainem a tradycyjną infrastrukturą OT. Dzięki temu możliwe staje się nie tylko rejestrowanie i rozliczanie transakcji energetycznych, ale także integracja z procesami planowania, bilansowania mocy czy zarządzania popytem.

Krótko mówiąc, pełne wdrożenie blockchained w energetyce wymaga połączenia nowoczesnej logiki automatyzacji i cyfrowej wartości (tokenów) z dojrzałą infrastrukturą i regulacjami sektora energetycznego. To wyzwanie, ale i ogromna szansa na stworzenie efektywnego, zaufanego i elastycznego rynku energii nowej generacji.

Nowe korzyści, ale i wyzwania

Choć technologia blockchain zapewnia wysoką odporność na manipulacje i integralność danych, jej

implementacja w sektorze energetycznym nie oznacza automatycznego rozwiązania wszystkich problemów związanych z cyberbezpieczeństwem. W rzeczywistości zagrożenia nie znikają – zmieniają jedynie swój charakter, a wraz z nimi pojawiają się nowe wyzwania, na które trzeba odpowiedzieć zarówno na poziomie technologicznym, jak i organizacyjnym.

Jednym z najważniejszych aspektów jest ochrona prywatności użytkowników. Wiele popularnych sieci blockchain, takich jak Ethereum czy Bitcoin, ma charakter publiczny, co oznacza, że każdy może prześledzić historię transakcji – nawet jeśli tożsamości uczestników są zaszyfrowane lub ukryte pod pseudonimem. W kontekście energetyki, gdzie transakcje mogą ujawniać dane dotyczące zużycia prądu, godzin aktywności domowników czy ilości wyprodukowanej energii, taka transparentność staje się poważnym problemem. Dlatego wdrożenia blockchained w energetyce najczęściej opierają się na sieciach prywatnych lub hybrydowych, które oferują kontrolę dostępu, ograniczoną widoczność danych i mechanizmy anonimizacji, np. przez zastosowanie tzw. zero-knowledge proofs lub technik szyfrowania homomorficznego.

Drugą istotną kwestią są zagrożenia wynikające z błędów w kodzie smart contracts. Choć z założenia są one bezpieczne, ich działanie zależy od jakości napisanego kodu. Nawet niewielki błąd logiczny lub brak zabezpieczenia przed typowymi atakami, takimi jak buffer overflow, może umożliwić przejęcie kontroli nad kontraktem, kradzież tokenów lub manipulację danymi transakcyjnymi. Historia zna wiele takich przypadków, jak słynny atak na DAO w 2016 roku. Dlatego audyt kodu powinien być obowiązkowym etapem przed wdrożeniem – najlepiej z zastosowaniem formalnych metod weryfikacji, analiz statycznych oraz testów dynamicznych (np. fuzz testing).

Kolejnym zagrożeniem, zwłaszcza w przypadku sieci publicznych, są ataki Sybil i próby podwójnego wydawania środków (double spending). W tzw. ataku Sybil cyberprzestępca tworzy wiele fałszywych tożsamości w celu uzyskania nadmiernego wpływu na konsensus sieci. Może to prowadzić do zakłóceń w zatwierdzaniu transakcji, a w skrajnych przypadkach – do przejęcia sieci. Z kolei atak double spending polega na próbie dwukrotnego użycia tych samych tokenów, np. sprzedaży tej samej jednostki energii dwóm różnym odbiorcom. Ochronę przed tymi zagrożeniami zapewniają nowoczesne mechanizmy konsensusu, takie jak Proof of Authority (PoA) czy Delegated Proof of Stake (DPoS), które ograniczają możliwość manipulacji poprzez wprowadzenie mechanizmów reputacyjnych i kontroli tożsamości uczestników sieci.

Ostatnim, ale bardzo istotnym wyzwaniem, jest integracja blockchained z systemami OT/ICS, które zarządzają infrastrukturą energetyczną w czasie rzeczywistym. Systemy te są niezwykle wrażliwe na opóźnienia i muszą działać deterministycznie – każ-



**PATRZĘC
CAŁOŚCIOWO**
Projektowanie architektury sieci, audyt smart contracts, integracja z istniejącą infrastrukturą OT i ochrona prywatności użytkowników to podstawa bezpieczeństwa

da milisekunda ma znaczenie dla stabilności sieci. Blockchain, ze względu na swoją rozproszoną naturę i opóźnienia wynikające z mechanizmu konsensusu, nie nadaje się do bezpośredniego sterowania urządzeniami w sieci energetycznej. Zamiast tego powinien pełnić rolę warstwy rozliczeniowo-analitycznej, oddzielonej logicznie od systemów krytycznych. W ten sposób możliwe jest zachowanie bezpieczeństwa operacyjnego przy jednoczesnym wykorzystaniu zalet blockchaina: przejrzystości, integralności danych i automatyzacji rozliczeń.

Konieczne holistyczne podejście

Bezpieczeństwo wdrożeń blockchainowych w energetyce wymaga holistycznego podejścia – od projektowania architektury sieci, przez audyt smart contracts, aż po integrację z istniejącą infrastrukturą OT i ochronę prywatności użytkowników. Tylko wtedy technologia ta może spełnić swoją rolę jako bezpieczny fundament nowoczesnej gospodarki energetycznej.

W erze decentralizacji energetyki, rosnącej roli prosumentów oraz potrzeby tworzenia bardziej elastycznego i lokalnego rynku energii tradycyjne systemy rozliczeń i zarządzania przepływami energii

stają się coraz mniej wydolne. Obserwujemy przesunięcie paradygmatu – od scentralizowanego modelu energetycznego, opartego na dużych elektrowniach i jednokierunkowym przesyłach, do złożonej sieci zależności, gdzie miliony małych producentów i odbiorców wymieniają się energią niemal w czasie rzeczywistym. W takim środowisku potrzebujemy narzędzi, które będą jednocześnie transparentne, skalowalne, bezpieczne i zautomatyzowane. Blockchain, jeśli zostanie właściwie wdrożony – z uwzględnieniem wymogów interoperacyjności, ochrony danych i integracji z systemami OT – może pełnić rolę nowego kręgosłupa systemów energetycznych. Dzięki niemu możliwe staje się stworzenie zdecentralizowanej sieci zaufania, w której każda transakcja, każda nadwyżka i każde zużycie energii są natychmiastowo rejestrowane, rozliczane i potwierdzane.

Co ważne, blockchain nie jest panaceum. Nie rozwiąże problemów związanych z fizycznym przesyłem energii, stabilnością sieci czy jakością infrastruktury. Ale może być technologicznym katalizatorem transformacji – narzędziem, które umożliwi automatyzację procesów, poprawi efektywność handlu energią i wzmocni zaufanie między uczestnikami rynku. ■



fot. Shell

SHELL DIALA I SHELL MIDEL

czyli olej transformatorowy w transformacji energetycznej

Globalny sektor energetyczny znajduje się w przełomowym momencie. Dynamiczny rozwój technologii, jak elektromobilność, centra danych czy streaming, znacząco zwiększa zapotrzebowanie na energię elektryczną. W związku z tymi procesami sieci przesyłowe stają się coraz bardziej zdecentralizowane i zróżnicowane, integrując źródła odnawialne i nowe technologie magazynowania energii.

Radosław Gwardecki

Business Development Manager w Shell Polska



**Shell
MIDEL**

**Shell
Diala**

Jednocześnie operatorzy muszą sprostać ograniczeniom prawnym i budżetowym, podejmując decyzje dotyczące zarządzania infrastrukturą, która często ma już swoje lata. Niezbędne staje się więc

wydłużenie żywotności urządzeń oraz zapewnienie ich niezawodności. Jednym z kluczowych elementów wpływających na te parametry jest dobór odpowiedniego oleju transformatorowego.



OLEJE TRANSFORMATOROWE SHELL DIALA I SHELL MIDEL pomagają zapewnić ciągłość zasilania nawet w mocno obciążonych sieciach

Oleje transformatorowe wobec nowych wyzwań

Transformatory coraz częściej pracują przy wysokich i zmiennych obciążeniach. Aby zwiększyć efektywność przesyłu energii, rosną napięcia robocze, co z kolei prowadzi do wyższych temperatur działania urządzeń. Z kolei rosnące znaczenie zrównoważonego rozwoju i konieczność redukcji emisji CO₂ wymuszają stosowanie rozwiązań przyjaznych środowisku, a do tego zgodnych z normami recyklingu.

Shell Diala S4 – sprawdzony wybór do wymagających zastosowań

W odpowiedzi na te potrzeby Shell opracował gamę inhibitowanych olejów transformatorowych Diala, które łączą wysoką niezawodność, odporność na starzenie oraz znakomite właściwości elektroizolacyjne i chłodzące. Najpopularniejszym produktem tej linii jest Shell Diala S4 ZX-I, stworzony z myślą o nowoczesnych transformatorach pracujących pod dużym obciążeniem dielektrycznym i termicznym.

Shell Diala S4 ZX-I wyróżnia się bardzo dobrą odpornością na utlenianie, co zostało potwierdzone m.in. 500-godzinną próbą przeprowadzoną zgodnie z normą IEC. Dzięki niskiej lepkości w niskich temperaturach oraz wysokiej wydajności chłodzenia, olej ten doskonale sprawdza się w zróżnicowanych warunkach klimatycznych. Jego wysoka temperatura zapłonu (191°C) zwiększa bezpieczeństwo pracy, szczególnie przy podwyższonych temperaturach roboczych.

Biodegradowalny produkt jest w pełni kompatybilny i mieszalny z konwencjonalnymi olejami węglowodorowymi, a w niektórych przypadkach jego domieszka może nawet poprawić parametry starszych olejów mineralnych. Shell Diala S4 ZX-I to idealny wybór dla operatorów poszukujących zwiększonej niezawodności, trwałości oraz lepszej kontroli kosztów eksploatacyjnych.

Shell MIDEL 7131 – bezpieczna i ekologiczna alternatywa

Dla transformatorów instalowanych w środowiskach z wysokimi wymaganiami dotyczącymi bezpieczeństwa lub szczególnie narażonych na zmienne warunki atmosferyczne, doskonałym rozwiązaniem jest Shell MIDEL 7131 – biodegradowalny, syntetyczny, estrowy płyn dielektryczny klasy K3. Produkt ten został opracowany z myślą o najwyższej odporności termicznej, ogniowej i środowiskowej. Shell MIDEL 7131 charakteryzuje się wyjątkowo niską temperaturą krzepnięcia (-56°C), co czyni go niezastąpionym w chłodniejszych klimatach. Sprawdza się również w transformatorach umieszczonych wewnątrz, na zewnątrz lub pod ziemią, a także w pracy w wysokich temperaturach.

”

Jednym z kluczowych elementów wpływających na żywotności urządzeń oraz zapewnienie ich niezawodności jest dobór odpowiedniego oleju transformatorowego

Spełniając wymagania norm IEC 61099 oraz ASTM D8240, Shell MIDEL 7131 znajduje zastosowanie m.in. w turbinach wiatrowych, taborze kolejowym oraz instalacjach pracujących przy napięciach przekraczających 400 kV. Dzięki właściwościom estrowym ogranicza ryzyko pożaru i jest znacznie bardziej przyjazny dla środowiska niż tradycyjne oleje mineralne. ■

TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA W ENGIE

W kwietniu 2025 roku w ENGIE EC Słupsk definitywnie wygaszono ostatni kocioł węglowy. W jego miejscu działa dziś nowoczesna jednostka biomasowa, a kolejne inwestycje są już w drodze. O kulisach transformacji, wyzwaniach i planach na przyszłość opowiada prezes spółki, **Agnieszka Jeziorska**.

AGNIESZKA JEZIORSKA,
prezes ENGIE EC Słupsk



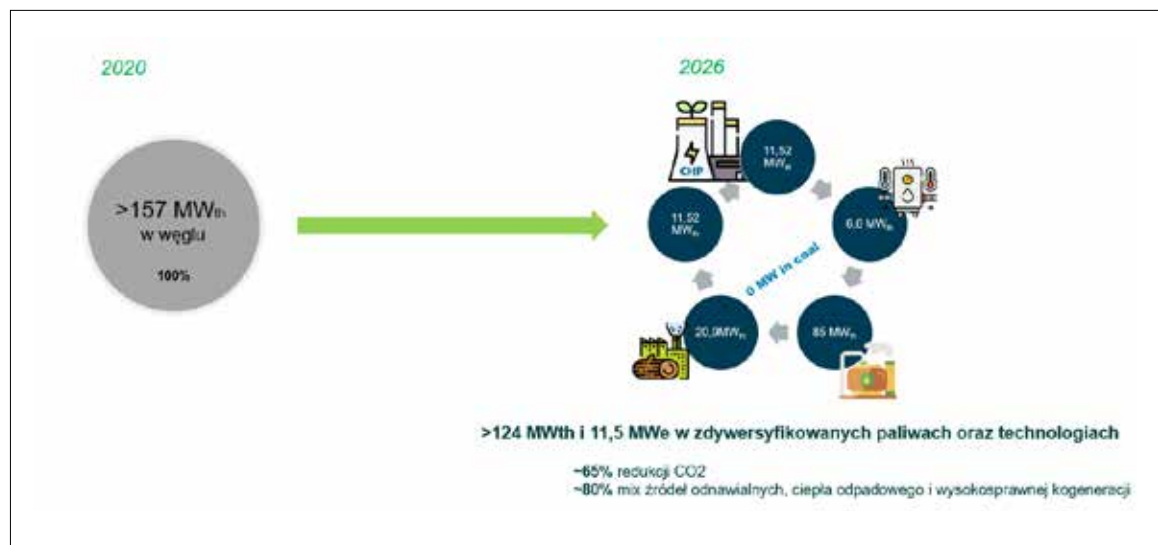
fot. ENGIE EC Słupsk

Dominika Miensopest: Co było impulsem do rozpoczęcia procesu dekarbonizacji w ENGIE EC Słupsk?

