

TEMAT NUMERU | ZARZĄDZANIE W ENERGETYCE

# LIDERZY NA CZAS TRANSFORMACJI

- | Fundamenty mądrego przywództwa
- | Strategie dla małych i średnich PEC-ów
- | AI a zarządzanie zmianami



# POZOSTAŃMY

*w kontakcie*



budujemy możliwości  
porozumienia



KIERUNEK  
**ENERGETYKA****Z ŻYCIA BRANŻY**

- 12 | **Budna fabryka świata czy przyszłość transformacji energetycznej?**  
Mateusz Chelstowski
- 14 | **Słubice i zależność od nowej ciepłowni gazowej we Frankfurcie nad Odrą**  
Aleksandra Fedorska
- 16 | **Skąd te odmowy?**  
Jan Sakławski
- 18 | **Technologia Power to heat a partycypacja w spełnieniu kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego – state of play**  
Dorota Jeziorowska

**TEMAT NUMERU: ZARZĄDZANIE W ENERGETYCE**

- 20 | **Algorytm kontra menadżer, czyli jak sztuczna inteligencja wpłynie na zarządzanie zmianami**  
Krzysztof Buczkowski
- 26 | **Pokora i skromność. Fundamenty mądrego i skutecznego przywództwa**  
Sylwia Pawłowska, Adam Jeske
- 32 | **Jak przygotować ciepłownictwo na zieloną transformację? O szansach i pułapkach przy realizacji projektów z dofinansowaniem**  
Małgorzata Woźniak
- 36 | **Multienergetyczne case study. Strategie transformacji energetycznej małych i średnich PEC-ów w Polsce**  
Janusz Mazur

**TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA**

- 48 | **Cel taki sam, ale droga różna**  
Wywiad z Herbertem Leopoldem Gabrysiem
- 55 | **Kotły elektrodowe – szansą na zazielenianie ciepłownictwa i wsparcie bilansowania KSE**  
Paweł Hadasik
- 58 | **Perspektywy osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycznej**  
Waldemar Jędral
- 64 | **Narzędzia dla przyspieszenia transformacji energetycznej**  
Mateusz Stańczyk
- 68 | **Energomity. Kilka refleksji o ekologicznych mitach z dziedziny energetyki**  
Wojciech Naworyta
- 75 | **Sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe i analiza big data w energetyce przyszłości**  
Wojciech Sikorski

**INWESTYCJE**

- 78 | **Siedem grzechów głównych planowania i realizacji złożonych projektów inwestycyjnych**  
Karolina Skalska-Józefowicz

**PRAWO**

- 84 | **Cable Pooling. Remedium na problemy z przyłączeniem do sieci?**  
Michał Pater

**UTRZYMANIE RUCHU**

- 87 | **Inteligentna fabryka. Możliwości i wyzwania**  
Krzysztof Radziwon, Maciej Plebański
- 93 | **Chemiczne zabezpieczenie sieci ciepłowniczych i układów grzewczych**  
Tomasz Biliński

**TEMAT NUMERU: W ENERGETYCE**

Fot. 123rf

## MULTIENERGETYCZNE CASE STUDY. STRATEGIE TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ MAŁYCH I ŚREDNICH PEC-ÓW W POLSCE

36

Janusz Mazur

**TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA**

Fot.: BMP

48

## CEL TAKI SAM, ALE DROGA RÓŻNA

Wywiad z Herbertem Leopoldem Gabrysiem

**PRAWO**

Fot. 123rf

84

## CABLE POOLING. REMEDIUM NA PROBLEMY Z PRZYŁĄCZENIEM DO SIECI?

Michał Pater



**Przemysław Płonka**  
redaktor naczelny  
tel. 32 415 97 74 wew. 28  
e-mail: przemyslaw.plonka@e-bmp.pl

## Liderzy na czas transformacji

O trwającej transformacji w energetyce napisano i powiedziano już wiele. Także w bieżącym wydaniu kontynuujemy ten temat, wciąż wzbudzający wiele emocji, a nierzadko kontrowersji. Co chwila z ust kolejnych specjalistów (czy „specjalistów”) słyszymy o sensowności (lub nie) obranej drogi, planowanej strategii, kierunków zmian. Dla niektórych np. energetyka jądrowa jawi się jako remedium na wszelkie energetyczne problemy, dla innych to mrzonka, rzecz w Polsce niemożliwa do sfinalizowania, nawet w dalszej czasowo perspektywie. Jedni są gorącymi zwolennikami produkcji energii z biomasy, dla innych to wyjątkowy absurd ekologiczny.

Z „energomitami” rozprawia się Wojciech Naworyta – podkreśla, że „w telewizyjnych i radiowych panelach dyskusyjnych, gdzie roztrząsa się globalne problemy, zasiadają specjaliści-aktywiści, którzy całą swoją wiedzę o świecie czerpią z doświadczenia bycia ekologicznym aktywistą. Tymczasem wśród głosów opiniotwórczych brakuje inżynierów, fizyków, energetyków, czyli ekspertów, którzy są skłonni widzieć problemy holistycznie, a nie tylko wycinkowo”.

Warto podkreślić, że wspomniana transformacja energetyczna pokrywa się z innymi zmianami, jakie wpływają na niezwykłą dynamikę dzisiejszego świata, choćby coraz „popularniejszą” sztuczną inteligencję. Dzięki AI, uczeniu maszynowemu i analizie big data „możliwe jest zwiększenie efektywności, promowanie zrównoważonego rozwoju i lepsze zarządzanie zasobami energetycznymi” – wymienia Wojciech Sikorski. Sztuczna inteligencja wkrótce wpłynie też na ry-

nek, styl pracy, na zarządzanie kadrami, o czym również szeroko piszemy w tym wydaniu. Może przynieść i tu szereg korzyści, ale – na co wskazuje Krzysztof Buczkowski – „menadżer, który zbyt mocno zafascynuje się możliwościami sztucznej inteligencji i tylko na niej będzie opierał swoje decyzje, stanie się w końcu liderem w jakimś stopniu ubezwłasnowolnionym, bez możliwości rozwijania własnej kreatywności i nieszablonowego myślenia, reagowania na sytuacje nagłe i awaryjne”.

Przed liderami, także w spółkach energetycznych, ciepłowniczych, nietłatwy czas. Jak podkreślają Sylwia Pawłowska i Adam Jeske, przywództwo wymaga dziś bowiem nie tylko strategicznej wizji czy determinacji w dążeniu do osiągnięcia wyników, ale również wrażliwości społecznej, empatii i umiejętności interpersonalnych. „Do znaczących atrybutów lidera niewątpliwie należą pokora i skromność” (...) „Są to wartości, które mogą odmienić sposób zarządzania, budować trwałe relacje bazujące na zaufaniu i prowadzić firmy do wspólnego sukcesu, zwłaszcza w czasach wyjątkowej niepewności. Liderzy muszą to zrozumieć, że sukces i przyszłość ich organizacji w dużej mierze leży w rękach ludzi, których zatrudniają i którym przewodzą”.

Bez zaangażowanych, świadomych, dobrze zarządzanych ludzi, żadna transformacja się nie uda. Choćby nawet prowadziła ją najlepsza na świecie sztuczna inteligencja.

**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. Jan Popczyk**, przewodniczący Rady Programowej, Politechnika Śląska
- prof. Andrzej Błaszczak**, prezes zarządu HYDRO-POMP
- dr hab. inż. Wojciech Bujalski**, prof. PW, Politechnika Warszawska
- dr hab. inż. Maria Jędrusiak**, prof. nadzw. PW, Politechnika Wrocławska
- Henryk Kaliś**, przewodniczący Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu, prezes Izby Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
- dr hab. inż. Roman Krok**, prof. Pol. Śl., Politechnika Śląska
- prof. Janusz Lewandowski**, Politechnika Warszawska
- dr inż. Jerzy Łaskawiec**, ekspert ds. energetyki
- dr Joanna Maćkowiak-Pandera**, prezes zarządu Forum Energii
- dr Małgorzata Niestępska**, prezes zarządu Elektrociepłownia Ciechanów
- Jan Saktawski**, radca prawny, Head-of-legal Grenergy Polska sp. z o.o.
- dr inż. Andrzej Sikora**, prezes zarządu Instytutu Studiów Energetycznych Sp. z o.o., Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie
- Waldemar Szulc**, dyrektor biura, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie

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

**Redaktor naczelny**  
Przemysław Płonka

**Redakcja techniczna**  
Marcelina Gaštor

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

**Sprzedaż:**  
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek, Monika Majewska

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

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

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

Artykułów niezamówionych redakcja nie zwraca.  
Fot. na okładce: 123rf



## WIOSENNE SPOTKANIE CIEPŁOWNIKÓW

XXXI Sympozjum Naukowo-Techniczne „Wiosenne Spotkanie Ciepłowników”, które odbyło się w dniach 23-25 kwietnia 2024 roku w Zakopanem, zgromadziło przeszło 850 przedstawicieli branży ciepłowniczej. Tym samym ponownie potwierdziło się, że jest to jedno z najważniejszych wydarzeń tego typu w Polsce.

Referaty ekspertów, debaty branżowe, ponad 60 firm prezentujących swoje rozwiązania na stoiskach, a to wszystko w pięknych okolicznościach przyrody (czasem – trochę wbrew nazwie konferencji – lekko zimowych).

Uczestnicy mieli okazję do wymiany doświadczeń, nawiązania kontaktów biznesowych i porozmawiania m.in. o wyzwaniach, jakie czekają sektor ciepłowniczy w Polsce.

Do zobaczenia już za rok.

Źródło, fot.: zasoby BMP, więcej na [kierunekenergetyka.pl](http://kierunekenergetyka.pl)

## W CIĄGU KOLEJNYCH 25 LAT WODÓR STWORZY RYNEK O WARTOŚCI 1,4 BLN DOLARÓW ROCZNIE

Gospodarka bazująca na zielonym wodorze doprowadzi potencjalnie do powstania nawet miliona nowych miejsc pracy rocznie do 2030 r., a ta liczba zwiększy się dwukrotnie w ciągu dwudziestu lat.

Europa importuje 43% swojego zużycia wodoru i jego pochodnych, a jej głównym dostawcą jest Afryka Północna, która – zgodnie z modelowaniem Deloitte – do 2050 r. będzie zapewniać 2/3 europejskiego importu. Jednocześnie produkcja wodoru na naszym kontynencie utrzyma się na znacznym poziomie – w 2050 r. osiągnie pułap 55 Mt H<sub>2</sub>eq.

Niskoemisyjny wodór jest na wysokiej pozycji w agendzie polityki energetycznej UE, a dużym wyzwaniem dla regionu będzie stworzenie wspólnego rynku do handlowania tym paliwem. Gospodarka bazująca na zielonym wodorze będzie wymagać intensywnych działań politycznych i wsparcia regulacyjnego przynajmniej do połowy lat 30. XXI wieku, aby rozwijać rozwiązania na odpowiednią skalę.

Źródło: informacja prasowa Deloitte, fot. 123rf



## KARKONOSKI EKOTRANSPORT ZASILANY Z SIECI ECO JELENIA GÓRA

Po ulicach Jeleniej Góry jeździ już 20 autobusów elektrycznych. Pojazdy zakupione przez miasto zasilają tabor Miejskiego Zakładu Komunikacyjnego. Jak podkreśla Agata Buśko, prezes MZK Jelenia Góra, wyjazd tych ekologicznych jednostek na ulice miasta nie byłby możliwy bez ECO Jelenia Góra.

– Zanim autobusy zostały kupione wystąpiliśmy o pierwsze warunki przyłączenia do firmy, która wówczas była dostawcą energii elektrycznej dla MZK – tłumaczy Agata Buśko. – W otrzymanej odpowiedzi zostaliśmy jednak zobowiązani do wykonania niezwykle kosztownych inwestycji. Wcześniej badaliśmy możliwości wprowadzenia do taboru autobusów na paliwo gazowe, ale rozbiliśmy się o ten sam problem – koszty inwestycyjne związane z rozbudową infrastruktury paliwowej. Ustawa o elektromobilności zobowiązuje nas jednak do tego, aby do 2028 roku tabor w 30% był zeroemisyjny, więc znaleźliśmy się w krytycznej sytuacji. MZK rozpoczęło również rozmowy z ECO Jelenia Góra, która na terenie miasta ma własną sieć dystrybucyjną energii elektrycznej i w 2022 roku stronom udało się osiągnąć porozumienie.

– ECO Jelenia Góra jest zarówno producentem, jak i dystrybutorem energii elektrycznej – mówi Katarzyna Graboś, prezes spółki. – Jesteśmy otwarci na nowych klientów w obszarze naszej działalności, dlatego zbudowaliśmy stację rozdzielczą 20 kV i sieć dystrybucyjną od elektrociepłowni przy ul. Karola Miarki 31 do zajezdni MZK przy ul. Wolności 142, o długości ponad 1,2 km.

– Warunki przyłączenia od ECO Jelenia Góra otrzymaliśmy w marcu 2022 roku i to było dla nas zielone światło do rozpoczęcia procesu zakupów autobusów elektrycznych – dodaje Agata Buśko.

Całkowity koszt projektu, który jest pierwszym krokiem do zeroemisyjnego transportu publicznego w Jeleniej Górze, został oszacowany na 77 mln zł, z czego dofinansowanie z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej wyniosło ponad 47 mln zł.

Źródło i fot.: Energetyka Ciepłna Opolszczyzny S.A. w Opolu



## RAPORT URE: W 2023 R. W MAŁYCH INSTALACJACH OZE WYPRODUKOWANO 4 TWH ENERGII

Prezes URE opublikował coroczny raport dotyczący wytwarzania energii elektrycznej w małych instalacjach OZE. W ubiegłym roku moc tych instalacji wzrosła o ponad 30% w porównaniu do roku 2022.

Pod pojęciem małej instalacji odnawialnego źródła energii należy rozumieć instalację o łącznej mocy zainstalowanej od 50 kW do 1 MW, przyłączonej do sieci o napięciu niższym niż 110 kV. Aktualne brzmienie przepisów regulujących ten obszar obowiązuje od 2022 r., zatem tegoroczna edycja raportu obrazuje rzeczywisty roczny przyrost inwestycji w obszarze małych instalacji OZE. Do końca 2021 r. do rejestru wytwórców małej instalacji wliczono tylko instalacje o maksymalnej mocy do 0,5 MW.

Źródło: Urząd Regulacji Energetyki, fot. 123rf



## RAPORT „POTENCJAŁ TERENÓW PRZEMYSŁOWYCH DLA ROZWOJU LĄDOWEJ ENERGETYKI WIATROWEJ”

Potencjał energetyki wiatrowej na terenach przemysłowych jest olbrzymi – sięga 20 GW – wynika z najnowszego raportu przygotowanego przez Instytut Energetyki Odnawialnej dla Re-Source Poland HUB.

To zupełnie nowe spojrzenie na inwestycje w energetykę wiatrową. Już w tej chwili niemal 6600 przedsiębiorstw przemysłowych, wodociągowo-kanalizacyjnych i ciepłowniczych ma dostęp do terenów obejmujących 190 tys. ha, na których można rozważyć lokalizację elektrowni wiatrowych. Według wstępnych obliczeń zmniejszenie wymaganej odległości do 500 m może istotnie zwiększyć aktualny potencjał rynkowy mocy wiatrowych nawet o 50%.

Źródło i fot.: resourcepoland.pl

## KALKULACJA ŚLADU WĘGLOWEGO. NOWY PRODUKT W OFERCIE ENERGI OBRÓT

Zgodnie z dyrektywami Unii Europejskiej już od tego roku przedsiębiorstwa są zobowiązane do raportowania stanu emitowanych przez siebie gazów cieplarnianych.

Energa Obrót wzbogaca ofertę o usługi kalkulacji śladu węglowego. Klient, który z niej skorzysta, otrzyma raport o emisji siedmiu gazów cieplarnianych, przeliczanych do ekwiwalentu CO<sub>2</sub>, we wskazanym obszarze prowadzonej przez niego działalności. Uzupełnieniem raportu będzie propozycja zredukowania emisji np. poprzez budowę instalacji OZE, termomodernizację, odzyskiwanie energii, modernizację lub wymianę energochłonnych maszyn lub urządzeń czy modernizację oświetlenia.

Źródło: ENERGA

Tylko

# 20%

oświetlenia w gminach jest po modernizacji. Na takie inwestycje w najbliższym czasie będzie się decydować coraz więcej gmin. Za spodziewanym boorem przemawiają różne dostępne możliwości finansowania powyższych projektów.

Źródło:  
Newseria

# ”

Unijna polityka klimatyczna musi stać się elementem odpowiedzialności państwa, również w przekonaniu partnerów Wspólnoty, że cel mamy wspólny, ale droga, wynikająca z przeszłości i posiadanych zasobów, jest różna – mówi

**Herbert Leopold Gabryś,**

ekspert w zakresie energetyki, były podsekretarz stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu odpowiedzialny za górnictwo i energetykę.

(wywiad s. 48)

## „INWESTOR BEZ GRANIC” – PRESTIŻOWA NAGRODA DLA GRUPY VEOLIA W POLSCE

Grupa Veolia po raz kolejny została nagrodzona za wkład w rozwój zrównoważonej gospodarki, budowanie partnerstw z samorządami i przemysłem, a także dbałość o jakość tworzonych miejsc pracy i jej warunki.



Elementami, które bezpośrednio wpłynęły na decyzję Kapituły, były kwestie związane ze skalą inwestycji poczynionych przez całą Grupę w Polsce. Przykładem jednej z nich jest finalizowany obecnie projekt związany z uruchomieniem nowych bloków kogeneracyjnych w Poznaniu, które przybliżą miasto do pełnej dekarbonizacji dzięki rocznej redukcji emisji CO<sub>2</sub> na poziomie 390 tys. ton. Poznań ma szansę zająć czołową pozycję wśród polskich miast w przewyższaniu wyzwań związanych z kryzysem klimatycznym.

Nagrodę w imieniu Veolii odebrał Paweł Orlof – prezes zarządu, dyrektor generalny Veolia Energia Warszawa.

Źródło i fot.: VEOLIA

## ZA DWA LATA W GDAŃSKIM PORCIE MA POWSTAĆ BAZA INSTALACYJNA MORSKICH FARM WIATROWYCH

21-hektarowy Terminal 5, który powstanie na wodach zewnętrznej części gdańskiego portu Baltic Hub, ma być bazą instalacyjną dla morskich elektrowni wiatrowych.

Rozpoczęcie realizacji planowane jest na drugą połowę tego roku, natomiast powstanie pierwszych polskich turbin wiatrowych na morzu – na 2026 rok. Do 2030 roku morską energetykę wiatrową będzie zasilac w prąd rocznie ok. 8 mln gospodarstw domowych w Polsce. Projekty offshore będą rozwijane na wyznaczonym obszarze w polskiej wyłącznej strefie ekonomicznej Morza Bałtyckiego. PSEW szacuje, że na polskie wody Bałtyku przypada prawie 1/3 potencjału energetycznego całego morza.

– Około 100 turbin zamontowanych w pierwszym etapie będzie wytwarzało 1,5 GW energii, a to jest mniej więcej tyle, ile wytwarza duża elektrownia węglowa w Polsce. Więc to jest wejście do rewolucji energetycznej – mówi Adam Żołnowski, dyrektor finansowy Baltic Hub.

Źródło i fot.: newseria



## EKG 2024: WYKORZYSTUJEMY JEDYNIĘ 20% ŚRODKÓW Z UE NA ZIELONĄ TRANSFORMACJĘ

**Od momentu wstąpienia do UE polskie firmy i instytuty otrzymały ok. 1,8 mld euro dofinansowania na badania naukowe i innowacje, m.in. w zakresie opracowywania i wdrażania zielonych technologii.**

To ogromne wsparcie, jednak inne kraje członkowskie o podobnym potencjale co Polska, wykorzystywały w tym samym czasie nawet pięciokrotnie większe środki. Rodzimy przedsiębiorcom wciąż brakuje pewnej odwagi i chęci do uczestniczenia w bardzo optymalnych, lecz skomplikowanych programach, które wymagają kooperacji z wieloma zagranicznymi podmiotami, takich jak Horyzont Europa. Jest to największy unijny projekt ramowy, wspierający badania naukowe i innowacje. Jego budżet na lata 2021-2027 to ponad 95 mld euro, z czego min. 30 proc. dedykowane jest „zielonym” inicjatywom.

„Jesteśmy gotowi wspierać wszystkie projekty, które pchną naszą gospodarkę jeszcze mocniej w stronę innowacyjności, konkurencyjności i zeroemisyjności. Dlatego właśnie z naszej inicjatywy powstał pierwszy zielony fundusz infrastrukturalny w Polsce – Polski Zielony Fundusz ARP” – powiedziała Elisa Marques z Agencji Rozwoju Przemysłu.

Źródło i fot.: PAP MediaRoom

## ENERGA WSPARŁA WIOSENNE ZARYBIANIE NARWI

**Energa Elektrownie Ostrołęka wsparła finansowo kolejną wiosenną akcją zarybiania Narwi. Tym razem do rzeki trafiło ok. 2000 sandaczy.**

Łącznie, w ciągu dwóch ostatnich lat trwania akcji, do Narwi wpuszczono ok. 1200 kg, czyli ok. 140 tys. sztuk różnego rodzaju ryb. Celem jest zachowanie różnorodności biologicznej i warunków środowiskowych. Do rzeki wpuszczane są tylko rodzime gatunki.

Była to już czwarta akcja przeprowadzona w ramach wieloletniego projektu zarybiania Narwi przez elektrownię w Ostrołęce. Akcje przeprowadza się wiosną i jesienią. Plan zakłada wpuszczenie do rzeki w ciągu kilku najbliższych lat nawet kilkuset tysięcy sztuk narybku różnych gatunków. Ilości wpuszczanych ryb nie są przypadkowe. Wszystko jest wcześniej wyliczone i ustalone według tzw. operatów rybackich. Chodzi o zachowanie różnorodności biologicznej i warunków środowiskowych. Wpuszczane są tylko rodzime gatunki, dostosowane do konkretnego akwenu. Wszystkie ryby wcześniej dokładnie się bada.

Źródło: Energa Grupa ORLEN

## ZDANIEM ANDRZEJA SZCZĘŚNIAKA: UKRAIŃSKA ENERGETYKA O KROK OD ZAŁAMANIA

**Widzimy wbijanie Ukrainy w energetyczną epokę kamienia łupanego.**

Regularne bombardowania niszczą instalacje produkujące energię. Ich odbudowa jest długotrwała i kosztowna. Dzisiaj system energetyczny naszego wschodniego sąsiada jest na krawędzi załamania. Ataki zniszczyły na długie miesiące ogromną część mocy ciepłych i wodnych Ukrainy. Tylko dwa pierwsze ataki zlikwidowały 13 gigawatów mocy energetycznych. Największy dostawca energii na Ukrainie, DTEK Rinata Achmetowa, obsługujący ¼ krajowych potrzeb, ogłosił stratę 80% mocy wytwórczych. Państwowy CentrEnerg po zniszczeniu Tripolskiej elektrowni koło Kijowa utracił wszystkie moce energetyczne. Celem nie były odłączenia, przerwy w dostawach, ale trwałe zniszczenie kluczowych mocy wytwórczych. W hale turbin, generatory uderzały nie pojedyncze rakiety, a całe ich stada. I to z ogromną precyzją, dokładnie w punkt (gdy wcześniej celność była niska, rakiety miały obiekty nawet i sto, dwieście metrów). Powtarzano też ataki na te same obiekty, by je całkowicie wyłączyć z systemu. W wielu obiektach dosłownie pozostała tylko spalona ziemia. Naprawa takich zniszczeń nie jest łatwa – kosztuje dziesiątki, nawet setki milionów dolarów, ale przede wszystkim, trwa miesiącami, a nawet latami.

Źródło: kierunekCHEMIA.pl

## RWE BADA MOŻLIWOŚCI ZWIĘKSZENIA BIORÓŻNORODNOŚCI NA FARMACH FOTOWOLTAICZNYCH W POLSCE

**RWE wraz z naukowcami z Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu bada, w jaki sposób elektrownie słoneczne przyczyniają się do zwiększenia bioróżnorodności.**

W ciągu ostatnich 12 miesięcy RWE prowadziło regularne badania terenowe na farmach fotowoltaicznych z zastosowaniem zabiegów proekologicznych.

Dla zapewnienia wiarygodności wyników, monitoring powtórzono w dwunastu kolejnych elektrowniach słonecznych należących do RWE, gdzie nie wprowadzano dodatkowych środków ochrony bioróżnorodności, oraz na niezabudowanych „obszarach kontrolnych”, obejmujących pola uprawne i łąki. Monitoring obejmował owady, ptaki, gady, płazy, nietoperze i inne ssaki, a także monitoring flory. W ramach realizowanych badań RWE ściśle współpracuje z naukowcami z Uniwersytetu Adama Mickiewicza w Poznaniu.

Źródło: informacja prasowa, fot.: Marcin Bocheński dla RWE





## PGE KONTYNUUJE DEKARBONIZACJĘ ELEKTROCIĘPŁOWNI GDYŃSKIEJ

PGE Energia Ciepła, z Grupy PGE, kontynuuje w gdyńskiej elektrociepłowni proces odchodzenia od węgla i przejścia na paliwo niskoemisyjne, czyli gaz.

„Przyspieszamy inwestycje w dekarbonizację ciepłownictwa. Dywersyfikujemy źródła wytwarzania i inwestujemy w czyste źródła energii, tak aby do 2030 roku produkować ciepło wyłącznie ze źródeł nisko i zeroemisyjnych. Tylko w perspektywie lat 2024-2028 na inwestycje w dekarbonizację ciepłownictwa przeznaczymy ok. 7,8 mld zł, czyli blisko trzykrotnie więcej, niż wyniosły nakłady na ten cel w ciągu ostatnich pięciu lat – mówi Dariusz Marzec, prezes zarządu PGE Polskiej Grupy Energetycznej – Otwarcie nowej Kotłowni Rezerwowo-Szczytowej w Elektrociepłowni Gdyńskiej to kolejny ważny krok w modernizacji polskiego ciepłownictwa, które docelowo stanie się zeroemisyjne. Ta nowa inwestycja już teraz, w pierwszym etapie, pozwoli na zredukowanie emisji CO<sub>2</sub> o 22 proc., czyli tyle ile wyniosłoby całkowite zatrzymanie transportu drogowego w Gdyni na 20 dni w ciągu roku” – dodał Dariusz Marzec.

Źródło i fot.: PGE



## GRUPA ENEA WYPRACOWAŁA STABILNE WYNIKI FINANSOWE I OPERACYJNE W I KWARTALE 2024 R. W WYMAGAJĄCYM OTOCZENIU RYNKOWYM

Wyniki Grupy Enea po trzech miesiącach 2024 r. potwierdzają stabilną pozycję Enei na rynku.

Grupa Enea wypracowała wyższą r.r. EBITDA w wysokości 1,88 mld zł. Przychody ze sprzedaży oraz inne dochody wyniosły 8,38 mld zł i były niższe r.r. o 33%.

Produkcja energii elektrycznej ze źródeł konwencjonalnych wyniosła 4,4 TWh, ze źródeł OZE 558 GWh.

Nakłady inwestycyjne wyniosły 441 mln zł, w tym 257 mln zł stanowiły inwestycje w dystrybucję, która konsekwentnie zyskuje potencjał do przyłączania nowych źródeł.

Grupa sfinalizowała transakcje pozyskania finansowania rozwoju projektów w obszarze dystrybucji i inwestycji w odnawialne źródła energii.

Rada Nadzorcza Enei pozytywnie zaopiniowała propozycję zarządu pokrycia straty netto za ubiegły rok (ponad 1,6 mld zł) z przyszłych zysków oraz rekomendację niewypłacenia dywidendy za 2023 r. w celu zwiększenia kapitału na kluczowe inwestycje.

Źródło: informacja prasowa, fot.: Grupa Enea

## WYNIKI GRUPY KAPITAŁOWEJ KOGENERACJA S.A. ZA I KWARTAŁ 2024 R.

W I kwartale 2024 r. Grupa Kapitałowa KOGENERACJA S.A. osiągnęła wynik EBITDA na poziomie 225 mln zł, tj. o 89 mln niższy w porównaniu do analogicznego okresu roku ubiegłego.

Na niższe wyniki Grupy miał głównie wpływ spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej o 299 mln zł oraz wzrost kosztu własnego sprzedaży o 66 mln zł.

Niższe przychody ze sprzedaży energii elektrycznej były przede wszystkim efektem niższej średniej ceny sprzedaży energii elektrycznej o 38% oraz niższego wolumenu sprzedaży o 8% w porównaniu do I kwartału 2023 r. Spadek przychodów ze sprzedaży energii elektrycznej został częściowo skompensowany przez niższe o 94% koszty sprzedaży, w związku z brakiem odpisu na Fundusz Wypłaty Różnicy Ceny (206 mln zł).

Skonsolidowane przychody ze sprzedaży ciepła wzrosły w I kwartale 2024 r. o 15%, tj. o 56 mln zł i wyniosły 421 mln



zł. Wzrost przychodów ze sprzedaży ciepła w I kwartale 2024 r. był głównie efektem wyższych średnich cen sprzedaży ciepła oraz wzrostu liczby odbiorców ciepła, przy jednocześnie niższym o 3% wolumenie sprzedaży spowodowanym wyższymi średnimi temperaturami w 2024 r.

Źródło: informacja prasowa, fot.: KOGENERACJA S.A.

# ENERGIA SŁONECZNA DOSTĘPNA DLA WSZYSTKICH

## Olga Malinkiewicz na czele polskich fizyków przyszłości

Polska fizyczka Olga Malinkiewicz i jej zespół zostali finalistami konkursu European Inventor Award 2024 za opracowanie technologii drukowania cienkich i elastycznych ogniw słonecznych.



**OLGA MALINKIEWICZ**  
opracowała ekologiczną i elastyczną  
technologię produkcji energii  
słonecznej

Według Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), w ciągu najbliższych pięciu do dziesięciu lat liczba instalacji wykorzystujących energię odnawialną ma się podwoić, mimo że ich cena potrafi być wysoka i często nie mają idealnej lokalizacji. Olga Malinkiewicz i jej zespół pracują nad tym, aby energia słoneczna była bardziej przystępna cenowo i dostępna dla wszystkich, wykorzystując perowskit jako półprzewodnik w ogniwach słonecznych. Malinkiewicz i jej zespół są finalistami w kategorii „MŚP” nagrody European Inventor Award 2024 w uznaniu ich wybitnych działań na rzecz zrównoważonej przyszłości. Zostali wybrani przez niezależne jury spośród ponad 550 kandydatów do tegorocznej edycji konkursu.

### Ogniwa słoneczne lekkie jak śnieg

Olga Malinkiewicz wynalazła nową technologię drukowania elastycznych ogniw słonecznych tak lekkich, że metr kwadratowy można bez wysiłku utrzymać między dwoma palcami. Wyjątkowe właściwości perowskitu pozwalają na generowanie energii zarówno ze światła słonecznego, jak i sztucznego, otwierając szerokie możliwości zastosowań i wprowadzając przełomową koncepcję recyklingu światła. Ponieważ ogniwa te są drukowane i elastyczne, są też tańsze w produkcji oraz łatwiejsze do adaptacji do różnych zastosowań.

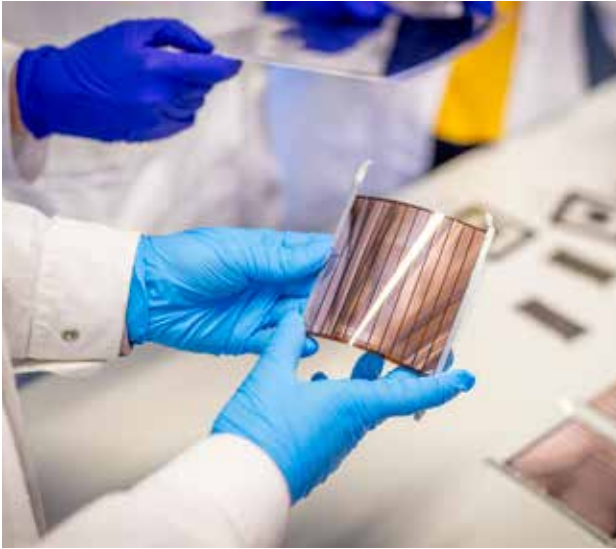
– Energia słoneczna jest osiągalna niemal na całej planecie, co czyni ją powszechnie dostępną. Natura ma

zwykle najprostsze rozwiązania, ale możemy wnieść trochę nauki do zarządzania energią słoneczną, aby zwiększyć jej wydajność – wyjaśnia Olga Malinkiewicz. – Fotowoltaika perowskitowa może być stosowana wszędzie tam, gdzie nie można zainstalować tradycyjnych, masywnych i sztywnych krzemowych ogniw słonecznych, ponieważ są one zbyt ciężkie. Nasze ogniwa są znacznie lżejsze. Wyobraźmy sobie, że możemy pokryć każdą powierzchnię, wewnątrz lub na zewnątrz, bez przekraczania projektowych ograniczeń wagowych i wykorzystać ją do wytwarzania energii. Nasze rozwiązanie jest tak lekkie, jak padający śnieg – dodaje.

Ogniwa mogłyby być zintegrowane z budynkami – na oknach i fasadach – oraz w produktach elektroniki użytkowej, takich jak klawiatury, a także na obudowach komputerów i tabletów. Urządzenia o niższym zużyciu energii mogą w ogóle nie potrzebować baterii po wyposażeniu ich w perowskitowe ogniwa słoneczne. W przypadku urządzeń o dużej mocy, jak telefony komórkowe, perowskitowe ogniwa słoneczne mogłyby zapewnić dodatkowe minuty zasilania.

### Poszerzenie horyzontów energii słonecznej

Olga Malinkiewicz jest współzałożycielką i dyrektorką technologiczną Saule Technologies. Za swój wynalazek – opracowanie nowej technologii wytwarzania perowskitowych ogniw fotowoltaicznych metodą druku na cienkich i elastycznych warstwach, takich jak folia



**DRUKOWANE, LEKKE OGNIWA SŁONECZNE**  
 pozwalają na generowanie energii ze światła słonecznego oraz sztucznego

PET – otrzymała nagrodę Photonics21 Student Innovation Award (2014). Od momentu założenia firmy (nazwanej na cześć bałtyckiej bogini słońca, Saulé), Olga Malinkiewicz i jej współpracownicy pracowali nad popularyzacją energii odnawialnej i wnieśli ogromny wkład w dziedzinę fotowoltaiki perowskitowej. Teraz, kiedy perowskitowe ogniwa słoneczne Saule Technologies są certyfikowane i zatwierdzone do stosowania w elektronice użytkowej, zamierzają skomercjalizować tę technologię, aby udostępnić ją szerszej publiczności.

Polska wynalazczyni i jej zespół są jednymi z trzech finalistów Nagrody Europejskiego Wynalazcy (European Inventor Award) 2024 w kategorii „MŚP”. Pozostali finaliści to francuscy wynalazcy Bruno Mottet i Lydéric Bocquet za technologię wytwarzania energii osmotycznej z wykorzystaniem materiałów nanostrukturalnych oraz fińscy wynalazcy Sirpa Jalkanen i Markku Jalkanen za pracę nad ukierunkowaną immunoterapią w leczeniu raka. Europejski Urząd Patentowy (EPO) ogłosi zwycięzców podczas ceremonii transmitowanej na żywo z Malty (9 lipca 2024 r.). Oprócz każdej kategorii, EPO ujawni zwycięzcę Popular Prize, wybranego wyłącznie w głosowaniu publicznym. Głosowanie pozostanie otwarte do dnia ceremonii.

*Opracowanie: redakcja BMP na podstawie materiałów prasowych*

## O NAGRODZIE EUROPEJSKIEGO WYNALAZCY

Nagroda Europejskiego Wynalazcy (European Inventor Award) to jedna z najbardziej prestiżowych nagród za innowacyjność w Europie. Ustanowiona przez Europejski Urząd Patentowy w 2006 r. jest wręczana osobom i zespołom, które opracowały rozwiązania dla największych wyzwań naszych czasów. Jury European Inventor Award składa się z wynalazców, którzy byli finalistami konkursu. Oceniając propozycje, niezależny panel korzysta z ich bogatej wiedzy technicznej, biznesowej i w zakresie własności intelektualnej. W 2024 r. jury przewodniczy Wolfgang M. Heckl. Wszyscy wynalazcy muszą posiadać patent europejski na swój wynalazek.

### O EPO

Europejski Urząd Patentowy (EPO), zatrudniający 6300 pracowników, jest jedną z największych instytucji użyteczności publicznej w Europie. EPO, z siedzibą w Monachium i biurami w Berlinie, Brukseli, Hadze i Wiedniu, został założony w celu wzmocnienia współpracy w zakresie patentów w Europie. Dzięki scentralizowanej procedurze przyznawania patentów EPO, wynalazcy mogą uzyskać wysokiej jakości ochronę patentową w maksymalnie 4 krajach, obejmującą rynek z około 700 milionami ludzi. EPO jest również wiodącym światowym autorytetem w zakresie informacji patentowej i wyszukiwania patentów.



### FOTOWOLTAIKA PEROWSKITOWA

może być stosowana wszędzie tam, gdzie nie można zainstalować tradycyjnych, masywnych i sztywnych krzemowych ogniw słonecznych

Reklama



## ELEKTRYZUJĄCE NEWSY

z branży energetycznej, reportaże,  
 artykuły techniczne, wywiady



# Brudna fabryka świata czy przyszłość transformacji energetycznej?

Chiny przestają być tylko brudną fabryką świata i – mimo ciągle rosnących emisji – zamierzają zostać globalnym liderem zielonej transformacji, a przynajmniej spowodować uzależnienie innych państw od półproduktów wytwarzanych w tym kraju, a niezbędnych do przeprowadzenia transformacji ku niskoemisyjności.

Przez wiele lat ludzie w Polsce, ale również i w innych krajach Zachodu, kojarzyli Chiny z miejscem taniej siły roboczej. Nie bez powodu były tam przenoszone wielkie zakłady produkcyjne czy powstawały firmy takie jak Temu czy AliExpress. Takemu pogładowi na to państwo towarzyszyło skądinąd słuszne przekonanie, że coraz popularniejsze na Zachodzie idee zrównoważonego rozwoju nie są w Chinach jeszcze obecne.

Jednak obraz Chin zaczyna się powoli zmieniać. Kraj ten ciągle jest największym pojedynczym emitentem CO<sub>2</sub> na świecie, buduje wielkie elektrownie węglowe czy nie szanuje praw człowieka, czego przykładem może być stale wracający temat chińskich Ujgurów w prowincji Sinciang. Wszystkie te rzeczy prowadzą do wniosku, że w Chinach właściwie nie dba się o zrównoważony rozwój. Jednak taki pogląd to tylko jedna strona medalu.

**„[...] budować piękne Chiny cieszące się błękitnym niebem, zieloną ziemią i czystą wodą”**

Powyższy cytat pochodzi z misji chińskiego ministerstwa ekologii i środowiska. W retoryce najwyższych władz Partii Komunistycznej Chin coraz donośniej słychać o dbaniu o środowisko. W oficjalnej strategii dotyczącej energii pojawiają się fragmenty o konieczności współpracy ze społecznością międzynarodową czy zreformowania energetyki w taki sposób, żeby była bardziej zdecentralizowana, zdźwersyfikowana i efektywna.



fot. zasoby autora

## Mateusz Chelstowski

Student kierunku Globalny Biznes, Finanse i Zarządzanie na SGH i Matematyki na UW, członek SKN Energetyki. Interesuje się energetyką, zrównoważonym rozwojem i Dalekim Wschodem

Jednak to tylko słowa, a jak wiemy – papier przyjmie wszystko. Jak zatem wyglądają fakty? Oczywiście dane, do których mamy dostęp, pochodzą z chińskich źródeł rządowych, co może dla niektórych być powodem do podważania ich wiarygodności. Jaki jednak obraz chińskiej energetyki malują te informacje?

Oficjalne dane wskazują, że 61% energii w 2021 roku pochodziło z węgla. Źródła odnawialne odpowiadały za niemal 11%, jednak w przypadku energii elektrycznej ten odsetek wynosił aż 29%. Dla porównania, w tym samym czasie w Polsce OZE odpowiadało za 12,5% produkcji energii elektrycznej. Oczywiście na szeroko pojętym Zachodzie wyniki są lepsze niż w naszym kraju, ale jak widać, Chiny przynajmniej procentowo z transformacją energetyczną radzą sobie lepiej niż my.

## Nie tylko energia

Myśląc o transformacji energetycznej przede wszystkim mamy na uwadze energię i źródła jej pochodzenia. Jednak równie ważne, jeśli nie ważniejsze, są działania związane z transformacją niewidoczne w statystykach produkcji energii. Jak pod tym względem wypadają Chiny?

Kraj ten wytwarza najwięcej komórek do paneli fotowoltaicznych, odpowiada za 40% wartości wzrostu zainstalowanych mocy odnawialnych pomiędzy 2019 a 2024 rokiem na

świecie, produkuje 5 razy więcej aut elektrycznych niż 2. w rankingu Niemcy. Chińczycy bardzo chętnie też kupują „elektryki”: zarówno marek europejskich, amerykańskich, jak i krajowych. Sieć kolejowa najwyższych prędkości, która musi być zelektryfikowana, jest najdłuższa na świecie i w zeszłym roku otworzono więcej kilometrów nowych linii niż łączna ich długość u wicelidera rankingu – Hiszpanii. Wszystkie te czynniki wskazują, że Chiny już przestały być tylko brudną fabryką świata i – mimo ciągle rosnących emisji – zamierzają zostać globalnym liderem zielonej transformacji, a przynajmniej spowodować uzależnienie innych państw od półproduktów wytwarzanych w tym kraju, a niezbędnych do przeprowadzenia transformacji ku niskoemisyjności.

#### Daleki Wschód daleko za nami?

A jak wygląda sytuacja innych państw Dalekiego Wschodu z perspektywy energetyki? Japonia, 3. największa gospodarka na świecie, tylko 8,5% energii produkuje z odnawialnych źródeł; wartość ta zwiększa się do 22,6% w przypadku energii elektrycznej. Oczywiście tam również dostrzega się ciągły wzrost „zieloności przemysłu”, jednak to powolny proces. Dodatkowym problemem jest społeczny opór wobec elektrowni jądrowych związany z katastrofą w Fukushima w 2011 r.

Wietnam, w przypadku OZE, wypada znacznie lepiej niż Chiny czy Japonia. Odsetek energii pochodzącej z OZE wynosi tu odpowiednio 15,9% i 44,1%, co oznacza, że bezemisyjne źródła charakteryzują się niemal dwa razy większym udziałem w miksie elektroenergetycznym niż w przypadku Japonii. Jest to dość nieintuicyjne, jednak Wietnam od wielu lat aktywnie działa, starając się być bardziej ekologiczny i dąży do posiadania nowoczesnego i niskoemisyjnego przemysłu.

W Indiach, obecnie najludniejszym państwie świata, OZE wytwarza 17,7% energii oraz 22,4% energii elektrycznej. Środki finansowe przekazywane na rozwój niskoemisyjnych źródeł są znaczne, a programy prowadzone od wielu lat powodują, że przyrost emisji nie jest aż tak duży, mimo ciągłego wzrostu gospodarczego oraz zwiększającej się liczby ludności.

\*\*\*

Daleki Wschód kiedyś był brudną fabryką świata, którą Zachód wykorzystywał, żeby ograniczyć emisje powstające na terenie własnych państw. Jednak obecnie coraz więcej krajów wydaje znaczne środki na minimalizację swojego wpływu na środowisko. Chiny, kontynuując prowadzoną politykę, prawdopodobnie staną się liderem transformacji energetycznej, dodatkowo uzależniając od siebie inne państwa, co może w sposób istotny wpłynąć na świat, w jakim obecnie żyjemy.



## JESTEŚ STUDENTEM?

Działasz w kole naukowym?

Chcesz podzielić się swoją opinią dotyczącą energetyki?

Zostań autorem w formacie **OKIEM STUDENTA!**

Napisz do nas!  
[energetyka@e-bmp.pl](mailto:energetyka@e-bmp.pl)



budujemy możliwości porozumienia

### OKIEM STUDENTA

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

# Słubice i zależność od nowej ciepłowni gazowej we Frankfurcie nad Odrą

Współpraca sieci ciepłowniczej we Frankfurcie nad Odrą i Słubicach od lat stanowiła wzorcowy przykład efektywnej transgranicznej kooperacji. Jednak zakończenie działalności elektrowni węglowej we Frankfurcie i przejście na nową, gazową technologię wywołało istotne zmiany w relacjach między tymi dwoma miastami. Nowe warunki współpracy stawiają m.in. pytania o ewentualne konsekwencje finansowe dla polskiej strony.

Sieć ciepłownicza we Frankfurcie nad Odrą z siecią w Słubicach są ze sobą ściśle powiązane, kooperacja ta funkcjonowała dotąd bardzo dobrze. We Frankfurcie nad Odrą pracowała do niedawna ciepłownia węglowa, która dostarczała ciepło także do Słubic. Natomiast ze strony polskiej do Frankfurtu ciepła woda płynęła latem, gdy jednostka węglowa redukowała swoje moce.

Wspólny rurociąg ciepłowniczy między Frankfurtem nad Odrą a Słubicami został uruchomiony w 2015 roku. Trasa o długości około 700 metrów przebiega pod słynnym mostem nad Odrą i jest uważana za jeden z flagowych projektów współpracy polsko-niemieckiej w regionie przygranicznym.

## Czy Polacy zapłacą teraz za drogi gaz?

Wraz z końcem marca 2024 r. elektrownia węglowa Frankfurter Stadtwerke została zamknięta i od tego czasu ciepło sieciowe jest wytwarzane wyłącznie przez nową elektrownię gazową. Pięć silników gazowych, które można indywidualnie włączać i wyłączać, umożliwia bardziej elastyczną pracę niż wcześniej. Ciepłownia może teraz w prosty sposób sprostać zadaniom dostaw ciepłej wody do Frankfurtu. Ciepło wytwarzane z gazu jest jednak obecnie droższe niż to produkowane z węgla. W obliczu zmienionych warunków obie strony musiały usiąść do stołu i uzgodnić nowe warunki współpracy.

– Zakończyliśmy negocjacje i znaleźliśmy rozwiązanie korzystne dla obu stron. Umowa będzie zatem kontynuowana – poinformował 16 kwietnia burmistrz Frankfurtu nad Odrą Rene Wilke. – Równoważony rozwój oznacza również, że klienci sieci ciepłowniczej we Frankfurcie nie będą musieli dopłacać dodatkowo do współpracy z Polską, jak to miało miejsce wcześniej – dodał Wilke. Według rzeczniczki niemieckiego dostawcy ciepła Stadtwerke Antje Bodsch, nowa umowa została już podpisana i będzie obowiązywać do 2028 roku.

Wypowiedź burmistrza Wilke wskazuje na to, że strona polska będzie musiała w przyszłości więcej płacić za ciepło z Frankfurtu niż dotychczas.



fot. zasoby autorki

## Aleksandra Fedorska

Korespondentka polskich i niemieckich portali branżowych. Jej specjalizacją jest polityka energetyczna Niemiec, Danii, Szwecji, Austrii, Szwajcarii oraz krajów Beneluxu. Śledzi przebieg kampanii wyborczych we wszystkich wymienionych krajach pod względem polityki energetycznej

## SEC sp. z o.o. Szczecin neguje wzrosty cen ciepła

Gmina Słubice sprywatyzowała swoje ciepłownictwo w lutym 2012 roku. Sprzedała spółkę komunalną (PEC sp. z o.o.), która zarządzała ciepłownią i siecią ciepłowniczą, firmie prywatnej (SEC sp. z o.o. Szczecin). Ciepłownia i sieć ciepłownicza w Słubicach są zatem obecnie własnością SEC Region sp. z o.o., która z kolei jest spółką zależną SEC sp. z o.o. Szczecin. Większościowym udziałowcem SEC sp. z o.o. Szczecin jest niemieckie przedsiębiorstwo E.DIS AG., która posiada 66,6% udziałów, a pozostałe 33,3% należy do miasta Szczecin. Z kolei E.DIS AG ma 39% udziałów lokalnego dostawcy ciepła Stadtwerke Frankfurt (Oder). SEC Region sp. z o.o. zaopatruje obecnie 71 odbiorców na terenie miasta Słubice, do których należą przede wszystkim spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty mieszkaniowe oraz inne instytucje i urzędy. Łącznie 111 budynków jest podłączonych do sieci ciepłowniczej SEC, w tym 79 budynków mieszkalnych i 32 budynki użyteczności publicznej, takie jak szkoły, przedszkola, szpital i budynki administracyjne.

Danuta Misztal, rzeczniczka prasowa SEC, uważa, że strony nie podpisały nowej umowy, jak to wyraziła Antje Bodsch, tylko wniosły zmiany w treść obowiązującej umowy.

– Między spółkami obowiązuje nadal umowa zawarta w 2013 r. Zmiana źródła wytwarzania ciepła w STW Frankfurt nie ma żadnego przełożenia na klientów SEC Region i nic się nie zmienia w kwestiach cen. Klientów obowiązuje Taryfa dla Ciepła SEC Region, którą zatwierdza polski Urząd Regulacji Energetyki. Ustalanie cen za m<sup>3</sup> (zaliczek na poczet ogrzewania) leży w gestii administratorów budynków i to oni decydują, jaka będzie wysokość opłat – tłumaczy Misztal.

Miasto Frankfurt nad Odrą ogłosiło, że uwzględni potrzeby Słubic w nadchodzącym procesie planowania ciepła miejskiego. Głównym problemem nie tylko tych obecnych, ale także przyszłych kooperacji, zostaje jednak podział kosztów takich projektów.

# Kogeneracja gazowa bez nakładów własnych



**Polimex Energo sp. z o.o.**

al. Jana Pawła II 12

00-124 Warszawa

Tel. +48 22 829 71 00

e-mail: [kontakt@polimexenergo.eco](mailto:kontakt@polimexenergo.eco)

# Skąd te odmowy?

Od dłuższego czasu głównym problemem, czy też jak mówią niektórzy – wąskim gardłem – inwestycji w nowe odnawialne źródła wytwórcze stało się uzyskanie warunków przyłączenia. Sieć nie może przyjmować nowych mocy w nieskończoność – tyle jest jasne, jednak bez możliwości przyłączenia inwestycje tego typu nie przedstawiają żadnej wartości dla inwestorów. Co się zatem stało, że aktualnie na poziomie operatorów systemów dystrybucyjnych ponad 90% wniosków o przyłączenie kończy się odmowami? Cóż, powodów jest co najmniej kilka.

Po pierwsze, procedura przyłączeniowa opisana w prawie energetycznym nie powstała w celu przyłączenia mocy wytwórczych, lecz odbioru. W czasie jej tworzenia Polska polegała na stabilnych mocach węglowych znajdujących się w rękach państwa, a o dużym prywatnym kapitale w energetyce mówiło się raczej w kontekście ewentualnej prywatyzacji zakładów energetycznych niż o radykalnym przemodelowaniu mixu energetycznego, z którym mamy do czynienia dzisiaj. Z tego powodu w polskiej procedurze przyłączeniowej brakuje takich elementów, jak przetarg lub aukcje na przepustowość sieci, czy też rzetelne i aktualizowane w czasie rzeczywistym informowanie o dostępnych mocach. Niestety, polska procedura przyłączeniowa opiera się od wielu lat na kilku filarach, tworzących bardzo wątpliwy etycznie mechanizm.

Kluczowe jest tu zdobycie wiedzy znanej personelowi operatora, która pozwala inwestorowi zaatakować GPZ, gdzie prawdopodobnie jest dostępna przepustowość lub też będzie dostępna w najbliższym czasie. Wynika to z tego, że choć operatorzy mają obowiązek publikować dane o dostępności sieci, to są one zwykle przeterminowane już w dniu ich publikacji, ze względu na dużą dynamikę rynku i składane wciąż wnioski o przyłączenie. Skoro zaś



fot. zasoby autora

## Jan Saklawski

radca prawny,  
Head-of-legal Grenergy  
Polska sp. z o.o.

w ramach tych wniosków obowiązuje zasada, kto pierwszy ten lepszy, to kolejność decyduje w zasadzie o powodzeniu wniosku.

Po drugie, powyższy mechanizm jest korupcyjogenny. Personel operatora w takiej sytuacji decyduje o być albo nie być inwestycji w oparciu o bardzo luźno określone kryteria. Wyrzucenie jakiegoś projektu z kolejki z uwagi na prawdziwe lub urojone braki formalne spowoduje, że kolejny projekt w kolejce ma radykalnie większe szanse na uzyskanie wymarzonych warunków. Do tego dochodzi rzeczywisty brak ścieżki odwoławczej, ponieważ wniosek do Prezesa URE kwestionujący decyzję operatora nie blokuje miejsca w kolejce. To zaś oznacza, że wydana po dwóch latach decyzja, nawet jeżeli pozytywna, będzie już tylko

moralnym zwycięstwem. Nie mam w zwyczaju oskarżać kogokolwiek o cokolwiek bez dowodów, ale istnienie pokusy, by w opisanej wyżej sytuacji doprowadzić do wyrzucenia z kolejki projektów „niezaprzyjżnionych”, jest niestety faktem.

## Śmieciowy rynek

W ostatnim czasie często mówi się o walce z „uśmieciowieniem” rynku pracy. Ma ona polegać na wyeliminowaniu,



różnymi metodami, sposobów, jakie nasz trzydziestoletni kapitalizm wytworzył, żeby unikać regulacji prawa pracy. Niestety z owym „uśmiecieniem” mamy również do czynienia na rynku obrotu projektami energetycznymi. W szczególności dotyczy to dość tanich w fazie dewelopmentowej projektów fotowoltaicznych i magazynowych. Proceder ten polega na zasypaniu operatorów wnioskami o przyłączenie projektów, których inicjatorzy nie zamierzają nigdy wybudować. Projekty te są bowiem od początku przygotowywane pod ich późniejszą sprzedaż.

Żeby dobrze wytłumaczyć specyfikę tej sytuacji, muszę wskazać w tym miejscu kilka liczb. Typowy projekt PV jest bardzo niskokosztowy do momentu, w którym trzeba przygotować projekt budowlany. Koszt kontraktowania gruntu jest w tym okresie niski (nazywa się go nieraz „czynszem postojowym”) – zwykle od kilkuset do tysiąca złotych od hektara. Koszt uzyskania warunków zabudowy lub też zmiany miejscowego planu również nie należy do najwyższych – kolejne kilkanaście tysięcy złotych. Koszt oceny oddziaływania na środowisko to kilkadziesiąt tysięcy złotych za przygotowanie raportu. Większą płatnością jest zaliczka na warunki przyłączenia – 30 000 zł za megawat wnioskowanej mocy przyłączeniowej. Jest to jednakże płatność zwracana w razie odmowy, w związku z czym problem to jedynie zabezpieczenie gotówki, którą właściciel jest gotów zamrozić na czas ok. roku.

Jak widać, etap ten jest niskokosztowy oraz mało ryzykowny, a powstały w ten sposób projekt może zostać sprzedany za bardzo wysoką kwotę, która z nawiązką zwróci poczynioną inwestycję. To zaś powoduje, że rynek pełen jest „inwestorów”, którzy nie zamierzają budować projektu przede wszystkim dlatego, że nie posiadają dostatecznego kapitału, lecz planują jego sprzedaż inwestorowi będącemu w stanie zabezpieczyć odpowiednie środki. Ów inwestor – nabywca mógłby zrealizować podobny projekt samodzielnie, od zera, za kilka procent ceny transakcyjnej, ale nie może tego zrobić, ponieważ przepustowość sieci na danym obszarze została już zablokowana przez inwestora – sprzedawcę.

Pozornie taka sytuacja mieści się w realiach rynkowych popytu i podaży. Pozornie..., ponieważ Polska nie ma już przed sobą 20 lat na spokojną i wyważoną transformację, ale musi gonić cele redukcyjne oraz zdążyć z zastępowalnością mocy po wychodzących z eksploatacji starych blokach węglowych. Zarówno PSE, jak i OSD zdają sobie sprawę z tego, że nie ma już czasu na blokowanie mocy i czajenie się z projektem w nadziei, że znajdzie się poważny inwestor. Nie za bardzo mają jednak co zrobić, bo instrumenty do wyrzucenia projektów z kolejki są, jak wskazałem wyżej, ryzykowne,

mocno uznaniowe i nie dają żadnej gwarancji, że następny w kolejce inwestor spisze się lepiej niż poprzedni.

#### Co zrobić?

Cóż więc można w takiej sytuacji zrobić? Pierwsze i podstawowe rozwiązanie to kompletna zmiana anachronicznej procedury przyłączania źródeł analogicznie do odbiorców. Art. 7 prawa energetycznego powinien zostać całkowicie przeredagowany tak, aby inwestorzy mogli konkurować ze sobą atrakcyjnością oferty przy jednoczesnym twardym zobowiązaniu do zrealizowania inwestycji w razie wygranej. Zdaję sobie jednak sprawę z tego, że jest to rozwiązanie, którego realizacja zajmie nieco czasu i nie pomoże nam ono tu i teraz. Taką pomoc mogłoby przynieść zwiększenie nacisku na finansowe elementy procedury przyłączeniowej

” Pierwsze i podstawowe rozwiązanie to kompletna zmiana anachronicznej procedury przyłączania źródeł analogicznie do odbiorców

przy jednoczesnym zwolnieniu z części formalności. Nie ma potrzeby, by pracownicy operatora weryfikowali grunty i miejscowe plany, gdyby wydanie warunków przyłączenia wiązało się z tak dużym obciążeniem finansowym, że brak realizacji przedsięwzięcia oznaczałoby dla inwestora daleko idące straty i to on sam musiałby przypilnować formalności związanych z lokalizacją przedsięwzięcia. Możliwym i dość prostym w implementacji rozwiązaniem byłoby na przykład spowodowanie, że po otrzymaniu warunków przyłączenia część zaliczki automatycznie byłaby zaliczana na poczet kosztów przyłączenia – bez możliwości zwrotu w razie rezygnacji z projektu. Można byłoby również skrócić okres ważności warunków – z dwóch lat do roku, lub wprowadzić dodatkowe wysokie opłaty uiszczane cyklicznie w przypadku braku postępów w realizacji przedsięwzięcia – analogicznie do finansowych i operacyjnych kamieni milowych w ramach rynku mocy. Konceptcje te nie są oczywiście mojego autorstwa, rozmawia się o nich na rynku od jakiegoś czasu. Liczę jednak, że Ministerstwo Klimatu przejdzie w tych sprawach od słów do czynów, ponieważ niestety czas na gadanie już się skończył.

# Technologie Power to heat a partycypacja w spełnieniu kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego – state of play

Kryterium emisyjne przy poziomach określonych w artykule 26 ust. 2 dyrektywy EED będzie niezwykle trudne do osiągnięcia, zwłaszcza w przypadku dużych systemów ciepłowniczych.

To, że wszystkie systemy ciepłownicze będą dążyć do spełnienia kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, zgodnie z artykułem 26 dyrektywy EED, nie ulega raczej wątpliwości – groźba utraty możliwości uzyskania pomocy publicznej bądź jej zwrotu jest bardzo dużym ryzykiem pod kątem akceptowalności kosztów transformacji przez odbiorców końcowych. Ogólne ramy definicyjne zawarte w przedmiotowych przepisach przewidują dwa podejścia – tzw. kryterium wolumenowe (kontynuacja podejścia zawartego w obecnym brzmieniu definicji odnoszącej się do typu ciepła dostarczonego do systemu ciepłowniczego) oraz kryterium emisyjne (przewidujące maksymalne progi wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom końcowym). Wybór podejścia będzie co do zasady dokonywany przez dane państwo członkowskie, niemniej warto wskazać, że kryterium emisyjne przy takich poziomach, jak określone w artykule 26 ust. 2 dyrektywy EED, będą niezwykle trudne do osiągnięcia, zwłaszcza w przypadku dużych systemów ciepłowniczych (nie ma jednak jeszcze jednoznacznego podejścia KE do potencjalnej zamienności obu kryteriów). Jak powyższy wywód ma się do ciepła wytworzonego w instalacjach wykorzystujących technologię Power to Heat?

## Kolor ciepła z instalacji wykorzystujących technologię Power to Heat

Biorąc pod uwagę niezwykle ambitne cele w zakresie polityki klimatyczno-energetycznej, nie ma przestrzeni do „oddania” nawet 1 MWh zielonej energii elektrycznej. Ciepłownictwo systemowe jest doskonałym partnerem dla sektora elektroenergetycznego dla realizacji zadania w zakresie zwiększenia udziału OZE w krajowym systemie elektroenergetycznym – bilansując nadwyżki energii elektrycznej z OZE właśnie przez systemy ciepłownicze. Wyjaśnienia wymaga tutaj kwestia, co rozumiemy pod pojęciem technologii Power to Heat. Z jednej strony są to pompy ciepła, z drugiej – kotły elektrodowe. Tym, na co należy zwrócić uwagę, jest duża różnica w optymalnej charakterystyce pracy obu typów jednostek. Pompy ciepła będą dedykowane przede wszystkim do pracy w podstawie systemu ciepłowniczego, natomiast kotły elektrodowe – jako źródła rezerwowo-szczy-



fot. zasoby autorki

### Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego  
Towarzystwa  
Elektrociepłowni  
Zawodowych

towe. Oznacza to, że czas wykorzystania mocy w przypadku pomp ciepła będzie istotnie większy niż w przypadku kotłów elektrodowych. Każda z instalacji ma odegrać nieco inną rolę – pompy ciepła będą spełniać zdecydowanie ważniejszą, dla realizacji celów tylko dla systemów ciepłowniczych. Kotły elektrodowe w układzie z magazynami ciepła mogą natomiast dodatkowo wspierać przyrost mocy wytwórczych OZE zasilających krajowy system elektroenergetyczny. Problem polega na tym, że o ile co do statusu ciepła wytworzonego w pompach ciepła nie ma wątpliwości, w przypadku kotłów elektrodowych (niestety) sprawa okazuje się nie tak oczywista, pomimo tego, że nie ma tu kolizji z przepisami dyrektyw EED i RED III.

## Co to oznacza?

Nie ma co ukrywać – wprowadzenie możliwości zakwalifikowania ciepła wytworzonego w kotłach elektrodowych z energii elektrycznej z OZE (potwierdzonej umową PPA lub w inny sposób, np. w oparciu o gwarancję pochodzenia z dodatkowym mechanizmem potwierdzającym, że dany wolumen energii elektrycznej z OZE został przeznaczony tylko na cel wytworzenia ciepła w kotłach elektrodowych), dostarczonej z krajowego systemu elektroenergetycznego jako ciepło z OZE na potrzeby spełnienia tzw. kryterium wolumenowego w ramach definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, jest obecnie absolutnym priorytetem dla branży ciepłowniczej. Bez tego, biorąc pod uwagę trajektorię wynikającą ze zmiany definicji efektywnego systemu ciepłowniczego, budowa kotłów elektrodowych przestanie być uzasadniona, co w konsekwencji wywoła skutki w postaci zwiększenia nakładów koniecznych do dekarbonizacji systemów ciepłowniczych i, niestety, istotnego wzrostu cen ciepła dla odbiorców końcowych. Kwestia ta, z dużym prawdopodobieństwem, rozstrzygnie się na etapie transpozycji przepisów pakietu Fit for 55 w zakresie efektywności energetycznej i odnawialnych źródeł energii do prawodawstwa krajowego. Pozostaje mieć nadzieję, że rozstrzygnięciem pozytywnie dla optymalizacji procesu dekarbonizacji, na czym skorzystają i systemy ciepłownicze, i krajowy system elektroenergetyczny, i budżety gospodarstw domowych.

**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](http://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 każdym produkcie HORA.

**Wybierając armaturę HORA, wybierasz doskonałość, innowacyjność i bezpieczeństwo.**

[www.hora.de](http://www.hora.de)



Fot. 123rf

# ALGORYTM KONTRA MENADŻER,

czyli jak sztuczna inteligencja wpłynie  
na zarządzanie zmianami

---

dr Krzysztof Buczkowski

Politechnika Warszawska

Sztuczna inteligencja w różnej postaci za chwilę pojawi się w naszych organizacjach i zagości w nich na dłużej. Jak zatem należy się przygotować do tej zmiany oraz sprawić, by była korzystna dla firmy i oczywiście jej pracowników?

**D**opiero co zdążyliśmy się przyzwyczajać do myśli, że żyjemy w czasach cyfrowej rewolucji, czyli wszechobecnego internetu i usług z nim powiązanych – bankowości, zakupów, pracy zdalnej czy nawet wirtualnego życia na platformach społecznościowych, a już pojawiło się nowe wyzwanie. Od końca 2022 roku żyjemy pod presją zjawiska, które choć znane od wielu lat, zwłaszcza z twórczości literackiej lub filmowej, wcześniej nie zmaterializowało się tak namacalnie jak teraz, czyli tzw. sztucznej inteligencji (ang. AI). Owe „zmaterializowanie się” nastąpiło, gdy firma OpenAI udostępniła swoje narzędzie oparte na modelu językowym GPT, znane jako Chat-GPT<sup>1</sup> (Generative Pretrained Transformer, co możemy przetłumaczyć jako generatywny wstępnie przeszkolony transformator, który znając formalne reguły gramatyki, będzie zdolny do komunikowania się w danym języku).

Zaskakujące możliwości aplikacji sprawiły, że w ciągu 5 dni przyciągnęła milion użytkowników, a w następnych dwóch miesiącach dołączyły do niej kolejne 99 milionów. Po sukcesie Chat-GPT inne firmy zaczęły odkrywać karty, czyli pokazywać światu swoje narzędzia AI, obejmujące już nie tylko pracę z tekstem, lecz także z obrazami. Wspomniana sztuczna inteligencja może zatem tworzyć na zamówienie już nie tylko teksty, ale także obrazy i dźwięki, nawet filmy.

### Dylematy ze sztuczną inteligencją w tle

Cały świat powtarza pytanie, czy na pewno jako ludzkość jesteśmy gotowi na tak daleko idącą zmianę? W połowie żartobliwie, a w połowie filozoficznie można odpowiedzieć, że „ludzie są gotowi tak jak zwykle, czyli dokładnie tak samo, jak byli gotowi na inne rewolucyjne odkrycia z przeszłości – począwszy od koła, poprzez proch, maszynę drukarską czy bombę atomową”. Przełomowość i ogromna moc drzemiąca w sztucznej inteligencji sprawia, że w opinii wielu przedsiębiorców i naukowców niesie ona zbyt dużo nieidentyfikowanych zagrożeń. W związku z tym w 2023 roku ponad tysiąc liderów biznesu, na czele z Elonem Muskem<sup>2</sup>, podpisało list otwarty, wzywający do spowolnienia prac nad rozwojem potężnych systemów sztucznej inteligencji. W petycji napisano m.in.: „Czy powinniśmy pozwolić maszynom zalać nasze kanały informacyjne propagandą i nieprawdą? Czy powinniśmy zautomatyzować wszystkie zawody, w tym te dające satysfakcję? Czy powinniśmy rozwijać

nie-ludzkie umysły, które w końcu mogą nas przewyższyć, przechytrzyć, zdezaktualizować i zastąpić? Czy powinniśmy ryzykować utratę kontroli nad naszą cywilizacją? Takich decyzji nie wolno delegować na niewybieralnych liderów technologicznych. Potężne systemy AI powinny być rozwijane tylko wtedy, gdy mamy pewność, że ich efekty będą pozytywne, a ryzyko możliwe do opanowania”<sup>3</sup>.

Powyższy cytat potwierdza i uzasadnia obawy m.in. Europołu (policyjnej agencji Unii Europejskiej)<sup>4</sup>, że to właśnie sztuczna inteligencja może być niewłaściwie wykorzystana w procesach komunikacji i manipulacji informacją (dezinformacji), a dodatkowo wsparta wiedzą na temat kognitywistyki<sup>5</sup> i kwestii psychologicznych czy rywalizacji między ludźmi może stanowić poważne zagrożenie dla społeczeństwa i ludzkości. Świadomi zagrożeń są decydenci Unii Europejskiej, w biurach której prowadzone są intensywne prace nad regulacjami prawnymi, a część z nich poddawana jest szerokim konsultacjom.