Agnieszka Jeziorska: Proces transformacji rozpoczęliśmy, gdy symbolicznie spotkały się trzy silne czynniki: środowiskowy, regulacyjny i ekonomiczny. Z jednej strony rosła presja na ograniczenie emisji CO₂ i poprawę jakości powietrza oraz stanu zdrowia mieszkańców, z drugiej pojawiały się coraz ambitniejsze normy oraz zobowiązania klimatyczne. Równocześnie, wdrażanie nowoczesnych, nisko-emisyjnych technologii umożliwiło nam znaczącą poprawę efektywności operacyjnej i optymalizację kosztów wytwarzania ciepła. Przejście na paliwa alternatywne, takie jak gaz, biogaz, olej czy biomasa, przynosi wymierne korzyści finansowe w długiej perspektywie, przy jednoczesnym wzmacnianiu konkurencyjności. Ważnym impulsem były także decyzje korporacyjne o całkowitym odejściu od węgla do 2025 r. i plan osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2045 r.

Jak wyglądała ta technologiczna droga?

Transformację w ENGIE EC Słupsk zrealizowaliśmy etapami. Pierwszym, przełomowym krokiem było uruchomienie nowoczesnej jednostki kogeneracyjnej EC1 przy ul. Słonecznej – inwestycji o mocy 16,84 MW, wyposażonej w dwa silniki gazowe Jenbacher J624. Projekt, wsparty przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko 2014-2020, znacząco podniósł efektywność i obniżył emisyjność produkcji ciepła.



RYS. 1
Droga odejścia od węgla w ENGIE EC Słupsk w latach 2020-2026
(źródło: NGIE EC Słupsk)

W kolejnych latach, 2022–2023, dokonaliśmy konwersji kotłów węglowych na zasilanie gazem, biogazem, olejem opałowym i bioolejem. W lipcu kulminacją tego etapu było uruchomienie kotła biomasowego o mocy 20,9 MW, powstałego po kompleksowej modernizacji jednego z kotłów węglowych.

Obecnie pracujemy nad innowacyjnym projektem pompy ciepła, która będzie odzyskiwać energię z potencjału ścieków oczyszczonych i integrować ją z układem kogeneracyjnym. Jej uruchomienie planowane jest na IV kwartał 2026 r.

Dzięki tym inwestycjom radykalnie zmieniliśmy miks paliwowy, kierując go w stronę źródeł niskoemisyjnych i odnawialnych. Równolegle przygotowujemy kolejne projekty we współpracy z partnerami Klastra Bioenergetycznego w Słupsku.

Czy można już powiedzieć, że Słupsk definitywnie pożegnał się z węglem?

Tak. W ENGIE EC Słupsk wszystkie źródła ciepła i jednostki kogeneracyjne działają dziś bez udziału węgla.

Teraz koncentrujemy się na budowie wspomnianej pompy ciepła, wykorzystującej energię z potencjału ścieków oczyszczonych i zintegrowanej z kogeneracją gazową. Jej uruchomienie, planowane na koniec 2026 r., znacząco zwiększy efektywność systemu i będzie kolejnym etapem transformacji energetycznej naszej spółki w kierunku pełnej neutralności emisyjnej.

Jakie były największe wyzwania waszej transformacji?

Realizacja tak kompleksowego i przełomowego projektu jak dekarbonizacja ciepłowni to projekt wymagający: technicznie, finansowo oraz społecznie. Od strony technologicznej prowadzenie prac modernizacyjnych w działającej infrastrukturze wymagało zachowania pełnej ciągłości operacyjnej – nie mogli-

śmy sobie pozwolić na przerwy w dostawach ciepła dla mieszkańców. Konwersje kotłów, wdrożenie układów kogeneracyjnych i przygotowanie integracji z przyszłą pompą ciepła wymagały precyzyjnego planowania, synchronizacji działań, wysokiej kultury technicznej i dbałości o bezpieczeństwo.

”

Pracujemy nad innowacyjnym projektem pompy ciepła, która będzie odzyskiwać energię z potencjału ścieków oczyszczonych i integrować ją z układem kogeneracyjnym

Problemem, z jakim borykają się często inne ciepłownie, jest kwestia finansowa. Odpowiednie zarządzanie jest tu na pewno kluczowe.

Transformacja energetyczna to ogromne przedsięwzięcie kapitałochłonne, dlatego odpowiednie zarządzanie inwestycją jest kluczowe. W naszym przypadku skala projektów wymagała zarówno znacznych nakładów własnych, jak i umiejętnego pozyskania finansowania zewnętrznego. Każdy etap prac musiał być prowadzony z pełną świadomością kosztów, przy zachowaniu rygorystycznej kontroli budżetu.

Równocześnie nie mogliśmy pozwolić sobie na kompromisy jakościowe – zastosowane rozwiązania technologiczne musiały spełniać najwyższe standardy efektywności, niezawodności i bezpieczeństwa. Takie podejście, choć wymagające, pozwala uniknąć kosztownych poprawek w przyszłości, a jednocześnie gwarantuje, że inwestycja będzie służyć mieszkańcom przez wiele lat.

ZMIANY TEŻ W ŻŁOTOWIE

Oprócz Słupska zmiany zachodzą w ciepłowni ENGIE w Żłotowie, gdzie proces dekarbonizacji rozpoczął się już w sierpniu 2023 roku i zakończy się w listopadzie 2025 roku. Najważniejszym etapem tej zmiany będzie uruchomienie nowoczesnych jednostek biomasowych o łącznej mocy 10 MW



Nie można pominąć także aspektu społecznego.

Kluczowe było zaangażowanie pracowników oraz otwarty dialog z mieszkańcami i samorządem. Transparentność, regularne konsultacje czy współpraca z partnerami projektowymi stały się fundamentem powodzenia całego przedsięwzięcia.

W jaki sposób projekt w Słupsku wpisuje się w szerszą strategię ENGIE w Polsce i Europie?

Projekt dekarbonizacji realizowany przez ENGIE EC Słupsk jest integralnym elementem strategii transformacyjnej Grupy ENGIE, której głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2045 roku. Nasze działania lokalne są bezpośrednim przełożeniem globalnych priorytetów, obejmujących rozwój odnawialnych źródeł energii, zwiększenie efektywności energetycznej oraz wspieranie klientów i partnerów w ich własnych ścieżkach dekarbonizacji. W Polsce, równoległe do działań podejmowanych w Słupsku, realizowana jest również dekarbonizacja ciepłowni ENGIE EC Żłotów, co pokazuje skalę i spójność podejścia Grupy. Na poziomie krajowym oba projekty wspierają transformację energetyczną Polski, przyczyniając się do redukcji emisji CO₂ o 65% do 2026 roku. Zaś w kontekście europejskim ENGIE koncentruje się na zwiększeniu udziału odnawialnych źródeł energii, takich jak energia wiatrowa, słoneczna oraz biogaz,

a także na rozwijaniu technologii magazynowania energii, co pozwala na większą elastyczność i stabilność systemów energetycznych.

Czy zaangażowanie lokalnych interesariuszy – samorządu, mieszkańców – miało wpływ na przebieg transformacji? Jak wyglądała współpraca z otoczeniem?

Współpraca z lokalnymi interesariuszami, zarówno z przedstawicielami samorządu, jak i mieszkańcami, odgrywa fundamentalną rolę w powodzeniu całego procesu transformacyjnego. Dla nas szczególnie ważną współpracą był z pewnością projekt pompy ciepła wykorzystującej potencjał ścieków oczyszczonych, gdzie koordynacja działań pomiędzy ENGIE EC Słupsk a Wodociągami w Słupsku była kluczowa dla powodzenia tego projektu. Poza tym nasza firma jest członkiem Klastra Bioenergetycznego w Słupsku, co pozwala na wymianę doświadczeń i szeroko zakrojone dyskusje nad możliwościami współpracy pomiędzy różnymi interesariuszami transformacji energetycznej.

*Rozmawiała Dominika Miensopust,
redaktorka magazynu Kierunek Energetyka*



XXIX Forum Ciepłowników Polskich
Polish District Heating Forum

Międzyzdroje 14-17 września 2025

**Serdecznie zapraszamy do udziału
w XXIX Forum Ciepłowników Polskich!**

XXIX FCP odbędzie się w dniach
14-17 września 2025 roku
w Hotelu Vienna House Amber Baltic
w Międzyzdrojach

szczegółowe informacje
www.fcp.org.pl



Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

JACEK
SZYMCZAK
prezes Izby
Gospodarczej
Ciepłownictwo
Polskie

foto. IGC



NAJGORSZE? BEZCZYNNOŚĆ

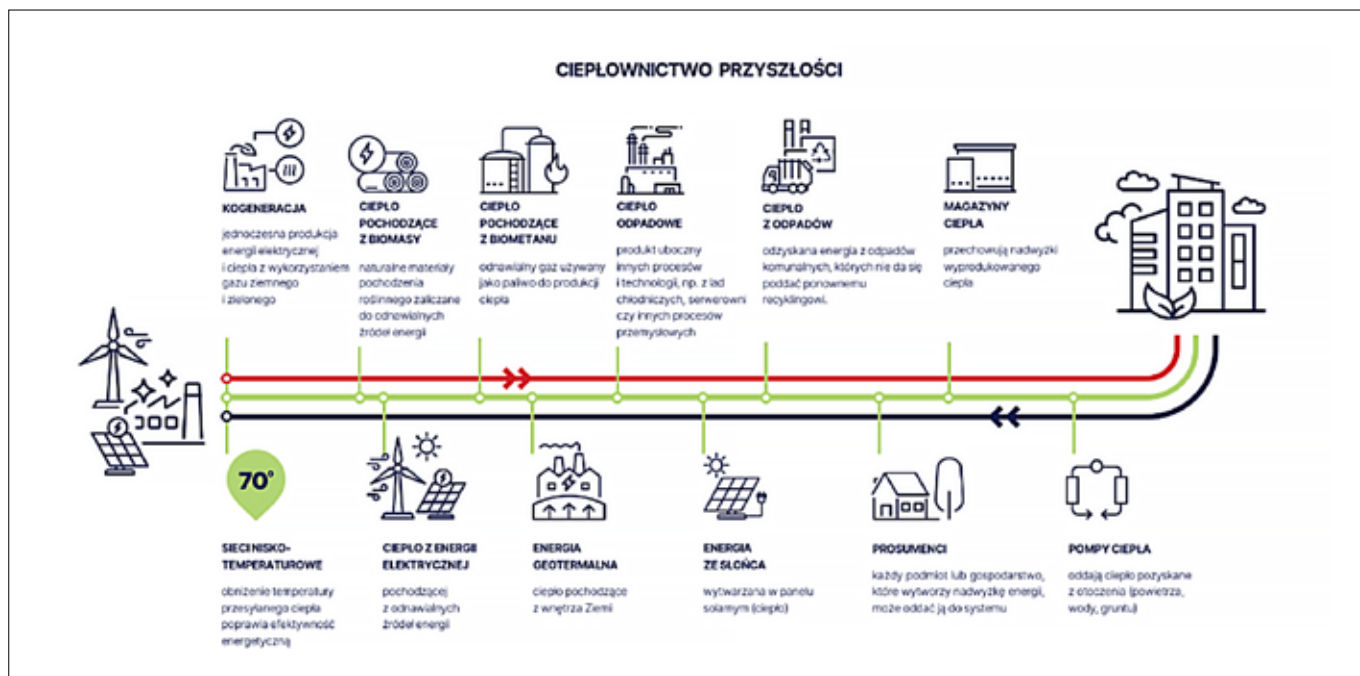
– Bezczynność w sytuacji, gdy proces transformacji przyspiesza, a mówi się nawet o zaostrzaniu celów klimatycznych, jest najgorszą z możliwych postaw – mówi Jacek Szymczak, prezes Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie.

Dominika Miensopust: Sektor ciepłowniczy znajduje się pod ogromną presją związaną z transformacją. W którą stronę zmierza ten proces?

Jacek Szymczak: Transformacja jest ważna nie tylko z punktu widzenia ciepłowniczego, ale szczególnie w kontekście dzisiejszych zagrożeń geopolitycznych

i redefiniowania pojęcia bezpieczeństwa na poziomie unijnym. Również bezpieczeństwa energetycznego. Stąd rodzi się pytanie: co zmieni się na poziomie unijnym i czy w ogóle się zmieni?

Niedawno odbyłem spotkanie z przedstawicielami DG Energy, z Wydziału Efektywności Energetycznej, przygotowującymi nową strategię, której elementem



będzie *district heating and cooling (DHC)*. Za kilka-następnie tygodni projekt tego dokumentu może być gotowy, a następnie trafi do konsultacji publicznych. Zobaczymy wtedy, w jakim kierunku pójdzie polityka energetyczna. Natomiast teraz, jako Izba, jesteśmy przekonani, że mówiąc o transformacji musimy podchodzić do niej w trzech wymiarach.

Omówmy zatem każdy z nich.

Pierwszym jest szeroko rozumiane bezpieczeństwo. I nie chodzi tu jedynie o bezpieczeństwo dostaw ciepła do 52% gospodarstw domowych, ale także to elektroenergetyczne. Obecnie 16-17% energii elektrycznej do krajowego systemu dostarczane jest w sposób stabilny przez jednostki kogeneracyjne, a ten udział może być jeszcze większy.

Warto też zwrócić uwagę na strukturę sektora: 75% przedsiębiorstw ciepłowniczych posiadających koncesję to małe i średnie firmy. W skali kraju, wraz z dużymi przedsiębiorstwami, daje to niemal 400 podmiotów, a więc branża jest silnie rozproszona. Taki model, również z punktu widzenia bezpieczeństwa w wymiarze wojskowym, ma znaczącą zaletę: łatwiej je zapewnić, gdy produkcja energii jest zdecentralizowana, a nie skoncentrowana w jednym czy kilku miejscach.

A wymiar drugi?

Drugi wymiar to bezpieczeństwo ekonomiczne, ściśle powiązane z procesem transformacji. Jeśli spojrzymy dziś na strukturę kosztów cen ciepła, widzimy jeden kluczowy element – koszt uprawnień do emisji CO₂. W zależności od wahań cen uprawnień oraz nośników energii, udział tego składnika w rachunkach gospodarstw domowych wynosi od 15% do nawet 35%. Transformacja, która prowadzi do eliminacji

tęgo kosztu, oznacza więc stabilizację cen dla odbiorców. Jeśli jednak jej nie przeprowadzimy, pojawi się ryzyko wprowadzania rozwiązań indywidualnych, które obniżą potencjał ciepłownictwa systemowego. W krótkiej perspektywie może się to wydawać tańsze dla odbiorców, ale w dłuższym okresie, przez spadek wolumenu sprzedaży i wzrost kosztów jednostkowych, ceny mogą znacząco wzrosnąć.

Wreszcie trzeci to wymiar związany z ochroną środowiska. Dysponujemy tu konkretnymi danymi, m.in. z Urzędu Regulacji Energetyki, które pokazują, jak w ciągu ostatnich ponad 20 lat znacząco zmniejszyliśmy emisję związków odpowiedzialnych za tzw. wysoką emisję, m.in. związków siarki, tlenków azotu oraz pyłów.

Wciąż jednak dużym wyzwaniem pozostaje tzw. niska emisja.

Badania, które nasza Izba zleciła w ramach Programu Promocji Ciepła Systemowego, wykonane przez zewnętrzny Instytut Certyfikacji Emisji Budynków, pokazują jednoznacznie, że stosowanie ciepła systemowego znacząco ogranicza emisję szkodliwych substancji – dotyczy to głównie drobnych pyłów PM_{2,5} oraz PM₁₀ i rakotwórczego B(a)P. A to niezwykle istotne, bo wspomniana niska emisja przyczynia się co roku do przedwczesnej śmierci około 50 tysięcy Polaków.

To właśnie te trzy wymiary: bezpieczeństwo energetyczne, ekonomiczne i środowiskowe tworzą fundament roli ciepłownictwa systemowego w Polsce.

A jak ocenia pan kondycję finansową sektora ciepłowniczego?

Jest bardzo trudna. Dane URE pokazują, że przez ostatnie pięć lat – do 2023 r. włącznie, gdyż nie ma

CIEPŁOWNICTWO PRZYSZŁOŚCI
(źródło: Krajowa Agencja Poszanowania Energii, raport „Kierunki transformacji sektora ciepłownictwa w Polsce”)

**MIKS
TECHNOLOGICZNY**

Przedsiębiorstwa ciepłownicze powinny mieć możliwość korzystania z całego wachlarza technologii i dostosowania ich do lokalnych warunków



danych jeszcze za 2024 r. – średnia rentowność przedsiębiorstw ciepłowniczych była ujemna, a wskaźnik płynności osiągał zaledwie połowę poziomu uznanego za bezpieczny dla prowadzenia działalności i realizacji inwestycji. Inwestycje owe, nawet jeśli w 2023 r. wyniosły około 5 miliardów złotych, ledwie pokrywają stopień dekapitalizacji majątku.

Tymczasem transformacja wymaga znacznie większego wysiłku. Z szacunków Polskiego Towarzystwa Energetyki Ciepłej wynika, że aby osiągnąć cele klimatyczne i odejść od węgla konieczne będą nakłady rzędu 300 miliardów złotych do 2050 roku i to bez uwzględnienia budynków. Oznacza to, że zamiast 5 miliardów rocznie, sektor powinien inwestować 15-17 miliardów.

Czy może więc liczyć na jakieś środki pomocowe?

Środki pomocowe można podzielić na unijne i krajowe. Te pierwsze są w dużej mierze uzależnione od rozporządzenia o tzw. wyłączeniach blokowych (tzw. GBER). Dokument ten precyzuje, jaki poziom dotacji, czyli środków bezzwrotnych, można przeznaczyć na inwestycje zrównoważone. Obecnie jest to zazwyczaj 30-40% kosztów kwalifikowanych. Wnioskujemy, aby próg ten został podniesiony przynajmniej do 60%, biorąc pod uwagę skalę koniecznych wydatków.

Zabiegamy również o to, aby przy okazji nowelizacji dyrektywy ETS znalazły się tam zapisy zobowiązujące państwa członkowskie do przeznaczania 100% wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji na transformację sektora. Dotychczas jedynie niewielka część tych środków trafiała na ten cel, a reszta rozchodziła się w budżecie państwa. To tym bardziej istotne, że

– jak podaje Urząd Regulacji Energetyki – w ciągu 10 lat funkcjonowania systemu, do 2023 roku, Polska uzyskała ze sprzedaży uprawnień ok. 100 mld zł. W tym samym czasie łączne nakłady inwestycyjne w sektorze wyniosły około 40 mld zł. Gdyby całość wpływów była przeznaczana na transformację, moglibyśmy zwiększyć poziom inwestycji nawet 2,5-krotnie.

Kolejna nasza propozycja dotyczy przesunięcia w czasie wejścia w życie systemu ETS 2 – zamiast planowanego 2027 r. oraz, co jest bardzo istotne dziś i w przyszłości, dalszych zmian w ETS 1, m.in. w zakresie wycofania z systemu instytucji finansowych, wprowadzenia korytarza cenowego dla uprawnień do emisji czy dłuższego i pełniejszego korzystania z rozwiązań, w którym zamiast kupować uprawnienia można byłoby ich równowartość przeznaczać na inwestycje dekarbonizujące sektor.

Mówił pan o środkach unijnych. Jakie są natomiast możliwości krajowego finansowania?

Kluczową rolę odgrywa Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Tu zależy nam przede wszystkim na skróceniu procedur związanych zarówno z oceną złożonych wniosków, jak i realizacją umów po wygranych konkursach. Ważne jest też uelastycznienie warunków pozyskiwania środków na inwestycje w kogenerację. Obecnie wiele problemów ma charakter prawny, dotyczą one m.in. wymogów technicznych czy zobowiązań, jakie muszą składać przedsiębiorstwa. Przykładem jest wymóg, by od 2035 roku w jednostkach kogeneracyjnych dofinansowanych przez Fundusz gaz miałby być niskoemisyjny lub zielony. Z naszego punktu widzenia jest to obecnie warunek niemożliwy do spełnienia.

Kolejna kwestia to odblokowanie finansowania inwestycji opartych na biomase. Obecne stanowisko Ministerstwa Klimatu zakłada wstrzymanie wsparcia dla takich projektów, tymczasem my podkreślamy, że biomasa, zwłaszcza leśna, jeśli spełnia kryteria zrównoważonego rozwoju, to jest w unijnych przepisach uznawana za odnawialne źródło energii i powinna być tak traktowana także w polityce krajowej.

Trzeba realnie spojrzeć na praktykę, a nie kierować się tylko teorią.

Dokładnie. Takie inwestycje powinny być wspierane tym bardziej, że po ubiegłorocznej nowelizacji dyrektywy ETS przedsiębiorstwa przygotowały plany neutralności klimatycznej i na ich podstawie, w latach 2026-2030, będą mogły przeznaczać równowartość 30% uprawnień do emisji na realizację inwestycji jako wkład własny (jak wcześniej wspomniałem: takie podejście w ETSI powinno być rozszerzane i kontynuowane).

Realia są takie, że do KOBiZE, czyli krajowego organu odpowiedzialnego za przyjmowanie tych planów, wpłynęło 131 dokumentów z całego kraju, gdzie większość z nich zakłada rozwój kogeneracji, często w połączeniu z inwestycjami w biomasę. To kolejny argument, by Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej uelastycznił swoje podejście i umożliwił realizację takich projektów.

Pozostaje jeszcze jeden sposób finansowania inwestycji. Jak wygląda kwestia „bankowości” spółek ciepłowniczych?

Trzecim źródłem finansowania są kredyty i pożyczki, ale żeby z nich korzystać potrzebne są gwarancje kredytowe. Banki najchętniej udzielają finansowania podmiotom o dobrej sytuacji finansowej. Bez poprawy podstawowych wskaźników, w tym płynności, trudno jednak mówić o uzyskaniu takiego statusu.

Dlatego też Izba od ponad roku pracuje nad propozycjami zmian systemowych, m.in. w modelu zatwierdzania taryf. Chcemy, by rozwiązania te znalazły się w pracach ministerialnego zespołu ds. transformacji i doprowadziły do realnej poprawy sytuacji sektora.

Bez inwestycji transformacja się nie odbędzie.

Musimy otworzyć drogę dla inwestycji poprawiających efektywność energetyczną. Już ponad rok temu wnioskowaliśmy o nowelizację ustawy o efektywności energetycznej i przedstawiliśmy konkretne propozycje zmian. Nie chodzi o rewolucję i pisanie nowej ustawy, lecz o ewolucyjne modyfikacje istniejących przepisów. Na razie jednak nasze postulaty nie dają efektu.

Kolejną zgłoszoną przez nas propozycją jest wprowadzenie zmodyfikowanego tzw. minimalnego przychodu. Nazwa może brzmieć skomplikowanie, ale idea jest prosta: przedsiębiorstwo, które obniża koszty funkcjonowania, utrzymuje cenę dla odbiorcy na niezmiennym poziomie, a zaoszczędzone środki

może przeznaczyć na inwestycje. Takiego mechanizmu wciąż jednak nie wdrożono.

Dlatego możliwość korzystania ze wszystkich trzech źródeł finansowania – środków unijnych, krajowych oraz komercyjnych – jest absolutnie kluczowa. W tym kontekście ogromne znaczenie mają także dokumenty strategiczne, takie jak nowelizacja polityki energetycznej państwa do 2040 roku, KPEiK oraz Strategia dla Ciepłownictwa, której wprowadzenie zapowiedziano wiele miesięcy temu. Z uwagi na interdyscyplinarność sektora Ciepłownictwa Systemowego, ale również korzystny potencjał dla całej energetyki, choćby poprzez rozwój tzw. sector coupling, przyjęcie rządowej strategii jest po prostu niezbędne.

”

Zabiegamy o to, aby przy okazji nowelizacji dyrektywy ETS znalazły się tam zapisy zobowiązujące państwa członkowskie do przeznaczania 100% wpływów ze sprzedaży uprawnień do emisji na transformację sektora

Myślę, że kluczowe byłoby jasne zdefiniowanie, że nie ma jednej technologii, właściwej dla transformacji całego sektora. Czy w pana opinii branża będzie mogła na to liczyć?

Przedsiębiorstwa powinny mieć możliwość korzystania z całego wachlarza technologii, które są zgodne z prawem i dostosowane do lokalnych warunków. Dokumenty strategiczne muszą to wyraźnie podkreślać. W tym kontekście wskazaliśmy pięć głównych kierunków działań: od stworzenia spójnych ram strategicznych, przez zmianę modelu finansowego, aż po wzmocnienie planowania energetycznego realizowanego przez gminy. W tym ostatnim obszarze pozostaje wciąż wiele do zrobienia, bardzo często planowanie energetyczne nie jest spójne z planowaniem przestrzennym.

Nasuwa mi się pytanie: jak na tym wyjdzie odbiorca końcowy?

Wnioskujemy o wprowadzenie systemowej ochrony dla odbiorców wrażliwych, dla gospodarstw domowych zagrożonych ubóstwem energetycznym. Mamy dziś taki ciekawy moment, że od 1 lipca przestała obowiązywać ustawa o rekompensatach, która chroniła gospodarstwa domowe przed wysokim wzrostem cen.