”

Ewolucja technologii nie tylko sama powoduje zmiany, ale zmienia także sposób zarządzania zmianami

Niejako obok całego formalnoprawnego zamieszania, kolejne firmy udostępniają swoje narzędzia i komercjalizują wykorzystanie coraz doskonalszych modeli językowych. Rozwija się publicystyka w tym obszarze – zarówno zwolenników, jak i przeciwników. Branża szkoleniowa oferuje kursy z pisania poleceń, krystalizują się nowe zawody, np. operator AI. Widać olbrzymią dynamikę zjawiska, które trudno będzie wyhamować, bo o zatrzymaniu raczej powinniśmy zapomnieć. Na naszych oczach będzie zachodziła przyspieszona transformacja z gospodarki bazującej na wiedzy do gospodarki opierającej się na umiejętnościach, w tym także umiejętnościach opanowania rodzących się szans i elastyczności w zarządzaniu dotychczasowymi organizacjami w nowej rzeczywistości.

Należy zatem sobie głośno i wyraźnie powiedzieć, a nawet powtórzyć wiele razy dla większego efektu: sztuczna inteligencja w różnej postaci za chwilę pojawi się w naszych organizacjach i zagości w nich na dłużej. Jak zatem należy się przygotować do tej zmiany oraz sprawić, by była korzystna dla firmy i oczywiście jej pracowników?

### Gospodarka bazująca na umiejętnościach

Gdy pod koniec XX wieku na kartach wydawnictw akademickich oraz specjalistycznych periodyków

o zarządzaniu królowała nowa koncepcja gospodarki bazującej na wiedzy, nikt nie spodziewał się, że ta – wydawało się – nowoczesna *nomen omen* wiedza, tak szybko się zdezaktualizuje. Przy obserwowanej obecnie dynamice wykorzystania sztucznej inteligencji, która mówiąc kolokwialnie „prawie wszystko wie i szybko się uczy”, teoretycy oraz praktycy zarządzania zasobami ludzkimi coraz częściej przesuwają środek ciężkości w kierunku umiejętności, także umiejętności zarządzania dostępem do wiedzy. Ponieważ dostęp do wiedzy jest powszechny i naturalny – przecież już małe dziecko ma świadomość, że jak czegoś nie wie, to sprawdzi w internecie – dlatego najprawdopodobniej inne czynniki niż wiedza sensu *stricte* będą decydowały o tym, która osoba będzie najbardziej przydatna w firmie oraz która firma obroni lub wzmocni swą pozycję na rynku. Właściciele i kadra zarządzająca będą musieli odpowiedzieć sobie na pytania, czy ich pracownicy posiadają umiejętności potrzebne do napędzania rozwoju osobistego i biznesowego swej organizacji?

Aby odnieść sukces w najbliższej przyszłości, organizacje muszą wykorzystać szansę, jaką daje podejście bazujące na umiejętnościach. Przy wyraźnie zauważalnym już deficycie kadr technicznych zarządzający przyznają, że w trakcie rekrutacji bardziej skupiają się na rzeczywistych umiejętnościach kandydata niż na jego formalnym wykształceniu i weryfikowalnym doświadczeniu. Wspomniana koncentracja na umiejętnościach wymaganych do wykonywania danej pracy, w zestawieniu ze sposobem, w jaki te konkretne umiejętności zostały nabyte, tworzy nie tylko bardziej sprawiedliwe miejsce pracy, ale także otwiera nowe możliwości rozwoju pracowników, mobilności najbardziej wartościowych talentów i otwiera nowe szanse na rozwój biznesu.

Warto jednak podkreślić, że zmiana podejścia nie jest łatwa, zwłaszcza w naszych mocno zhierarchizowanych przedsiębiorstwach. Zmianie musi ulec tzw. cykl życia pracownika – od sposobu rekrutacji, szkolenia po sposób angażowania, nagradzania, rozwijania i zarządzania talentami. W organizacji bazującej na umiejętnościach formalne kwalifikacje lub stopnie naukowe mogą mieć zastosowanie tylko na niewielkiej liczbie stanowisk, ponieważ przepis na sukces będzie ukryty w konkretnych umiejętnościach i doświadczeniach, także takich, które trudno formalnie potwierdzić dyplomami, świadectwami czy certyfikatami. Podobnie będzie wyglądała sytuacja z akceptacją sztucznej inteligencji w organizacji i zarządzaniu ludźmi, którzy będą umieli efektywnie współpracować ze sztuczną inteligencją.

### Czy współpraca z AI to zwiększanie szans menedżerów na zostanie liderami zmian?

Według wiodących firm doradczych (a także raportu Światowego Forum Ekonomicznego<sup>6</sup>), transformacja cyfrowa oraz rozwój modeli językowych,

## 10 ZALET WYKORZYSTANIA SZTUCZNEJ INTELIGENCJI W ZARZĄDZANIU ZMIANAMI W PRZEDSIĘBIORSTWIE<sup>8</sup>

1. Analiza danych: sztuczna inteligencja może szybko przetwarzać duże ilości danych, co pozwala na lepsze zrozumienie zmian zachodzących w przedsiębiorstwie oraz identyfikację obszarów wymagających uwagi.
2. Prognozowanie trendów: dzięki algorytmom uczenia maszynowego, sztuczna inteligencja może przewidywać trendy i zmiany na rynku, co umożliwia przedsiębiorstwu odpowiednie dostosowanie się do zmieniających się warunków.
3. Personalizacja: systemy oparte na sztucznej inteligencji mogą dostarczać spersonalizowane rekomendacje i rozwiązania, które lepiej odpowiadają indywidualnym potrzebom pracowników i klientów w procesie zmian.
4. Automatyzacja procesów: sztuczna inteligencja może automatyzować wiele procesów związanych z zarządzaniem zmianami, co pozwala na szybsze i bardziej efektywne wdrożenie nowych strategii czy procedur.
5. Optymalizacja zasobów: dzięki analizie danych, sztuczna inteligencja może pomóc w optymalizacji wykorzystania zasobów ludzkich, finansowych i technologicznych w kontekście zmian w przedsiębiorstwie.
6. Wykrywanie anomalii: systemy oparte na sztucznej inteligencji mogą szybko wykrywać anomalie w danych czy procesach, co pozwala na szybką reakcję i zapobieganie poważniejszym problemom w trakcie zmian.
7. Rozpoznawanie wzorców: sztuczna inteligencja może identyfikować ukryte wzorce w danych i zachowaniach, co umożliwia lepsze zrozumienie procesów zachodzących w przedsiębiorstwie i ich wpływ na zmiany.
8. Wsparcie decyzji: dzięki analizie danych i modelowaniu, sztuczna inteligencja może dostarczać informacji i rekomendacji, które wspierają proces podejmowania decyzji związanych z zarządzaniem zmianami.
9. Łatwiejsza komunikacja: sztuczna inteligencja może ułatwić komunikację wewnątrz przedsiębiorstwa poprzez automatyzację procesu przetwarzania informacji i udostępnianie ich odpowiednim interesariuszom w odpowiednim czasie.
10. Ciągłe doskonalenie: systemy oparte na sztucznej inteligencji mogą ciągle się uczyć na podstawie nowych danych i doświadczeń, co pozwala na ciągłe doskonalenie strategii i procesów zarządzania zmianami w przedsiębiorstwie.

czyli tzw. sztucznej inteligencji, będą w bardzo istotny sposób wpływać na stanowiska pracy. Szacuje się, że najszybciej znikną m.in. operacyjni pracownicy banków i pokrewni szeregowi urzędnicy, np. pocztowi, kasjerzy w handlu oraz osoby wprowadzające dane. Z drugiej strony, w ciągu najbliższych kilku lat oczekuje się wzrostu liczby tzw. kreatywnych stanowisk pracy, w tym specjalistów ds. sztucznej inteligencji i uczenia maszynowego, specjalistów ds. zrównoważonego rozwoju czy analityków bezpieczeństwa informacji i specjalistów ds. cyberbezpieczeństwa. Nowe zawody mają być swoistym pomostem pomiędzy światami: realnym i cyfrowym. Dlatego każdy menadżer powinien w swej strategii zarządzania zasobami ludzkimi uwzględnić wyjątkową relację siebie jako operatora sztucznej inteligencji i interakcje z innymi operatorami sztucznej inteligencji, w myśl naczelnej zasady, że ludzie sprawnie korzystający ze sztucznej inteligencji wyprą tych, którzy jej nie używają.

Ewolucja technologii nie tylko sama powoduje zmiany, ale zmienia także sposób zarządzania zmianami. Na przykład praca w „chmurze danych” umożliwiła zdalnym specjalistom zaangażowanie się w program zmian i wniesienie cennego wkładu w czasie rzeczywistym. Z kolei sztuczna inteligencja obiecuje zmienić świat biznesu bardziej niż jakkolwiek inny postęp technologiczny do tej pory. Zmieni się także zarządzanie zmianą, zwłaszcza jej ludzką stroną. Zakłada się, że gotowe rozwiązania podpowiadane przez sztuczną inteligencję mogą generować problemy i negatywnie wpływać na produktywność, kreatywność, kulturę i strategię organizacji.

Globalna firma konsultingowa Accenture<sup>7</sup> szacuje, że duże modele językowe, takie jak ChatGPT-4, mogą mieć wpływ na 40% wszystkich godzin pracy świadczonych w ramach szeroko rozumianych prac biurowych. Wynika to z faktu, że działania językowe (pisanie, czytanie, analizowanie itd.) zajmują 62% całkowitego czasu pracy pracowników. Jeśli wspomniane czynności będą mogły być wykonywane szybciej, sprawniej i efektywniej, otwartym pozostaje pytanie o redukcję zatrudnienia lub o inne alternatywne, a zarazem produktywnie zajęcia dla odciążonej w ten sposób kadry.

### Sztuczna inteligencja o sobie

Przygotowując niniejszy tekst uznałem za zasadne pokazanie choć namiastki możliwości ogólnodostępnego narzędzia, czyli ChatGPT-3.5. Wydałem mu polecenie, by podał 10 zalet i tyleż samo zagrożeń wykorzystania sztucznej inteligencji w zarządzaniu zmianami w przedsiębiorstwie. W ramach przytaczam wygenerowany przez niego tekst, który nie został poddany redakcji ani korekcie. Nie wiemy także, z jakich źródeł czerpał model językowy, ale zapytany z pewnością by uzupełnił te kwestie.

Jak widać, model językowy „bezemocjonalnie” wyliczył znane sobie szanse i zagrożenia płynące z istnienia i wykorzystania analogicznych modeli językowych,

## 10 ZAGROŻEŃ ZWIĄZANYCH Z WYKORZYSTANIEM SZTUCZNEJ INTELIGENCJI W ZARZĄDZANIU ZMIANAMI W PRZEDSIĘBIORSTWIE:

1. Brak ludzkiego czynnika: nadmierne poleganie na sztucznej inteligencji może doprowadzić do zaniedbania roli ludzkiego czynnika w procesie zarządzania zmianami, co może prowadzić do braku empatii i zrozumienia potrzeb pracowników.
2. Błędy w algorytmach: nieprawidłowo skonfigurowane lub źle zaprojektowane algorytmy sztucznej inteligencji mogą prowadzić do błędnych analiz i decyzji, co może znacząco wpłynąć na skuteczność zarządzania zmianami w przedsiębiorstwie.
3. Brak elastyczności: niektóre systemy sztucznej inteligencji mogą być zbyt sztywne i nieelastyczne w reagowaniu na zmiany w środowisku biznesowym, co może utrudniać adaptację do dynamicznie zmieniających się warunków.
4. Przejrzystość decyzji: algorytmy sztucznej inteligencji mogą generować decyzje, których procesy podejmowania są trudne do zrozumienia dla ludzi, co może powodować brak zaufania i akceptacji wśród pracowników i zarządzających.
5. Zagrożenie prywatności: wykorzystanie sztucznej inteligencji w zarządzaniu zmianami może naruszać prywatność pracowników poprzez gromadzenie i analizę ich danych osobowych, co może prowadzić do konfliktów etycznych i prawnych.
6. Zależność od danych: efektywność sztucznej inteligencji w zarządzaniu zmianami jest w dużej mierze uzależniona od jakości i ilości dostępnych danych, co może stwarzać ryzyko w przypadku niedostatecznej lub nieprawdziwej informacji.
7. Przeszarżowane modele: technologie sztucznej inteligencji mogą szybko się zmieniać, co może prowadzić do szybkiego przestarzenia się modeli i algorytmów wykorzystywanych w procesie zarządzania zmianami.
8. Różnice kulturowe i społeczne: niektóre systemy sztucznej inteligencji mogą być oparte na danych z jednego obszaru geograficznego lub kulturowego, co może prowadzić do błędnych wniosków w kontekście innych społeczności lub kultur.
9. Manipulacja danych: istnieje ryzyko manipulacji danych wykorzystywanych przez systemy sztucznej inteligencji w celu osiągnięcia pożądanego wyników, co może prowadzić do fałszywych prognoz i decyzji w procesie zarządzania zmianami.
10. Zwiększenie nierówności: wprowadzenie sztucznej inteligencji w zarządzaniu zmianami może prowadzić do zwiększenia nierówności w miejscu pracy, na przykład poprzez zastępowanie niektórych pracowników przez algorytmy lub wzmacnianie istniejących dysproporcji społeczno-ekonomicznych.

nazywanych sztuczną inteligencją. Pytanie, czy twórcy kolejnych narzędzi będą tak samo etyczni? Czy może odrobinę mniej? Może np. nie pozwolą wypowiadać się źle o samym narzędziu i jego twórcach, lub tych, którzy wykupią usługę „tylko pozytywnych treści”?



Fot. 123rf

### LIDER UBEZWŁASNOWLIONY

Menadżer, który zbyt mocno zafascynuje się możliwościami sztucznej inteligencji i tylko na niej będzie opierał swoje decyzje, stanie się w końcu liderem w jakimś stopniu ubezwłasnowolnionym, bez możliwości rozwijania własnej kreatywności i nieszablonowego myślenia

Pytania mnożą się same. Polecam z uwagą przeczytać pierwszy i dziewiąty punkt zagrożeń. Warto się nad tym zastanawiać.

### Świat organoleptycznie doświadczalny

Menadżer, który zbyt mocno zafascynuje się możliwościami sztucznej inteligencji i tylko na niej będzie opierał swoje decyzje, stanie się w końcu liderem w jakimś stopniu ubezwłasnowolnionym, bez możliwości rozwijania własnej kreatywności i nieszablonowego myślenia, reagowania na sytuacje nagłe i awaryjne. Istnieje ogromne ryzyko wystąpienia procesu automatyzacji myślenia przy pomocy zewnętrznego narzędzia, czyli skupiania się na tym, że ten „wszechwiedzący” automat jest zawsze pod ręką i że będziemy mogli z niego skorzystać, a on poda nam gotowe rozwiązanie. Analogicznie zresztą do znanych już negatywnych konsekwencji zjawiska uzależnienia od mediów społecznościowych, przy których już nie tylko młodzi ludzie spędzają całe dni, ponieważ otrzymują natychmiastową nagrodę dla swego mózgu. Niestety, wiąże się z tym ogromne zagrożenie ubezwłasnowolnienia intelektualnego. Jeśli wiele lat temu automaty w fabryce zastąpiły mięśnie ludzi to realna jest groźba, że uzależnienie od przetworzonej i łatwo dostępnej wiedzy w modelach językowych (sztucznej inteligencji) – upośledzi nasz mózg, jego naturalną sprawność do rozwoju.

Pochodną powyższego jest kolejna sytuacja, kiedy pracownicy podlegli danemu menadżerowi będą wykorzystywali sztuczną inteligencję do realizacji swoich zadań. Wyzwaniem stanie się ocena, kto tak

naprawdę wykonał pracę lub jej znaczną część, np. stworzył dany raport: wybrał dane, przeprowadził wnioskowanie i opracował rekomendacje. Miejmy nadzieję, że rozsądek zwycięży i menadżerowie wybiorą najlepsze rozwiązanie, tak by mogła nastąpić wydajna automatyzacja zadań, ale bez automatyzacji myślenia.

### Przypisy

- <sup>1</sup> <https://chat.openai.com/> - rodzaj algorytmu umożliwiający generowanie tekstu/obrazu na podstawie dużych zbiorów danych.
- <sup>2</sup> Elon Reeve Musk – przedsiębiorca, założyciel lub współzałożyciel przedsiębiorstw PayPal, SpaceX, Tesla, Neuralink i Boring Company. Aktualnie swoją aktywność koncentruje na pracach związanych z raketami i statkami kosmicznymi przeznaczonymi do lotów na orbitę okołozemską, a w przyszłości również na inne planety (na podstawie: [www.tesla.com](http://www.tesla.com)).
- <sup>3</sup> List podpisany przez Elona Muska z żądaniem wstrzymania badań nad sztuczną inteligencją budzi kontrowersje, <https://www.theguardian.com/technology/2023/mar/31/ai-research-pause-elon-musk-chatgpt>.
- <sup>4</sup> Europol - Agencja Unii Europejskiej ds. Współpracy Organów Ścigania. <https://www.europol.europa.eu/about-europol:pl>.
- <sup>5</sup> Kognitywistyka – dziedzina nauki zajmująca się obserwacją i analizą działania zmysłów, mózgu i umysłu, w szczególności ich modelowaniem.
- <sup>6</sup> Materiały World Economic Forum – Davos 2023, <https://www.weforum.org/agenda/2023/05/jobs-lost-created-ai-gpt/>
- <sup>7</sup> Work, Workforce, Workers Age of Generative AI Report - Accenture, <https://www.accenture.com/content/dam/accenture/final/accenture-com/document-2/Accenture-Work-Can-Become-Era-Generative-AI.pdf>
- <sup>8</sup> Chat.openai.com z dnia 08 marca 2024 roku. ■





PSIscada

# System SCADA dla branży ciepłowniczej

PSIscada to nowoczesna i elastyczna platforma do zarządzania, sterowania i monitorowania procesów technologicznych, w tym nadzoru operacyjnego nad rozproszoną infrastrukturą sieci ciepłowniczych, wodociągowych i kanalizacyjnych. Łączy w sobie korzyści otwartej platformy z funkcjami zaawansowanych systemów klasy SCADA.

- + Nieograniczone tworzenie ekranów synoptycznych.
- + Integracja z innymi systemami oraz dowolnymi bazami danych.
- + Skalowalny system, rozwijany zgodnie z potrzebami przedsiębiorstwa.
- + Dowolnie konfigurowalne wykresy i alarmy.
- + Wdrożenie systemu i wsparcie techniczne (także w reżimie 24/7/365).
- + Bezpieczeństwo i cyberbezpieczeństwo.



▷ Dowiedz się więcej:  
[www.psi.pl/wod-kan-cieplo](http://www.psi.pl/wod-kan-cieplo)

PSI 



# POKORA I SKROMNOŚĆ

## Fundamenty mądrego i skutecznego przywództwa

**Sylwia Pawłowska**

mistrz w Wydziale Sieci Wodociągowej i Kanalizacyjnej, Wodociągi Chrzanowskie

**Adam Jeske**

konsultant, trener biznesu, właściciel firmy doradczo-szkoleniowej RdB.Expert

W dzisiejszym dynamicznie zmieniającym się świecie przywództwo wymaga nie tylko strategicznej wizji czy determinacji w dążeniu do osiągnięcia wyników, ale również wrażliwości społecznej, empatii i umiejętności interpersonalnych. Do znaczących atrybutów lidera, cnót, które mogą znacząco wpływać na skuteczność zarządzania, niewątpliwie należą pokora i skromność.

W słynnej i wciąż aktualnej książce „Od dobrego do wielkiego” [1], światowej sławy guru biznesu Jim Collins, zdefiniował lidera najwyższego, piątego poziomu, reprezentującego kombinację skromności i pokory oraz żelaznej woli i determinacji. Choć często ze sobą utożsamiane, pokora i skromność

to dwie strony tego samego medalu. Choć różne, są ściśle powiązane i wzajemnie się uzupełniają, a w kontekście przywództwa odgrywają unikalne oraz komplementarne role, które mogą znacząco wpłynąć na sposób, w jaki lider jest postrzegany przez pracowników i jak efektywnie funkcjonuje jego zespół. Pokora skupia



Fot. 123rf

się na wewnętrznej postawie i relacjach z innymi, podczas gdy skromność dotyczy zewnętrznej prezentacji siebie i interakcji z otoczeniem.

### Uznawanie własnych ograniczeń

Pokora (ang. *humility*) oznacza otwartość na wkład innych, uznawanie własnych ograniczeń i uczciwą samoocenę. Odnosi się głównie do postawy oraz sposobu myślenia, gdzie lider jest świadomy swoich słabości i wolny od pychy. To uznawanie, że nikt nie jest lepszy od innych, niezależnie od osiągnięć czy statusu społecznego; skłania do przyjmowania zasady, że wszyscy są równi i każdy może uczyć się od każdego. Pokora w przywództwie jest nieocenionym atutem, pozwalającym budować kulturę opartą na zaufaniu, szacunku, innowacji i ciągłym doskonaleniu. Pokorny lider odrzuca publiczny poklask i uznanie, nigdy się nie chełpi, jego działania są spokojne, ciche i pełne determinacji, pracuje bez rozgłosu, motywuje ludzi głównie dzięki wymaganiom, a nie charyzmie oraz kieruje swoją ambicją na rozwój firmy, a nie na siebie samego. Jest gotów nauczyć się czegoś nowego od każdego członka swojego zespołu, przyjmować konstruktywną krytykę i akceptować swoje błędy. Taka postawa promuje otwartość, uczciwość i współpracę,

co jest fundamentem dla tworzenia silnych, zintegrowanych, zmotywowanych i zaangażowanych zespołów, zdolnych do innowacji, adaptacji i elastycznego reagowania na zmieniające się warunki.

### Skromność w przywództwie

Skromność natomiast (ang. *modesty*) dotyczy sposobu, w jaki lider prezentuje swoje osiągnięcia i wykorzystuje pozycję w organizacji. Jest to nienachalne prezentowanie własnych osiągnięć, sposób mówienia o sobie, a także unikania przesadnego eksponowania zalet. Lider okazuje pokorę i skromność po to, aby móc służyć innym osobom, w tym przede wszystkim członkom swojego zespołu. Dzięki takiej postawie ludzie mogą mieć poczucie, że ich przywódca stanowi źródło wsparcia.

Skromność w przywództwie, choć cenna, może nieść ze sobą pewne ryzyka, jeśli jest nadmiernie akcentowana. Zbyttna skromność może być odbierana jako brak pewności siebie czy niezdecydowanie, co w kontekście przywództwa może prowadzić do osłabienia autorytetu lidera. Ważne jest, aby znalazł on złoty środek w dzieleniu się swoimi sukcesami, tak aby nie tylko podkreślać własne osiągnięcia, ale także promować wkład całego zespołu.

Istotne, by liderzy byli świadomi ryzyka związanego z nadmierną pewnością siebie – przekonaniem, że zawsze mają rację, nawet bez wystarczających dowodów. To może prowadzić do błędnych decyzji. Równie niebezpieczna jest fałszywa skromność, czyli umniejszanie własnych osiągnięć w celu manipulacji innymi, co osłabia zaufanie zespołu. Taka postawa często skutkuje ignorowaniem cennych opinii i wskazówek płynących od jego członków, co może być przyczyną podejmowania błędnych decyzji. Liderzy zbyt pewni siebie mogą również przecenić swoje umiejętności, co z kolei prowadzi do nadmiernego ryzyka i nieprzewidywalnych konsekwencji. Aby uniknąć tych pułapek ważne jest, aby rozwijali w sobie pokorę intelektualną, która umożliwi im uznawanie, że ich wiedza i doświadczenie mają granice, a nauka jest procesem ciągłym.

”

W erze, gdzie umiejętność ciągłej adaptacji i uczenia się jest niezbędna, samoświadomość i autorefleksja stają się kluczowym atutem każdego lidera

Z drugiej strony, liderzy mogą też popadać w pułapkę fałszywej skromności, próbując manipulować i kształtować opinie innych o sobie poprzez świadome pomniejszanie swoich osiągnięć, zdolności czy umiejętności. Taka postawa może być odbierana jako brak autentyczności i prowadzić do utraty zaufania wśród członków zespołu. Fałszywa skromność, choć może na pierwszy rzut oka wydawać się cnotą, w rzeczywistości jest zachowaniem toksycznym, które podkopuje autorytet lidera i demotywuje zespół. Liderzy powinni dążyć do szczerzej i otwartej komunikacji, podkreślając swoje prawdziwe osiągnięcia w sposób, jaki równocześnie uwypukla wkład innych.

### Odmienne podejścia w przywództwie

Dla zilustrowania konsekwencji dla organizacji odmiennych podejść w przywództwie, poniżej przedstawiamy przykład różnych zachowań dwóch liderów w trakcie spotkania ze swoim zespołem.

Pierwszy lider, niekontrolujący własnego ego, którego rozpiera pycha, uważający siebie za najmądrzejszego w pokoju, niesłuchający ludzi, nie dopuszczający ich do głosu, nieustająco mówiący, z uwielbieniem wsłuchujący się w swój głos, denerwujący się i niepanujący nad swoimi emocjami, wszystko wiedzący najlepiej i narzucający swoje rozwiązania.

Drugi lider, pełen skromności i pokory, uważnie słuchający swoich ludzi, nieudający, że zna odpowiedzi na wszystkie pytania, zadający dobrze przemyślane pytania, najczęściej trafiające prosto „w punkt”, nienarzucający swoich opinii, pytający o możliwe rozwiązania, zachęcający do dzielenia się pomysłami, wreszcie mówiący na końcu.

W pierwszym przypadku członkowie zespołu mogą czuć się zniechęceni i zdemotywowani, ponieważ ich pomysły i opinie nie są brane pod uwagę. Brak możliwości wpływania na decyzje i procesy może ich prowadzić do poczucia bezsilności. Gdy lider nie słucha swojego zespołu, pracownicy mogą stopniowo tracić zainteresowanie projektem i ich zaangażowanie w pracę może znacząco spaść. Mogą czuć, że ich wysiłek nie ma znaczenia. Poczucie, że ich głos nie jest słyszany, może sprawić, że pracownicy będą mieli trudności z identyfikacją z wartościami czy celami firmy. Tracą poczucie sensu pracy. W dłuższej perspektywie może to prowadzić do tzw. cichej rezygnacji, a w konsekwencji do większej rotacji.

W drugiej sytuacji skromność i pokora lidera znacząco zwiększają motywację i zaangażowanie członków zespołu. Uczestnictwo w procesie decyzyjnym i możliwość wyrażenia własnych pomysłów sprawiają, że pracownicy czują się ważni i docenieni za swój wkład. Gdy lider zadaje celne pytania i pyta o możliwe rozwiązania członkowie zespołu czują, że mogą realnie przyczynić się do sukcesu projektu. To z kolei prowadzi do większego zaangażowania w pracę i chęci do dodatkowego wysiłku. Lider, który przyznaje się do błędów, potrafi powiedzieć, że nie wie wszystkiego, że się mylił i ceni wkład każdego pracownika, buduje kulturę zaufania i otwartości. Pracownicy, czując się częścią większej całości i widząc, że ich praca ma znaczenie, łatwiej identyfikują się z firmą i jej celami.

Zbudowanie takiej postawy wymaga nie tylko osobistej introspekcji, ale także kształtowania w firmie atmosfery oraz warunków, które promują otwartość, dialog i współpracę. Liderzy powinni zachęcać swoje zespoły do wyrażania opinii, zadawania trudnych pytań i dzielenia się wątpliwościami. Taka otwarta komunikacja wzmacnia poczucie wspólnoty, wzajemnego szacunku i zaufania, co jest fundamentem dla skutecznego i mądrego przywództwa.

### Powiedz, że nie wiesz

Adam Grant, profesor psychologii w Wharton School na Uniwersytecie Pensylwanii, specjalizujący się w psychologii organizacji, podkreśla, że „powiedzenie >>nie wiem<< nie jest przejawem ignorancji. Odzwierciedla pewną pokorę. Brak poczucia bezpieczeństwa skłania nas do udawania, że znamy odpowiedzi. Pokora dodaje nam odwagi do zadawania pytań. Nie możesz się nauczyć, jeśli nie chcesz przyznać, że czegoś nie wiesz i że musisz się tego nauczyć. Pokora to nie fałszywa skromność – to realistyczne nastawienie, to szczerłość wobec siebie i zespołu w kwestii tego

co wiem, a czego nie wiem”. Dodaje, że „powiedzenie >>myliłem się<< nie jest przyznaniem się do niekompetencji. To znak, że masz pokorę, aby rozpoznać swoje błędy i uczciwość, aby się na nich uczyć. Im szybciej uznasz, że się mylisz, tym szybciej możesz dążyć do tego, by mieć rację” [2].

Praktykowanie pokory i skromności wymaga przede wszystkim wysokiej samoświadomości. Samoświadomość lidera to głębokie zrozumienie własnych emocji, przekonań, wartości, mocnych stron oraz ograniczeń. Jest to zdolność do obserwowania siebie z dystansu, rozumienia wpływu własnego zachowania na innych, a także rozpoznawania własnych wewnętrznych stanów, motywacji i niezamierzonych skutków swoich działań. Tylko poprzez głębokie zrozumienie siebie lider może prawdziwie docenić wartość i wkład innych. Liderzy, którzy są samoświadomi, naturalnie skłaniają się ku pokorze, rozumiejąc, że sukces jest wynikiem wspólnej pracy zespołu, a nie tylko ich indywidualnego geniuszu. W erze, gdzie umiejętność ciągłej adaptacji i uczenia się jest niezbędna, samoświadomość i autorefleksja stają się kluczowym atutem każdego lidera. Uważamy wręcz, że jest to metakompetencja (zdolność do wykorzystywania i integrowania wielu różnych kompetencji i umiejętności w sposób, który pozwala skutecznie reagować na zmieniające się warunki i wyzwania) lidera 21 wieku – stanowi bowiem fundament do rozwoju wszystkich umiejętności przywódczych.

Aby uniknąć negatywnych skutków zarówno zbyt dużej pewności siebie, jak i fałszywej skromności oraz kultywować pokorę liderzy, według mocnych, udowodnionych badań, powinni kierować się określonymi zasadami. Pokazano je w ramce.

Pokora i skromność to nie tylko cnoty etyczne, ale także kluczowe składniki mądrego przywództwa. Mądrość w przywództwie nie polega na posiadaniu wszystkich odpowiedzi, ale na zdolności do uważnego słuchania oraz zadawania właściwych pytań, na dystansie wobec własnej wiedzy, przekonań i sądów. Rozwinięcie tej perspektywy wymaga od liderów nie tylko umiejętności interpersonalnych, ale także głębokiego zrozumienia własnych ograniczeń oraz otwartości na naukę i adaptację. W tym kontekście, pokora i skromność stają się cechami pożądanymi, a wręcz niezbędnymi dla skutecznego i mądrego przywództwa.

Mądrość w przywództwie manifestuje się poprzez świadomość, że nasza wiedza, przekonania i sądy są ograniczone i podlegają ciągłej ewolucji. To rozumienie, że pewność siebie, choć ważna, nie może zastąpić otwartości na nowe idee, wątpliwości i gotowości do ponownego oceniania swoich stanowisk. W tym sensie pokora intelektualna – rozumiana jako gotowość do przyznania, że nie znamy wszystkiego i możemy się mylić – jest nieodłącznym elementem mądrości [8].

## BEZ PRZESADNEJ PEWNOŚCI SIEBIE I FAŁSZYWEJ SKROMNOŚCI



Fot. 123rf

### Współcześni liderzy powinni:

- rozwijać samoświadomość poprzez poświęcanie czasu na refleksję, aby lepiej zrozumieć swoje motywacje, zachowania i wpływ, jaki wywierają na innych,
- być otwarci na konstruktywną krytykę i na różne perspektywy; regularnie prosić o feedback,
- uczciwie przyznawać się do swoich błędów i ograniczeń [3],
- prezentować swoje osiągnięcia bez przechwalania się [4],
- promować kulturę otwartości, w której każdy członek zespołu czuje się komfortowo, dzieląc się swoimi opiniami i wątpliwościami, i w której niezgadanie się z opiniami innych nie powoduje podziałów i nie doprowadza do niezdrowych konfliktów [5],
- piętnować wszelkie toksyczne zachowania pracowników, szczególnie tych osiągających najlepsze wyniki [6],
- zamiast dostarczać wszystkie odpowiedzi (to częsta pokusa lidera), zadawać przemyślane pytania oraz pozwalać członkom zespołu wykazać się i podzielić swoimi pomysłami. To nie tylko promuje zaangażowanie pracowników, ale także pomaga w tworzeniu rozwiązań opartych na różnorodności perspektyw spojrzenia na rozwiązywany problem,
- promować i zachęcać członków zespołu do aktów życzliwości wobec siebie. Wyrażanie uznania, wdzięczności i podziękowania współpracownikom za ich konkretny wkład jest fundamentalnym aspektem prawdziwej, głębokiej pokory [7] – to jednocześnie podkreślenie, że sukces jest wynikiem wspólnej pracy, a nie tylko indywidualnego osiągnięcia lidera,
- utrzymywać równowagę między pewnością siebie a otwartością na naukę, co pozwala na skuteczne przewodzenie bez popadania w pułapkę autorytaryzmu.



#### MĄDROŚĆ W PRZYWÓDZTWIE

Mądrość w przywództwie nie polega na posiadaniu wszystkich odpowiedzi, ale na zdolności do uważnego słuchania oraz zadawania właściwych pytań, dystansie wobec własnej wiedzy, przekonań i sądów

\*\*\*

Pokora i skromność w mądrym przywództwie umożliwiają liderom utrzymanie dystansu wobec własnej wiedzy i sądów. Taka postawa nie jest wyrazem słabości, ale świadectwem siły charakteru i gotowości do ciągłego doskonalenia. Mądrzy liderzy są świadomi, że niepewność co do własnych sądów i przekonań, zwłaszcza tych wypowiedzianych bez głębszej refleksji, jest nie tylko naturalna, ale i wskazana. Dzięki temu są otwarci na wątpliwości, podważanie i sprawdzanie trafności swojej wiedzy, co przyczynia się do lepszego rozumienia złożoności świata i podejmowania bardziej przemyślanych decyzji.