Na prośbę Ministerstwa Klimatu i Środowiska Izba przeprowadziła badania w 550 systemach ciepłowniczych w kraju. Wynika z nich, że w ok. 56% z nich

rachunki dla odbiorców wzrosną od kilku do nawet kilkudziesięciu procent. Podkreślam jednak, że nie jest to efekt decyzji przedsiębiorstw ciepłowniczych (w zakresie zmian taryfowych), lecz konsekwencja zakończenia ustawowego okresu ochronnego.

Już kilka miesięcy wcześniej można było przygotować rozwiązania chroniące najuboższych – nie wszystkich jednakowo, lecz właśnie tych najbardziej narażonych. Proponowaliśmy m.in. rozszerzenie dodatku energetycznego, który obecnie obejmuje jedynie energię elektryczną, tak aby dotyczył również ciepła. Alternatywą mogłaby być modyfikacja kryteriów przyznawania dodatku mieszkaniowego, który funkcjonuje w Polsce od ponad 20 lat. Z ostatnich rozmów wynika, że wprowadzenie takiego mechanizmu, np. w formie bonu ciepłowniczego, jest możliwe.

”

Obecnie 16-17% energii elektrycznej do krajowego systemu dostarczane jest w sposób stabilny przez jednostki kogeneracyjne, a ten udział może być jeszcze większy

Jednocześnie wskazujemy, jak naszym zdaniem będzie wyglądało ciepłownictwo przyszłości. Gaz pozostaje paliwem kopalnym, a zatem kogeneracja w oparciu o to paliwo będzie w naszym sektorze stosowana przez wiele lat – choć profil pracy takich jednostek będzie już inny, bardziej elastyczny, współpracujący z innymi źródłami, w tym głównie OZE. Podobne tendencje mają miejsce w innych unijnych krajach z silnie rozwiniętym sektorem DHC. Coraz częściej w dokumentach strategicznych i prasie branżowej podkreśla się, że choć cele unijne są ambitne, odejście od paliw kopalnych – zwłaszcza od gazu – jest w tak szybkim tempie po prostu niewykonalne.

Gaz wydaje się być racjonalnym podejściem do tematu transformacji.

Na początku czerwca uczestniczyłem w Kongresie E&P, który w tym roku odbył się w Pradze. Podczas obrad wybrzmiały różne podejścia do roli paliw kopalnych w transformacji energetycznej. Przykładowo Niemcy, którzy posiadają wysoki udział kogeneracji gazowej w swoim miksie technologicznym, podkreślali, że gaz jest dla nich kluczowym elementem stabilizacji procesu transformacji. Finowie z kolei zaprezentowali analizę typu case study, z której wynikało, że cele dekarbonizacji można osiągnąć zarówno bez udziału paliw kopalnych, jak i przy ich racjonalnym wykorzystaniu. Co ważne, ten drugi scenariusz, uwzględniający rozsądny udział paliw kopalnych, jest

znacznie tańszy niż opieranie się wyłącznie na odnawialnych źródłach energii.

W tym kontekście istotne miejsce zajmują: kogeneracja, biomasa, ciepło z biometanu, ciepło odpadowe, ciepło z odpadów, magazyny ciepła oraz elektryfikacja – a więc korzystanie z wielkoskalowych pomp ciepła i kotłów elektrodowych. Ta ostatnia jest obecnie mocno promowana jako jeden z głównych kierunków, ale powinna być postrzegana jako element szerszego miks. Wymaga to wielu zmian: zarówno technicznych, jak i formalnoprawnych.

Mówiąc o elektryfikacji ciepłownictwa zawsze trzeba wziąć pod uwagę co najmniej cztery aspekty: dostępność mocy w systemie elektroenergetycznym, wystarczającą ilość energii, infrastrukturę przesyłową oraz konieczność zmian legislacyjnych (uzgodnionych z sektorem elektroenergetycznym, niezbędnych natomiast z ciepłowniczego punktu widzenia).

Co mógłby pan powiedzieć przedsiębiorstwom ciepłowniczym, które obawiają się transformacji?

Doświadczenie pokazuje, że w najtrudniejszej sytuacji znajdują się te firmy, które nie podjęły żadnych działań. Mając na uwadze cele dekarbonizacji trzeba zaakceptować, że racjonalne odchodzenie od węgla będzie postępować. Dysponujemy szerokim wachlarzem technologii, choć dziś pozyskanie pełnego wsparcia finansowego może być wyzwaniem. Skoro jednak w kraju złożono 131 programów inwestycyjnych, to nasuwa się pytanie do tych, którzy nie złożyli żadnego...

Oczywiście, transformacja wiąże się z ryzykiem, czasem dużym, ale trzeba je podejmować i konsekwentnie realizować plany. Najlepiej krok po kroku, w oparciu o sprawdzone rozwiązania. Bezczynność w sytuacji, gdy proces transformacji przyspiesza, a mówi się nawet o zaostrzaniu celów klimatycznych, jest najgorszą z możliwych postaw.

Izba stara się wspierać przedsiębiorstwa w tym procesie. Na przykład dokument, który na nasze zlecenie opracowała Krajowa Agencja Poszanowania Energii: „Kierunki transformacji sektora ciepłownictwa w Polsce”, to 250-stronicowy poradnik, dostępny dla naszych członków, który pomaga korzystać z aktualnej wiedzy i podejmować trafne decyzje. Bo transformacja to nie tylko technologia, ale także odpowiednie zarządzanie.

Zarządzającym przedsiębiorstwami ciepłowniczymi życzę więc przede wszystkim odwagi i otwartości w szukaniu rozwiązań. Administracji rządowej życzę natomiast trafnych i niezwłocznych decyzji legislacyjnych. Transformacja jest nieunikniona. Musimy z niej uczynić szansę, a nie zagrożenie.

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

Największy producent w Polsce

Firma **ZPE ZAPEL S.A.**, działająca od 1939 roku, jest największym w Polsce producentem izolatorów porcelanowych i kompozytowych. Oferuje szeroki asortyment wyrobów, obejmujący izolatory liniowe stojące i wiszące, stacyjne wsporcze i przepustowe oraz aparatowe wsporcze, przepustowe i osłonowe.

Izolatory na zamówienie

Istotną pozycję w programie produkcyjnym ZPE ZAPEL S.A. stanowią izolatory produkowane na zamówienie poszczególnych producentów aparatów i urządzeń elektrycznych. W grupie tej można wymienić osłony do wyłączników, odgromników, przekładników napięciowych i prądowych, przepustów, kondensatorów, głowic kablowych, bezpieczników wysokonapięciowych itp.

Z okuciami lub bez okuć

Firma jest przygotowana do szybkiego uruchomienia produkcji nowych wyrobów, zgodnie z potrzebami zamawiających. Wyroby mogą być dostarczane w postaci izolatorów zmontowanych (części ceramiczne z zamontowanymi okuciami metalowymi i innymi detalami jak sworznie, iskierniki itp.) lub w postaci samych części ceramicznych.



Niezawodność

Wysoka niezawodność eksploatacyjna, wyrażająca się uzyskaniem i utrzymaniem wymaganych parametrów, głównie w zakresie wytrzymałości mechanicznej, wytrzymałości elektrycznej, odporności na wpływy narażeń środowiskowych (czynniki atmosferyczne, zanieczyszczenia) – jest zapewniana poprzez stosowanie odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych, stosowanie wysokiej jakości materiałów, detali i półwyrobów, a także nowoczesnych maszyn i urządzeń oraz technik wytwarzania.

Spełniamy normy krajowe i światowe

Produkowane izolatory są wyrobami znormalizowanymi, spełniającymi wymagania zarówno norm krajowych jak również norm zagranicznych i międzynarodowych. Pozwala to na szerokie ich stosowanie jako elementów izolacyjnych i konstrukcyjnych w sieciach i rozdzielniach elektroenergetycznych oraz w budowie aparatów i urządzeń elektrycznych.

System Zarządzania Jakością i Zarządzania Środowiskowego

Wysoką jakość produkowanych wyrobów gwarantuje ustanowiony i obowiązujący w firmie System Zarządzania Jakością spełniający wymagania normy ISO 9001, obejmujący wszystkie obszary i aspekty działalności firmy.

System ten wdrożony został w 1994 roku i od tego czasu jest okresowo auditowany, a zgodność z wymaganiami potwierdzana jest kolejnymi certyfikatami. Integralną częścią stosowanego systemu jakości jest również obowiązujący System Zarządzania Środowiskowego oparty o wymagania normy ISO 14001.

Firma zapewnia profesjonalną obsługę klienta, świadczy szeroko pojęte doradztwo techniczne, jest przygotowana do uruchomienia nowych wyrobów według indywidualnych potrzeb klientów.

Izolatory produkowane przez **ZPE ZAPEL S.A.** oznaczone są symbolem:



Park Zielonej Energii®

– Nie czekając na systemowe zmiany, zaczęliśmy przygotowywać dokumentację inwestycyjną z własnych środków. Dzięki temu, gdy pojawiła się możliwość wsparcia, mogliśmy od razu złożyć wnioski i uzyskać dofinansowanie. To nie był przypadek, ani, że coś „samo się udało” – to efekt świadomej, dalekowzrocznej strategii – mówi **Krzysztof Szaliński**, prezes PEC Gliwice, opowiadając o budowie Parku Zielonej Energii.

Dominika Miensopust: Ciepłownictwo systemowe i transformacja. Jak radzi sobie z tym wyzwaniem gliwickie Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej?

Krzysztof Szaliński: Jedną z naszych kluczowych odpowiedzi na wyzwania transformacji energetycznej jest inwestycja pod nazwą Park Zielonej Energii. To

przede wszystkim nowoczesny kompleks energetyczny, który nie tylko wykorzystuje zaawansowane technologie, ale także odzwierciedla nasze podejście do wytwarzania i dystrybucji ciepła.

Warto podkreślić, że jest to instalacja oparta na lokalnym paliwie alternatywnym – odpadach komunalnych. W Gliwicach dotąd taki rodzaj paliwa nie był zagospodarowany, a my chcemy to zmienić. Wykorzystujemy frakcje RDF i pre-RDF, czyli odpady nienadające się już do recyklingu, ale doskonale sprawdzające się jako paliwo w produkcji ciepła.

Nasza strategia transformacji bazuje na lokalności. Szukamy takich miejsc w mieście, które pozwolą nam budować niezależność energetyczną – zarówno od zewnętrznych dostawców, jak i od paliw kopalnych. Park Zielonej Energii to przykład inwestycji, która wpisuje się w ten model: zrównoważony, oparty na dostępnych zasobach i ukierunkowany na przyszłość.

Jak wasz Park będzie funkcjonował w praktyce?

Sercem Parku Zielonej Energii będzie kocioł wielopaliwowy, wytwarzający ciepło i energię elektryczną w wysokosprawnej kogeneracji. Instalacja zostanie dodatkowo wyposażona w ciąg kondensacyjny, który znacząco podnosi jej moc – bez niego wynosiłaby ona 16 MW, natomiast dzięki jego zastosowaniu wzrośnie aż do 21,5 MW.

Tego typu rozwiązania są standardem w krajach Europy Zachodniej. W Polsce jednak inwestorzy wciąż rzadko decydują się na pełne wykorzystanie potencjału efektywności energetycznej, głównie ze wzglę-

KRZYSZTOF SZALIŃSKI
prezes PEC Gliwice



fot. PEC Gliwice

du na wysokie koszty inwestycyjne. My świadomie postawiliśmy na maksymalną efektywność, patrząc długofalowo – zarówno z perspektywy środowiskowej, jak i ekonomicznej.

Poszliście o krok dalej...

W naszej instalacji zastosowaliśmy dodatkowe układy odzysku ciepła – rozwiązania, które dopiero niedawno zaczęto wdrażać w innych tego typu obiektach, jak choćby w Zakładzie Termicznego Przekształcania Odpadów w Krakowie, mimo że funkcjonuje on już od kilku lat.

Uzupełnieniem systemu jest układ pomp ciepła o mocy 5 MW, które odbierają energię nie tylko z kondensatu czy pary, ale także bezpośrednio ze spalin w kominie. Dzięki temu instalacja osiąga wyjątkowo wysoką sprawność energetyczną. Co ciekawe – przekracza ona 100 proc. Brzmi nietypowo, ale w praktyce oznacza to, że maksymalnie wykorzystujemy dostępny potencjał energetyczny, również ten, który w tradycyjnych instalacjach jest tracony.

Co jeszcze wchodzi w skład Parku Zielonej Energii?

Oprócz odzysku ze spalin i układu pomp ciepła mamy jeszcze kolejny komponent, czyli farmę termiczną. Ponieważ dysponujemy terenem poprzemysłowym, mocno zdegradowanym, który nie nadaje się pod ciężką zabudowę, postanowiliśmy przeznaczyć go właśnie na taką instalację. Wygospodarowaliśmy 4 ha powierzchni, by zrealizować tam największą w kraju farmę solarną – termiczną, nie fotowoltaiczną. Chcę to wyraźnie podkreślić: to farma, która wykorzystuje energię słońca do wytwarzania ciepła, a nie energii elektrycznej.

Aby taki kompleks działał stabilnie konieczne jest pewnie dodatkowe wsparcie?

Dokładnie. Dołożymy do niego jeszcze magazyn ciepła, jeden z największych na Śląsku. Będzie wspomagał pracę zarówno bloku wielopaliwowego, jak i farmy termicznej, która – jako źródło pogodozależne – potrzebuje bufora. Nadwyżki ciepła trafią do magazynu i zostaną wykorzystane w okresach, gdy słońca będzie mniej.

Wszystkie te elementy – blok wielopaliwowy, pompy ciepła, układy odzysku ciepła, farma termiczna oraz magazyn – składają się na inwestycję pod nazwą Park Zielonej Energii. Dodam, że jest to nazwa zastrzeżona.

Czy tę inwestycję można nazwać mianem innowacyjnej?

Z określeniem „innowacyjna” zawsze mam pewien dylemat. Prawdziwa innowacyjność to coś, co nie powstało jeszcze nigdzie na świecie – a my nie twierdzimy, że stworzyliśmy technologię od zera. Natomiast to, co wyróżnia Park Zielonej Energii, to połączenie w jednym miejscu szeregu najnowocześniejszych rozwiązań z zakresu energetyki systemowej.

W tej wielkości, w takiej konfiguracji i w ramach jednej, spójnej koncepcji, jest to w Polsce projekt unikatowy. Pod tym względem można z całą odpowiedzialnością powiedzieć, że mamy do czynienia z rozwiązaniem nowatorskim w skali kraju.

Dlaczego zdecydowaliście się na farmę termiczną, a nie popularniejszą fotowoltaikę?

Naszym celem jest maksymalne wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, przy jednoczesnym zachowaniu wysokiej sprawności systemu. Na naszych 4 ha wygospodarowanej powierzchni moglibyśmy postawić klasyczną farmę fotowoltaiczną, jednak farma termiczna okazała się około trzykrotnie bardziej efektywna. Wynika to z faktu, że absorpcja energii słonecznej bezpośrednio do nośnika ciepła – w naszym przypadku glikolu – jest znacznie skuteczniejsza niż produkcja energii elektrycznej w panelach PV.

Sięgnęliśmy więc po to, co obecnie rynek oferuje najlepszego i stworzyliśmy koncepcję instalacji, która nie tylko jest efektywna, ale także idealnie wpisuje się w naszą filozofię transformacji energetycznej. Oczywiście, można byłoby uzyskać jeszcze większy efekt energetyczny na metr kwadratowy, spalając gaz, ale nie taki kierunek nas interesuje. Maksymalne wykorzystanie OZE, konglomerat nowoczesnych technologii – to kluczowe elementy naszej strategii, a dziś przechodzimy już od planowania do realizacji: przetargi zostały rozstrzygnięte, teren przekazany wykonawcom i odpowiednio zabezpieczony. Budowa właśnie rusza.

”

To, co wyróżnia Park Zielonej Energii, to połączenie w jednym miejscu szeregu najnowocześniejszych rozwiązań z zakresu energetyki systemowej

Jakie trudności towarzyszą realizacji tak wyjątkowej inwestycji?

Największym wyzwaniem jest to, że w Polsce takich instalacji po prostu nie ma. Technologie są znane, ale nigdy nie były łączone w takim zestawie jak w Gliwicach. Dlatego niezwykle ważne było korzystanie z doświadczeń zachodnich – odbyliśmy wyjazdy studyjne m.in. do Danii i Niemiec, gdzie podobne rozwiązania funkcjonują już od lat. To pozwoliło nam ocenić realną efektywność takich inwestycji i upewnić się, że ich przeniesienie na grunt lokalny ma sens. Nie opieraliśmy się jednak wyłącznie na obserwacjach. Kluczowe było też potwierdzenie poprawności przyjętych założeń przez niezależne ośrodki. Bilanse cieplne i termiczne naszej instalacji zostały przekazane Poli-

technice Śląskiej, która przeprowadziła odpowiednią weryfikację i potwierdziła ich poprawność. Swoje analizy przeprowadzili również wykonawcy, dysponujący własnymi zespołami inżynierów. Oni też musieli ocenić czy to, co zakłada inwestor, spina się zarówno technologicznie, jak i ekonomicznie. Ryzyko jest oczywiście po obu stronach, ale zostało zminimalizowane na tyle, że możemy dziś spokojnie myśleć o realizacji kontraktu.

Transformacja w kierunku niskoemisyjnym to nie tylko technologie, ale też ludzie i struktura organizacyjna. Domyślam się, że na tym polu zaszyły – i wciąż zachodzą – duże zmiany w przedsiębiorstwie.

Bardzo trudno byłoby rozpocząć ten proces bez odpowiedniego przygotowania zespołu i bez zaangażowania pracowników. Muszę jednak szczerze przyznać, że zbyt późno zaczęliśmy przygotowania kadrowe. Z perspektywy czasu widać, że ten etap mógł zostać zaplanowany z większym wyprzedzeniem. Mimo to – a może właśnie dzięki tej intensywności – cały proces okazał się bardzo efektywny.

Na początku rzeczywiście brakowało nam w zespole osób z doświadczeniem w nowych technologiach energetycznych, czy takich, które mogłyby od razu zaangażować się w dodatkowe projekty, analizy lub koncepcje. Potrzebny był czas, by zbudować nowe kompetencje, przeszkolić ludzi, zmienić sposób myślenia. Ale dziś z pełnym przekonaniem mogę powiedzieć, że mamy zespół, który nie tylko rozumie tę transformację, ale też realnie ją współtworzy.

W jaki sposób wówczas zareagowaliście?

Przełomowym momentem był rok 2024, kiedy rozpoczęliśmy prace nad specyfikacjami przetargowymi. Wtedy okazało się, kto dobrze się odnajduje w „przestrzeni technicznej” i jednocześnie akceptuje kierunek transformacji. Dzięki temu mogliśmy przeorganizować działy inwestycyjne – obecnie stanowią one kluczowy element naszej spółki. Wcześniej zajmowały się głównie przyłączaniem nowych odbiorców, co było procesem powtarzalnym. Teraz musiały wejść w zupełnie nową rzeczywistość.

Ta „nowa rzeczywistość” ... Jak dziś wygląda?

Przede wszystkim przeorganizowaliśmy strukturę organizacyjną – powołaliśmy stanowisko dyrektora inwestycyjnego, rozdzielając odpowiedzialność za inwestycje i eksploatację. To była istotna zmiana, ponieważ wcześniej jedna osoba odpowiadała za oba piony. Przy rutynowych działaniach rozwiązanie to się sprawdzało, jednak w obliczu dużych, innowacyjnych inwestycji – już nie.

Stworzyliśmy też nowe piony: inspektorów nadzoru oraz technologów, którzy analizują rynek pod kątem możliwości rozwojowych i oceniają, które rozwiązania warto wdrażać, a które nie. Dzięki temu możemy podejmować bardziej świadome decyzje inwestycyjne.

Równolegle rozwinęliśmy struktury finansowe. W zarządzie pojawił się wiceprezes ds. finansowych, a w organizacji utworzyliśmy pion kontrolingu inwestycyjnego oraz kontrolingu finansowego. To ważny krok, który pozwala nam lepiej zarządzać kapitałem, wdrożyć system planowania i monitorowania realizacji inwestycji oraz skutecznie kierować finansami zarówno na poziomie strategicznym, jak i operacyjnym.

Oczywiście, nie wszystkie potrzebne kompetencje mogliśmy znaleźć wśród własnej załogi, dlatego korzystamy również z rynku zewnętrznego. Jednocześnie dbamy o rozwój obecnych pracowników – inwestujemy w szkolenia, podnosimy kwalifikacje i dajemy im większą samodzielność. To kluczowe, ponieważ współpracują z wykonawcami posiadającymi ogromne doświadczenie w realizacji podobnych instalacji. Nasi ludzie muszą czuć się pewnie, aby skutecznie nadzorować ich pracę.

Możecie być stawiani za przykład dla innych PEC-ów?

Jeśli chodzi o strukturę organizacyjną – jeszcze nie. Takie marki jak Fortum czy Veolia wchodziły na polski rynek już z gotowymi modelami organizacyjnymi, przeniesionymi z Zachodu. My dopiero je budujemy. Nasze przedsiębiorstwo wciąż wymaga wielu miesięcy pracy, aby każdy pracownik znalazł swoje miejsce w nowej strukturze. Jeśli jednak nie uporządkujemy tego od samego początku, realizacja procesów inwestycyjnych będzie się stawiała coraz trudniejsza, ponieważ zadań przybywa.

Jak w ogóle ocenia pan kondycję całego polskiego ciepłownictwa?

Trudno jednoznacznie ją określić. Z jednej strony widać potrzebę i potencjał transformacji, z drugiej – rzeczywistość rynkowa i regulacyjna nie zawsze za tym wszystkim nadąża. W obecnych warunkach wiele podmiotów, przy wysokich cenach tradycyjnych paliw i ograniczonym dostępie do dotacji czy preferencyjnego finansowania, nie ma silnej motywacji do inwestycji w OZE. W praktyce oznaczałoby to bowiem wzrost kosztów dla odbiorców, dlatego wiele projektów jest odkładanych w czasie.

My natomiast znajdujemy się ciągle w punkcie, w którym – mówiąc wprost – nie powinniśmy już być od dłuższego czasu. Dla nas transformacja to nie wybór, lecz konieczność, dlatego działamy mimo wszystkich wyzwań.

W którym punkcie powinniśmy teraz być jako kraj?

Powinniśmy znajdować się znacznie dalej. Problem w dużej mierze wynika z braku przewidywalności taryf i mechanizmów finansowania. Gdyby plan transformacji powstał wcześniej, koszty byłyby niższe. Teraz Unia Europejska mocno naciska – i to dobrze. Mamy niestety tendencję do odkładania wszystkiego na



fot. PEC Gliwice

SILA

W LUDZIACH

Dziś dysponujemy zespołem, który nie tylko rozumie tę transformację, ale też realnie ją współtworzy – podkreśla prezes PEC Gliwice

później. To trochę jak ze składaniem PIT-ów – często zostawiamy to na ostatnią chwilę.

Wasze działania rozpoczęły się jednak dużo szybciej.

Tak. Nie czekając na systemowe zmiany, zaczęliśmy przygotowywać dokumentację inwestycyjną z własnych środków. Zebranie wszystkich pozwoleń, decyzji i opracowań zajęło nam pięć lat, ale dzięki temu – kiedy w 2023 roku pojawiły się możliwości dofinansowania z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej – mieliśmy już gotowe projekty. Złożyliśmy wnioski i uzyskaliśmy wsparcie. To nie był przypadek ani kwestia „że coś nam się udało”. To była świadoma, dalekowzroczna strategia.

Moim zdaniem właśnie tego brakuje w polskim ciepłownictwie: dalekowzroczności i determinacji. Trzeba jasno określić, gdzie chcemy być za pięć czy dziesięć lat i obserwować globalne trendy. Presja klimatyczna rosła od dawna, ale różnica polega na tym, czy zarządzający mają odwagę i determinację, by działać zawczasu.

Ogromne znaczenie ma też współpraca z właścicielem spółki. W naszym przypadku jest nim miasto, które myśli o swoich mieszkańcach, klimacie i rozwoju Gliwic. Ta synergia jest kluczowa, bo transformacja nie jest dziełem jednego prezesa, lecz wspólną wizją i wyznaczaniem celów przez właściciela i zarząd.

Jak dziś wygląda kwestia wsparcia finansowego dla inwestycji ciepłowniczych? Czy każdy, kto ma gotowe projekty, może liczyć na środki?

To wciąż jedna z bolączek sektora. Programy dofinansowań, jak np. Feniks, mają określone terminy i wymagania – na przykład posiadanie karty informacyjnej przedsięwzięcia czy decyzji środowiskowej. To dokumenty, których nie da się przygotować z dnia na dzień. Dlatego środki te są realną szansą tylko dla tych, którzy wcześniej odrobili lekcję i przygotowali projekty.

Oczywiście istnieją też instrumenty pożyczkowe z banków czy programy dedykowane mniejszym systemom, takie jak „ciepłownictwo powiatowe” czy „kogeneracja powiatowa”, ale i tam konieczne jest zaawansowanie projektowe oraz wkład własny. To duży problem, ponieważ inwestycje energetyczne są kapitałochłonne i zwracają się nie po 2-3 latach, lecz dopiero po 10-12.

Jeżeli miasto, jako właściciel spółki, dysponuje ograniczonym budżetem i ma priorytety, takie jak żłobki, szkoły czy szpitale, bardzo trudno przekonać prezydenta do wydania 3-4 mln zł na inwestycję ciepłowniczą. Dlatego kluczowe jest planowanie z dużą perspektywą.

Skoro tak, to jak wygląda wizja PEC Gliwice w perspektywie 10-15 lat?