Pokora i skromność, mimo dzielących je subtelnych różnic, są niezwykle ważne w kontekście przywództwa. Ich właściwe zrozumienie i zastosowanie może przyczynić się do budowania silniejszych, bardziej zintegrowanych i zaangażowanych zespołów, gotowych stawić czoła wyzwaniom współczesnego świata. Liderzy, którzy łączą te cechy z determinacją i skutecznością w działaniu są w stanie inspirować swoje zespoły, prowadząc je do sukcesów zarówno w czasach stabilności, jak i kryzysu. Kluczem jest ciągle dążenie do równowagi między pokorą a skromnością, co pozwala na efektywne i autentyczne przywództwo.

W obliczu współczesnych wyzwań i kryzysu przywództwa apelujemy do liderów o uznawanie i praktykowanie pokory oraz skromności w codziennym kontakcie z pracownikami. Są to wartości, które mogą odmienić sposób zarządzania, budować trwałe relacje bazujące na zaufaniu i prowadzić firmy do wspólnego sukcesu, zwłaszcza w czasach wyjątkowej niepewności. Liderzy muszą to zrozumieć, że sukces i przyszłość ich organizacji w dużej mierze leży w rękach ludzi, których zatrudniają i którym przewodzą.

#### Literatura:

- [1] Jim Collins, Od dobrego do wielkiego. Czynniki trwałego rozwoju i zwycięstwa firm, MT Biznes, 2018.
- [2] Adam Grant, Leniwy umysł. Dlaczego warto ciągle weryfikować swoje poglądy i decyzje, MT Biznes, 2018.
- [3] Amy C. Edmondson and Tomas Chamorro-Premuzic Today's Leaders Need Vulnerability, Not Bravado w [www.hbr.org](http://www.hbr.org)
- [4] Leslie K. John, Savvy Self-Promotion HBR, May–June 2021 Issue.
- [5] Francesca Gino, Disagreement Doesn't Have to Be Divisive w [www.hbr.org](http://www.hbr.org)
- [6] Deepa Purushothaman Lisen Stromberg, Leaders, Stop Rewarding Toxic Rock Stars w [www.hbr.org](http://www.hbr.org)
- [7] Clay Routledge, 3 Ways to Build an Organizational Culture That Supports Mental Health w [www.hbr.org](http://www.hbr.org)
- [8] Sławomir Jarmuż, Czy mądrości można się nauczyć?, Wydawnictwo Naukowe PWN, 2023. ■

# #krasnaLOVE ścieki



15-16  
października 2024 r.

## WROCŁAW

### XVIII KONGRES GOSPODARKI WODNO-ŚCIEKOWEJ

WIECEJ  
INFORMACJI



budujemy możliwości  
porozumienia

ORGANIZATOR



budujemy możliwości  
porozumienia

HONOROWY GOSPODARZ



Browar  
w Namysłowie



PARTNER  
BRANŻOWY



PATRONAT MEDIALNY

ENERGETYKA

➤ [kierunekenergetyka.pl](http://kierunekenergetyka.pl)

CHEMIA

➤ [kierunekchemia.pl](http://kierunekchemia.pl)

SPOŻYWCZY

➤ [kierunekspozyczy.pl](http://kierunekspozyczy.pl)

# JAK PRZYGOTOWAĆ CIEPŁOWNICTWO NA ZIELONĄ TRANSFORMACJĘ?

O szansach i pułapkach przy realizacji projektów z dofinansowaniem

**Małgorzata Woźniak**

Adwokat, Brysiewicz, Bokina i Wspólnicy sp.k.

W ramach programów współfinansowanych ze środków unijnych, dla przedsiębiorców – w tym z sektora ciepła – przygotowano szereg propozycji, które mogą ułatwić proces tzw. zielonej transformacji przy wsparciu z przewidzianych na ten cel funduszy.

Zielona transformacja to jedno z największych współczesnych wyzwań dla przedsiębiorców, w szczególności tych, którzy działają w sektorach związanych z energią i paliwami. Wbrew powszechnej opinii pojęcie to nie ogranicza się tylko do postulatów redukcji śladu węglowego, rozwijania odnawialnych źródeł energii i wdrażania energooszczędnych technologii, lecz jest to kompleksowa, rozbudowana wizja transformacji gospodarczej i społecznej, której cel to zatrzymanie degradacji środowiska naturalnego i zmian klimatycznych przy jednoczesnym powiązaniem z tym wzroście gospodarczym.

W ramach zielonej transformacji przedsiębiorstwa ciepłownicze, które zaczną działać według zasad zrównoważonego rozwoju, staną się bardziej konkurencyjne, będą mogły zaistnieć na nowych, „zielonych rynkach”, a w konsekwencji staną się częścią odnowionej, zielonej, globalnej gospodarki funkcjonującej w zgodzie ze środowiskiem naturalnym. Omawiana

transformacja opiera się więc nie tylko na konsekwentnie wprowadzanych regulacjach prawnych nakładających na przedsiębiorców nowe obowiązki i ograniczenia, ale również na rosnącej świadomości konsumentów i kontrahentów, którzy będą brali kwestie zrównoważonego rozwoju pod uwagę przy swoich wyborach, a „zielone kryteria” staną się istotne przy np. weryfikacji wiarygodności kredytowej, udzielaniu zamówień publicznych i wnioskowaniu o pomoc publiczną.

Dla obecnej kadencji Komisji Europejskiej działania na rzecz ochrony klimatu są absolutnym priorytetem, co poskutkowało przyjęciem pod koniec 2019 r. Europejskiego Zielonego Ładu. W 2021 r. Europejskie prawo o klimacie<sup>1</sup> wprowadziło ambitny cel osiągnięcia neutralności klimatycznej netto do 2050 r., a już wcześniej, do 2030 r., ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o co najmniej 55%. Zielona transformacja jest już nie tylko wizją, lecz faktem. Co jednak istotne, w ramach

foto. 123rf



programów współfinansowanych ze środków unijnych, dla przedsiębiorców – w tym z sektora ciepła – przygotowano szereg propozycji, które mogą ułatwić proces transformacji przy wsparciu z przewidzianych na ten cel funduszy. Wsparcie to jest powszechnym elementem strategii rozwoju oraz inwestycji wielu firm i pozwala osiągać cele, które wymagają często bardzo dużych nakładów finansowych, jakich przedsiębiorcy nie są w stanie pozyskać samodzielnie. Niewątpliwie pomoc taka może znacznie ułatwić, a przede wszystkim przyspieszyć wprowadzanie zmian i innowacji w sektorze ciepłowniczym, jednak należy mieć świadomość, że często wiąże się to z restrykcyjnymi zasadami prowadzenia projektów i ponoszenia wydatków. Wnioskodawcy i beneficjenci często nie są świadomi, że z pozoru zwykłe zdarzenia biznesowe

takie jak zmiany kapitałowe w ramach spółek, przeprowadzanie zamówień w ramach projektu czy też utrzymanie jego efektów, mogą mieć istotny wpływ na kwalifikowalność wydatków. Aby ustrzec się przed tymi „pułapkami” konieczna jest świadomość, na jakie sytuacje należy zwracać uwagę i poddać je dodatkowej ocenie, tak by uchronić się przed potencjalnym zwrotem dofinansowania.

### Konieczność i szanse wynikające z zielonej transformacji

Polska jest drugim co do wielkości rynkiem ciepła systemowego w skali Europy, z jednym z najwyższych wskaźników przyłączenia gospodarstw do sieci ciepłowniczej. Żaden inny kraj Unii nie dysponuje taką flotą wytwórczą<sup>2</sup>. Zielona transformacja jest więc zarówno wyzwaniem, jak i szansą dla całej branży ciepłowniczej. Bez inwestycji, koszty paliw kopalnych i zanieczyszczenia środowiska, jak i konsekwencje związane z niewypełnieniem unijnych wymogów, będą dotkliwie wpływać na rodzime ciepłownictwo. Wyższe koszty przekładają się również na wzrost cen ciepła dla odbiorców, co w połączeniu z wysoką emisyjnością stanowi zagrożenie dla konkurencyjności ciepłowni miejskich. Konieczność transformacji jest więc nie tylko wymogiem regulacyjnym, ale również rynkowym.

Niewątpliwie regulacje unijne spowodują przyspieszenie tempa zmian. Przykładowo, w dyrektywie „EEB”<sup>3</sup> unijny prawodawca wprowadził zaostrenie co kilka lat minimalnych wymagań odnośnie udziału energii ze źródeł odnawialnych wykorzystywanych przez efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy, aż do osiągnięcia całkowicie zeroemisyjnego poziomu w 2050 roku. Od 2027 r. zacznie działać system ETS2 dla sektora budynków i małych ciepłowni, przed 2030 r. nastąpi rewizja konkluzji BAT, tj. standardu służącego określaniu wielkości emisji zanieczyszczeń dla większych zakładów przemysłowych w UE. Na 2030 r. wyznaczono również obligatoryjny cel OZE dla systemów ciepłowniczych, a 4 lata później (tj. w 2034 r.) wsparcia nie otrzymają już systemy ciepłownicze, jeżeli będą w dalszym ciągu wyposażone w węglowe jednostki kogeneracyjne i nie uzyskają statusu efektywnego systemu<sup>4</sup>.

Szansą na ułatwienie poprawienia efektywności systemu ciepłowniczego i dostosowanie go do nowych, „zielonych” regulacji są fundusze unijne. Nowa perspektywa finansowa 2021-2027 r. oferuje przedsiębiorcom szeroki katalog programów wsparcia, dzięki którym możliwe jest otrzymanie środków na wymianę i modernizację elementów węzłów ciepłowniczych, zmianę technologii sieci ciepłowniczej, modernizację źródeł wytwarzania ciepła oraz sieci dystrybucyjnych na bardziej ekologiczne. Najważniejsze z programów wymieniono w ramce.

Dokonanie zielonej transformacji z sektora ciepłowniczym to nie tylko wyzwanie, ale również szansa

## PROGRAMY WSPARCIA DLA CIEPŁOWNICTWA

- **Program Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki** z budżetem ok. 7,9 mld euro (kontynuacja programu Inteligentny Rozwój 2014-2020) – projekty przeznaczone do dofinansowania dotyczą m.in. tematyki związanej z ciepłem, np. wdrożenia wyników prac B+R w zakresie rur do energooszczędnych systemów wymiany ciepła, modernizacji budynków w postaci wymiany źródeł ciepła, opracowania nowych sposobów wykorzystania ciepła oraz opracowania procesów odzyskiwania ciepła, energooszczędnych systemów wymiany ciepła.
- **Program Fundusze Europejskie na Infrastrukturę, Klimat i Środowisko** z budżetem ponad 24 mld euro – w ramach programu planowane jest m.in. wsparcie dla zwiększenia efektywności energetycznej budynków mieszkalnych, użyteczności publicznej i przedsiębiorstw oraz zwiększenie udziału zielonej energii z OZE w końcowym zużyciu energii. Oferta programu skierowana będzie do m.in. przedsiębiorstw, jednostek samorządu terytorialnego, dostawców usług energetycznych, służb ratowniczych, organizacji pozarządowych w formie dotacji, instrumentów finansowych oraz połączenia finansowania zwrotnego i dotacyjnego.
- **Fundusz Modernizacyjny** dla sektorów energochłonnych – wsparcie obejmie m.in. inwestycje z zakresu magazynowania energii i modernizacji sieci energetycznych, w tym rurociągów należących do systemów ciepłowniczych. Fundusz przewiduje udzielanie preferencyjnych pożyczek z możliwym częściowym umorzeniem (do 40% wartości pożyczki).
- Wsparcie w ramach naborów organizowanych przez WFOŚiGW m.in. w programie **Ochrona Atmosfery** oraz NFOŚiGW w programie **Energia Plus** – w zależności od województwa, w ramach naborów będą oferowane pożyczki na atrakcyjnych warunkach na m.in. prace termomodernizacyjne, modernizację źródeł ciepła oraz systemów ciepłych o niskiej sprawności lub złym stanie technicznym, budowę układów wysokosprawnej kogeneracji, wprowadzanie nowych technologii w zakładach przemysłowych pozwalających na ograniczenie emisji zanieczyszczeń.

polegająca na m.in. zwiększeniu eksportu wyrobów stosowanych w ciepłownictwie, konkurencyjności przedsiębiorstw, zmniejszenie kosztów i cen, a w konsekwencji zwiększenie środków przeznaczonych na rozwój i inwestycje. Co do zasady zielona transformacja ma bowiem na celu nie tylko nałożenie na gospodarkę sztywnych ograniczeń klimatycznych, ale umożliwi jej rozwój poprzez doinwestowanie w technologie związane z ochroną środowiska oraz promowanie tych podmiotów, które podejmują najbardziej idące działania w tym zakresie. Nie można również zapominać o rosnącej świadomości społecznej i presji z tym związanej, która w coraz większym stopniu będzie wpływać na podejmowane decyzje biznesowe. Warto w tym zakresie sięgać po wsparcie ze środków unijnych, a niewątpliwie należy czynić to świadomie, aby ustrzec się przed najpopularniejszymi błędami beneficjentów, które mogą grozić zwrotem nawet całego dofinansowania.

### Efekt zachęty

Moment rozpoczęcia inwestycji realizowanej ze wsparciem środków unijnych jest istotny ze względu na wymóg spełnienia tzw. efektu zachęty. To jedna z zasad pomocy publicznej, która sprowadza się do założenia, że warunkiem udzielenia wsparcia jest uznanie, iż przedsięwzięcie, jakie stanowi przedmiot dofinansowania, nie mogłoby zostać zrealizowane bez tej pomocy. Dopóki więc pomoc publiczna dosłownie „zachęca” przedsiębiorcę do realizacji inwestycji, efekt zachęty można uznać za spełniony.

W praktyce spełnienie efektu zachęty sprowadza się najczęściej do weryfikacji, czy rozpoczęcie prac nad projektem nastąpiło dopiero po złożeniu wniosku o pomoc. Rozpoczęcie prac jest co do zasady rozumiane jako „pierwsze prawnie wiążące zobowiązanie, które sprawia, że inwestycja staje się nieodwracalna”. Co istotne, owo „wiążące zobowiązanie” to pojęcie, które może być interpretowane bardzo szeroko i będące efektem wypracowanego orzecznictwa, stąd wymagana jest tu ostrożność. Przykładowo, za takie działanie można uznać początek robót budowlanych, adaptację pomieszczeń, dokonanie zamówień urządzeń niezbędnych do realizacji projektu, jednak nie będzie już takim „zobowiązaniem” np. zakupienie gruntów pod inwestycję, wykonanie prac przygotowawczych lub uzyskanie niezbędnych pozwoleń i przeprowadzenie studiów wykonalności. Również „nieodwracalność inwestycji” jest pojęciem, które ma swoje określone znaczenie, gdyż inaczej organ może ocenić definitywnie zawartą przez beneficjenta umowę, a odmiennie podejść do umowy zawartej warunkowo, gdy np. przewidziano w jej treści możliwość wycofania się z jej realizacji w przypadku braku uzyskania dofinansowania. W konsekwencji, z punktu widzenia przedsiębiorcy istotna jest świadomość, że co do zasady żadne z zaplanowanych działań wynikających z wniosku o dofinansowanie,

nie może być rozpoczęte przed datą złożenia tego wniosku, a wyjątki w tym zakresie są interpretowane ściśle. Niespełnienie efektu zachęty może prowadzić do odmowy przyznania wsparcia lub – na dalszym etapie – konieczności zwrotu nawet całej przyznanej sumy pomocy.

### Zamówienia udzielane w ramach projektu

Jeżeli w ramach projektu zawierane będą umowy z wykonawcami, których przedmiotem są dostawy, usługi lub roboty budowlane współfinansowane z funduszy unijnych, przeważnie udzielanie takich zamówień będzie oparte o procedurę rozeznania rynku lub zasadę konkurencyjności. Wybór właściwego trybu jest zależny od wartości zamówienia; co do zasady, przy wartości zamówienia powyżej 50 tys. zł netto będzie ono najczęściej przeprowadzane zgodnie z zasadą konkurencyjności. Niezależnie od powyższego, zawsze należy również zweryfikować, czy wobec wnioskodawcy lub beneficjenta nie zajdzie w danych okolicznościach podstawa do zastosowania Prawa zamówień publicznych. Co istotne, błędne udzielenie zamówienia w projekcie może skutkować uznaniem kosztów tego zamówienia za niekwalifikowalne, a nawet zwrotem całego dofinansowania.

Wnioskodawca lub beneficjent przed udzieleniem danego zamówienia musi więc zweryfikować kilka kwestii, które umożliwią mu wybór prawidłowej procedury, m.in. wartość zamówienia, rodzaj zamówienia, a także czy jest ono udzielane w częściach. Samo zagadnienie oszacowania wartości zamówienia często również dostarcza wielu trudności. Podstawą ustalenia wartości zamówienia jest co do zasady całkowite szacunkowe wynagrodzenie wykonawcy bez podatku od towarów i usług, ustalone przez beneficjenta z należytą starannością. Oznacza to, że należy ustalić wartość zamówienia na podstawie opisu przedmiotu zamówienia i wszystkich znanych okoliczności mogących mieć wpływ na sporządzenie oferty przez potencjalnych wykonawców – w tym w szczególności na jej cenę oraz czas trwania umowy. Szacowanie wartości zamówienia powinno być dokonane jak najstaranniej, czyli z wykorzystaniem niezbędnej wiedzy, umiejętności i doświadczenia. Obowiązek starannego szacowania wartości zamówienia jest tym bardziej istotny, im bardziej zbliża się do progu, od którego zależy wybór danego trybu udzielania zamówień. W praktyce, beneficjentom bez odpowiedniego doświadczenia może być często trudno prawidłowo oszacować wartość zamówienia, a w konsekwencji dokonać wyboru odpowiedniej procedury udzielania zamówień. Warto więc pamiętać, że w przypadku, gdy w ramach projektu beneficjent przewiduje udzielanie zamówień wykonawcom, w pierwszej kolejności powinien dokładnie ocenić określony stan faktyczny i zweryfikować, jaki tryb jest właściwy oraz jakie wymagania muszą zostać w związku z tym spełnione.



fot. 123rf

**EFEKT ZACHĘTY**

Moment rozpoczęcia inwestycji realizowanej ze wsparciem środków unijnych jest istotny ze względu wymóg spełnienia tzw. efektu zachęty. To jedna z zasad pomocy publicznej, która sprowadza się do założenia, że warunkiem udzielenia wsparcia jest uznanie, iż przedsięwzięcie, jakie jest przedmiotem dofinansowania, nie mogłoby zostać zrealizowane bez tej pomocy

**Utrzymanie trwałości projektu**

Mogłoby się wydawać, że w momencie, w którym zatwierdzony i zrealizowany został ostatni wniosek o płatność, projekt jest zakończony i udało się osiągnąć wszystkie zakładane cele i wskaźniki, nie ma już ryzyka zwrotu środków. Nic bardziej mylnego, gdyż to okres trwałości, który następuje po zakończeniu realizacji projektu, jest bardzo często chwilą, w której błąd beneficjenta może zaważyć na konieczności zwrotu środków. Zasada trwałości odnosi się do projektów obejmujących inwestycję w infrastrukturę lub inwestycję produktową i ma na celu zagwarantowanie, że każde przedsięwzięcie z udziałem środków publicznych powinno wyrzucić trwały efekt, istniejący przez pewien z góry założony okres, a w konsekwencji zapewnić rzeczywiste, pozytywne zmiany gospodarcze. Oznacza to, że w okresie trwałości (trwającym w zależności od zakresu projektu i kategorii beneficjenta 3 lub 5 lat) projekt nie może być poddawany znacznym modyfikacjom, w szczególności w zakresie utrzymania celów oraz wskaźników produktu oraz rezultatu, określonych we wniosku o dofinansowanie.

Naruszenie zasady trwałości może polegać na m.in. zaprzestaniu działalności produkcyjnej lub przeniesieniu jej poza obszar wsparcia programu, ale również na zmianie własności elementu współfinansowanej infrastruktury, która daje przedsiębiorstwu lub podmiotowi publicznemu nienależne korzyści. Co istotne, zmiana własności to nie tylko prawne przeniesienie własności danej rzeczy na inny podmiot, ale również przekształcenia kapitałowe w strukturze własnościowej beneficjenta (np. zmiana akcjonariatu). Zasada trwałości zostanie naruszona, jeżeli w przypadku takiej zmiany własnościowej podmiot uzyska nienależne korzyści, co oznacza, że korzyść taka byłaby nie do pogodzenia z celami pomocy, np. w sytuacji, w której w wyniku zmiany własnościowej dojdzie do wejścia w posiadanie współfinansowanej infrastruktury przez taki podmiot, który nie uzyskałby wsparcia w ramach danego działania, gdyż nie speł-

niał kryteriów konkursowych. Z naruszeniem zasady mamy do czynienia również w sytuacji, gdy w okresie trwałości w projekcie zaszła istotna zmiana wpływająca na jego charakter, cele lub warunki wdrażania, która mogłaby doprowadzić do naruszenia pierwotnych celów projektu.

Trwałość projektu to bardzo istotne zagadnienie, szczególnie ważne wobec dynamiki zmian rynkowych. Zasada ta nie oznacza, że jakiegokolwiek zmiany własnościowe w ramach projektu lub u beneficjenta nie są możliwe, lecz należy mieć na uwadze, że każda potencjalna transakcja związana bezpośrednio z elementami projektu lub podmiotem, któremu udzielono wsparcia, powinna być starannie przeanalizowana, by uniknąć ryzyka naruszenia trwałości i konieczności zwrotu środków.

\*\*\*

Powyższe zagadnienia to tylko kilka istotnych kwestii, na które trzeba zwrócić uwagę przy realizacji przez przedsiębiorstwa ciepłownicze projektu współfinansowanego ze środków unijnych. W praktyce, wnioskodawcy i beneficjenci muszą już na etapie aplikowania o wsparcie, aż do zakończenia okresu trwałości, mieć na względzie to, że w ramach projektu będą wydatkowane środki publiczne, co powoduje konieczność przestrzegania określonych regulacji prawnych, postanowień umowy o dofinansowanie, jak również współpracy z instytucją udzielającą dofinansowania. Jednocześnie, możliwość skorzystania z programów wsparcia dedykowanych sektorom związanym z energią, to niejednokrotnie ogromna szansa dla tych przedsiębiorstw na rozwój, unowocześnienie i wzrost konkurencyjności. W szczególności dofinansowania mogą być istotnym źródłem środków dla branży ciepłowniczej, dla której zielona transformacja będzie się wiązała z bardzo dużymi, kompleksowymi zmianami, wymagającymi szczególnie na starcie istotnego nakładu kapitału. Aby przejść przez tę transformację jak najmniej boleśnie i z jak największą korzyścią dla przedsiębiorców, warto rozważyć skorzystanie z form wsparcia unijnego, mając na uwadze, że pomoc ta wymaga przestrzegania określonych zasad wynikających z publicznego charakteru przekazywanych środków.

**Przypisy**

- <sup>1</sup> Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2021/1119 z dnia 30 czerwca 2021 r. w sprawie ustanowienia ram na potrzeby osiągnięcia neutralności klimatycznej i zmiany rozporządzeń (WE) nr 401/2009 i (UE) 2018/1999 (Europejskie prawo o klimacie).
- <sup>2</sup> Zeroemisyjna rewolucja w ciepłownictwie, zob. <https://portalkomunalny.pl/rewolucja-w-cieplownictwie-538390>.
- <sup>3</sup> Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)
- <sup>4</sup> Andrzej Rubczyński, Transformacja ciepłownictwa – priorytety dla nowego rządu. Rekomendacje Forum Energii, październik 2023. ■

# MULTIENERGETYCZNE CASE STUDY

Strategie transformacji energetycznej  
małych i średnich PEC-ów w Polsce

**Janusz Mazur**

niezależny ekspert ds. ciepłownictwa

Transformacja energetyczna wymaga od kierownictwa firm ciepłowniczych i samorządów zupełnie nowatorskiego podejścia w myśleniu o źródłach ciepła – muszą oni znaleźć odpowiedź na pytanie: jak żyć bez spalania gazu, węgla i biomasy? Ciekawe rozwiązania w tym zakresie podsuwają tu m.in. projekty realizowane przez NCBiR.

foto. 123rf

Przedsiębiorstwa ciepłownicze wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości, z przewagą ilościową źródeł małych, do 50 MW (220 podmiotów na 376, które dostarczyły dane do Raportu: Energetyka ciepła w liczbach – 2022). Trudności nurtujące owe 220 podmioty to nie tylko problemy samych przedsiębiorstw, a problemy gospodarki ciepłowniczej 220 miast i miasteczek oraz ponad 5 milionów ich mieszkańców.

W 2022 roku na rynku ciepła nadal dominowały paliwa węglowe, a ich udział stanowił 66,2% paliw zużywanych w źródłach ciepła. Tak więc od 2002 r. udział węgla obniżył się o 15,5 punktu procentowego. Jednocześnie zaobserwowano w miksie energetycznym niebagatelny wzrost paliw gazowych i źródeł OZE, co potwierdza sukcesywny i stopniowy kierunek zmian w modelu gospodarki energetycznej Polski, uwzględniający krajową specyfikę dostępnych paliw i poziom zaawansowania technologicznego systemów energetycznych w stosunku do krajów Europy Zachodniej.

Należy podkreślić, że w 2002 r., dla zaspokojenia potrzeb koncesjonowanej gospodarki ciepłowniczej Polski, zużyto 22 mln ton paliw węglowych (w zdecydowanej większości węgla kamiennego), natomiast w 2022 r. wykorzystano ich 13,8 mln ton<sup>1</sup>.

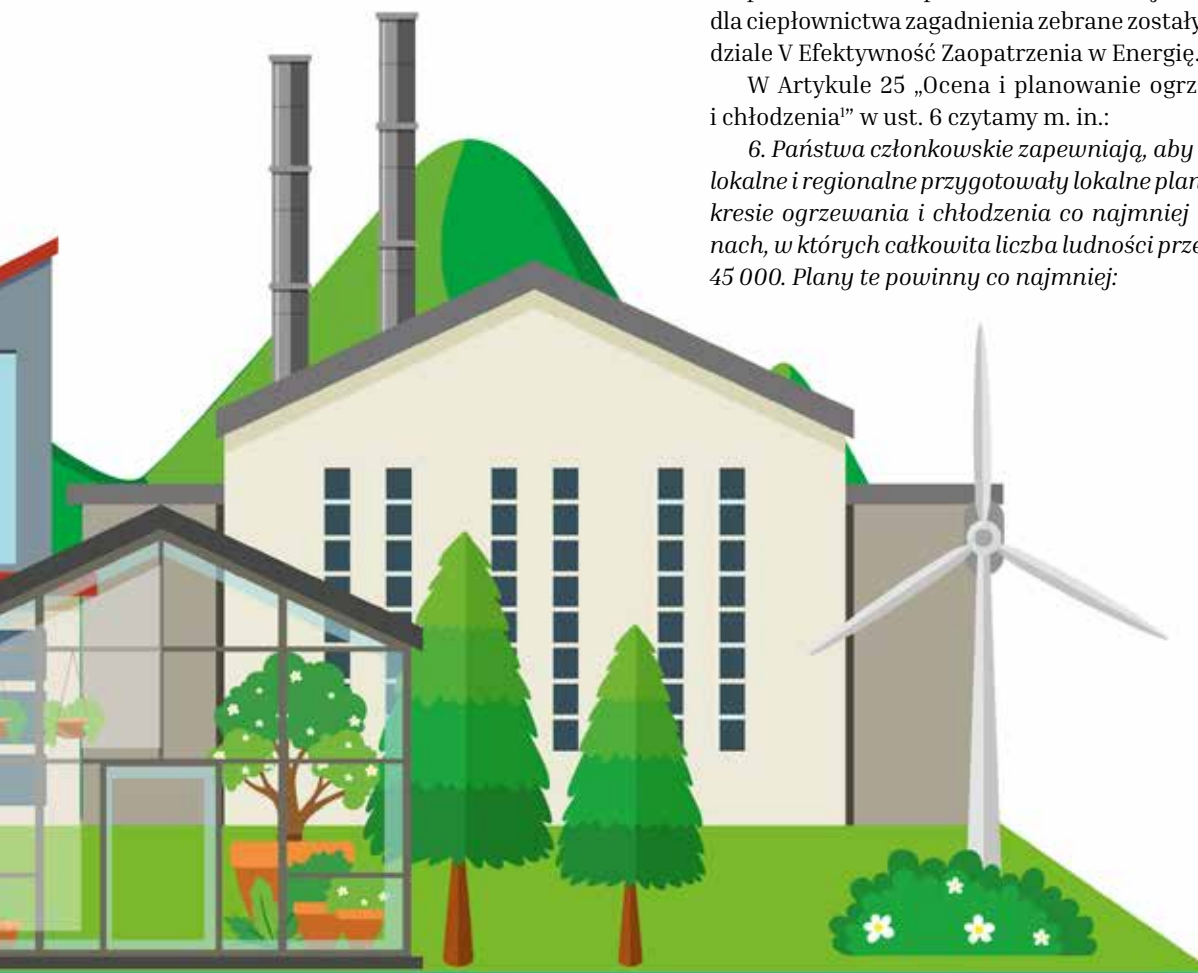
Ocena prawie 35 lat (1990-2024) transformacji gospodarczej omawianej branży nie stawia jej niestety w gronie liderów przemian w nowoczesnej Europie. Raport PURE wskazuje, że w ciągu 20 lat udział paliw kopalnych w polskim ciepłownictwie (paliwa węglowe, gazowe i olej opałowy) spadł o 11,2% (z 93,2% do 82%), z niewielką zmianą w strukturze, gdzie gaz ziemny zastąpił węgiel. Znacznie wzrósł udział OZE: z 2,9 do 12,6%, jednak takie tempo przemian nie pozwoli nam spełnić wymagań określonych w dyrektywach i rozporządzeniach Pakietu Fit for 55 w zakładanych terminach. Odejście od ich realizacji doprowadzi natomiast do wzrostu cen ciepła spowodowanego obciążeniami emisyjnymi, odcięciem od finansowania unijnego i w konsekwencji – postępującej degradacji branży. W rezultacie może to doprowadzić do spadku popytu na drogie ciepło i systematyczny upadek ciepła systemowego.

#### Dyrektywa EPBD – najważniejsze zadania i cele

Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona) została przyjęta w nieco odmiennej wersji niż to zaprezentowano w lipcu 2021 roku w pakiecie Fit for 55. Najważniejsze dla ciepłownictwa zagadnienia zebrane zostały w Rozdziale V Efektywność Zaopatrzenia w Energię.

W Artykule 25 „Ocena i planowanie ogrzewania i chłodzenia” w ust. 6 czytamy m. in.:

*6. Państwa członkowskie zapewniają, aby władze lokalne i regionalne przygotowały lokalne plany w zakresie ogrzewania i chłodzenia co najmniej w gminach, w których całkowita liczba ludności przekracza 45 000. Plany te powinny co najmniej:*



TAB. 1

Harmonogram spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego opracowanie własne na podstawie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)

a) do dnia 31 grudnia 2027 r.	system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, lub w co najmniej 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub w co najmniej 50% połączenie takiej energii i ciepła
b) od dnia 1 stycznia 2028 r.	system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych lub w co najmniej 50% ciepło odpadowe, w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, w co najmniej 80% ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji, lub co najmniej połączenie takiej energii cieplnej wprowadzanej do sieci, w którym udział energii ze źródeł odnawialnych wynosi co najmniej 5%, a całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 50%
c) od dnia 1 stycznia 2035 r.	system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 50% ciepło odpadowe lub w co najmniej 50% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych, ciepła odpadowego lub ciepła pochodzącego z wysokosprawnej kogeneracji wynosi co najmniej 80% i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%
d) od dnia 1 stycznia 2040 r.	system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe, lub system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 95% energię ze źródeł odnawialnych, ciepło odpadowe i ciepło pochodzące z wysokosprawnej kogeneracji i ponadto całkowity udział energii ze źródeł odnawialnych lub ciepła odpadowego wynosi co najmniej 35%
e) od dnia 1 stycznia 2045 r.	system, w którym wykorzystuje się: w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych, w co najmniej 75% ciepło odpadowe lub w co najmniej 75% energię ze źródeł odnawialnych i ciepło odpadowe
f) od dnia 1 stycznia 2050 r.	system, w którym wykorzystuje się: wyłącznie energię ze źródeł odnawialnych, wyłącznie ciepło odpadowe lub wyłącznie połączenie energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego

- a) być oparte na informacjach i danych przedstawionych w kompleksowych ocenach przeprowadzonych zgodnie z ust. 1 oraz przedstawiać szacunki i mapowanie potencjału zwiększenia efektywności energetycznej, w tym poprzez gotowość niskotemperaturowych systemów ciepłowniczych, wysokosprawną kogenerację, odzyskiwanie ciepła odpadowego oraz energii ze źródeł odnawialnych w sektorze ogrzewania i chłodzenia na tym konkretnym obszarze;
- b) być zgodne z zasadą „efektywność energetyczna przede wszystkim”;
- c) zawierać strategię wykorzystania potencjału określonego na podstawie lit. a);
- d) być przygotowane przy udziale wszystkich odpowiednich regionalnych lub lokalnych zainteresowanych stron i zapewniać udział ogółu społeczeństwa, w tym operatorów lokalnej infrastruktury energetycznej;
- e) uwzględniać odpowiednią istniejącą infrastrukturę energetyczną;
- k) mieć na celu zastąpienie starych i nieefektywnych urządzeń grzewczych i chłodniczych w instytucjach publicznych wysoce wydajnymi alternatywami z myślą o stopniowym wycofywaniu paliw kopalnych;
- l) zawierać ocenę potencjalnych synergii z planami sąsiadujących ze sobą władz regionalnych lub lokalnych, aby zachęcić do wspólnych inwestycji i oszczędności kosztowej.

Realistyczne wymagania pojawiają się w Artykule 26 „Zaopatrzenie w energię ciepłą i chłodniczą”. Stawiane są tam warunki i harmonogram spełnienia kryteriów efektywnego systemu ciepłowniczego (tab. 1).

Czytamy dalej:

*Jako alternatywę dla kryteriów określonych w ust. 1 niniejszego artykułu państwa członkowskie mogą również wybrać kryteria w zakresie zrównoważonego rozwoju oparte na wielkości emisji gazów cieplarnianych z systemu ciepłowniczego i chłodniczego na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom, z uwzględnieniem środków wdrożonych w celu wypełnienia obowiązku na podstawie art. 24 ust. 4 dyrektywy (UE) 2018/2001. W przypadku wyboru tych kryteriów efektywny system ciepłowniczy i chłodniczy to system, który ma następujące maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom.*

TAB. 2

Maksymalne wielkości emisji gazów cieplarnianych na jednostkę ciepła lub chłodu dostarczoną odbiorcom opracowanie własne na podstawie Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/1791 z dnia 13 września 2023 r. w sprawie efektywności energetycznej oraz zmieniająca rozporządzenie (UE) 2023/955 (wersja przekształcona)

a) do dnia 31 grudnia 2025 r.	200 g/kWh
b) od dnia 1 stycznia 2026 r.	150 g/kWh
c) od dnia 1 stycznia 2035 r.	100 g/kWh
d) od dnia 1 stycznia 2045 r.	50 g/kWh
e) od dnia 1 stycznia 2050 r.	0 g/kWh

Warto także dodać, że:

4. Aby dany system ciepłowniczy lub chłodniczy mógł być uznawany za efektywny, państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku budowy takiego systemu lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system ciepłowniczy lub chłodniczy spełniał kryteria określone w ust. 1 lub 2 mające zastosowanie w momencie, gdy system ten rozpoczyna lub kontynuuje eksploatację po modernizacji. Ponadto państwa członkowskie zapewniają, aby w przypadku budowy systemu ciepłowniczego i chłodniczego lub znacznej modernizacji jednostek zaopatrujących ten system:

a) nie nastąpił wzrost wykorzystania paliw kopalnych innych niż gaz ziemny w istniejących źródłach ciepła w porównaniu z rocznym zużyciem uśrednionym dla poprzednich trzech lat kalendarzowych pełnej eksploatacji przed modernizacją; oraz

b) aby żadne nowe źródła ciepła w tym systemie nie wykorzystywały paliw kopalnych z wyjątkiem gazu ziemnego, w przypadku budowy takiego źródła lub znacznej jego modernizacji do 2030 r.

5. Państwa członkowskie zapewniają, aby od dnia 1 stycznia 2025 r., a następnie co pięć lat, operatorzy wszystkich istniejących systemów ciepłowniczych i chłodniczych o całkowitej mocy wyprodukowanych ciepła i chłodu przekraczającej 5 MW, które to systemy nie spełniają kryteriów określonych w ust. 1 lit. b)–e), przygotowywali plan zapewnienia bardziej efektywnego zużycia energii pierwotnej, ograniczenia strat w dystrybucji oraz zwiększenia udziału energii ze źródeł odnawialnych w zaopatrzeniu w energię cieplną i chłodniczą. Plan ten obejmuje środki mające na celu spełnienie kryteriów określonych w ust. 1 lit. b)–e) i wymaga zatwierdzenia przez właściwy organ.

7. Aby ocenić wykonalność ekonomiczną zwiększenia efektywności energetycznej w zakresie zaopatrzenia w energię cieplną i chłodniczą, państwa członkowskie zapewniają, by w przypadku gdy planuje się budowę lub znaczną modernizację następujących instalacji, na poziomie instalacji została przeprowadzona analiza kosztów i korzyści zgodna z załącznikiem XI:

a) ciepła instalacja elektroenergetyczna, której średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza 10 MW, w celu oceny kosztów i korzyści zrealizowania tej instalacji jako wysokosprawnej instalacji kogeneracyjnej;

b) instalacja przemysłowa, której średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza 8 MW, w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie instalacji i poza nią;

c) obiekt infrastruktury usługowej, którego średnia roczna całkowita moc wejściowa przekracza 7 MW, taki jak oczyszczalnia ścieków czy instalacja LNG, w celu oceny wykorzystania ciepła odpadowego na terenie obiektu i poza nim;

d) centrum przetwarzania danych, którego całkowita znamionowa moc wejściowa przekracza 1 MW, w celu oceny analizy kosztów i korzyści – obejmującej m.in. wykonalność techniczną, opłacalność i wpływ na efektywność energetyczną i lokalne zapotrzebowanie na ciepło, z uwzględnieniem różnic między porami roku – wykorzystania ciepła odpadowego w celu zaspokojenia ekonomicznie uzasadnionego zapotrzebowania oraz przyłączenia tej instalacji do sieci ciepłowniczej lub efektywnego/opartego na OZE systemu chłodniczego lub innych instalacji odzyskujących ciepło odpadowe.



Przed PEC-ami jest szereg wyzwań formalnych, związanych z opracowywaniem dokumentów i strategii, jak i dotyczących faktycznej transformacji poprzez realizację głębokich programów inwestycyjnych

Nie znajdujemy na razie, jak głęboko zapisy tej dyrektywy będą wdrożone w Polsce. Na dzisiaj w Art. 7b. ust 4 ustawy prawo energetyczne mamy zapis wskazany w dyrektywie jako wymagania do końca roku 2027.

4. Przez efektywny energetycznie system ciepłowniczy lub chłodniczy rozumie się system ciepłowniczy lub chłodniczy, w którym do wytwarzania ciepła lub chłodu wykorzystuje się co najmniej w:

- 1) 50% energię z odnawialnych źródeł energii lub
- 2) 50% ciepło odpadowe, lub
- 3) 75% ciepło pochodzące z kogeneracji, lub
- 4) 50% połączenie energii i ciepła, o których mowa w pkt 1-3.

Przed przedsiębiorstwami jest zatem szereg wyzwań: zarówno „miękkich” – formalnych, związanych z opracowywaniem dokumentów i strategii, jak i „twardych”, dotyczących faktycznej transformacji poprzez realizację głębokich programów inwestycyjnych.

#### Drogowskazy dla ciepłownictwa

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju w 2021 roku ogłosiło dwa przełomowe dla transformacji energetycznej w ciepłownictwie programy:

- Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE,
- Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym.

Są to dwa dopełniające się nawzajem przedsięwzięcia badawcze, które pomogą w systemowej transfor-

macji sektora ciepłowniczego w Polsce, wykorzystując odnawialne źródła energii. Programy finansowane są z Funduszy Europejskich w ramach Programu Inteligentny Rozwój. Postępowania ogłoszone na potrzeby tego przedsięwzięcia odbyły się w trybie zamówień przedkomercyjnych (PCP). Formuła ta, polegająca na zamawianiu prac badawczo-rozwojowych, została dostosowana do zamawiania rozwiązań niedostępnych na rynku, co pozwoliło przede wszystkim na wybór i finansowanie projektów w taki sposób, by w jak największym stopniu dopasować rozwiązania do oczekiwań jednostki zamawiającej, czyli NCBiR. Oznacza to w obydwu przypadkach, że NCBiR ogłosiło przetargi na wykonanie fizycznej pełnoskalowej instalacji demonstratora systemu ciepłowni i elektrociepłowni w oparciu o miks dostępnych komercyjnie technologii. Wprowadzono także szereg ograniczeń, takich jak: poziom energii z OZE, minimalna ogrzewana powierzchnia i minimalna powierzchnia, do której dostarczana jest ciepła woda użytkowa, zakaz spalania biomasy oraz wymagania dotyczące pomp ciepła w zakresie COP i GWP.

”

Uzyskanie wymaganego na 2045 rok 75% udziału OZE w komunalnych systemach ciepłownicznych jest już dzisiaj osiągalne pod warunkiem pozyskania znacznych środków finansowych

Celem projektów jest przeprowadzenie prac badawczo-rozwojowych, opracowanie innowacji procesowych i ewentualnie produktowych oraz usługowych, które będą ułatwiały przekształcenie istniejącego systemu w optymalnie zeroemisyjny system ciepłowniczy. Jednak najważniejszym założeniem jest zwiększenie wykorzystania odnawialnych źródeł energii w tych systemach, gdzie obecnie energia pozyskiwana jest z przetwarzania paliw kopalnych i/lub współspalania biomasy.

Pierwszy etap każdego z projektów zogniskowany był na opracowaniu założeń formalnych do realizacji każdego z projektów oraz przygotowaniu precyzyjnego modelowania w rozdzielczości co najmniej godzinowej trzech lat pracy całego systemu. Wyniki tych symulacji miały dać odpowiedź na kluczowe pytania:

- udział OZE w energii cieplnej dostarczanej do odbiorców;
- efekt ekonomiczny projektu;
- koszt jednostki wytworzonej energii cieplnej.

Do pierwszego etapu, w obydwu programach, mogło być dopuszczonych po 10 przedsięwzięć.

Etap I zakończył się wiosną 2022 roku i w jego wyniku, w każdym z programów, wybrano po jednym przedsięwzięciu, które przeszło do etapu II – realizacji. Etap pierwszy dostarczył wyników w postaci szerokiego przeglądu pomysłów na transformację energetyczną małych systemów ciepłownicznych. Większość z nich została opisana w publicznie dostępnym katalogu dobrych praktyk.

Drugi etap w każdym z programów poświęcony jest uzyskaniu formalnych zgód i budowie fizycznej instalacji demonstratora technologii, co zakończyło się w 2023 roku. Trzeci etap to eksploatacja wybudowanych instalacji i badania, połączone z dostawą ciepła do odbiorców.

Poniżej przedstawiono, przygotowaną w oparciu o upublicznione Raporty Dobrych Praktyk, krótką charakterystykę projektów zakwalifikowanych do I etapu.

### Przedsięwzięcie nr 72/21/PU – Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE

Raporty Dobrych Praktyk, które szczegółowo opisują przedsięwzięcia, udostępnione są pod adresem: <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki> W tabeli zastosowano następujące skróty:

PC – pompa ciepła.

PVT – kolektory hybrydowe fotowoltaiczne i solarne wytwarzające energię elektryczną i ciepło.

PTES – Pit Thermal Energy Storage, magazyn energii cieplnej (najczęściej wodny, sezonowy, wysokotemperaturowy) w postaci basenu.

BTES – Bohre Thermal Energy Storage magazyn energii cieplnej (najczęściej cieczowy, sezonowy, niskotemperaturowy) w postaci odwiertów geotermalnych o głębokości zazwyczaj do 100 metrów.

TTES – Tank Thermal Energy Storage magazyn energii cieplnej (najczęściej cieczowy, sezonowy lub dobowy) w postaci zbiorników najczęściej stalowych.

KS – kocioł szczytowy.

KE – kocioł elektryczny.

Wszystkie projekty są kombinacją wykorzystania energii solarnej w połączeniu z różnymi systemami magazynowania wspieranymi pompami ciepła. Jako źródła szczytowe proponowane są kotły elektryczne, a nawet istniejący kocioł węglowy.

### Przedsięwzięcie nr 88/21/PU/P63-09 Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym

Raporty Dobrych Praktyk, które szczegółowo opisują przedsięwzięcia, udostępnione przez są pod adresem: <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki2>

Podobnie jak w poprzednim rozdziale, opisy w tabeli pochodzą z upublicznionych Raportów Dobrych Praktyk.

W tabeli zastosowano następujące skróty stosowane w poprzednim rozdziale oraz kolejne:



TAB. 3

Charakterystyka projektów zakwalifikowanych do I etapu Przedsięwzięcia „Dobre Praktyki”  
opracowanie własne na podstawie materiałów udostępnionych na <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki>

Nazwa projektu/ lokalizacja	Technologia/ ogrzewana powierzchnia	Opis
<p>Ciepłownia OZE wraz z systemem sezonowych magazynów ciepła – Euros Energy HC Plant Lokalizacja – Lidzbark Warmiński Wykonawca: Euros Energy sp. z o.o.</p>	<p>PC, PVT, PV, PTES, BTES, 28600 m<sup>2</sup></p>	<p><b>ZWYCIĘSKI PROJEKT</b> Sercem technologii Ciepłowni Przyszłości są pompy ciepła współpracujące z systemem trójstopniowego magazynowania ciepła i maksymalizujące wykorzystanie energii elektrycznej wyprodukowanej z pogodozależnych OZE – w szczególności instalacji fotowoltaicznych. Sezonowe magazynowanie ciepła jednocześnie w niskotemperaturowym magazynie gruntowym oraz wysokotemperaturowym magazynie wodnym zapewnia efektywną pracę pomp ciepła zasilających sieć ciepłowniczą, bez konieczności wsparcia źródła szczytowego. Szczegółowy opis w następnym rozdziale</p>
<p>Budowa bezemisyjnego systemu dostaw ciepła dla mieszkańców miasta Choszczno. Konsorcjum: SEC Choszczno i PlanEnergi</p>	<p>KS, PC, PTES 26140 m<sup>2</sup></p>	<p>Rozwiązanie to ma polegać na zbudowaniu innowacyjnej Technologii Ciepłowni Przyszłości. Model systemu ciepłowniczego opracowywany w ramach Demonstratora Technologii zakłada stworzenie zintegrowanego systemu produkcji i magazynowania energii odnawialnej z wykorzystaniem pomp ciepła, kolektorów słonecznych oraz sezonowego magazynu ciepła</p>
<p>GHI Green Heat and Storage Integrator Końskie Wykonawcy projektu: RAFAKO INNOVATION Sp. z o.o. i EC BREC Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.</p>	<p>KS, PTES, KE 45222 m<sup>2</sup></p>	<p>Zaproponowane rozwiązanie zapewnia 86,75% udział energii z OZE, z czego 2/3 całkowitej energii dostarczonej do demonstratora pochodzi z wielkoskalowego pola kolektorów słonecznych połączonego podziemnym, sezonowym magazynem ciepła, zaś pozostałe 12,8% energii z OZE dostarczane będzie z wykorzystaniem elektrycznego kotła oporowego zasilanego z tanich, niezbilansowanych pasm energii z farm wiatrowych. Jako źródło szczytowe pozostawiono dotychczas wykorzystywany kocioł węglowy</p>
<p>Hybrydowa Ciepłownia OZE RenBio Sp. z o.o., Kartuzy</p>	<p>PV, PC, TTES, BTES, ME 18400 m<sup>2</sup></p>	<p>Projekt systemu ciepłowniczego niskotemperaturowego oparte o następujące technologie:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• moduły fotowoltaiczne,</li> <li>• magazyn energii elektrycznej,</li> <li>• wysokotemperaturowe dwuźródłowe pompy ciepła (powietrze/woda i woda/woda),</li> <li>• magazyn energii cieplnej krótkoterminowy tzw. TTES – magazyn w postaci cylindrycznego zbiornika z wodą,</li> <li>• magazyn energii cieplnej długoterminowy tzw. BTES – magazyn wykorzystujący zdolności akumulacyjne gruntu.</li> </ul> <p>Atutem rozwiązania jest praktyczny brak wykorzystania paliw kopalnych do wytwarzania ciepła. Kompozycja systemu generuje nadwyżki energii elektrycznej z instalacji fotowoltaicznych w okresie letnim. Zastosowano rozwiązanie w zakresie dolnego źródła ciepła i sezonowego magazynu ciepła, tj. układu odwiertów gruntowych, Źródło ciepła jest oparte o przemysłowe pompy ciepła, o osiągalnej temperaturze czynnika grzewczego do 90°C</p>
<p>Innowacyjny system ciepłowniczy oparty o pompy ciepła i sezonowe magazyny ciepła zasilany z instalacji PV Konsorcjum: Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej, F.H.U Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara, Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki, Skierniewice</p>	<p>PC + odwierty, PTES, PV 15900 m<sup>2</sup></p>	<p>Koncepcja systemu polega na tym aby instalacje PV zasilają pompę ciepła. Pompa ciepła przetwarza ciepło niskotemperaturowe pozyskiwane z odwiertów w ziemi o głębokości 100-150 m na ciepło możliwe do wprowadzenia do systemu ciepłowniczego. Zostały zaproponowane magazyny sezonowe, jako wielokomorowe magazyny, w których gromadzona jest gorąca woda. Jedynym nośnikiem zasilającym system jest energia elektryczna. Zakłada się, że większość energii potrzebnej do napędu pomp ciepła będzie pochodziła z instalacji PV. Instalacja CO musi być przystosowana do niskich parametrów. W projekcie zakłada się wymianę grzejników w ogrzewanych pomieszczeniach, dzięki czemu uzyska się możliwość zasilania budynków wodą o temperaturze około 60°C. Dzięki zastosowaniu odwiertów w ziemi na głębokość około 150 m uzyska się stałą temperaturę tzw. źródła dolnego na poziomie kilkunastu stopni. Ciekawy magazyn PTES – 8 małych zbiorników po 1000 m<sup>3</sup></p>
<p>Energetyka Solarna Ensol Sp. z o.o. Veolia Zachód, Kozuchów</p>	<p>KS, PC, Magazyn ciepła zbiornikowy 24500 m<sup>2</sup></p>	<p>Opracowana przez Wykonawcę technologia składa się z trzech głównych elementów:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. instalacja płaskich, termicznych, wielkogabarytowych kolektorów słonecznych;</li> <li>2. sezonowe, termiczne magazynowanie energii; z magazynem zbiornikowym cylindrycznym naziemnym;</li> <li>3. kompresorowa pompa ciepła.</li> </ol> <p>Innowacyjne rozwiązanie multisystemu energetycznego, czyli połączenia instalacji kolektorów słonecznych ładujących sezonowy magazyn ciepła z jednoczesnym zainstalowaniem pompy ciepła, która będzie wykorzystywana tylko w momentach, kiedy temperatury uzyskiwane z instalacji wielkopowierzchniowych kolektorów słonecznych będą niższe niż potrzebne aktualnie w sieci ciepłowniczej</p>

Projekty z biogazem Nazwa projektu/lokalizacja	Technologia/ ogrzewana powierzchnia	Opis
<p>KONSORCJUM w skład, którego wchodzi:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ECN Spółka Akcyjna (LIDER KONSORCJUM),</li> <li>• ENERGOTECHNIKA Sp. z o.o.,</li> <li>• Instytut Certyfikacji Emisji Budynków sp. z o.o.,</li> <li>• Biogas East sp. z o.o.,</li> <li>• Przedsiębiorstwo Usług Inżynieryjno-Komunalnych Sp. z o.o. Sokołów Podlaski</li> </ul>	<p>Biogaz, CHP, PC, kocioł gazowy szczytowy na biogaz 91 172 m<sup>2</sup></p>	<p><b>ZWYCIĘSKI PROJEKT</b></p> <p>Biogazownia na wsi połączona 9 km biogazociągiem i linią kablową SN z EC na silniku na biogaz wspomaganego PC i kotłem szczytowym 3 MW na biogaz. Ciekawy pomysł na osiedla peryferyjne. Szczegóły w następnym rozdziale</p>
<p>Elektrociepłownia Biogazowa Euros Energy EHC Plant</p> <p>Euros Energy Sp. z o.o., Mińsk Mazowiecki</p>	<p>Bio CHP, PC, BTES, 44316 m<sup>2</sup></p>	<p>Koncepcja Elektrociepłowni Euros Energy EHC Plant opiera się na współpracy pomp ciepła i kogeneracji oraz sezonowym gruntowym magazynem ciepła. Biogaz doprowadzony jest bezpośrednim przyłączem gazowym z uniwersalnej biogazowni</p>
<p>Biogazownia Rolnicza</p> <p>Wykonawca konsorcjum: Agrikomp Polska spółka z o.o.; Kancelaria Doradztwa Rynku Energii Daniel Raczkiewicz; Zielona Energia Michałowo spółka z o.o.; Zielone Elektrociepłownie spółka z o.o..</p>	<p>Bio CHP+KS</p> <p>Siemiatycze</p> <p>21336 m<sup>2</sup></p>	<p>Na potrzeby systemu demonstracyjnego zastosowano kogenerację o łącznej mocy wynoszącej 499 kW. Łączna produkcja 7 300 MWh energii, z czego około 2 670 MWh energii cieplnej, pozostałe 4 630 MWh stanowić będzie produkcja energii elektrycznej</p>

**TAB. 4**  
Charakterystyka projektów zakwalifikowanych do I etapu Przedsięwzięcia „Dobre Praktyki” wykorzystujących kogenerację na biogazie  
*opracowanie własne na podstawie materiałów udostępnionych na <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki2>*

CHP – Combined Heat and Power – skojarzone wytwarzanie energii elektrycznej i ciepła, w opisywanych przykładach najczęściej w silniku tłokowym lub przy wykorzystaniu wodorowej instalacji ogniwa paliwowego.

Elektrolizer PEM – elektrolizer do wytwarzania wodoru oparty o najpopularniejszą technologię PEM (Proton Exchange Membrane).

SOFC – Solid Oxide Fuel Cell – ogniwo paliwowe (wodorowe), tzw. stałotlenkowe.

KG – kocioł gazowy.

H2 – wodór gazowy jako paliwo.

W tabeli 4 opisano trzy podstawowe grupy wnioskowanych rozwiązań, tj: kogeneracja oparta o biogaz, kogeneracja oparta o wodór i inna kogeneracja oparta o oleje posmażalnice.

W tabeli 5 pokazano projekty z wykorzystaniem wodoru.

Najmniejszą grupę stanowiły paliwa alternatywne – tabela 6.

### Trzy kluczowe pytania

Jak widać, zaproponowane strategie ogniskują proponowane rozwiązania wokół trzech grup paliwo-technologicznych:

1. Biogaz i kogeneracja, czasem wspierana technologiami pogodowoależnymi.
2. Kogeneracja oparta o wodór, czasem wspierana pogodowoależnymi OZE.
3. Źródła pogodowoależne wspierane magazynami energii w projektach dotyczących wyłącznie ciepła.

Niestety tylko jeden projekt z przedstawionych ma wymiar o interesującej skali, przy kryterium wielkości powierzchni ogrzewanej (ponad 90 tys m

kwadratowych). Pozostałe projekty, pomimo porównywalnych budżetów, zapewniają zabezpieczenie potrzeb cieplnych dla powierzchni rządu 15-44 tys. m<sup>2</sup>, a więc zaledwie dla kilku, kilkanastu bloków mieszkalnych.

Rozwiązania oparte o kogenerację biogazową czy też o olej posmażalnicy mają dwie wielkie zalety: po pierwsze są to źródła sterowalne, po drugie – charakteryzują się dość niskim kosztem wytworzenia jednostki energii. Systemy bazujące na fotowoltaice i kolektorach solarnych wymagają wsparcia magazynami ciepła i potrzebują dużo powierzchni do budowy instalacji. Trzecia grupa – instalacje wykorzystujące wodór, charakteryzują się najwyższymi nakładami inwestycyjnymi i podobnie wysokimi kosztami energii w przyszłości. Ich zastosowanie wymaga zarówno upowszechnienia tej technologii, jak również jej wykorzystania w różnych segmentach gospodarki komunalnej, np. w transporcie.

W każdym przypadku, w każdym przedsiębiorstwie czy w każdej lokalizacji konieczna jest indywidualna analiza pozwalająca odpowiedzieć na następujące pytania:

1. czy jest dostępne lokalne źródło bioenergii: substraty do biogazowni, biogaz z oczyszczalni ścieków, inne niskoemisyjne paliwa, np. olej posmażalnicy?
2. Czy jest dostępny „bezkosztowy” teren o powierzchni co najmniej kilku hektarów?
3. Czy istnieje możliwość wykorzystania wodoru na cele inne niż ogrzewnictwo i czy są dostępne tereny do instalacji źródła energii elektrycznej z OZE do zasilania elektrolizera?

Odpowiedzi na te pytania będą stanowić podstawowe determinanty wyboru miksu technologicznego.

Projekty z wodorem Nazwa projektu/lokalizacja	Technologia/ ogrzewana powierzchnia	Opis
<p>Elektrociepłownia solarna z magazynowaniem energii w zbiorniku sezonowym typu PTES oraz w wodorze wraz z inteligentnym systemem zarządzania energią</p> <p>Końskie Biuro Studiów Projektów i Realizacji „ENERGOPROJEKT KATOWICE” S.A. Atende Industries Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich sp. z o.o.</p>	<p>KS, PTES, CHP na wodorze jako magazyn energii 31 576 m<sup>2</sup></p>	<p>Komponenty instalacji:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. farma słoneczna;</li> <li>2. magazyn sezonowy ciepła typu PTES;</li> <li>3. pompa ciepła;</li> <li>3. farma fotowoltaiczna;</li> <li>4. kocioł elektrodowy – drugorzędne źródło ciepła do PTES;</li> <li>5. stacja elektrolizy wodoru wraz ze sprężarką i magazynem wodoru;</li> <li>6. silnik gazowy CHP</li> </ol>
<p>Słoneczno-Wodorowa Lokalna Elektrociepłownia Krajowa Dęblin</p> <p>PGNiG TERMIKA Energetyka Rozproszona sp. z o.o. PGNiG TERMIKA Spółka Akcyjna Politechnika Wroclawska</p>	<p>PV, CHP na wodorze jako magazyn energii, PC, TTES, kocioł elektryczny m<sup>2</sup> 62 655,30 m<sup>2</sup></p>	<p>Konfiguracja jak wyżej poszerzona o PV i magazyn energii TTES niskotemperaturowy. Energia elektryczna wytworzona w instalacji fotowoltaicznej PV o mocy 8 MWp będzie zasilala układ pomp ciepła, elektrolizer PEM, kocioł szczytowy. Nadwyżka energii elektrycznej sprzedawana będzie na rynku</p>
<p>Elektrociepłownia z ogniwami SOFC zasilana wodorem Centrum Badawczo-Rozwojowe im. M. Faradaya Sp. z o.o., Instytut Energetyki - Instytut Badawczy, ENERGA Ciepło Ostrołęka Sp. z o.o.</p>	<p>CHP SOFC H2 Ostrołęka 15106 m<sup>2</sup></p>	<p>Kogeneracja na ogniwie paliwowym stałotlenkowym (SOFC) o mocy 0,92 MW, co stanowi 0,48 MW mocy elektrycznej i 0,34 MW ciepłej. Do kluczowych urządzeń układu CHP zalicza się: dmuchawę powietrza, wymienniki ciepła, pompę recyrkulacyjną oraz dopalacz gazów resztkowych. W układzie tego rodzaju paliwo (wodór) oraz powietrze doprowadzane są do stosu, gdzie zachodzi reakcja elektrochemiczna</p>
<p>Kogeneracyjny układ wodorowy wspomagany magazynem ciepła Konsorcjum:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Enea Ciepło sp. z o.o.</li> <li>2. Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „ENERGOPOMIAR” sp. z o.o.</li> </ol>	<p>CHP, PEM, H<sub>2</sub>, TTES (10 tys. m<sup>3</sup>), KG, Białystok 24735 m<sup>2</sup></p>	<p>Podwójny układ magazynowania (wodór i ciepło) Koncepcja układu zakłada jednoczesne wytworzenie energii elektrycznej i ciepła w silniku kogeneracyjnym spalającym czysty wodór. Ponadto koncepcja obejmuje zastosowanie elektrolizera z membraną elektrolitowo-polimerową (PEM), zasilanego energią elektryczną pochodzącą ze źródeł OZE. W celu poprawy elastyczności pracy tego układu przewidziano zbiorniki magazynujące wodór oraz sezonowy magazyn ciepła typu naziemnego. Uzupełnieniem układu są dwa kotły wodne zasilane gazem ziemnym</p>
<p>Konsorcjum w składzie Lider: Politechnika Krakowska im. Tadeusza Kościuszki Członkowie: F.H.U. Urządzenia Chłodnicze Marek Czamara Instytut Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej Sp. z o.o.</p>	<p>PV, PEM, H2, CHP Ostrołęka 15080 m<sup>2</sup></p>	<p>Podstawowym źródłem energii w systemie jest energia z farmy fotowoltaicznej oraz niskotemperaturowa energia odpadowa. W okresie letnim energia elektryczna wytwarzana w ogniwach fotowoltaicznych przetwarzana jest w elektrolizerze na energię chemiczną w wodorze. W okresie poza sezonem letnim ciepło będzie wytwarzane w pompach ciepła zasilanych energią odpadową. W okresach wysokich cen energii elektrycznej będzie uruchamiany silnik tłokowy zasilany wodorem. Ciepło, jakie będzie generowane w silniku pozwoli dogrzać wodę sieciową do temperatury 115°C. Ciekawe wykorzystanie ciepła z elektrolizera</p>

TAB. 5

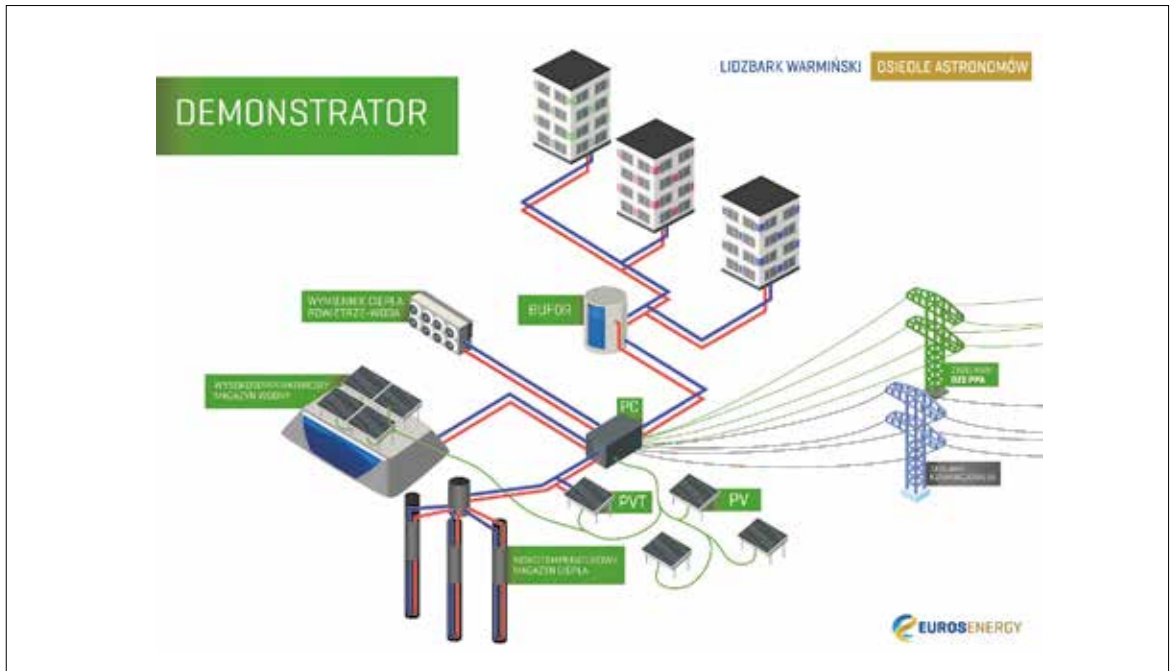
Charakterystyka projektów zakwalifikowanych do I etapu Przedsięwzięcia „Dobre Praktyki” wykorzystujących kogenerację na wodorze  
opracowanie własne na podstawie materiałów udostępnionych na <https://www.gov.pl/web/nabr/raporty-dobre-praktyki2>

TAB. 6

Charakterystyka projektów zakwalifikowanych do I etapu Przedsięwzięcia „Dobre Praktyki” wykorzystujących kogenerację na paliwach alternatywnych  
opracowanie własne na podstawie materiałów udostępnionych na <https://www.gov.pl/web/nabr/raporty-dobre-praktyki2>

CHP inne paliwa Nazwa projektu/ lokalizacja	Technologia/ ogrzewana powierzchnia	Opis
<p>Elektrociepłownia w lokalnym klastrze energetycznym – Euros Energy EHC Plant Euros Energy Sp. z o.o., Międzyrzec Podlaski</p>	<p>PC, CHP olej posmażalniczy, PVT, PTES, BTES 27130 m.kw.</p>	<p>Dość optymalny układ do lokalnego zastosowania. Praca Elektrociepłowni Euros Energy EHC Plant opiera się na współpracy pomp ciepła, kogeneratora zasilanego biopaliwem, instalacji kolektorów hybrydowych PVT oraz dwóch magazynów sezonowych – wysokotemperaturowego magazynu wodnego oraz niskotemperaturowego magazynu gruntowego. Zastosowanie jednostki kogeneracyjnej (ang. Used Cooking Oil – w skrócie UCO) jest odpadem powstałym z olejów roślinnych (głównie olejów rzepakowych, palmowych i słonecznikowych) używanych w przemyśle gastronomicznym do przygotowywania potraw</p>

**RYS. 1**  
Schemat przedstawiający zwycięski projekt w programie Ciepłownia OZE w Lidzbarku Warmińskim. Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE, Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 72/21/PU – Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE Ciepłownia OZE wraz z systemem sezonowych magazynów ciepła – Euros Energy HC Plant



### Charakterystyka zwycięskiego projektu w programie Ciepłownia OZE wraz z systemem sezonowych magazynów ciepła w Lidzbarku Warmińskim

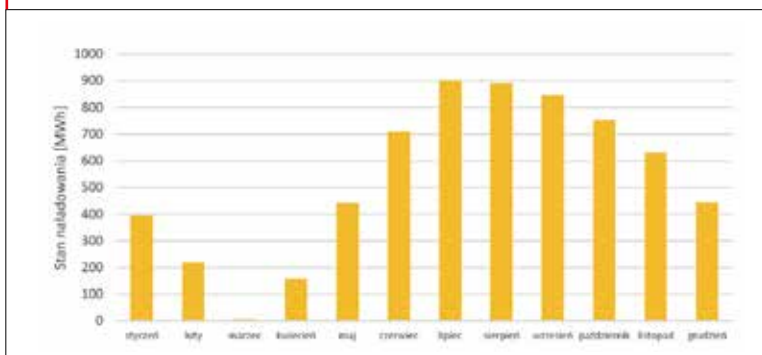
Sercem technologii są w tym przypadku pompy ciepła – urządzenia grzewcze fundamentalnie różne od urządzeń opartych na procesie spalania. W opracowanej technologii Ciepłowni Przyszłości rewersyjne pompy ciepła Euros Energy połączono w kaskadę i zintegrowano z trzema dolnymi źródłami. Rozwiązanie takie umożliwia jednocześnie wykorzystanie ciepła ze wszystkich źródeł (powietrznych wymienników ciepła, niskotemperaturowego magazynu gruntowego oraz wysokotemperaturowego magazynu wodnego). System zasilany jest energią elektryczną produkowaną bezpośrednio na miejscu, z hybrydowych kolektorów słonecznych PVT oraz z dedykowanej, pobliskiej instalacji fotowoltaicznej. W zimowe dni oraz noce system wspierany jest energią elektryczną dostarczaną z Kra-

jowej Sieci Elektroenergetycznej, w pierwszej kolejności energią elektryczną zakupioną z gwarancjami pochodzenia z odnawialnych źródeł energii. Zastosowano sezonowe magazyny ciepła, ładowane zeroemisyjnie latem i rozładowywane efektywnie zimą przez pompy ciepła. Dzięki temu uzyskano wartość współczynnika SCOP dla systemu pomp ciepła na poziomie 3,5, zasilając jednocześnie sieć ciepłowniczą wymaganymi temperaturami 80°C. Wartość SCOP na tym poziomie gwarantuje, że minimum 70% ciepła pochodzi ze źródeł odnawialnych (nawet gdyby całość energii elektrycznej była wyprodukowana z węgla). Tak więc realnie większa część wymaganej energii elektrycznej jest generowana lokalnie z modułów PV i PVT.