Chcemy tworzyć lokalne klastry energii – być administratorem nie tylko ciepła, ale też chłodu w mieście. Chcemy korzystać z ciepła odpadowego przemysłu. W praktyce oznacza to, że jeśli inwestor zdecyduje się postawić w Gliwicach fabrykę i będzie miał nadmiar ciepła z procesów produkcyjnych – my je odbierzemy, zapłacimy mu, a on poprawi swój ślad węglowy. Nasz spółka natomiast pozyskane ciepło wpompuje w sieć. To może stać się ważnym argumentem przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych.

Jak na te plany reagują mieszkańcy?

Bardzo pozytywnie. To zasługa przede wszystkim dialogu i edukacji. Dwa razy do roku organizujemy spotkania z odbiorcami ciepła, prezentując nasze plany i wspólnie poszukując rozwiązań, które mogą obniżyć rachunki – nie tylko w złotych, ale też poprzez zmniejszenie zużycia energii. Dzięki temu mieszkańcy czują, że nie jesteśmy jedynie sprzedawcą ciepła, lecz partnerem, który myśli o przyszłości.

Wzorujemy się częściowo na modelu społeczeństwa obywatelskiego w Danii, gdzie mieszkańcy współodpowiedzialni są za system ciepłowniczy, ponieważ stają się jego właścicielami. W Polsce taka forma własności nie jest możliwa, ale my postawiliśmy na transparentność i dialog. To buduje zaufanie i poczucie współodpowiedzialności, które dzisiaj są bezcenne.

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

BIOMASA AGRO,

czyli dekarbonizacja w Grudziądzu

Przemysław Płonka

redaktor naczelny BMP

W elektrociepłowni OPEC GRUDZIĄDZ dobiegają końca prace przy budowie pierwszego w Polsce kotła parowego o mocy 12,5 MW, który będzie wykorzystywał biomasę w postaci luźnej słomy. Tym samym Grudziądz umacnia swoją pozycję pioniera w wykorzystaniu tego paliwa, do którego wciąż ze sporą rezerwą podchodzi polskie ciepłownictwo.

– Czemu właśnie słoma?

To chyba pierwsze słowa, jakie cisną się na usta każdemu, kto odwiedza grudziądzki OPEC. Przez okno widać nowoczesny park maszyn rolniczych z urządzeniami do prasowania słomy oraz dobiegającą końca inwestycję – olbrzymi magazyn na biomasę oraz instalację do spalania słomy luźnej.

– A dlaczego nie słoma? – prezes Marek Dec nie wydaje się być zaskoczony pytaniem. Przyznaje, że słyszał je dziesiątki razy, również od przedstawicieli branży ciepłowniczej. – Zdajemy sobie wszyscy doskonale sprawę, że przed nami największe w historii wyzwanie, jakim bezsprzecznie jest dekarbonizacja. Po

wielu latach powolnego „przymierzania się” do tematu wiemy też, że nikt tego za nas nie zrobi – mówi prezes OPEC GRUDZIĄDZ. – Nie ma więc co dłużej czekać na uniwersalne, skalowalne, kompleksowe rozwiązanie, które zostanie nam podane na tacy. I im szybciej ktoś ten stan rzeczy zaakceptuje, tym szybciej zacznie podejmować własne działania w kierunku minimalizacji zużycia węgla w swojej działalności.

Grudziądzka spółka owe „własne działania” rozpoczęła prawie 20 lat temu, powołując OPEC-BIO – firmę zajmującą się wytwarzaniem pelletu ze słomy jako paliwa do produkcji ciepła i energii elektrycznej. Jednym z założeń



Fot. OPEC GRUDZIĄDZ

ŻNIWA

Zbiór słomy realizowany przez Grupę OPEC. Szacuje się, że potencjał biomasy rolnej w powiecie grudziądzkim zdecydowanie przewyższa zapotrzebowanie spółki, które w perspektywie 2030 roku może wzrosnąć do nawet 70 tys. ton

obecnej strategii Grupy OPEC jest ograniczenie węgla w miksie paliwowym. Już w przyszłym roku udział OZE przekroczy 40%. OZE, czyli w tym przypadku – słomy. – Cemu właśnie słomy?

– Wybraliśmy ją nie tylko z uwagi na aspekt finansowy, ale i ze względu na wpływ na środowisko naturalne i redukcję emisji CO₂ – tłumaczy Sławomir Dąbrowski, dyrektor ds. zarządzania marżą zmienną. – Kupujemy surowiec od lokalnych rolników, ograniczamy ryzyka związane z importem paliw, tworzymy w naszym regionie nowe miejsca pracy przy jego pozyskiwaniu i logistyce – podkreśla. – Poza tym, osobiście uważam, że nie stać nas na rozwiązania przejściowe, typu gaz – dopowiada Marek Dec. – Oczywiście, możemy wmawiać sobie, że stanowi doskonałą alternatywę dla węgla, ale ostatecznie to wciąż paliwo kopalne, które w dodatku musimy w większości importować – podkreśla.

Czemu nie zrębka?

Mimo argumentacji, wciąż dopytuję o słomę. – Dla czego nie zdecydowaliście się np. na zrębkę?

– Zrębka to faktycznie dość popularne rozwiązanie. Czy wyobraża pan sobie jednak sytuację, że w całym kraju zastępujemy np. 25% węgla wykorzystwanego w energetyce i ciepłownictwie biomasa leśną? – retorycznie pyta prezes OPEC. – Obawiam się, że leśnicy nie nadążyliby z odbudową drzewostanu. A trzeba pamiętać, iż zrębka to nie tylko paliwo, ale również surowiec dla różnych branż, takich jak chociażby producenci płyt wiórowych. My zaś nie mamy żadnych doświadczeń na rynku jej pozyskiwania

– argumentuje, dodając, że w niedalekim sąsiedztwie ciepłowni zlokalizowana jest jedna z największych w Polsce papierni, zużywająca rocznie olbrzymie ilości tego surowca.

”

Jednym z założeń strategii Grupy OPEC jest ograniczenie węgla w miksie paliwowym. W przyszłym roku udział OZE przekroczy tu 40%

Słoma słomie nierówna

Słoma – co w Grudziądzu słyszę wielokrotnie – wciąż u polskich ciepłowników budzi obawy i niedowierzanie, że może stać się pełnoprawnym paliwem. A przecież to z jej wykorzystaniem ogrzewa się np. Kopenhagę. Faktem jest jednak – co przyznają w Grudziądzu – że to paliwo nie tak łatwe w użyciu jak gaz czy olej. OPEC ma już jednak wieloletnie doświadczenie ze słomą, gdyż od 2008 roku – w części przystosowanych uprzednio kotłów rusztowych – spala pellet, wytwarzany przez wspomniany już OPEC-BIO.

– Najogólniej rzecz ujmując, zabezpieczamy Grupę OPEC w zakresie zapotrzebowania na paliwa opałowe.

MAGAZYN
SŁOMY

Odpowiednie magazynowanie surowca, wilgotność, długość i stopień sprasowania kostki mają istotne znaczenie z perspektywy technologii spalania biomasy



Fot. OPEC GRUDZIĄDZ

Najistotniejszym zadaniem spółki jest dostarczenie biomasy agro: zaczynając od kontraktacji, poprzez zbiory i logistykę surowca, na magazynowaniu i dostawie kostek słomy kończąc – tłumaczy Jarosław Ronowicz, prezes zarządu OPEC-BIO.

”

Już wkrótce OPEC zacznie wykorzystywać słomę niesprasowaną, surową, spalając ją we właśnie kończącej instalacji

Słoma kupowana jest dziś m.in. w kostkach, choć to zjawisko stosunkowo nowe. – Dwadzieścia lat temu żaden z rolników w naszej okolicy nie rozważał nawet prasowania słomy i sprzedawania jej na potrzeby produkcji pelletu. Musieliśmy sami zmierzyć się ze zbiorem – opisuje Jarosław Ronowicz. By stało się to możliwe niezbędne było zbudowanie parku maszyn, pozyskanie pracowników z odpowiednimi kwalifikacjami, zagospodarowanie magazynów surowca oraz wypracowanie własnego „know how” w zakresie

zbioru i logistyki. – Z biegiem lat procesy te ulegały udoskonaleniu, do tego stopnia, że aktualnie możemy powiedzieć o sobie, że jesteśmy specjalistami w tej dziedzinie – dodaje.

A słoma słomie nierówna i niuanse, takie jak jej długość czy stopień sprasowania kostki, mogą być powodem całkiem istotnych anomalii w procesie podawania paliwa. I to z tym wyzwaniem OPEC miał w trakcie budowy nowego kotła największe problemy. Choć układ podawania paliwa został zaprojektowany przez doświadczonych duńskich specjalistów od spalania słomy, praktyka pokazała, że specyfikacja tej polskiej stanowiła dodatkowe wyzwanie i konieczna okazała się optymalizacja układu podawania paliwa.

Okolice Grudziądza nie są jednoznacznie kojarzone z rolnictwem. Ale słomy tu nie brak. OPEC szacuje, że potencjał biomasy rolnej w powiecie zdecydowanie przewyższa zapotrzebowanie spółki. A to tylko najbliższa okolica. Trzeba jednak przyznać, że mowa o bardzo specyficznym rynku, na którym elektrociepłownia musi konkurować z podmiotami zewnętrznymi, takimi jak np. producenci podłoża do uprawy pieczarek. – W związku z tym, podobnie jak coroczne żniwa, mamy też coroczny okres kontraktacji, w czasie którego nasi handlowcy pokonują tysiące kilometrów i odbywają setki rozmów. Zdecydowanie radzimy sobie jednak z tym wyzwaniem – podkreśla prezes Jarosław Ronowicz.

Kocioł na finiszu

Tuż obok przejeżdża transport słomy w kostkach, wjeżdżając do sporej wielkości hali.

Już wkrótce OPEC zacznie wykorzystywać słomę niesprasowaną, surową, spalając ją we właśnie kończącej instalacji. – Zakładamy, że zdążymy oddać kocioł do eksploatacji w końcu roku – mówi prezes Marek Dec. – Tym samym grudziądzka elektrociepłownia będzie pierwszą w polskim ciepłownictwie, korzystającą z takiego paliwa.

Samą słomą nie zastąpi się węglem w 100%, nawet w Grudziądzu, choć jej udział w miksie energetycznym będzie tu całkiem spory. Zwiększy go z pewnością też drugi kocioł, bliźniaczy do właśnie kończonego, o którego budowie już w OPEC myślą. – W naszej nowej strategii na lata 2025-2030 znalazła się taka inwestycja. Szkoda byłoby poprzestać na jednym kotle, kiedy włożyliśmy w jego budowę wiele sił i pracy – podkreśla Marek Dec. – Tym bardziej, że widzimy możliwość wykorzystania części infrastruktury, która powstała na potrzeby tej jednostki, takiej jak chociażby magazyn słomy. Z analizy przeprowadzonej przez naszą spółkę wynika, że potencjał okolicznych gmin w tym zakresie jest więcej niż wystarczający – zaznacza.

HALA MAGAZYNOWA

W Grudziądzu kończy się budowa pierwszego w Polsce kotła na słomę luźną. W Grupie OPEC myślą już o budowie kolejnej, bliźniaczej jednostki, która pozwoliłaby na wykorzystanie powstałej infrastruktury magazynowania i podawania kostek



Fot. OPEC GRUDZIĄDZ

Jak finansować dekarbonizację?

Słoma to nie jedyny „pomysł na przyszłość” grudziądzkiej spółki. – Od kilku lat staramy się rozpocząć budowę instalacji termicznego przekształcania odpadów, która zasilana byłaby RDF-em wytworzonym z lokalnych odpadów komunalnych. Niestety, w tym zakresie napotykamy na szereg trudności. Problemem staje się kwestia finansowania dekarbonizacji oraz spójnych decyzji po stronie legislacyjnej – wskazuje prezes OPEC.

Dodaje, że zdecydowana większość PEC-ów boryka się aktualnie z tym problemem, dlatego tak istotne jest według niego budowanie świadomości zarówno na poziomie ministerialnym, regulatora, jak i społecznym. – Fakt, że energia w Polsce, zwłaszcza elektryczna, kosztuje dzisiaj tak dużo, to nie efekt wielomilionowych inwestycji i wydawania pieniędzy przez przedsiębiorstwa, a raczej wieloletnich zaniedbań w tym zakresie. Jeśli branża ma mieć jakąkolwiek finansową zdolność do przeprowadzenia dekarbonizacji, potrzebuje pewnej elastyczności wszystkich zainteresowanych stron. Tak samo konieczna jest promocja biomasy agro na różnych poziomach, bo to jest właśnie paliwo, które może pozwolić na ograniczenie dalszego wzrostu cen ciepła – stwierdza Marek Dec. Według niego istnieje duże prawdopodobieństwo, że zapotrzebowanie na słomę samej Grupy OPEC w perspektywie 2030 roku wzrośnie do 70 000 ton. A to tylko jeden z potencjalnych kierunków rozwoju.

Nie taka biomasa straszna...