Wysokotemperaturowy magazyn wodny ładowany jest w okresie od kwietnia do początku sierpnia, a stan pełnego naładowania (około 900 MWh) osiągany w lipcu. Najwięcej ciepła dostarczane jest w maju i czerwcu, a najwięcej ciepła – odbierane w marcu. Z uwagi na wysoką temperaturę wody w magazynie, straty ciepła do otoczenia w magazynie wodnym (23% ciepła pozyskanego) są dużo wyższe w porównaniu z magazynem gruntowym.

Niewielka część energii elektrycznej jest nabywana jako energia z KSE oraz potwierdzona gwarancjami pochodzenia. Wada tego rozwiązania to duże skomplikowanie technologiczne i ogromne zapotrzebowanie na obszar do zagospodarowania. Magazyn sezonowy PTES ma użytkową pojemność rzędu 900 MWh (nieco ponad 3200 GJ), czyli realnie można z jego pomocą ogrzać kilka niedużych budynków. Obszarowo magazyn PTES zajmuje prawie hektar, a kolejne: farma PV, farma solarna, maszynownia i zbiornik buforowy. Pomimo tych ograniczeń jest to niewątpliwie ważny kierunek rozwoju ciepłownictwa opartego o OZE<sup>2</sup>.

**RYS. 2**  
Stan naładowania wysokotemperaturowego magazynu gruntowego. Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE, Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 72/21/PU – Ciepłownia Przyszłości, czyli system ciepłowniczy z OZE Ciepłownia OZE wraz z systemem sezonowych magazynów ciepła – Euros Energy HC Plant



### Charakterystyka zwycięskiego projektu w programie Elektrociepłownia w Sokołowie Podlaskim

Zasoby wdrażanego systemu tworzą następujące komponenty:

A. Nowa biogazownia zlokalizowana obok istniejącej w Grochowie Szlacheckim – moc w wytwarzanym biogazie 4,5 MW.

B. Stacja uzdatniania/uszlachetniania biogazu z kompresorem – parametry na wyjściu: 90% CH<sub>4</sub> oraz wartość opałowa 34 MJ/Nm<sup>3</sup>, ciśnienie do 0,5 MPa.

C. Biogazociąg i linia SN 15 kV – infrastruktura budowana w układzie powiązaniem o długości ok. 9 km łącząca zasoby zlokalizowane w Grochowie Szlacheckim z zasobami w Sokołowie Podlaskim. Przesyłane media to: biometan i energia elektryczna.

D. Zintegrowany System Wytwarzania Ciepła OZE – blok biokogeneracji 0,999 MWe (bCHP) zasilany biometanem, który zostanie doprowadzony z biogazowni. System modułów kogeneracyjnych powiązany będzie w układzie chłodzenia turbodoładowania z wysokotemperaturową, sprężarkową pompą ciepła typu woda-woda z napędem elektrycznym, o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70) oraz kocioł wielopaliwowy o mocy 3,0 MW, który będzie pracował zasilany paliwem w postaci biogazu. Trzecim elementem infrastruktury wytwórczej jest system sprężarkowych, wysokotemperaturowych pomp ciepła o mocy cieplnej 173 kW (punkt pracy A7:W70) typu powietrze-woda, zasilany energią elektryczną z bloku bio CHP oraz energią elektryczną z zewnętrznego źródła OZE, doprowadzoną przy wykorzystaniu nowo budowanej linii SN 15 kV z miejscowości Grochów Szlachecki.

Opisany powyżej zintegrowany system energetyczny zasilał będzie w ciepło wydzielony obieg sieci ciepłowniczej w Sokołowie Podlaskim, do którego są przyłączeni odbiorcy, gdzie powierzchnia użytkowa wynosi łącznie ponad 91 tys. m<sup>2</sup> (ciepło) i powyżej 89 tys. m<sup>2</sup> (ciepła woda), a powierzchnia mieszkaniowa 73 tys. m<sup>2</sup>. Zakładany udział OZE w rocznym wolumenie energii cieplnej wytworzonej w powyżej opisanym systemie energetycznym, zasilającym wydzielony obieg, to co najmniej 95,48%<sup>3</sup>.

Projekt w Sokołowie Podlaskim ma kilka niewątpliwych zalet. Przede wszystkim pokazuje metodę wykorzystania i znaczenie niewykorzystanego potencjału biogazowni rolniczych do celów grzewczych w miastach. Po drugie obejmuje swoim zasięgiem znaczną część miasta – ponad 90 tys. metrów kwadratowych ogrzewanej powierzchni. Kolejnym argumentem jest praktycznie całkowite uniezależnienie od warunków atmosferycznych i bezpośrednia adaptacja do wysokoparametrowych systemów ciepłowniczych.

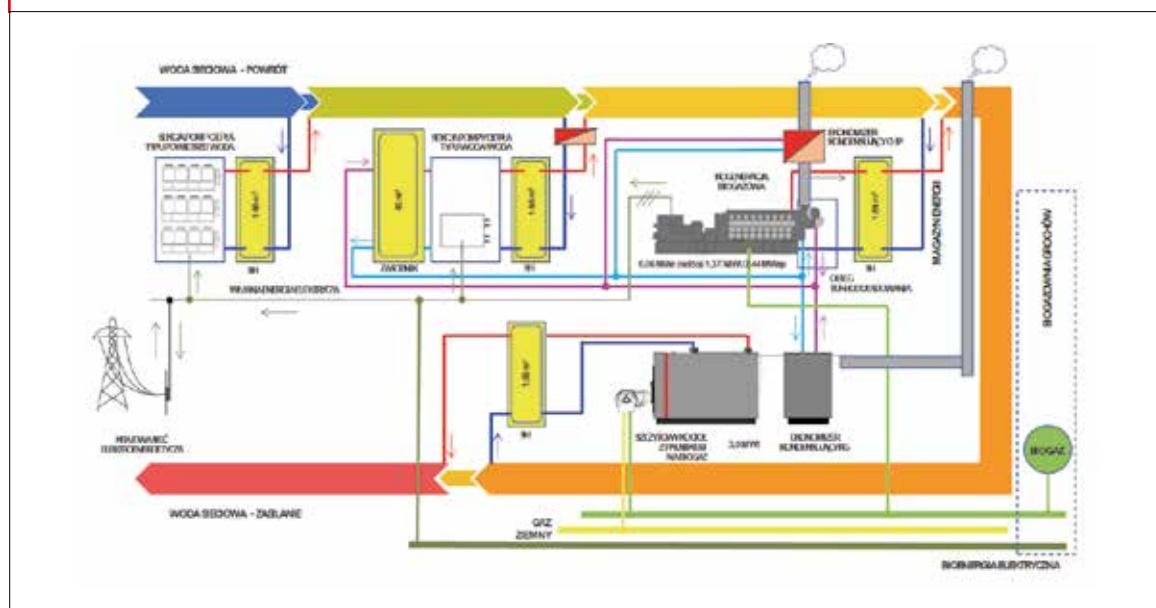
### Wyniki modelowania symulacyjnego dla przedsięwzięć w innych miastach powiatowych

Opisane w poprzednich rozdziałach projekty inspirują aktywne samorządy do tworzenia własnych projektów, zaadaptowanych do lokalnych warunków. Wdrażana obecnie strategia transformacji energetycznej stanowi spore wyzwanie nawet dla niedużych systemów ciepłowniczych. Zastąpienie konwencjonalnych, prostych i emisyjnych urządzeń wytwarzających ciepło (kotłów węglowych, gazowych, biomasowych lub olejowych) bezemisyjnymi technologiami, neutralnymi klimatycznie, wymaga wieloaspektowego podejścia wobec realnych wyzwań:

RYS. 3

Koncepcja zintegrowanego systemu energetycznego „Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym – Bezpieczna i Czysta Energia dla Sokołowa”

Źródło: Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE, Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63 - Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym; Konsorcjum ECN S.A., 08.09.2022; <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki2>



- ograniczeń temperaturowych źródeł wytwórczych;
- ograniczeń mocy źródeł wytwórczych, szczególnie w niskich temperaturach;
- uzależnienia wydajności urządzeń wytwórczych od wartości pogodowych;
- zbadania dostępności lokalnej energii odpadowej i bezemisyjnych surowców (np. substraty do biogazowni);
- oceny możliwości pracy instalacji odbiorczych przy obniżonych temperaturach;
- niewspółmierności w dostępności słonecznej i aerothermalnej energii z zapotrzebowaniem na ciepło;
- dużego zapotrzebowania na obszary do zagospodarowania.

Te uwarunkowania wymuszają odejście od bilansowania w oparciu o tzw. temperaturę obliczeniową, a wymagają modelowania w rozdzielczości co najmniej godzinowej, a także współdziałania wszystkich źródeł na zaspokojenie popytu w zmiennych warunkach atmosferycznych.

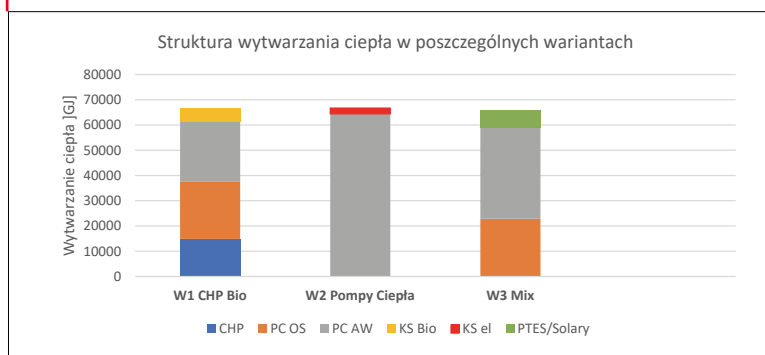
W dalszej części niniejszego rozdziału przedstawione zostaną wyniki modelowania w arkuszu kalkulacyjnym, sporządzonym w rozdzielczości godzinowej dla dwóch niewielkich systemów ciepłowniczych (ok. 50 tys GJ rocznie). Wszystkie przedstawione obliczenia zostały wykonane przez autora artykułu i umieszczone w dwóch jego autorских publikacjach.

Nowym źródłem ciepła, którego nie uwzględniał żaden z projektów zgłoszonych do konkursów w NCBiR, jest pompa ciepła na zrzucie ścieków oczyszczonych. Okazuje się bowiem, że 20-30 tysięczne miasta średnio na godzinę oczyszczają około 170-220 metrów sześciennych. W najzimniejszych miesiącach ich temperatura wynosi około 10°C. Przy jej obniżeniu tylko o 4°C możemy uzyskać około 1 MW energii cieplnej wytworzonej w pompie ciepła woda/woda.

W pierwszym mieście (w drugiej strefie klimatycznej, co jest korzystne dla pomp ciepła powietrze-woda) zaproponowano następujące warianty transformacji.

- **Wariant I (W1 - CHP Biogaz)** – jako podstawowe źródła ciepła bada możliwość pokrycia potrzeb przez biogazownię rolniczą z kogeneracją o mocy < 1 MW, wspomaganą pompą ciepła woda/woda.

**RYS. 4**  
Porównanie struktury wytwarzania ciepła w poszczególnych wariantach  
źródło: opracowanie własne



Wykorzystuje ona jako dolne źródło energię oczyszczonych ścieków z pobliskiej oczyszczalni. Bilans jest uzupełniany pompami ciepła powietrze-woda i kotłem szczytowym opalonym biogazem. Zapotrzebowanie na energię elektryczną jest w części pokrywane z instalacji fotowoltaicznej (PV) o mocy około 300 kWp.

- **Wariant II (W2 - Pompy ciepła)** – najprostszymi w realizacji, ma monoenergetyczny charakter i opiera się wyłącznie na zaspokojeniu potrzeb cieplnych przez pompy ciepła powietrze-woda, w większości rozproszone na obszarze miasta. Zapotrzebowanie szczytowe pokrywane jest przez grzałki elektryczne w pompach ciepła i/lub kocioł elektryczny (konwencjonalny lub elektrodowy).
- **Wariant III (W3 - Mix)** – z rozszerzonym pozyskaniem energii ze słońca (PV i kolektory słoneczne termiczne tzw. solary) i dużym (40 tys. m<sup>3</sup>) wodnym, wysokotemperaturowym, sezonowym magazynem ciepła. Tak jak w wariantcie I wykorzystywana jest tu pompa ciepła woda/woda na oczyszczalni ścieków i pompy ciepła powietrze-woda dla uzupełnienia bilansu. Energia elektryczna dostarczana jest również z elektrowni wiatrowych małej lub średniej mocy. Cała sieć ciepłownicza jest przebudowana do działania w systemie tzw. niskiego parametru.

Mamy zatem trzy warianty z dużym zróżnicowaniem technologicznym oraz dodatkowym zapotrzebowaniem na energię elektryczną z gwarancjami pochodzenia.

Najciekawszą, o dość wyrównanych proporcjach charakterystykę struktury wytwarzania ma W1 z biogazownią. W wariantcie trzecim wytwarzanie jest zdominowane przez dwa źródła: pompy ciepła powietrze-woda i pompę ciepła na oczyszczalni ścieków (PC OS). Wariant drugi, zgodnie z założeniami, opiera się o pompy ciepła powietrze-woda (PC AW).

Przy wyborze wariantu konieczne jest uwzględnienie wyników analizy wrażliwości średniego kosztu jednostki energii. Wykorzystano tutaj, podobnie jak w programach NCBiR, wartość LCOH (ang. Levelized Cost of Heat – analogicznie do LCOE levelized cost of electricity), wyrównany koszt energii i miarę średniego obecnego kosztu netto wytwarzania energii cieplnej elektrycznej przez źródło w ciągu jego życia. Zbadano zatem wpływ zmiany wysokości nakładów inwestycyjnych o +25% i -25% oraz zmiany ceny energii elektrycznej (dwa poziomy 650 PLN/MWh i 1000 PLN/MWh).

Tak jak wspomniano: Wariant W2 jest najmniej odporny na zmiany cen energii elektrycznej, a najbardziej odporny na zmiany CAPEX. Odwrotnie – Wariant W3 jest najmniej odporny na zmiany CAPEX i umiarkowanie na zmiany cen energii elektrycznej

Podobne modelowanie wykonano dla innego miasta. Wprawdzie znajduje się ono w trudniejszej dla powietrznych pomp ciepła, czwartej strefie klimatycznej, ale system ciepłowniczy jest tam niskoparametrowy.

Modelowaniu godzinowemu poddano trzy warianty miks energetycznego:

**MODEL Z BIOGAZOWNIĄ (M1):**

- Pompy ciepła woda/woda (WW) na zrzucie ścieków oczyszczonych z oczyszczalni ścieków, moc ok. 1 MW.
- Farma hybrydowych kolektorów słonecznych PVT (energia elektryczna i ciepło), około 4000 m<sup>2</sup> (ok. 740 kWp).
- Biogazownia rolnicza 999 kWe (substraty do ustalenia), prawdopodobna lokalizacja terenu oczyszczalni ścieków – do ustalenia).
- Pompy ciepła powietrze-woda (A/W) w różnych lokalizacjach.

**MODEL BEZ BIOGAZOWNI (M2):**

- Pompy ciepła woda/woda (WW) na zrzucie ścieków oczyszczonych z oczyszczalni ścieków, moc ok. 1 MW.
- Farma hybrydowych kolektorów słonecznych PVT (energia elektryczna i ciepło), około 5000 m<sup>2</sup> (ok. 900 kWp).
- Pompy ciepła powietrze-woda (A/W) w różnych lokalizacjach, ok. 2500 kWt.
- Kotły szczytowe gazowe (istniejące), ok. 10 MW.

**MODEL BEZ BIOGAZOWNI Z SEZONOWYM MAGAZYNEM ENERGII CIEPLNEJ (M3):**

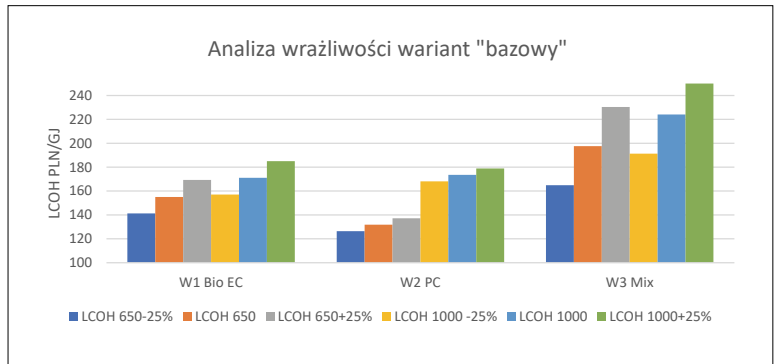
- Pompy ciepła woda/woda (WW) na zrzucie ścieków oczyszczonych z oczyszczalni ścieków, moc ok. 1 MW.
- Farma hybrydowych kolektorów słonecznych PVT (energia elektryczna i ciepło), około 1000 m<sup>2</sup> (ok. 160 kWp).
- Farma kolektorów solarnych 25000 m. kw.
- Magazyn ciepła, ok. 5000 m<sup>3</sup> z pompą ciepła ok. 80 kW.
- Pompy ciepła powietrze-woda (A/W) w różnych lokalizacjach, ok. 3300 kWt.
- Kotły szczytowe gazowe (istniejące), ok. 10 MW

W ostatnim Modelu M3, metodą iteracyjną podjęto próbę optymalizacji rozmiarów instalacji OZE i magazynu wodnego.

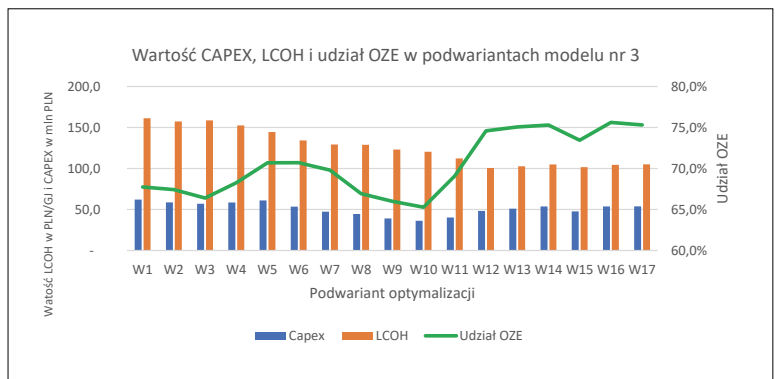
Optymalne z perspektywy ceny wydają się podwarianty W12 (bez magazynu) i W13. Niewielki wzrost nakładów i ceny pozwala w podwariancie 16 uzyskać udział energii z OZE na poziomie 75,6%.

**Warto zapamiętać**

1. NCBiR, obydwooma projektami (Ciepłownia z OZE oraz Elektrociepłownia przyszłości) wniósł ciekawy wkład w transformację polskiego ciepłownictwa i obydwa projekty wymagają jak najszybszej popularyzacji.
2. Transformacja energetyczna wymaga od kierownictwa firm ciepłowniczych i samorządów zupełnie nowatorskiego podejścia w myśleniu o źródłach ciepła – te podmioty powinny samodzielnie zna-



RYS. 5 Analiza wrażliwości LCOH – CAPEX i OPEX bazowy źródło: opracowanie własne



RYS. 6 Analiza optymalizacyjna źródło: opracowanie własne

leż odpowiedź na pytanie: jak żyć bez spalania gazu, węgla i biomasy?

3. Strategie transformacji będą się ogniskować wokół trzech grup paliwowo-technologicznych:
  - biogaz i kogeneracja, czasem wspierana technologiami pogodowo zależnymi,
  - źródła pogodowo zależne, wspierane magazynami energii,
  - kogeneracja oparta o wodór, czasem wspierana pogodowo zależnymi OZE.
4. Uzyskanie wymaganego na 2045 rok 75% udziału OZE w komunalnych systemach ciepłowniczych jest już dzisiaj osiągalne pod warunkiem pozyskania znacznych środków finansowych oraz zapewnienia znacznego arealu do zagospodarowania.
5. Opisane technologie, które pozwolą rozwiązać problemy ciepłownictwa w małych i średnich miastach nie wystarczą do realizacji celów transformacji w dużych miastach i metropoliach.

**Przypisy**

1. Na podstawie: Energetyka ciepłownicza w liczbach – 2022; URE 2023
2. Opis i rysunek pochodzą lub opierają się na Raporcie Dobrych Praktyk opublikowanym przez NCBiR
3. Na podstawie Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu elektrociepłowniczego w kierunku OZE, Raport wykonany w ramach Przedsięwzięcia nr 88/21/PU/P63 - Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym; Konsorcjum ECN S.A., 08.09.2022; <https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki2> ■

**HERBERT  
LEOPOLD GABRYŚ**  
ekspert w zakresie  
energetyki, były  
podsekretarz stanu  
w Ministerstwie  
Przemysłu i Handlu  
odpowiedzialny  
za górnictwo  
i energetykę



# CEL TAKI SAM, ALE DROGA RÓŻNA

– Transformacja energetyki nie może jawić się jako cel sam w sobie. Ma do czegoś prowadzić. Po pierwsze i jeszcze raz po pierwsze – nie powinna pomniejszać naszego bezpieczeństwa energetycznego we wspólnotowej, ale i naszej narodowej części niezawisłości (...). Unijna polityka klimatyczna musi stać się elementem odpowiedzialności państwa, również w przekonaniu partnerów Wspólnoty, że cel mamy wspólny, ale droga, wynikająca z przeszłości i posiadanych zasobów, jest różna – mówi **Herbert Leopold Gabryś**, ekspert w zakresie energetyki, były podsekretarz stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu odpowiedzialny za górnictwo i energetykę.

**Przemysław Płonka:** Jakie scenariusze odnośnie energetyki w Europie są dziś najbardziej realne?

**Herbert Leopold Gabryś:** Scenariusze kreślą rzeczywistość. Dziś bardziej niż do niedawna. Od kilku lat są mniej przewidywalne – nie tylko z powodu lekcji poko-

ry płynącej z pandemii i szoku wynikającego z agresji Rosji na Ukrainę. Na Bliskim Wschodzie „wrze”, świat się „tasuje”, geopolityka burzy predykcje – zdawało się dotąd trafne... Słowo „wojna” jest częściej wymieniane, nie tylko w mediach, także w Europie. Projekcje zmian w energetyce światowej są weryfikowane. Ochrona



klimatu, choć konieczna, nie wszędzie jest jednakowo cenna, gdyż rozwój gospodarczy w wielu regionach świata staje się priorytetem.

Wzrost emisji o 1,1% w 2023 roku oznaczał wzrost o około 410 Mt CO<sub>2</sub>. Procentowo zwiększenie emisji było znacznie wolniejsze niż globalny wzrost PKB – w 2023 roku to około 3%. Utrzymała się zatem niedawna tendencja w zakresie emisji dwutlenku węgla. Wzrost gospodarczy jest wolniejszy niż globalna aktywność gospodarcza, mimo zagrożeń klimatycznych z wykorzystaniem paliw kopalnych. Choć rządy na całym świecie zobowiązały się do ograniczenia emisji gazów cieplarnianych, część największych producentów paliw kopalnych zwiększyła swoją produkcję. Związane z tym emisje rosną. Są obecnie większe – siedem lat po porozumieniu klimatycznym – w porównaniu z siedmioma latami przed nim, mimo że kontynuowany jest trend wysokiej dynamiki rozwoju generacji ze źródeł nieemisyjnych. Na dziś przede wszystkim fotowoltaiki i źródeł wiatrowych.

### Czy to tylko tło dla scenariuszy zmian energetyki w Europie, czy coś więcej?

Tło, ale i powód do refleksji. Dla globalnego efektu ochrony klimatu na niewiele zdadzą się przyspieszenia przyjętych w UE celów klimatycznych i płynące z tego coraz wyższe koszty. Krajobraz emisji wciąż się zmienia. Całkowity poziom emisji CO<sub>2</sub> w Chinach w 2020 roku przekroczył emisje gospodarek rozwiniętych łącznie, natomiast w 2023 roku był już o 15% wyższy. Obecnie Chiny odpowiadają za 35% światowych emisji CO<sub>2</sub>, nie wypełniając przyjętych zobowiązań z Protokołu Paryskiego. Indie w 2023 roku wyprzedziły Unię Europejską, stając się trzecim co do wielkości źródłem globalnych emisji. Kraje rozwijającej się Azji odpowiadają obecnie za około połowę światowych emisji (w porównaniu z około dwiema piątymi w 2015 roku).

### Jak się to ma do emisji w Unii Europejskiej?

W UE w 2023 roku emisja CO<sub>2</sub>, wg Międzynarodowej Agencji Energii w Paryżu, wyniosła 2,5 Gt. Dla porównania, w Chinach osiągnęła 12,6 Gt, w Stanach Zjednoczonych 4,5 Gt, w Indiach 2,8 Gt, w Japonii 1,0 Gt. Przykłady można mnożyć, ponieważ pozostaje jeszcze Rosja, Brazylia, najogólniej Afryka i tak dalej. Jeśli chcemy uzyskać efekt globalny ograniczenia emisji, to zarówno aktywność musi być w tym globalna, jak i ponoszenie kosztów, włączając w to pomoc krajom uboższym. A to na COP28 po raz kolejny nie wyszło! Nie da się uzyskać sugerowanego celu ograniczenia przyrostu temperatury globalnej jedynie poprzez realizację ambitnych zamiarów UE. Choć niektórych entuzjastów naszej, unijnej polityki klimatycznej – napawa to dumą.

**Wracając do pierwszego pytania: w takim razie jakie scenariusze, w odniesieniu do energetyki w Europie, są dziś najbardziej realne?**

Nazwijmy to drogą do celu, jakim jest neutralność klimatyczna gospodarek UE w 2050 roku. Raczej drogą, bo nie wszystko da się ułożyć w scenariuszach, ile by ich nie było. Drogą, z powodu zdarzeń ostatnich lat, coraz trudniejszą i mniej jednoznaczną w logice argumentów projekcji unijnej. Z rosnącymi kosztami, którym ani gospodarka, ani my – konsumenci – nie podołamy. Do tego z niewielkim znaczeniem dla oczekiwanego efektu z sumy globalnych problemów ochrony klimatu. Stąd mało racjonalną. Bo wiara w sens maleje, a koszty coraz wyższe. Ceny energii rosną. Gospodarka europejska ma „zadyszkę”. Wiele podmiotów gospodarczych w Europie, nie tylko energochłonnych, traci konkurencyjność. Ograniczają działalność bądź uciekają, gdzie te koszty są niższe. Zatem trzeba refleksji co do dalszej słuszności eskalowania kosztów klimatycznych.

”

Nie da się uzyskać sugerowanego celu ograniczenia przyrostu temperatury globalnej jedynie poprzez realizację ambitnych zamiarów UE. Choć niektórych entuzjastów naszej, unijnej polityki klimatycznej – napawa to dumą

### Ale droga jest wytyczona.

Tak. I „upakowana” wieloma regulacjami prawnymi. Także z naszym udziałem. Żeby nie sięgać za daleko – poczynając od 2019 roku: dyrektywy i rozporządzenia „Pakietu Zimowego”. Potem z grudnia tego samego roku – konkluzje Rady Europejskiej wyznaczające nowe, „ambitniejsze” cele klimatyczne, tzw. Green Deal. Rok później, także z grudnia, Konkluzje RE przyjmujące cel redukcji emisji o 55% w 2030 roku (z budżetem w wysokości 750 mld EUR). Z lipca 2021 roku „Fit for 55” (projekt regulacji wdrażających cele „Green Deal”). Po drodze lekcja płynąca z pandemii i inwazji Rosji na Ukrainę, próby doraźnej reakcji na problemy i zawirowania na rynkach paliw i energii. Dalej... – z marca 2023 roku projekt zmian regulacji rynku energii „Electricity Market Design”. I z tegoż samego miesiąca, koniecznie warty zauważenia, projekt Zielonego Ładu dla europejskiej gospodarki. To projekt, a już po siedmiu miesiącach Marcos Sefcovic, wiceprzewodniczący KE ds. Zielonego Ładu, ogłasza deklarację nowego celu redukcji emisji do 2040 roku z komunikatem KE z lutego 2024 roku w sprawie zmniejszenia emisji o 90% do 2040 roku względem roku 1990. Dodam też odbiegające od realiów życia tegoroczne dokumenty. W skrócie: z końca kwietnia akt o przemyśle neutralnym emisyjnie, a także z tego

roku, ale nieco wcześniej, regulacje: tzw. budynkowa i gazowa. Coraz bardziej odległe od rzeczywistości. Nieracjonalne!

### Nieracjonalne?

Tak, nieracjonalne! Z powodu rosnących kosztów i mizernego efektu dla ochrony klimatu wobec tego co robi, a właściwie czego nie robi – mimo zobowiązań – znaczna część świata. Przytacza się w argumentacji unijnej eskalacji kosztów takie wyliczenia, że utrzymanie wzrostu temperatury globalnej na poziomie nie wyższym niż 1,5°C względem epoki przemysłowej, miałyby pomóc zaoszczędzić UE 2,4 biliona euro, wynikających ze strat gospodarczych w latach 2031-2050 i obniżyć koszty netto importu paliw kopalnych o 2,8 biliona euro w tym samym okresie. Jak to policzono, trudno dociec. Chyba że z założeniem szybujących cen za uprawnienia do emisji, a to – ćwiczyliśmy niedawno – można skutecznie stymulować!

”

Coraz częściej w światowych doniesieniach z różnych środowisk odśłania się prawda, dotąd zawołowana, że koszty ochrony klimatu ponoszą klienci, a to nie oni za ocieplenie odpowiadają

Powtórę: strategia w skali globalnej słuszna, ale nieracjonalna w kosztownych ambicjach unijnych. W 2022 roku UE (w sumie z wszystkich obszarów działalności) odpowiadała za 6,67% globalnej emisji gazów cieplarnianych. To znacznie mniej niż Chiny – 29,16% i prawie połowa tego, co USA – 11,19% czy też Indie – 7,33%. W tym czasie Polska – 0,9%. Wbrew zobowiązaniom podjętym w Paryżu w 2016 roku większość gigantów przemysłu paliwowego zwiększyła swoją produkcję i stąd światowe emisje CO<sub>2</sub>. Wzrost ten jest szczególnie widoczny w azjatyckim sektorze węglowym, choć nie tylko. Zatem gdzie tu szukać logiki w tym, co w eskalacji kosztów klimatycznych wymuszamy u nas, gdy w bilansie globalnym takich działań jest mniej?

### Kwestionuje pan nasz udział we wspólnotowych zobowiązaniach?

Jeśli ktoś zarzuci mi kwestionowanie naszego uczestnictwa we wspólnotowych stanowieniach to minie się z prawdą. Rzecz bowiem nie w tym, aby je kwestionować, ale współtworząc zadbać o nasze interesy. I o tym mówić! Okazując koszty i efekty dla globalnych problemów klimatycznych. Korygować na miarę racji rozumu, bez klimatycznej demagogii.

Zauważać skutki dla wspólnotowej gospodarki i krajowych budżetów, także tych domowych.

Coraz częściej w światowych doniesieniach z różnych środowisk odśłania się prawda, dotąd zawołowana, że koszty ochrony klimatu ponoszą klienci, a to nie oni za ocieplenie odpowiadają. I tu protezy wsparcia i „poszatkowania” wsparcia dla części odbiorców energii niczego nie rozwiążą! To droga donikąd, nawet jeśli niesie krótkookresowe korzyści polityczne. Społeczeństwa prędzej czy później otrząsną się z klimatycznej demagogii. Wystawią rachunek.

### Energetyka UE w projekcji do 2050 r. wobec energetyki globalnej jest znamienne inna, przede wszystkim w wolumenie działań dla ochrony klimatu. Czy UE powinna zrewidować politykę klimatyczną? Jeśli tak, to jak bardzo?

Tak! Z argumentów odartych z populizmu klimatycznego: tak! Bo wiele się zmieniło w naszym otoczeniu i szerzej w świecie. Tak! Bo skala obciążeń ze wzrostu cen paliw i energii wypycha wiele branż energochłonnych z Europy poza jej granice, także do Stanów Zjednoczonych. Tak! Bowiem społeczeństwa Wspólnoty nie zniosą bez końca ponoszenia coraz wyższych kosztów pozyskania energii. Obszar ubóstwa energetycznego, jakby go nie definiować, jest coraz większy i bliższy naszym kieszeniom. Tak! Bo waga bezpieczeństwa energetycznego, przede wszystkim z zasobów możliwie własnych, jest cenniejsza niż dotąd. I to nie tylko wobec globalnych, ale i bliskich nam przetasowań. Z coraz realniejszych zagrożeń agresją, nie tylko bezpośrednią. Tak! Z rozsądku i potrzeby osiągnięcia celów bez totalnego sprzeciwu społeczeństw. Niekoniecznie w eskalacji kosztów i przyspieszania terminów ich osiągania. Jest nam potrzebna refleksja dotycząca powściągnięcia nieco ambicji zwiększania dynamiki osiągania celów klimatycznych. Cóż, kiedy te zdają się nie ważyć... I to od dłuższego czasu. Pozostaje domniemywać, że to nie tylko o ochronę klimatu chodzi...