W Grudziądzu wierzą, że branża ciepłownicza jednak odważy się postawić na biomasę rolną. – Bardzo chętnie podzielimy się swoimi doświadczeniami, podpowiemy, jak zaopiekować najważniejsze kwestie oraz czego się wystrzegać – deklaruje prezes Dec. – Im więcej nas będzie, tym silniejsza stanie się nasza pozycja jako branży i większe zdolności do kooperacji wewnątrz niej. Nie taka biomasa straszna, jak ją malują. A jak ktoś chce przekonać się o tym na własne oczy – zapraszam do Grudziądza – mówi.

Tuż przy wejściu do biurowca spółki, na ścianie wywieszono prace dzieci przesłane na konkurs plastyczny z okazji tegorocznego jubileuszu spółki: „Miejski system ciepłowniczy – 60 lat OPEC GRUDZIĄDZ”. – Cieszymy się, że na większości widać słomę, w różny sposób podkreślona jest też ekologiczna droga, którą zmierzamy – mówi Sławomir Dąbrowski. – Dzieci są świadome naszych działań, gdyż uczestniczyły np. w projekcie edukacyjnym „Lekcja Ciepła”, często odwiedzając nasz zakład – dodaje Marek Dec. – Mam nadzieję, że na pracach, które zostaną przygotowane na kolejne konkursy, będziemy widzieć czyste, zielone miasto, z nowoczesnym ciepłownictwem, stawiającym mocno na odnawialne źródła – podsumowuje. ■



fot. 123rf

OD ZIELONEGO, PO NISKOEMISYJNY,

czyli wodór w erze Zielonego Ładu
i Clean Industrial Deal

Agnieszka Górka

prawnik regulacyjny, Kancelaria Polowiec i Wspólnicy

Niebawem minie pół roku, od kiedy Unia Europejska rozpoczęła działania mające pozwolić na osiągnięcie celów zawartych w planie dot. Czystego Ładu Przemysłowego (opublikowany 26 lutego br. komunikat Komisji pn. The Clean Industrial Deal: A joint roadmap for competitiveness and decarbonisation – Porozumienie na rzecz czystego przemysłu: wspólna mapa drogowa na rzecz konkurencyjności i dekarbonizacji; „CID”), zakładającego odbudowę konkurencyjności unijnego przemysłu na zasadach sprzyjających jego dalszej dekarbonizacji¹.

Wywołana głównie czynnikami geopolitycznymi sytuacja gospodarcza wymusiła rewizję założeń polityki unijnej, co zostało odzwierciedlone w CID. Celem zaproponowanego tam „nowego podejścia” miałyby być zagwarantowanie, że europejski przemysł (w tym w szczególności – prze-

mysł energochłonny oraz europejski sektor cleantech) będzie zdolny prosperować w warunkach gospodarki niskoemisyjnej.

Według założeń polityki Zielonego Ładu, jednym z katalizatorów procesu dekarbonizacji przemysłu miałyby być wzrost wykorzystania paliw odnawial-

nych, w tym w szczególności niebiologicznego pochodzenia, a zatem wodoru odnawialnego i jego pochodnych. Wprowadzony unijnymi regulacjami z 2023 i 2024 r. reżim prawny przewiduje bardzo rygorystyczne warunki produkcji, jakie muszą zostać spełnione, aby dana partia wodoru mogła zostać uznana za „wodór odnawialny”, a paliwa pochodne za RFNBO.

Trwający proces rewizji kierunków unijnego prawodawstwa i polityki nie pomija również polityki wodorowej, a Komisja Europejska podejmuje działania ukierunkowane na określenie pozycji wodoru w nowych realiach Czystego Ładu Przemysłowego. Obserwacja tych aktywności prowadzi do wniosku, że poza założeniem odnośnie promowania rozwoju rynku RFNBO, w tym potencjalnie poprzez zliberalizowanie wyśrubowanych wymagań, na unijnej agendzie znalazły się również paliwa niskoemisyjne, w tym wodór niskoemisyjny, którego wartość energetyczna pochodzi z nieodnawialnych źródeł.

Wodór ze źródeł nieodnawialnych

Komisja, jako kluczowe działanie w ramach CID dotyczące aspektów wodorowych, przedsięwzięła przyjęcie aktu delegowanego w sprawie wodoru niskoemisyjnego, aby doprecyzować wymogi jego produkcji – w szczególności metodologię oceny ograniczenia emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu jego życia, w tym emisji pośrednich. Warto przypomnieć, że wodór niskoemisyjny to taki, którego wartość energetyczna pochodzi ze źródeł nieodnawialnych i który (np. dzięki zastosowaniu innowacyjnych rozwiązań technologicznych w procesie produkcji, jak wychwytywanie dwutlenku węgla w ramach technologii CCS lub CCU) spełnia określone prawnie wymogi w zakresie redukcji emisji na pewnym, określonym regulacyjnie poziomie. Przyjęcie wspomnianego rozporządzenia stanowić będzie dopełnienie ram regulacyjnych dotyczących produkcji wodoru w UE. Jednocześnie nowe przepisy będą podstawą do rozpoczęcia prac nad dobrowolnymi systemami certyfikacji, których rolą jest potwierdzenie spełnienia wymogów przez daną partię paliwa, co w rezultacie ma pozwolić na wykreowanie regulacyjnie warunkowanych podstaw popytu i podaży dla tak ujętego wyrobu. Przepisy będą obowiązywały zarówno producentów unijnych, jak i spoza UE, którzy chcą wprowadzać paliwa na rynek Wspólnoty.

Potrzeba zmiany

Dodatkowo wydaje się, że Komisja wzięła pod uwagę głosy na temat potencjalnie nazbyt rygorystycznych wymogów dla produkcji wodoru RFNBO, zapowiadając przegląd aktów delegowanych. Badania będą miały na celu ocenę skuteczności ram i określenie ewentualnych barier dla zwiększenia skali jego wykorzystania. Warto wspomnieć, że Europejski Komitet Ekonomiczno-Społeczny, w swojej opinii

dotyczącej CID, zalecił zmniejszenie ograniczeń regulacyjnych dotyczących produkcji wodoru i wdrożenie środków obniżających ceny energii elektrycznej, aby umożliwić jego konkurencyjną produkcję². Zidentyfikowano, że krajowa produkcja wodoru wiąże się z takimi wyzwaniami, jak wysokie koszty energii elektrycznej, surowe przepisy dotyczące pozyskiwania energii odnawialnej, ograniczone wsparcie po stronie popytu i opóźnienia w rozbudowie infrastruktury.

W czerwcu 2025 r. Parlament Europejski oficjalnie zaapelował do Komisji o rewizję aktu delegowanego w sprawie RFNBO³. Potrzeba zmiany dotyczy w szczególności zbyt wyśrubowanych wymagań w zakresie tzw. dodatkowości oraz korelacji czasowej. Warunek dodatkowości oznacza, że umowa PPA zawarta przez producenta wodoru jako odbiorcę musi obejmować instalacje nie starsze niż 36 miesięcy (przed dniem uruchomienia elektrolizera), a ponadto wyklucza również wolumeny energii odnawialnej wytworzonej dzięki zastosowaniu pomocy państwa. Warunek korelacji czasowej nakłada zaś od 2030 r. wymóg, aby do wytwarzanego wodoru RFNBO przypisywać wolumen energii elektrycznej z OZE w ilości odpowiadającej zużyciu elektrolizera w każdej godzinie, w której produkowane jest paliwo. Przed Komisją stoi wyzwanie dotyczące wprowadzenia zmian niwelujących wskazane przeszkody, aby pobudzić produkcję wodoru RFNBO i obniżyć koszty, a w rezultacie także upowszechnić jego wykorzystanie.

”

Krajowa produkcja wodoru wiąże się z takimi wyzwaniami, jak wysokie koszty energii elektrycznej, surowe przepisy dotyczące pozyskiwania energii odnawialnej, ograniczone wsparcie po stronie popytu i opóźnienia w rozbudowie infrastruktury

Platforma energii i surowców

Dodatkowo w CID zapowiedziano, że w III kwartale 2025 r. Komisja ogłosi trzecie zaproszenie do składania wniosków w ramach Europejskiego Banku Wodoru z budżetem w wysokości do 1 mld EUR, co jest kontynuacją dotychczasowych aukcji. Pod koniec lipca 2025 r. opublikowano projekt warunków i zasad organizacji trzeciej aukcji wodorowej⁴. Jak wynika z dokumentu: w ramach budżetu przewidziano 400 mln EUR na wsparcie produkcji wodoru RFNBO i/lub elektrolitycznego wodoru niskoemisyjnego, kolejne 400 mln EUR dedykowane zostało rozwojowi produkcji tylko wodoru RFNBO oraz 200 mln EUR

na produkcję wodoru RFNBO i/lub elektrolitycznego wodoru niskoemisyjnego przeznaczonego dla sektora morskiego. W porównaniu do poprzednich aukcji rozszerzono zakres wsparcia na elektrolityczny wodór niskoemisyjny.

Na uwagę zasługuje również rozporządzenie wodorowo-gazowe upoważniające Komisję do ustanowienia i funkcjonowania mechanizmu w ramach Europejskiego Banku Wodoru, w celu wspierania rozwoju rynku wodoru przez ograniczony okres do końca 2029 r. W efekcie, z dniem 2 lipca 2025 r. uruchomiono platformę energii i surowców (ang. *EU Energy and Raw Materials Platform*), która ma być przestrzenią do łączenia potencjalnych europejskich nabywców z dostawcami z Europy lub państw trzecich. W ramach platformy będą funkcjonować trzy oddzielne mechanizmy dla wodoru, surowców i gazu.

Mechanizm wodorowy dedykowany jest wodorowi RFNBO i niskoemisyjnemu oraz pochodnym wodoru (amoniak, metanol). W ramach każdej rundy odbędzie się składanie ofert na dostawy przez odbiorców, którzy będą chcieli pokryć swoje zapotrzebowania. Jednocześnie europejscy i globalni dostawcy będą składać swoje oferty dostaw, a europejscy odbiorcy zostaną poproszeni o składanie zapytań o popyt. W ramach rundy operatorzy infrastruktury wodorowej będą mogli zbadać poziom zainteresowania usługami przesyłania lub dystrybucji wodoru.

Pierwsza runda łączenia dostawców i odbiorców wodorów zostanie przeprowadzona już we wrześniu 2025 r. i będą mogły w niej wziąć udział podmioty zarejestrowane na platformie. Mechanizm ten umożliwia uczestnikom rynku znalezienie potencjalnych partnerów handlowych.

Podjęmowane przez Komisję działania dotyczące wodoru, w ramach realizacji polityki CID, mają charakter dwutorowy. Po pierwsze prowadzone są prace mające złagodzić rygorystyczne warunki produkcji wodoru RFNBO, aby pobudzić jego produkcję w UE. Tym samym równolegle toczą się działania, które mają rozpocząć produkcję wodoru i paliw wodoropochodnych ze źródeł nieodnawialnych i niekoniecznie w procesie elektrolitycznym, o ile metody te pozwolą na ograniczenie emisji na wymaganym przez regulacje poziomie. Działania Komisji zwiększające wachlarz pożądanych rodzajów wodoru pokazują, że niekoniecznie kluczem do dekarbonizacji jest tylko wodór RFNBO.

Przypisy

- ¹ Komunikat Komisji z dnia 26 lutego 2025 r. do Parlamentu Europejskiego, Rady, Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego i Komitetu Regionów, Pakt dla czystego przemysłu: wspólny plan działania na rzecz konkurencyjności i dekarbonizacji.
- ² Opinia Europejskiego Komitetu Ekonomiczno-Społecznego z dnia 30 kwietnia 2025 r. – Przyszłość przemysłu Unii Europejskiej w obliczu wysokich cen energii i kosztów transformacji (opinia rozpoznawcza) Dz.U. C, C/2025/2015.
- ³ Rozporządzenie delegowane Komisji (UE) 2023/1184 z dnia 10 lutego 2023 roku uzupełniające dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 przez ustanowienie unijnej metodyki określającej szczegółowe zasady produkcji odnawialnych ciekłych i gazowych paliw transportowych pochodzenia niebiologicznego.
- ⁴ Innovation Fund IF25 Hydrogen Auction Draft Terms and Conditions. ■

Reklama

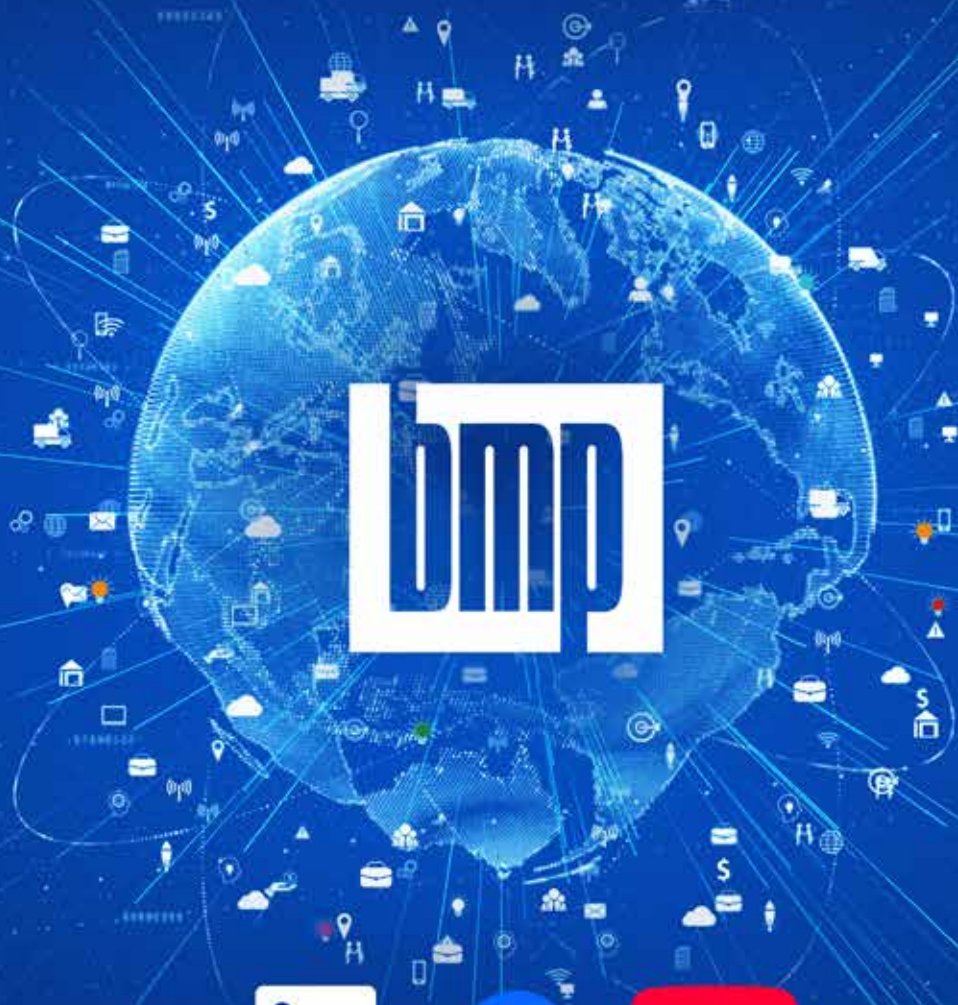
POLUB NASZE PROFILE

Kierunek
Energetyka






POZOSTAŃMY W KONTAKCIE



budujemy możliwości
porozumienia

BUDOWA LINII I STACJI ELEKTROENERGETYCZNYCH

Roszczenia przysługujące wykonawcom

Anna Wójcik

adwokat, Senior Associate w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych,
Zespole Infrastruktury, kancelaria JDP

Aleksandra Kopacz

Associate w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych,
Zespole Infrastruktury, kancelaria JDP

Budowa infrastruktury elektroenergetycznej, w tym linii przesyłowych i stacji transformatorowych, przypomina czasami próbę pogodzenia dwóch sprzeczności. Z jednej strony ryzyk związanych z długimi terminami realizacji powyższych inwestycji, a z drugiej korzyści wynikających z takich sytuacji, polegających na możliwości domagania się od inwestora zapłaty.

Jednocześnie specyfika branży elektroenergetycznej sprawia, że wykonawcy formułując oferty muszą uwzględniać nie tylko aspekty konstrukcyjne, ale również wymogi bezpieczeństwa energetycznego, standardy techniczne operatorów sieci oraz procedury uzyskiwania niezbędnych pozwoleń i uzgodnień.

Poniżej przedstawimy typowe roszczenia związane z budową linii i stacji elektroenergetycznych oraz informacje o podstawach prawnych ich dochodzenia.

Przyczyny wydłużenia terminów w projektach elektroenergetycznych

Budowa infrastruktury elektroenergetycznej jako infrastruktury liniowej narażona jest na opóźnienia wynikające z różnorodnych czynników zewnętrznych. Do najczęstszych przyczyn wydłużenia terminów realizacji należą:

- procedury administracyjne dotyczące uzyskania prawa do dysponowania nieruchomościami – zdobycie wszystkich niezbędnych pozwoleń, uzgodnień i decyzji administracyjnych często trwa znacznie dłużej niż wykonawca mógł zakładać.

Realizacja projektów liniowych wymaga uzyskania dostępu do znacznych terenów, obejmujących często grunty należące do różnych właścicieli. Skutkuje to koniecznością przeprowadzenia uzgodnień z właścicielami gruntów, pozyskania służebności przesyłu czy też prawa do dysponowania nieruchomością oraz uzgodnień z zarządcami infrastruktury energetycznej, mającymi na celu wyłączenie linii energetycznej dla przeprowadzenia prac. Wszystko to może znacząco wydłużyć harmonogram realizacji;

- warunki geologiczne i środowiskowe – odkrycie nieoczekiwanych warunków gruntowych, obecności gatunków chronionych lub obiektów archeologicznych może wymagać modyfikacji projektu i zastosowania alternatywnych rozwiązań technicznych;
- zmiany w przepisach i standardach technicznych – branża elektroenergetyczna podlega dynamicznym zmianom regulacyjnym, a nowe wymagania techniczne oraz prawne mogą wiązać się z koniecznością dostosowania projektu w trakcie realizacji.

Skutki wydłużenia terminu realizacji umowy

Co do zasady, w umowach z inwestorami występują przesłanki umożliwiające wydłużenie terminu, gdy pojawiają się ww. okoliczności, a sami inwestorzy nie protestują przed zawieraniem stosownych aneksów. W praktyce stanowczo odmawiają jednak wykonawcom zwrotu kosztów wynikających z takiego wydłużenia, jak również domagają się od nich zrzeczenia się stosownych roszczeń.

Jakie koszty wynikają z wydłużenia terminu realizacji umowy? Są to przede wszystkim te bezpośrednie (robocizna, sprzęt), pośrednie – w tym koszty zarządu, koszty zagospodarowania placu budowy czy też ochrony. Im dłużej trwa inwestycja, tym bardziej rosną związane z nią wydatki, co dla inwestora często bywa niedostrzegalne. Jest to jednak oczywiste dla każdego wykonawcy.

Roszczenia wynikające z wydłużenia terminu realizacji

Jakie roszczenia przysługują wykonawcy z tytułu wydłużenia terminu realizacji inwestycji? To przede wszystkim roszczenia o zapłatę dodatkowych kosztów poniesionych w związku z tym przez wykonawcę. Jeżeli jednak inwestor odmawia wydłużenia terminu realizacji umowy, mogą to być również roszczenia obejmujące samo wydłużenie terminu w celu uniknięcia zapłaty kary umownej za opóźnienie w realizacji prac.

Podstawy prawne roszczeń wykonawców

Zgodnie z naszym doświadczeniem, roszczenia wykonawców w projektach elektroenergetycznych opierają się przede wszystkim na postanowieniach umowy zawartej z inwestorem (zarówno w zakresie wydłużenia terminu, jak również niekiedy podwyż-

szenia wynagrodzenia) oraz przepisach kodeksu cywilnego (roszczenia odszkodowawcze oraz roszczenia dot. bezpodstawnego wzbogacenia jednej ze stron stosunku prawnego). Jeżeli inwestycja realizowana była w trakcie występujących na rynku nadzwyczajnych zmian cen czynników produkcji budowlanej czy też braku dostępności materiałów na rynku, pod uwagę należy wziąć również klauzule *rebus sic stantibus*.

”

Kluczowym elementem skutecznego dochodzenia roszczeń jest prowadzenie przez wykonawcę stosownej dokumentacji

Dokumentowanie roszczeń przez wykonawców

Skuteczne dochodzenie roszczeń o wydłużenie terminu oraz o podwyższenie wynagrodzenia wymaga starannego dokumentowania wszystkich okoliczności wpływających zarówno na harmonogram realizacji, jak i na wynikające z jego wydłużenia koszty. Wykonawca powinien:

- prowadzić szczegółowy dziennik budowy i odnotowywać w nim wszystkie zdarzenia wpływające na postęp prac;
- prowadzić korespondencję z zamawiającym i informować go występujących okolicznościach, w tym o ewentualnych opóźnieniach organów administracji publicznej lub dostawców/podwykonawców;
- gromadzić dowody wykazujące, że wydłużenie realizacji inwestycji wynika z okoliczności niezależnych od wykonawcy;
- analizować wpływ poszczególnych zdarzeń na ścieżkę krytyczną projektu;
- składać terminowe zawiadomienia o wystąpieniu przyczyn opóźnień zgodnie z postanowieniami umowy.

Charakterystyka robót dodatkowych w projektach elektroenergetycznych

Roboty dodatkowe w projektach elektroenergetycznych często wynikają ze specyfiki tego typu inwestycji. Do najczęstszych przyczyn ich wykonywania należą:

- zmiany w wymaganiach technicznych – rozwój technologii, zmiany w standardach bezpieczeństwa lub wymagania operatora sieci mogą wiązać się z dodatkowymi pracami wykraczającymi poza pierwotny zakres umowy;
- nieprzewidziane warunki terenowe – odkrycie istniejącej (niezainwentaryzowanej) infrastruktury

ry podziemnej, problemów geotechnicznych lub konieczność zastosowania specjalnych rozwiązań konstrukcyjnych.

Podstawy prawne roszczeń z tytułu robót dodatkowych

Roszczenia zapłaty za roboty dodatkowe, analogicznie jak roszczenia zapłaty podwyższonego wynagrodzenia, mogą znajdować podstawę zarówno w umowie z inwestorem, jak i w przepisach kodeksu cywilnego (roszczenia odszkodowawcze oraz roszczenia dot. bezpodstawnego wzbogacenia jednej ze stron stosunku prawnego).

W praktyce projektów elektroenergetycznych kluczowe znaczenie ma wykazanie, że:

- roboty dodatkowe były niezbędne do prawidłowego wykonania dzieła;
- wykonawca uzyskał zgodę zamawiającego na ich przeprowadzenie lub działał w sytuacji konieczności;
- zakres robót dodatkowych wykracza poza pierwotne zobowiązania umowne;
- wykonawca może udokumentować poniesione koszty.

Dokumentowanie roszczeń z tytułu robót dodatkowych przez wykonawców

Kluczowym elementem skutecznego dochodzenia roszczeń jest prowadzenie przez wykonawcę stosownej dokumentacji. Powinien on gromadzić:

- dokumentację techniczną potwierdzającą konieczność wykonania robót dodatkowych lub zamiennych;
- kalkulacje kosztów opartą na aktualnych cenach rynkowych;
- korespondencję z zamawiającym, projektantami, podwykonawcami/dostawcami;
- opinie ekspertów potwierdzające zasadność jego roszczeń;
- dokumentację fotograficzną stanu faktycznego.

Podsumowanie i rekomendacje

Jak skutecznie dochodzić roszczeń od inwestora? Przede wszystkim należy się do tego przygotować zarówno pod kątem dowodowym, jak również w oparciu o stosowne podstawy prawne. Stworzyć strategię działania na wypadek różnych scenariuszy oraz mieć świadomość, że dochodzenie roszczeń może potrwać. Należy zatem stosownie wcześniej sygnalizować to inwestorowi.

”

Właściwe zarządzanie roszczeniami nie tylko chroni interesy ekonomiczne wykonawcy, lecz także przyczynia się do sprawniejszej realizacji inwestycji

Właściwe zarządzanie roszczeniami nie tylko chroni interesy ekonomiczne wykonawcy, lecz także przyczynia się do sprawniejszej realizacji inwestycji. Pozwala skuteczniej oceniać ryzyka związane z realizacją inwestycji oraz wyciągać korzyści z okoliczności niezależnych od wykonawcy, które wpływają na inwestycję.

Jeżeli mają państwo wątpliwości, czy:

- okoliczności, jakie wystąpiły podczas realizacji inwestycji, umożliwiają dochodzenie roszczeń?
 - państwa roszczenia są należycie udokumentowane?
- lub potrzebują państwo wsparcia w dochodzeniu roszczeń podczas realizacji umowy i po jej zakończeniu (na drodze polubownej czy sądowej) – zachęcamy do kontaktu. ■

Reklama



ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże, artykuły techniczne, wywiady

kierunek**energetyka**



XIX KONGRES GOSPODARKI WODNO-ŚCIEKOWEJ



budujemy możliwości
porozumienia



KLIMAT dla wody

15-17
października
2025 r.
Jastrzębia
Góra



WIĘCEJ
INFORMACJI

#KGWŚ2025

ORGANIZATOR



HONOROWY GOSPODARZ



PARTNER BRANŻOWY



PATRONAT MEDIALNY



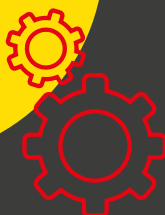
XVIII Konferencja
Naukowo-Techniczna

REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU W ENERGETYCE



budujemy możliwości
porozumienia

26-27
listopada
2025 r.
LICHEŃ



UR

w biegu czasu

WYZWANIA I ROZWIĄZANIA



WIĘCEJ
INFORMACJI

ORGANIZATOR



HONOROWY GOSPODARZ



PATRONAT MEDIALNY