### Jak powinna w tej sytuacji zachować się Polska?

Bez strategii gospodarczej na czas do 2050 roku niewiele można wiarygodnie prognozować. A tej, póki co, na miarę wyzwania nie ma. Bez strategii dla transformacji przemysłu też się nie da. Bez polityki energetycznej tym bardziej! Szastanie nowelizacjami do 2040 roku nie jest wiele warte, bo i wariantowanie rozstrzelone.

To, co nas w ostatnich latach sporo kosztuje, to rozmywanie w strukturach decyzyjnych państwa odpowiedzialności i uprawnień. Myślę o energetyce. Jak bowiem można mówić o odpowiedzialności za politykę energetyczną państwa, gdy ustawa o działach gospodarki tego nie precyzuje? Kto tak naprawdę za energetykę w Polsce odpowiada – nie doczytamy. Jej rozbieżność pomiędzy co najmniej trzy albo i cztery resorty nie wróży skuteczniejszych działań.



#### NIEZBĘDNY POTENCJAŁ ENERGETYKI WĘGLOWEJ

Nowe źródła, które mają zastąpić węglowe, nie pojawiają się w Polsce już jutro. Potencjał energetyki brunatnej i kamiennej jest zatem niezbędny na czas przejścia. Z zasadą: jak najwięcej generacji „zielonej” z ubezpieczeniem, że gdy nie wieje i nie świeci słońce, to funkcjonujemy z tym, co mamy

foto. 123rf

Co zatem robić? Podpisaliśmy szereg międzynarodowych porozumień. Ratyfikowaliśmy Protokół Paryski. Obowiązują nas regulacje wspólnotowe, ale rzeczywistość jest brutalna. Bez potencjału generacji energii elektrycznej z paliw stałych nie przejdziemy do pożądanej gospodarki neutralnej klimatycznie. Nie utrzymamy tempa pozyskiwania generacji OZE bez jej ubezpieczenia generacją niezależną od pogody. A to nieprędko nastąpi. Do tego trzeba nam ogromu inwestycji w infrastrukturę przesyłową i informatyzację KSE. Grożą nam odstawienia mocy konwencjonalnych po 2025 roku, a w związku z tym przerwy w dostawach. I nie można liczyć tu na stosowny do potrzeb dostęp do importu, poza kierunkiem północnym. Zarówno w rezerwowaniu mocy, jak i rzeczywistych przepływach energii. Gospodarka na zachodnim kierunku w końcu się ocknie i nie będzie, jak dziś, dostatecznej co do wolumenu oferty tańszej energii. Ci na Zachodzie sami, poza okresowymi tylko nadwyżkami, będą jej szukać.

#### Popatrzmy tu na wyniki z minionego roku.

Ogólna produkcja energii elektrycznej w naszym kraju w 2023 roku była mniejsza niż rok wcześniej o 6,58%. Wynosiła 163 629 GWh wg PSE S.A. (z opomiarowania w trakcie prowadzenia ruchu). To także mniej niż w 2021 roku. Główną przyczyną była mniejsza konsumpcja brutto przez odbiorców finalnych oraz wyraźnie większe saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą na korzyść importu.

Była zróżnicowana w poszczególnych miesiącach roku – najwyższa w grudniu: to 15 626 GWh, wobec 14 709 GWh w listopadzie. Wyraźny wzrost miesięcznej generacji jest widoczny w październiku i równy 14 383 GWh, wobec 12 949 GWh we wrześniu. To pierwsze sygnały, że w naszej gospodarce od tego czasu

zaczęło być nieco lepiej. Zużycie energii elektrycznej w lutym 2024 roku wróciło jednak do wielkości nieco mniejszej niż przed rokiem. To z kolei może być odczytywane w ten sposób, że gospodarka w kraju nadal ma problemy i być może wraca do stanu stagnacji.

#### Z jakich generacji energii było mniej, a z jakich więcej?

Mniejsze zużycie energii elektrycznej w kraju przez odbiorców finalnych w 2023 roku – przy zmniejszonym eksporcie i porównywalnym, wysokim imporcie – wywołało wyraźnie mniejszą generację ze źródeł na węglu kamiennym i brunatnym. Z węgla kamiennego wytworzyliśmy 76 707 GWh, wobec 87 761 GWh za 2022 rok i 93 037 GWh za 2021. Z kosztem jednostkowym energii elektrycznej sprzedanej za uprawnienia do emisji w wysokości 383,1 zł/MWh. Generacja z węgla brunatnego za 2023 rok wyniosła 34 574 GWh, wobec 46 978 GWh za 2022 rok i 45 367 GWh, z kosztem jednostkowym energii elektrycznej sprzedanej za uprawnienia do emisji 501,5 zł/MWh. Z gazu ziemnego było to odpowiednio: 13 650 GWh za 2023 rok, 10 002 GWh za 2022 i 13 366 GWh za 2021. Z kosztem jednostkowym energii elektrycznej sprzedanej za uprawnienia do emisji na poziomie 91,6 zł/MWh.

Więcej, i to ze sporą dynamiką, było z generacji OZE. Tu w 2023 roku pozyskano 45 079 GWh. Wolumen większy niż rok wcześniej o 20,0%, to jest więcej o 7 511 GWh. Ten poziom produkcji dał 27,1% udziału OZE w krajowej generacji energii elektrycznej. Rok wcześniej było to 20,9%.

W październiku minionego roku OZE pokryły 97% zapotrzebowania odbiorców energii w Polsce, produkując ponad 13 GWh energii elektrycznej między 12:00 a 13:00. Natomiast 6 września, między godziną 12 a 13,

elektrownie fotowoltaiczne wytworzyły aż 9,27 GWh energii elektrycznej, co pobiło rekord generacji w przypadku tego źródła, który poprzednio wynosił 9,09 GWh (9 lipca 2023 r.).

W 2023 roku prosumenci, w liczbie 1 383 476, wprowadzili do sieci 6 796,8 GWh. To więcej o 19,3% energii elektrycznej z OZE. Z tego 6 792,3 GWh pochodziło z instalacji fotowoltaicznych.

Na koniec 2023 roku w OZE zainstalowanych było 28 712 MW, a więc więcej o 28,9%. Z samej fotowoltaiki przyrost mocy zwiększył się o 5 200,4 MW, co dało 16 993,8 MW na koniec roku. Od stycznia do grudnia 2023 roku przybyło 193 291 instalacji PV. Tym samym, pod względem zainstalowanej mocy, fotowoltaika jest największą technologią OZE. W energetyce wiatrowej na koniec 2023 roku zainstalowanych było 9 467,0 MW, czyli więcej o 14,6% (o 1 207,1 MW). Od stycznia do grudnia 2023 roku przybyło 60 instalacji.

### Mniejsza produkcja w kraju wobec odnotowanego zużycia oznacza import?

W 2023 nastąpił roku powrót Polski do pozycji importera energii elektrycznej. Import przewyższał eksport w każdym miesiącu z okresu styczeń-wrzesień. Wynikało to z wolnego potencjału generacji przede wszystkim Niemiec i z faktu, że hurtowe ceny energii elektrycznej w Polsce nie były konkurencyjne na tle krajów ościennych.

Tendencja do znaczącego importu energii widoczna jest także w początkach 2024 roku. Import za dwa miesiące 2024 roku (w czasie redagowania materiału nie było jeszcze danych za marzec – red.) wynosił 952,8 GWh netto, podczas gdy w okresie analogicznym za rok ubiegły osiągnął 327,5 GWh. Rzecz w tym, aby nam w tym czasie nie brakowało generacji rodzimej (nie mylić z mocą). Na węglu brunatnym uzyskali-

śmy mniej energii o 9,87% niż w roku ubiegłym, a na kamiennym mniej o 7,41%. Z niskich obciążeń poza granicą, przede wszystkim na kierunku zachodnim, pojawiła się tańsza oferta z generacji OZE i nie tylko (tak bywa, gdy niemiecka gospodarka „cienko przędzie” i zużywa znacznie mniej energii). Z Niemiec pochodziło nieco ponad 40% ogólnego importu. Taki trend jeszcze się utrzyma, bowiem S&P Global Ratings obniżył prognozę wzrostu PKB Polski na rok bieżący z 3,1% do 2,8%, właśnie z uwagi na słabą koniunkturę w Europie Zachodniej.

### A jak to wygląda w szczegółach?

Wymiana energii elektrycznej z zagranicą, w porównaniu do wyniku za 2022 rok, była znamienne inna w jej saldzie. Pobranie (import) osiągnęło wielkość zbliżoną do wyniku z lat 2021 i 2022. Odpowiednio za 2023 rok to: 15 182 921 MWh, za 2022: 15 237 514 MWh i 15 099 973 MWh za 2021 rok. Dla przypomnienia: za 2020 rok pobraliśmy rekordowo w ostatnich kilku latach, bo 20 433 667 MWh. Eksport (oddanie) był natomiast równy 11 293 460 MWh – to znacząco mniej niż w 2023 roku, gdy wyniósł 16 916 204 MWh. W roku 2021 (wtedy 14 280 452 MWh) praktycznie byliśmy istotnym dopełnieniem potrzeb energetycznych naszych sąsiadów z zachodu i południa. Saldo wymiany energii elektrycznej z zagranicą jedynie za 2021 rok było ujemne (nadwyżka eksportu). Za 2023 rok wróciło ono do tendencji z kilku ostatnich lat, do wartości dodatnich i wyniosło 3 889 461 MWh.

### Skąd takie zmiany?

Gospodarka niemiecka zużywa mniej, gdyż nadal jest w „zastoju”. Stąd więcej energii na otwartym rynku energii. Tam przegrywamy rywalizację z powodu wyższych cen, które są takie z uwagi na koszty



#### GENERACJA NIEZALEŻNA OD POGODY

Podpisaliśmy szereg międzynarodowych porozumień. Ratyfikowaliśmy Protokół Paryski. Obowiązują nas regulacje wspólnotowe, ale rzeczywistość jest brutalna. Bez potencjału generacji energii elektrycznej z paliw stałych nie przejdziemy do pożądanego gospodarki neutralnej klimatycznie. Nie utrzymamy tempa pozyskiwania generacji OZE bez jej ubezpieczenia generacją niezależną od pogody

foto: 123rf

obciążeń wynikające z obowiązku zakupu uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Przede wszystkim z węgla brunatnego, kamiennego też (te bloki coraz więcej „stoją”), ale i z pozostałych unijnych regulacji, najogólniej promujących energetykę odnawialną, nieemisyjną, na przykład w nakazie pierwszeństwa jej zakupu na rynku energii. Kto ją ma, i do tego choćby tylko okresowo w nadmiarze, ten wygrywa, natomiast kto jest dopiero w procesie transformacji energetyki – niestety nie. W ostatnich latach wymusza to proporcjonalne zmniejszanie generacji naszej energetyki węglowej. Jawi się zatem dylemat: jak utrzymać potencjał generacji i wydobywania węgla w szczególności, gdy bloki nie pracują, a utrzymać je trzeba choćby z przyczyn ubezpieczenia systemu na czas transformacji naszej energetyki? Ponosząc niebagatelne koszty.

### Jak wyglądają kierunki przepływów energii z zagranicą?

W naszej wymianie energii elektrycznej z zagranicą w wielkości dominuje od lat kierunek zachodni. Największą stabilnością zaś wykazuje się połączenie ze Szwecją. Ten kierunek niezmiennie zasila KSE w energię od strony północnej. Na Zachodzie bywa, że to my stabilizujemy system energetyczny Niemiec, ale przede wszystkim importujemy. I to w ważącej skali. Na Południu zasilamy Czechy i Słowację. Pozostałe połączenia z Litwą i Ukrainą, choć istotne dla KSE, nie znaczą jednak aż tak bardzo co do wolumenu przepływów.

### Spytam wprost: czy w tej sytuacji jesteśmy bezpieczni energetycznie?

Nie było w 2023 roku ograniczeń w dostawach energii elektrycznej z przyczyn braku mocy w KSE. Wprawdzie w wyraźnej rezerwacji mocy spoza kraju, ale nie było. Póki co! Ograniczenia pojawiły się z przyczyn awarii sieci dystrybucyjnych, których – licząc w godzinach – odnotowaliśmy 14 906, podczas gdy w 2022 wystąpiło ich razem 61 268 h. Sporo mniej, w dziesięcioletniej obserwacji tych danych, zauważyliśmy w roku 2015. Był znamienny i jedyny co do skali przerwy w dostawach z powodu awarii systemowej. W latach 2017-2018 i 2019 przerwy były jedynie śladowe – od kilku do kilkunastu godzin. Trudne do przewidzenia, gdyż wynikały ze splotu zdawałoby się niemożliwych zdarzeń. To przestroga, że takiego typu rzeczy nie da się do końca przewidzieć, a są niezwykle kosztowne. Niezmiennie od wielu lat to świadectwo niespełnionych jak dotąd potrzeb inwestycyjnych przede wszystkim w zakresie infrastruktury dystrybucyjnej. Nie tylko z przyczyn nienadążania za rozwojem energetyki rozproszonej, ale także z powodu koniecznych remontów i skali niezbędnej cybernetyzacji. To na dziś poważne źródło problemów przyłączeniowych, ale i szeroko rozumianej transformacji elektroenergetyki w Polsce.

Warto dodać, że coraz bardziej rozwierają się nożyce pomiędzy wielkością mocy osiągalnej i dyspozycyjnej. W 2023 roku moc dyspozycyjna wynosiła 31 094 MW i stanowiła 49,2% mocy osiągalnej. Odpowiednio w 2022 to 50,5%, w 2021: 59,0%, a 2020: 62,4%. Idąc dalej do tyłu, w 2015 roku było to 68,9%.

”

Zrozumiała staje się potrzeba aktualizacji Polityki Energetycznej Polski w kontekście ostatnich wyzwań, nie tylko do 2040 roku, ale również w dalszej perspektywie

Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane (JWSCD) stanowią jedno z najistotniejszych „narzędzi” dla ciągłego stabilizowania KSE. Poza sterowaniem popytem i korzystaniem z wymiany z zagranicą, JWCD właściwie decydują o możliwości bilansowania potrzeb z generacją, szczególnie gdy zwiększa się moc źródeł trudno sterowalnych bądź niesterowalnych. Póki nie ma możliwości realnych – na miarę skali i kosztów – sposobów magazynowania energii z nadwyżek choćby generacji solarnej bądź wiatrowej, to stanowią one wręcz o naszej energetycznej niezawisłości. W stosownym wymiarze na dziś i na czas wyzwań w przyszłości, płynących choćby z zagrożeń obcej agresji. Stanowią także o naszej transformacji energetycznej, przynajmniej na razie i na pewno jeszcze przez wiele lat. Tych źródeł, choć nie ubywa, na razie jest jednak relatywnie mało wobec zwiększonych potrzeb regulacyjnych i groźby odstawienia znacznej części bloków 200 MW po roku 2025. A póki co, generacja z atomu, i to jeszcze w dobrych warunkach na miarę skali, jest odległą perspektywą.

### W kontekście energetyki węglowej: co dalej z NABE?

Trzeba włożyć sporo wysiłku w jej przygotowanie. Póki co jest, jak jest. Drogo, ale „prąd” płynie, nie dotykają nas przerwy w dostawach energii elektrycznej. Dywersyfikacja dostaw gazu – udana i na czas, co skutecznie pomniejsza strach przed brakiem energii. Aktywa węglowe spółek energetycznych w Polsce są w stanie ubezpieczyć potrzeby zasilania w energię elektryczną teraz i w przyszłości. Gorzej będzie, gdy zmuszeni zostaniemy do odstawienia aktywów węglowych zanim pojawią się nowe źródła: regulacyjne i nieemisyjne. A to ich cenność! Inna dziś niż w czasie, gdy koncepcja powołania NABE wynikała przede wszystkim z głoszonej potrzeby uwolnienia naszych koncernów energetycznych od „węglowego” balastu.



foto: 123rf

**TRANSFORMACJA TO NIE CEL SAM W SOBIE**

H. L. Gabryś: Transformacja energetyki nie może jawić się jako cel sam w sobie. Ma do czegoś prowadzić. Po pierwsze i jeszcze raz po pierwsze – nie powinna pomniejszać naszego bezpieczeństwa energetycznego we wspólnotowej, ale i naszej narodowej części niezawisłości

Od tego momentu zmieniło się wiele. Koncepcja pewnie będzie modyfikowana i tutaj rodzi się podstawowe dla mnie pytanie: czy znajdzie się w niej skuteczny sposób na uwolnienie generacji z węgla od kosztów emisyjnych? A także, co dotąd niedopowiedziane, jak opłacić ich „obecność” w systemie, gdy nie generują energii oraz jak zabezpieczyć dla nich paliwo? Jeśli chodzi o ostateczne rozstrzygnięcia – poczekajmy. Bowiem nie chodzi o to, jaka ma być struktura zarządzania zasobami węglowej generacji i górnictwa, ale czemu mają służyć i na jak długo.

**Co zatem z naszą polityką energetyczną? Konieczne jest jej uaktualnienie?**

Zrozumiała stała się potrzeba aktualizacji Polityki Energetycznej Polski w kontekście ostatnich wyzwań,

nie tylko do 2040 roku, ale również w dalszej perspektywie. Wartość własnych zasobów generacji zmieniła swój kontekst, szczególnie w przypadku węgla. Chodzi o zachowanie niezbędnej suwerenności energetycznej, możliwej dzięki własnym zasobom. W doktrynalnym zapisie, na dłuższą metę.

Nie trzeba tu wiele wymyślać. Warto zauważyć, co mówią energetycy: ci od zarządzania systemowego i nadzoru, doświadczeni z wielu lat pracy w różnych uwarunkowaniach politycznych. Jeśli autorytety naukowe mówią, to wiedzą, co mówią! Jeśli prezes PSA S.A. mówi o zagrożeniach i potrzebach inwestycyjnych, to wie, co mówi! Jeśli prezes URE określa zagrożenia związane z brakiem mocy, nie tylko regulacyjnych, to wie, co mówi! Jeśli przedstawiciele towarzystw skupiających elektroenergetykę i ciepłownictwo przedstawiają swoje sugestie, to wiedzą, co mówią! Jeśli eksperci górnictwa mówią o potrzebach i roli paliw stałych, to wiedzą, co mówią! Co więcej, wiedzą, jak uzyskać pożądaną skutek. Jeśli politycy mówią od wielu lat o transformacji energetyki w Polsce, to też wiedzą, że mówią, ale niewiele więcej. Oby to się już skończyło!

**Mocne słowa.**

Tak! Bo trzeba nazywać rzeczy po imieniu, a nie brylować w medialnym populizmie czy lobbowaniu swoich interesów w „klimatycznej” retoryce. Transformacja energetyki nie może jawić się jako cel sam w sobie. Ma do czegoś prowadzić. Po pierwsze i jeszcze raz po pierwsze – nie powinna pomniejszać naszego bezpieczeństwa energetycznego we wspólnotowej, ale i naszej narodowej części niezawisłości. Nowe źródła, które mają zastąpić węglowe, nie pojawiają się w Polsce już jutro. Potencjał energetyki brunatnej i kamienniej jest zatem niezbędny na czas przejścia. Z zasadą: jak najwięcej generacji „zielonej” z ubezpieczeniem, że gdy nie wieje i nie świeci słońce, to funkcjonujemy z tym, co mamy. Póki co nic tego nie zmienia, natomiast jeżeli pojawiają się nowe możliwości, także akumulowania nadwyżek energii, to wtedy naszą decyzją „MY” to zmienimy, korzystając z naszego niezbywalnego prawa stanowienia o naszym bezpieczeństwie. Nas wszystkich! Zauważmy, że nie chodzi tu tylko o kilkadziesiąt tysięcy miejsc pracy i istotną dla systemu generację energii elektrycznej. Tu chodzi o coś więcej, stąd nie wolno pozostawić tej kwestii wyłącznie sporom o kształt unijnej polityki klimatycznej. Musi ona stać się elementem odpowiedzialności państwa, również w przekonaniu partnerów Wspólnoty, że cel mamy wspólny, ale droga, wynikająca z przeszłości i posiadanych zasobów, jest różna. Na dziś i na jutro, aż do osiągnięcia celu. Również dla bezpieczeństwa energetycznego Unii Europejskiej.

**HERBERT LEOPOLD GABRYŚ**

Pełnił wiele odpowiedzialnych funkcji państwowych w latach transformacji gospodarki polskiej. W latach 1994-1997 pracował na stanowisku Podsekretarza Stanu w Ministerstwie Przemysłu i Handlu, będąc odpowiedzialnym za górnictwo i energetykę. W tym czasie zajmował się m.in.: współtworzeniem i przeprowadzeniem procesu legislacyjnego Prawa energetycznego, przeprowadzeniem procesu komercjalizacji podmiotów elektroenergetyki polskiej, współtworzeniem polityki energetycznej Polski do roku 2010 i następnym, współuczestnictwem w tworzeniu Karty Energetycznej i Traktatu Energetycznego.

W latach 1997-1998 pełnił obowiązki doradcy Prezesa Rady Ministrów. Później w latach 1999-2001 w rządzie premiera Jerzego Buzka pełnił funkcję doradcy wiceprezesa i ministra gospodarki. W latach późniejszych był doradcą wielu podmiotów gospodarczych energetyki zawodowej, a także gremiów spoza niej w ramach prowadzonej działalności eksperckiej.

*Rozmawiał Przemysław Płonka,  
redaktor naczelny BMP*



fot. 123rf

# KOTŁY ELEKTRODOWE

szansą na zazielenianie ciepłownictwa  
i wsparcie bilansowania KSE

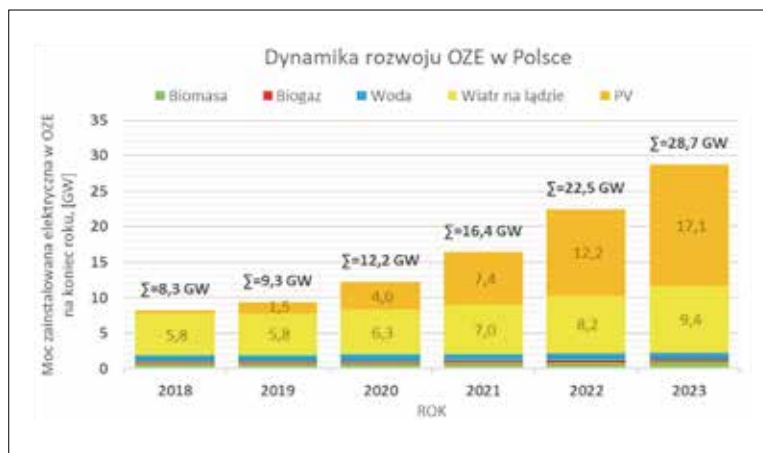
**Paweł Hadasik**

Starszy Specjalista ds. Obrotu Energią, Energetyka Ciepła Opolszczyzny S.A.

Zastosowanie kotłów elektrodowych do wytwarzania zielonego ciepła z nadwyżek energii elektrycznej z OZE pozostaje w zgodzie z fundamentalnym założeniem polityki dekarbonizacyjnej, umożliwiającej osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Branża ciepłownicza oczekuje tu jednak szybkich i klarownych decyzji legislacyjnych, umożliwiających zaliczanie całego wytworzonego ciepła w tak przedstawionej koncepcji Power to heat za ciepło ze źródeł odnawialnych.

**D**yrektywa EED nakłada na branżę ciepłowniczą wymóg stopniowej transformacji energetycznej systemów ciepłowniczych poprzez ich dekarbonizację. W dokumencie zdefiniowane zostały

kryteria „efektywnych systemów ciepłowniczych”, które zmieniają się w kolejnych okresach, prowadząc do osiągnięcia neutralności klimatycznej w roku 2050. Kryteria te mają zapewnić coraz bardziej efektywne



**RYS. 1**  
Dynamika rozwoju OZE w Polsce,  
źródło: GUS, iEO

zużycie energii pierwotnej oraz stopniowe zwiększanie udziału ciepła ze źródeł odnawialnych (tzw. zielonego ciepła) lub ciepła odpadowego.

Realizacja polityki klimatycznej UE wymaga zatem stopniowej wymiany stosowanych obecnie źródeł wytwórczych. Wybór nowej technologii, która pozwoli spełnić wymogi efektywnych systemów ciepłowniczych, bezwzględnie wymagać będzie uwzględnienia specyfiki danego systemu ciepłowniczego, uwarunkowań terenowych, kryteriów techniczno-ekonomicznych, a nade wszystko warunków prowadzenia koncesjonowanej działalności ciepłowniczej, zwłaszcza w zakresie niezawodności zaopatrzenia w ciepło przy zachowaniu zasady najniższych możliwych kosztów. Uwzględnienie tych aspektów powoduje, że ilość możliwych do zastosowania technologii OZE do wytwarzania zielonego ciepła jest niewspółmierna i ograniczona w poszczególnych systemach ciepłowniczych.



Stosowanie pomp ciepła jest uzasadnione wyłącznie do pracy w stabilnych warunkach. Do wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej z OZE, występujących jedynie w chwilowych okresach, idealnym rozwiązaniem są kotły elektrodowe

W takiej sytuacji warto spojrzeć na rynek z szerszej perspektywy i wziąć pod uwagę rosnące możliwości interakcji systemów ciepłowniczych z systemem elektroenergetycznym. Efektem może być optymalizacja wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej z dynamicznie rozwijających się w Polsce instalacji odnawialnych źródeł energii elektrycznej (OZE), w tym głównie instalacji PV i wiatrowych, do wytwarzania zielonego ciepła w technologii „Power to heat”.

### Brak możliwości sterowania mocą

Moc zainstalowana elektryczna OZE wynosi aktualnie (maj 2024 r.) około 31 GW, a możliwa moc OZE na koniec bieżącej dekady to nawet 60 GW. Moc OZE przekracza już zatem rzeczywiste zapotrzebowanie na moc w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym (KSE):

- aktualny rekord zapotrzebowania na moc wynosi 28,6 GW (styczeń 2024 r.),
- minimalne zapotrzebowanie to 11,3 GW (na podstawie roku 2023),
- średnioroczne zapotrzebowanie na moc osiąga 23 GW (na podstawie roku 2023).

Problemem OZE jest brak możliwości sterowania mocą – generacja energii elektrycznej zależy od chwilowych warunków pogodowych. W związku z dalszym prognozowanym rozwojem OZE, coraz częstszym zjawiskiem będzie występowanie chwilowych okresów z nadmiarową ilością energii elektrycznej wytwarzanej w tych źródłach OZE przy odpowiednich warunkach pogodowych. Skalę tego problemu obrazuje również dokument PSE S.A. „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2025-2034” (projekt), w którym prognozowana moc OZE w Polsce w roku 2034 (dla dwóch skrajnych scenariuszy swobodnej i dynamicznej transformacji z uwolnieniem potencjału offshore) będzie wynosić od 68 do 86 GW. Po uwzględnieniu godzinowego planowanego profilu zapotrzebowania na moc w KSE, potencjalna możliwa generacja energii elektrycznej w źródłach OZE będzie często dużo większa niż zapotrzebowanie na tę moc w KSE. Skutek to częściowe ograniczanie generacji energii elektrycznej w źródłach OZE. PSE S.A. prognozują, że w ten sposób w roku 2034, pomimo uwzględnienia w swoich prognozach rozwoju magazynów energii, zmarnuje się nawet od 24 do 50 TWh energii elektrycznej z OZE (dla porównania, zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2023 roku w KSE wynosiło 168 TWh).

Marnowanie tak cennej energii elektrycznej jest rażące z perspektywy zarządzania zasobami energetycznymi. Sektor ciepłowniczy zauważył tę problematykę – ciepłownicze cele dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej UE można zrealizować w procesach konwersji nadwyżek energii elektrycznej z OZE na ciepło zielone. Koncepcja ta otwiera przed nami wiele perspektyw i korzyści, do których zaliczyć należy przede wszystkim bardziej efektywne wykorzystanie potencjału OZE, umożliwiające ich dalszy rozwój, jak też rozszerzenie listy technologii pozwalających zazieleniać systemy ciepłownicze.

### Rozwiązanie – kotły elektrodowe

W powyższej koncepcji istotne jest także uwzględnienie jedynie chwilowych warunków występowania nadwyżek energii elektrycznej z OZE, co wymaga zastosowania źródła o wysokiej efektywności i elastyczności ze względu na krótki czas rozruchu. Dodat-



kowo, ze względu na przewidzianą ograniczoną liczbę godzin pracy tego źródła w ciągu roku, konieczne jest zastosowanie rozwiązania o relatywnie niskich nakładach inwestycyjnych i kosztach serwisowo-rentowych. Wymaganym efektem powyższych założeń powinno być uzyskanie rentownych projektów umożliwiających wytwarzanie ciepła na akceptowalnym przez jej odbiorców poziomie cenowym. Warunki te spełniają coraz bardziej popularne kotły elektrodowe, które idealnie odpowiadają na założone wymagania, zwłaszcza dotyczące pracy w warunkach przewidywanych i ograniczonym sumarycznym czasie pracy w ciągu roku. Analizy wyraźnie wskazują, że zastosowanie pomp ciepła zamiast kotłów elektrodowych, w związku z wyższymi nakładami inwestycyjnymi i kosztami operacyjnymi, skutkowałoby znacznymi wzrostami cen ciepła dla jej odbiorców. Z powyższego wynika, że stosowanie pomp ciepła jest uzasadnione wyłącznie do pracy w stabilnych warunkach. Do wykorzystania nadwyżek energii elektrycznej z OZE, występujących jedynie w chwilowych okresach, idealnym rozwiązaniem są zatem kotły elektrodowe.

Z prognozowanych przez PSE S.A., zmarnowanych w 2034 r. nadwyżek energii elektrycznej z OZE (które mają wynosić od 24 do 50 TWh), można wytworzyć w kotłach elektrodowych od 83 do 175 tys. TJ zielonego ciepła. Przy aktualnym poziomie szacowanej krajowej produkcji ciepła w ciepłownictwie na poziomie 450 tys. TJ/rok, stanowiłoby to udział procentowy zielonego ciepła z kotłów elektrodowych wynoszący od 18% do 39%. Najważniejsze jest, że można wykorzystać tanią i dostępną technologię kotłów elektrodowych, efektywnie wykorzystując nadwyżki energii elektrycznej z OZE, które w przeciwnym razie zostałyby zmarnowane.



**JAK PRODUKOWAĆ ZIELONE CIEPŁO?**

Priorytetowa pozostaje kwestia odpowiedniej implementacji przepisów Dyrektywy RED III do prawodawstwa krajowego, a być może także przemodelowanie podejścia na poziomie legislacji unijnej, w celu umożliwienia wykorzystywania nadwyżek energii elektrycznej z OZE do wytwarzania zielonego ciepła

**Ale są i problemy...**

Możliwość zastosowania kotłów elektrodowych do wytwarzania zielonego ciepła z nadwyżek energii elektrycznej z OZE jest jednak niejednoznaczna w świetle Dyrektywy RED III. Niniejszy dokument promuje wykorzystanie urządzeń, których sprawność przekracza 100%, do produkcji ciepła z energii elektrycznej z OZE, jaką państwa członkowskie UE mogą zaliczać do zwiększenia udziału ciepła ze źródeł odnawialnych. Sprawność kotłów elektrodowych wynosi około 98-99%, zaś jedynymi urządzeniami, których sprawność może przekroczyć 100%, są pompy ciepła. W takim kontekście regulacyjnym można zatem dostrzec naruszenie fundamentalnej zasady równego traktowania oraz preferencję wyłącznie pomp ciepła kosztem pozostałych alternatywnych technologii. Podejście takie wyraźnie dyskryminuje możliwość zastosowania innych rozwiązań, co ogranicza innowacyjność i potencjał rozwoju całego sektora ciepłowniczego, jak i elektroenergetycznego.

Priorytetowa pozostaje zatem kwestia odpowiedniej implementacji przepisów Dyrektywy RED III do prawodawstwa krajowego, a być może także przemodelowanie podejścia na poziomie legislacji unijnej, w celu umożliwienia wykorzystywania nadwyżek energii elektrycznej z OZE do wytwarzania zielonego ciepła. Dobór technologii nie może wynikać z przepisów lobbujących konkretne rozwiązania, lecz powinien być wypadkową wielu założeń technicznych, rynkowych i ekonomicznych. Istotne jest także doprecyzowanie przepisów dot. gwarancji pochodzenia energii elektrycznej z OZE do wytwarzania zielonego ciepła, które wykluczą tzw. podwójne liczenie gwarancji – taki mechanizm został już doprecyzowany w akcie delegowanym uzupełniającym Dyrektywę RED III dla wytwarzania zielonego wodoru z energii elektrycznej z OZE, lecz dla zielonego ciepła takich przepisów nie ma. Jest to kolejny przykład nierównego traktowania branży ciepłownicznej.

Koncepcja zastosowania kotłów elektrodowych do wytwarzania zielonego ciepła z nadwyżek energii elektrycznej z OZE pozostaje w zgodzie z fundamentalnym założeniem dekarbonizacyjnej polityki klimatycznej, umożliwiającej osiągnięcie neutralności klimatycznej do roku 2050. Branża ciepłownicza oczekuje jednak szybkich i klarownych decyzji legislacyjnych, umożliwiających zaliczanie całego wytworzonego ciepła w tak przedstawionej koncepcji Power to heat za ciepło ze źródeł odnawialnych. ■

**O KOTŁACH ELEKTRODOWYCH NA WSC**

Paweł Hadasik przedstawił problematykę kotłów elektrodowych w ciepłownictwie podczas XXXI Wiosennego Spotkania Ciepłowników w Zakopanem



# PERSPEKTYWY OSIĄGNIĘCIA PRZEZ POLSKĘ NEUTRALNOŚCI KLIMATYCZNEJ

prof. dr hab. inż. Waldemar Jędrał  
emeryt. prof. zw. w Politechnice Warszawskiej

Wymagania Europejskiego Zielonego Ładu w zakresie transformacji energetycznej całej polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie są niemożliwe do spełnienia. Dążenie do ich osiągnięcia za wszelką cenę doprowadzi natomiast do coraz większych niedoborów energii elektrycznej i w efekcie – do załamania się gospodarki, z dramatycznymi tego konsekwencjami społecznymi.

W ostatnich publikacjach [1], [2] pokazano, że po transformacji energetycznej polskiej gospodarki zapotrzebowanie na energię elektryczną (e.e.) znacznie przewyższy możliwości produkcyjne energetyki, nawet bardzo rozbudowanej, jeśli będą utrzymane restrykcyjne wymagania Europejskiego Zielonego Ładu. Całkowite wyeliminowanie węgla i gazu ziemnego i zastąpienie ich przez e.e. oraz wodór spowoduje konieczność ponad 3-krotnego wzrostu produkcji e.e. nawet po drastycznym ograniczeniu jej poboru z sieci elektroenergetycznej. Źródła odnawialne o największych możliwych mocach, nawet wsparte blisko 40% udziałem elektrowni jądrowych (el. j.) nie sprostają jednak tym wymaganiom. Czy więc osiągnięcie przez Polskę neutralności klimatycznej jest w ogóle możliwe?

Szukając odpowiedzi założono, że transformacja zostanie dokonana w skali 1:1, tzn. że produkcja/zużycie wszystkich dóbr nie zmieni się ilościowo wraz ze zmianą nośników energii.

## Bilans energii elektrycznej po transformacji energetycznej gospodarki

Graniczne, teoretycznie możliwe do osiągnięcia w Polsce moce źródeł e.e. to:  $P_{l.f.w.} = 70$  GW w lądowych farmach wiatrowych (l.f.w.),  $P_{m.f.w.} = 28$  GW [3] w morskich farmach wiatrowych (m.f.w.),  $P_{el.j.} = 25$  GW oraz  $P_{EPV} = \text{ok. } 79$  GW [4] w farmach fotowoltaicznych (EPV), łącznie z dachowymi. Ilość e.e., jaką mogłyby wytworzyć, to  $E_{a,prod,max} = [(70 \cdot 0,227 + 28 \cdot 0,393) + 79 \cdot 0,12]8760 + 540 \cdot 365 = 515,7 \approx 516$  TWh/a przy słabej wietrzności, takiej jak w roku 2021 ( $c_{fl.f.w.} = 0,227$ ;  $c_{fm.f.w.} = 0,393$  [1]);

przyjęto też  $c_{f,EPV} = 0,12$ ;  $c_{f,elj.} = 0,90$ ;  $E_{d,elj.} = 25 \cdot 24 \cdot 0,90 = 540$  GWh/d.

Dla porównania: w 2023 r. wszystkie źródła w Niemczech o mocy ok. 260 GW wraz z elektrowniami węglowymi i gazowymi wytworzyły ok. 440 TWh e.e. netto (zaś ok. 490 TWh wliczając e.e. wyprodukowaną przez duże zakłady przemysłowe na własne potrzeby) [5], [6], podczas gdy w Polsce powstało ok. 164 TWh e.e. (w 2022 r. – ok. 175 TWh). Produkcja nawet 516 TWh/a e.e. byłaby jednak zbyt mała. Po transformacji energetycznej całej gospodarki zapotrzebowanie wzrosłoby bowiem do 614 TWh/a w przypadku transformacji transportu na całkowicie elektryczny i 674 TWh/a po transformacji na całkowicie wodorowy [2], przy niezmienionej liczbie pojazdów (ekwiwalent energii chemicznej paliwa zarówno tradycyjnego, jak i wodorowego, w TWh, odpowiadałby prognozom [7] na 2035 rok).

Zapotrzebowanie można obniżyć zakładając, że użytkownicy, którzy nie będą w stanie wytwarzać e.e. we własnym zakresie, zużyją nie więcej niż 115 TWh/a [2], zamiast 225 TWh/a w 2050 r., jak zakładano wcześniej oraz rezygnując z 50 TWh/a na produkcję dodatkowego wodoru dla gospodarki i/lub na eksport [1]. Całkowite zapotrzebowanie gospodarki po transformacji na e.e. zmalałoby wówczas odpowiednio do 454 TWh/a i 514 TWh/a.

### Uściślony bilans energii elektrycznej

W ponad 20% dni z lat 2019-2022 wiatry były bardzo słabe – współczynnik wykorzystania mocy l.f.w. osiągał wartości  $c_f = c_{f,l.f.w.} < 0,10$ . Po transformacji energetyki występowałyby w takich dniach niedobory e.e., które trzeba by uzupełniać z jej magazynów. Po transformacji energetycznej całej gospodarki [2] niedobory wystąpiłyby niekiedy w dniach, w których  $c_{f,l.f.w.} \leq$  ok. 0,35, przy średniej rocznej (2018-2022)  $c_{f,l.f.w.,sr} \approx 0,25$  (na podstawie raportów PSE [8]).

W latach 2018-2022 zdarzały się również okresy 7, a nawet 10-dniowe (listopad 2020; listopad 2022), w których  $c_f < 0,10$ . Posłużyły one wcześniej do oszacowania minimalnych mocy źródeł oraz pojemności  $\Delta E$  magazynów e.e. w formie energetyki wodorowej [1], [9].

Całkowite zapotrzebowanie gospodarki na e.e. i możliwości jej wyprodukowania po transformacji energetycznej oszacowano [2] na podstawie potrzeb rocznych, nie biorąc pod uwagę dni z niedoborami e.e. Jednak uszczuplone wtedy o wartość  $\sigma = \delta E_{mag}$  magazyny e.e. trzeba będzie uzupełnić podczas silniejszych wiatrów, wytwarzając dodatkowo  $\delta E_{prod} = \sigma = \sigma / \eta_{mag}$ ; dla magazynów w formie energetyki wodorowej przyjęto  $\eta_{mag} = 0,40$  [1].

Wstępnie oceniono, że  $\sigma_{a,+} = 33$  TWh/a dla całego roku [2], przy założeniu transformacji tylko energetyki i transportu. Liczba dni z niedoborami e.e. jednak znacznie wzrośnie, jeśli uwzględnić transformację całej gospodarki oraz okresy jesienno-zimowe ze zwiększonym zapotrzebowaniem na ciepło i wielokrotnie mniejszą produkcją e.e. przez EPV. Na podstawie ra-

portów miesięcznych [8] dla różnych okresów (II, IV i XI 2022 oraz VI ÷ VIII i XI 2021) oszacowano ilość e.e., jaką trzeba będzie co roku doprowadzić do elektrolizerów, na  $\sigma_{a,+} = 60...100$  TWh/a dla transportu elektrycznego i  $\sigma_{a,-} = 135...160$  TWh/a dla transportu wodorowego. Przyjęto dalej średnie kwadratowe wartości  $\sigma_{a,-}$  jako 82 TWh/a i 148 TWh/a.

Z wyrywkowej analizy bazującej na odczytach 15-minutowych (według PSE) mocy osiągniętej przez l.f.w. wynika, że niedobory e.e. będą jeszcze co najmniej o kilka (4...6) TWh większe, jeśli uwzględni się dni, w których występuje co prawda niewielka nadwyżka dobowej produkcji e.e. nad jej zapotrzebowaniem, ale są w nich okresy 3-9-godzinne z niedoborami, jakie trzeba będzie pokryć z magazynów wytwarzając później odpowiednio więcej e.e.

Zapotrzebowanie na e.e. wyniesie zatem:  $454 + 82 - 33 + 5 = 508$  TWh/a po transformacji transportu na całkowicie elektryczny oraz  $514 + 148 + 5 = 667$  TWh/a – na całkowicie wodorowy, przy maksymalnie możliwej (i to z wieloma zastrzeżeniami) jej produkcji  $E_{a,prod,max} \approx 516$  TWh/a.

### Produkcja biopaliw dla rolnictwa oraz transportu lotniczego i morskiego

Powyższe oszacowanie nie uwzględnia dodatkowej energii związanej z zastąpieniem paliwem „zielonym” paliw dotychczas stosowanych w rolnictwie (traktory, kombajny itp.) oraz w transporcie lotniczym i morskim. O ile napęd wodorowy statków morskich jest realny, to ze względu na specyfikę pracy napęd wodorowy traktorów wydaje się mało racjonalny – olej napędowy powinien być zastąpiony raczej przez biopaliwa (biodiesel) wytwarzane z biomasy. Zastosowanie wodoru jako paliwa lotniczego wymagałoby użycia bardzo ciężkich zbiorników, więc bardziej prawdopodobne jest wykorzystanie biopaliw także w lotnictwie.

Wg [10] w 2022 r. w rolnictwie zużyto 2,0 mln ton oleju napędowego. Odpowiada to ok. 2,3 mln ton biodiesla (z powodu niższej o 15% wartości opałowej) o wartości energetycznej ok. 23,6 TWh. Ilość e.e. zużywanej do otrzymania biodiesla zależy od ilości energii potrzebnej w całym cyklu upraw rolnych wraz z transportem, od rodzaju stosowanych roślin (rzepak, soja, kukurydza,...) i od energochłonności produkcji paliwa. Na podstawie dostępnych informacji, m.in. w [11]-[14] założono, że do wytworzenia 1 kg biodiesla w pełnym cyklu produkcji należy zużyć energię w ilości ok. 70% jego wartości energetycznej. Zatem do wyprodukowania ww. ilości biodiesla wykorzysta się w ciągu roku  $E_{a,prod,biod.} = 23,6 \cdot 0,70 \approx 16,5$  TWh/a e.e.

Wg [10] zużycie paliwa lotniczego (jet fuel) wyniosło w 2022 r. w Polsce 731 tys. ton o łącznej energii 8,73 TWh. Szacując podobnie jw. oceniono, że do jego produkcji zużyto by  $E_{a,prod,biojet} \approx 7$  TWh/a, zaś do produkcji biopaliw dla statków morskich ok. 1,8 TWh/a, ewentualnie 3,6 TWh/a do produkcji wodoru, jeśli statki miałyby napęd turbinowy.

Produkcja biopaliw dla rolnictwa, lotnictwa i transportu morskiego wymagałaby zatem dodatkowych ilości e.e. rzędu 26-28 TWh/a, pogarszając jej bilans. Zapotrzebowanie na e.e. wyniosłoby wówczas  $E_{a,zapotrz.} \approx 534$  TWh/a w przypadku transformacji transportu samochodowego na całkowicie elektryczny i  $E_{a,zapotrz.} \approx 693$  TWh/a – na całkowicie wodorowy.

Nawet transformacja transportu na częściowo elektryczny i wodorowy ( $E_{a,zapotrz.śr} \approx 614$  TWh/a), zmniejszająca niedobór do 98 TWh/a, nie zapobiegłaby jego katastrofalnym skutkom dla polskiej gospodarki. Należy więc dążyć do znacznego ograniczenia zużycia e.e. m.in. przez nowe procesy technologiczne w przemyśle będące wynikiem wycofania paliw kopalnych, intensyfikowanie poprawy efektywności energetycznej przez wszystkich użytkowników e.e. i ciepła oraz znaczne ograniczenie marnotrawienia energii. Jednak dojście do zerowego bilansu e.e. i osiągnięcie do 2050 r. neutralności klimatycznej gospodarki będzie całkowicie nierealne, jeśli aktualne wymagania Europejskiego Zielonego Ładu nie zostaną bardzo złagodzone i/lub nie zostanie znacznie odsunięty w czasie docelowy termin ich osiągnięcia.



Neutralność klimatyczna to równowaga między emitowanymi gazami cieplarnianymi a ich składowaniem lub pochłanianiem. Problem polega na tym, że poszczególne państwa UE różnie rozumieją ten termin

Warto zauważyć, że zbudowanie energetyki bezemisyjnej byłoby możliwe w państwach, które w znacznie mniejszym stopniu wykorzystują paliwa kopalne do produkcji e.e., jak Norwegia (energetyka wodna), Francja (energetyka jądrowa), Szwajcaria, Austria, Szwecja (energetyka wodna i jądrowa). Natomiast bardzo wątpliwe mogłoby być osiągnięcie przez nie również neutralności klimatycznej, po transformacji energetycznej całych gospodarek.

#### Pojemność magazynów energii elektrycznej

W poprzednich artykułach [1], [2], [9], [23] oceniono minimalne pojemności  $\Delta E_{min}$  magazynów e.e. w formie energetyki wodorowej, przy różnych mocach źródeł e.e. i różnych sposobach transformacji transportu samochodowego na bezemisyjny, na  $\Delta E_{min} \leq 6000$  GWh. Pojemności te będą znacznie większe, jeśli w gospodarce węgiel, gaz ziemny i paliwa tradycyjne zostaną zastąpione przez e.e. i wodór oraz – biopaliwa w rolnictwie, transporcie lotniczym i morskim. Oszacowano je na podstawie słabo wietrznego listopada

2022 r., dla którego współczynnik wykorzystania mocy l.f.w. był  $c_f = 0,216$  (przy średniej wieloletniej  $c_{f,śr} = 0,25$ ), zaś produkcja e.e. przez EPV – bliska zeru. Zużycie e.e. w XI.2022, równe z założenia jej produkcji w poszczególnych dniach wg [8], przeliczono na zapotrzebowanie 115 TWh/a przez odbiorców produkujących mało lub wcale e.e. i uwzględniono potrzeby gospodarki. Przyjęto też, że ciepłownictwo i ogrzewnictwo będzie działało przez ok. 215 dni w roku.

Obliczono, że w 2050 r., w 26 dniach miesiąca, analogicznych do dni w listopadzie 2022, całkowite zapotrzebowanie na e.e. byłoby większe od jej produkcji, a niedobór e.e. wyniosłby ok. 6250 GWh/m-c lub ok. 15190 GWh/m-c w przypadku transformacji transportu na całkowicie elektryczny lub całkowicie wodorowy. Konieczne pojemności magazynów e.e. osiągnęłyby gigantyczne wartości, odpowiednio  $\Delta E_{ei} \approx 6300$  GWh lub  $\Delta E_{wod} \approx 15\ 200$  GWh.

Niewielkie, możliwe jeszcze ograniczenie zużycia e.e. przez odbiorców końcowych nie miałyby znaczenia. Jedyna inna możliwość to pozostawienie 60% samochodów osobowych i lekkich z napędem benzynowym, co sugeruje się dalej; wówczas potrzebna byłaby mniejsza pojemność magazynów:  $\Delta E_{ei} \approx 4000$  GWh lub  $\Delta E_{wod} \approx 8400$  GWh.

#### Koszty transformacji gospodarki na neutralną klimatycznie

Całkowity koszt budowy źródeł e.e. o ww. mocach oraz systemu jej magazynowania, obliczony analogicznie jak w [23], wyniosłby 530 mld EUR, tj. ok. 2,3 bln zł. Z tego ok. 135 mld EUR stanowiłby koszt zbudowania od podstaw bardzo złożonego systemu magazynowania e.e. w formie energetyki wodorowej. Rezygnacja z węgla i gazu ziemnego w gospodarce oraz paliw tradycyjnych w transporcie spowoduje konieczność zastąpienia znanych, sprawdzonych przez dziesięciolecia technologii produkcyjnych przez zupełnie nowe, wykorzystujące e.e. i wodór. Będzie się to wiązało z dodatkowymi, wielkimi kosztami opracowania i opóźnieniami procesów wdrażania tych technologii (m.in. wskutek nieuniknionych awarii na ich początku).

Powyższe sumy nie uwzględniają kosztu społecznego osiągnięcia zeroemisyjności wszystkich budynków w kraju, szacowanego przez niektóre źródła nawet na ok. 1,5 bln zł.

#### Wątpliwości przedstawicieli firm z sektora energetycznego oraz użytkowników energii

Według badania Bain & Company [15] 62% przedstawicieli światowych firm z branży energii i surowców naturalnych jest przekonanych, że globalne cele związane z neutralnością klimatyczną zostaną osiągnięte dopiero w 2060 roku lub później. Powodem opóźnienia jest niska rentowność projektów dekarbonizacyjnych. Aż 70% respondentów wskazuje, że największą przeszkodą w rozwijaniu projektów wdrażania gospodarki



Fot. 123rf

### BEZEMISYNOŚĆ ALE NIE NEUTRALNOŚĆ

Zbudowanie energetyki bezemisyjnej byłoby możliwe w państwach, które w znacznie mniejszym stopniu niż Polska wykorzystują paliwa kopalne do produkcji energii elektrycznej, jak Norwegia (energetyka wodna), Francja (energetyka jądrowa), Szwajcaria, Austria, Szwecja (energetyka wodna i jądrowa). Natomiast bardzo wątpliwe mogłoby być osiągnięcie przez nie również neutralności klimatycznej

niskoemisyjnej jest niechęć klientów do ponoszenia z tego tytułu wyższych kosztów i uzyskanie zadowalającej stopy zwrotu z inwestycji. To samo dotyczy z pewnością wielu krajów Unii Europejskiej.

Warto wspomnieć o rosnących w ostatnich miesiącach wątpliwościach i zastrzeżeniach dotyczących narzuconego przez Komisję Europejską szybkiego tempa wdrażania Europejskiego Zielonego Ładu i jego celowości w ogóle. Zwłaszcza bardzo silne protesty rolników w całej Europie mogą mieć znaczący wpływ na szybkość i zakres jego wprowadzania. W szczególności złagodzenie wymagań, odnośnie do rodzaju napędu samochodów osobowych, oraz ustalenie normatywów i uwzględnienie w bilansie ściśle określonych ilości pochłaniania CO<sub>2</sub> przez tereny zielone i inne, mogłoby znacznie zmniejszyć dziurę bilansową.

### Pochłanianie CO<sub>2</sub> przez lasy i tereny zielone

Neutralność klimatyczna to równowaga (zerowy bilans) między emitowanymi gazami cieplarnianymi a ich składowaniem lub pochłanianiem. Problem polega na tym, że poszczególne państwa UE różnie rozumieją ową neutralność, stosując różne sposoby jej liczenia i wskazują różne momenty osiągnięcia [16]. Wysuwane są w tej kwestii liczne zastrzeżenia [17], [18] wiążące się zapewne m.in. z kilkukrotnie zmienianymi na przestrzeni 10 lat stosownymi regulacjami w UE [19]. Po opracowaniu akceptowalnych wskaźników, w bilansie e.e. powinno się uwzględniać fakt pochłaniania CO<sub>2</sub> przez lasy i tereny zielone, użytki i nieużytki rolne, torfowiska, zbiorniki wodne itp.

Zdolność ww. terenów w Polsce do wspomnianego pochłaniania jest obecnie szacowana na

27,1 mln ton ekw. CO<sub>2</sub> w roku 2021 [20] do nawet ok. 38,1 mln ton ekw. CO<sub>2</sub> w 2030 r. [19]. W związku z tym można np. pozwolić na stosowanie napędów benzynowych w znacznej liczbie samochodów osobowych i lekkich pod warunkiem, że ich łączna emisja nie przekroczy ilości pochłanianej i/lub na dalsze stosowanie gazu ziemnego w ogrzewnictwie indywidualnym. To z kolei znacznie zmniejszyłoby zapotrzebowanie na e.e. do tych celów.

Opierając się na prognozach przedstawionych w publikacji [7] i oszacowaniach podanych w [9] oraz przyjmując, że spalając 1 l benzyny emituje się 2,392 kg CO<sub>2</sub> [21] oceniono, iż pozostawienie 60% samochodów osobowych i lekkich z silnikami benzynowymi dobrej jakości spowodowałoby emisję ok. 25 mln ton CO<sub>2</sub>. Pozostałe 13 z 38 mln ton ekw. CO<sub>2</sub> mogłoby równoważyć emisje z innych obszarów gospodarki (metan z kopalń węgla kamiennego, bagien i hodowli zwierząt, CO<sub>2</sub> z palenisk domowych itp.). Można z grubsza oszacować, że konsekwencją takiego kroku byłoby o ok. 40% mniejsze zużycie e.e. związane z transformacją transportu samochodowego, a więc uwzględniając [9] –  $0,40 \cdot 115 = 46$  TWh/a (126 GWh/d) e.e. dla transportu częściowo elektrycznego i  $0,40 \cdot 208 = 83$  TWh/a (227 GWh/d) e.e. na produkcję wodoru dla transportu częściowo wodorowego. O tyle zmniejszyłyby się oczekiwane niedobory e.e. po transformacji energetycznej całej gospodarki, ale wciąż pozostałaby „dziura” bilansowa w wysokości  $693 - 516 - 83 = 94$  TWh/a, dla transportu wodorowego, mimo produkcji wielkich ilości e.e. oraz znacznego naruszenia postanowień rozporządzenia [22]. Warto zauważyć, że elektrochemiczne magazyny e.e. dla transportu nawet tylko częściowo elektryczne-

go ( $\Delta E_{el} \approx 4000$  GWh) musiałyby zawierać ok. 48 mln baterii litowo-jonowych po 85 kWh [9], [25] i łącznym koszcie ok. 260 mld EUR (65 EUR/kWh), co jest całkowicie nierealne.

#### Zrównoważenie bilansu zapotrzebowania na różne formy energii i produkcji e.e.

Doprowadzenie do pełnego zbilansowania zapotrzebowania na e.e. w 2050 r. i jej produkcji wymagałoby złamania kolejnej zasady Europejskiego Zielonego Ładu przez pozostawienie do roku 2060, lub nawet dłużej, najlepszych bloków węglowych i gazowo-parowych o mocach rzędu 15 GW, produkujących ok. 94 TWh/a e.e. Nie pomogłaby sugerowana ostatnio budowa 17 GW elektrowni wiatrowych na terenach przemysłowych [24] i powiększenie mocy m.f.w. do skrajnie wielkiej wartości 33 GW. Należy dodać, że w bilansie e.e. nie uwzględniono budownictwa oraz potrzeb rolnictwa innych niż transportowe. Konieczne byłyby ponadto intensywne prace nad doskonaleniem nowych technologii zastępujących węgiel i gaz ziemny (z innych powodów niż zmiany klimatyczne [25]) oraz dążeniem do samowystarczalności energetycznej coraz większych grup społecznych, czego jednak z całą pewnością nie da się osiągnąć do 2050 roku.

Jeszcze raz trzeba podkreślić, iż oceniając możliwość osiągnięcia przez Polskę neutralności klimatycz-

nej założono, że transformacja energetyczna gospodarki dokona się w skali 1:1, tzn. że nie zmieni się ilościowo produkcja przemysłu, rolnictwa i rzemiosła, zakres funkcjonowania gospodarki komunalnej, intensywność transportu indywidualnego, zbiorowego i towarowego, zaopatrzenie w ciepło itp., natomiast konieczne będą zmiany ogółu technologii wytwórczych i eksploatacyjnych. Z pewnością nie będzie to jednak możliwe w ramach wymagań Europejskiego Zielonego Ładu.

\*\*\*

Ekstremalnie trudny do realizacji model energetyki, ze źródłami o mocach: l.f.w. – 70 GW, m.f.w. – 28 GW, EPV – 79 GW i el.j. – 25 GW i koszcie budowy 530 mld EUR, nie zapewni Polsce neutralności klimatycznej. Nawet uwzględnienie zdolności lasów i innych terenów do pochłaniania 38 mln ton ekw. CO<sub>2</sub> i dopuszczenie w zamian do użytkowania ok. 60% obecnej liczby samochodów osobowych i lekkich z silnikami benzynowymi, nie umożliwi zbilansowania zapotrzebowania i produkcji energii elektrycznej, jeśli z całej gospodarki zostaną wycofane paliwa kopalne: zabraknie co najmniej 94 TWh/a e.e.

W celu choćby częściowego uniknięcia problemów gospodarczych i społecznych, oprócz mocnego poluzowania wymagań w zakresie transportu konieczne będzie ponadto pozostawienie do eksploatacji nawet

Reklama

 kierunekenergetyka.pl

**PORTAL**  
pełen energii



W GRUPIE PORTALI  


po 2050 r. części najlepszych, wysokosprawnych elektrowni węglowych i gazowo-parowych o łącznej mocy ok. 15 GW.

Bardzo trudnym do rozwiązania problemem będzie konieczność zbudowania od podstaw złożonego systemu magazynowania wielkich ilości e.e. i wodoru w formie energetyki wodorowej i wielu kavern solnych jako zbiorników wodoru. Kwestia ta jest prawie całkowicie pomijana w analizach i dyskusjach polityków i naukowców w zakresie środowiska naturalnego.



By uniknąć problemów gospodarczych i społecznych, oprócz mocnego poluzowania wymagań w zakresie transportu konieczne będzie pozostawienie do eksploatacji części najlepszych, wysokosprawnych elektrowni węglowych i gazowo-parowych

Wymagania Europejskiego Zielonego Ładu w zakresie transformacji energetycznej całej polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie są przedstawionych wcześniej względów całkowicie niemożliwe do spełnienia. Tylko zdecydowane odejście od tych wymagań pozwoli na zbilansowanie potrzeb i możliwości produkcji energii elektrycznej i zachowanie bezpieczeństwa energetycznego Polski. Dążenie do ich osiągnięcia za wszelką cenę doprowadzi już wkrótce do coraz większych niedoborów e.e. i w efekcie – do załamania się gospodarki, z dramatycznymi tego konsekwencjami społecznymi.

Potrzebne będą ponadto zdecydowane działania w kierunku radykalnego ograniczenia zapotrzebowania na centralnie wytwarzaną i przesyłaną do odbiorców e.e. i ciepło we wszystkich obszarach funkcjonowania społeczeństwa. Niezbędne będzie także dostatecznie szybkie opracowanie, wdrożenie i doskonalenie nowych technologii przemysłowych wykorzystujących e.e. i wodór w miejsce paliw kopalnych. Będzie to związane ze znacznymi nakładami, które należy uwzględnić w kosztach transformacji energetycznej całej gospodarki.

#### Literatura

- [1] Jędral W., Transformacja polskiej energetyki w aspekcie neutralności klimatycznej, *Energetyka*, 2024, nr 1, s. 5-9.
- [2] Jędral W., Transformacja energetyczna polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie, *Kierunek Energetyka*, 2024, nr 1, s. 54-59.
- [3] Polska energetyka wiatrowa 4.0. Raport 2022, Baker Tilly TPA Poland 2022.
- [4] Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., Co po węglu? Potencjał

OZE w Polsce, Instytut Policy Paper 06/2021, Warszawa czerwiec 2021, 84 strony.

- [5] Installierte Netto-Leistung zur Stromerzeugung in Deutschland in 2024, <https://www.energy-charts.info>... dostęp 09.04.2024.
- [6] Burger B., Electricity generation in Germany in 2023, Fraunhofer ISE, Freiburg, 10.01.2024.
- [7] Waśkiewicz J., Pawlak P., Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego, Instytut Transportu Drogowego, Warszawa wrzesień 2017, 42 strony.
- [8] Raporty miesięczne PSE, 2019, 2020, 2021, 2022, <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-miesieczne-z-funkcjonowania-kse/raporty-miesieczne>, dostęp 17.03.2023.
- [9] Jędral W., Transport i energetyka wodorowa w transformacji energetycznej, *Energetyka Ciepła i Zawodowa*, 2023, nr 4, s. 44-49.
- [10] Gospodarka paliwowo-energetyczna w latach 2021 i 2022, GUS, Warszawa, Rzeszów 2023.
- [11] Hill J., Nelson E., Tilman D., Tiffany D., Environmental, economic and energetic costs and benefits of bio-diesel and ethanol biofuels, <https://doi.org/10.1073/pnas.0604600103>.
- [12] Wei-Dong Huang, Y-H Percival Zhang, Energy Efficiency Analysis: Biomass-to-Wheel Efficiency Related with Biofuels Production, Fuel Distribution, and Powertrain Systems, *PLoS One*, 2011; 6(7): e22113.
- [13] Bielski S., Jankowski K., Budzyński W., Efektywność energetyczna uprawy roślin oleistych i konwersji ich biomasy na paliwa płynne, *Przemysł Chemiczny*, 2014 (93), nr 12, s. 2270-2273.
- [14] Wasiak A., Orynych O., Energy Efficiency of a Biofuel Production System, *Management and Production Engineering Review*, March 2017, Vol. 8, Nr 1, s. 60-68.
- [15] Dougans G., Phadke N., Scalise J., Reality check: Energy and Natural Resource Executive Pulse 2024, Bain & Company, Inc. 2024.
- [16] Gozillon D., Neutralność klimatyczna – puste hasło czy realny cel? Perspektywa francuska, <https://www.forum-energie.eu>... dostęp 21.08.2022.
- [17] A. Bełdowicz, Usuwanie CO2 z atmosfery to za mało. Przyroda tak nie działa, 29.06.2021, <https://www.klimat.rp.pl/planeta/art17080321-usuwanie-co2-to-za-malo-przyroda-tak-nie-dziala>, dostęp 23.08.2022.
- [18] Penke M., Pochłaniacze dwutlenku węgla: Jak przyroda pomaga w walce ze zmianami klimatu, <https://www.dw.com/pl/pochlaniacze-dwutlenku-.../a-60019922>, dostęp 23.08.2022.
- [19] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/839 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2018/841, DZ.U. L 107 z 21.4.2023.
- [20] Krajowy raport inwentaryzacyjny 2023. Inwentaryzacja emisji i pochłaniania emisji gazów cieplarnianych w Polsce dla lat 1988-2021. Raport syntetyczny. KOBIZE w Instytucie Ochrony Środowiska, Warszawa marzec 2023.
- [21] Wytyczne dotyczące konwersji – Emisje gazów cieplarnianych, <https://parp.gov.pl/storage/grants/documents/104/Wytyczne-dotyczace-...>, dostęp 11.04.2024.
- [22] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2023/861 z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631, DZ.U. L 110 z 25.4.2023.
- [23] Jędral W., Wytwarzanie w Polsce 100% energii elektrycznej – cel realny czy utopia?, *Rynek Energii*, 2022, nr 3, s. 3-15.
- [24] Dziamski P. i in., Potencjał terenów przemysłowych dla rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, Raport 2024, PSEW, RE-Source Poland, iEO, Warszawa, 04.12.2023 r.
- [25] Jędral W., Zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego jako warunku zrównoważonego rozwoju Polski, *Studia Ecologiae et Bioethicae*, 18/2 (2020), s. 89-99. ■

# NARZĘDZIA DLA PRZYSPIESZENIA TRANSFORMACJI ENERGETYCZNEJ

Mateusz Stańczyk

SMM Legal Maciak Mataczyński Czech sp.k.

W podróży do osiągnięcia celów transformacji mamy teoretycznie: przypisane środki finansowe, doświadczenie, chęć zmian, technologie i kompetentne kadry. Brakuje nam jednak wciąż mapy, narzędzi systemowych i czasu. Uzyskanie dwóch pierwszych jest w granicach naszych możliwości.

W moim ostatnim artykule dla Kierunku Energetyka (1/2024) pisałem o perspektywie dla rozwoju polskiego wodoru. Między innymi wskazywałem potencjał jego wykorzystania do zagospodarowania tych nowych mocy w odnawialnych źródłach energii, które spotkały się z odmową przyłączenia do sieci z przyczyn technicznych. Przy okazji przygotowałem do udziału w warsztacie eksperckim dotyczącym zielonej transformacji w motoryzacji, poprzez

dzającym kongres MOVE, starałem się zrozumieć obecny stan energetyki odnawialnej w Polsce w szerszym ujęciu. Uderzyło mnie kilka faktów.

Po pierwsze, w końcu 2023 roku osiągnęliśmy w mocach zainstalowanych w instalacjach fotowoltaicznych (PV) 230% mocy, która miała być osiągnięta w 2030 r. (Polityka Energetyczna Polski do 2040 r., luty 2021 r., aktualizacja marzec 2022 r.). Łączna moc zainstalowana w instalacjach fotowoltaicznych wyniosła 15,9 GW względem planowanych na 2030 r. 7 GW, przy czym 11,3 GW stanowiły mikroinstalacje (tj. o mocy mniejszej niż 50kW).

Przygotowana przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska aktualizacja Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu do 2030 r. przewidywała na koniec 2030 r. podwyższenie celu mocy w PV z 7GW do 29,3 GW.

Fot. 123rf



źródło	WYBRANE ZAINSTALOWANE MOCE PRODUKCYJNE (MW)		
	cele PEP2040 na 2030 (II 2021)	stan obecny (XII 2023)	cele a KPEiK na 2030 (II 2024)
instalacje wiatrowe lądowe	brak celu	7 440,1 <sup>1</sup>	15 800,0
instalacje wiatrowe morskie	5 900,0	0,0	5 900,0
instalacje fotowoltaiczne	7 000,0	15 914,3 <sup>1</sup> (w tym 11316,1 to mikroinstalacje <sup>2</sup> )	29 300,0
wodór odnawialny	b.d.	b.d.	2 000,0
elektrownie jądrowe	0,0	0,0	0,0

**TAB. 1**  
Wybrane zainstalowane moce produkcyjne (MW)  
(opracowanie własne)

<sup>1</sup> Informacja statystyczna o energii elektrycznej, nr 12 (360), grudzień 2023, Agencja Rozwoju Energii S.A. 2 Raport – wytwarzanie energii elektrycznej w mikroinstalacjach w 2023 r., Urząd Regulacji Energetyki

Przypomnijmy, że już obecnie, z racji stanu technicznego sieci i potrzeb jej bilansowania, coraz częściej dochodzi do przymusowych wyłączeń tych instalacji.

Po drugie, wynik ten nie wziął się znikąd. W ostatnich pięciu edycjach programu Mój Prąd Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeznaczył ponad 4,2 mld złotych na sfinansowanie mikroinstalacji PV w formie dotacji. Porównywalne pod względem budżetu programy NFOŚiGW dla przemysłu obejmują praktycznie mniej przyjazne i popularne pożyczki, a nie dotacje. Dodatkowo priorytet w finansowaniu w programach krajowych i strukturalnych mają: prosumenci, sektory energochłonne i małe instalacje. To, czego potrzebuje gospodarka, czyli masowe moce w odnawialnych źródłach energii (OZE) dla przemysłu i usług, ma mniejszy dostęp do programów finansowania.

Po trzecie, każdy badacz i praktyk rynku OZE zdęrzeza się fragmentarycznymi, rozproszonymi i trudno dostępnymi danymi. Kluczowe dla energetyki odnawialnej są dane rozproszone pomiędzy wiele instytucji i podmiotów, wymieniając Urząd Regulacji Energetyki, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A., Agencję Rynku Energii S.A., Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa, Gaz-System S.A., samorządy, IMGW-PIB itd.

TAB. 2  
Finansowanie programów związanych z energią (opracowanie własne)

Program NFOŚiGW	Budżet: dotacja	Budżet: pożyczka
Program priorytetowy: Mój prąd (pięć dotychczasowych edycji)	4 225 000 000,00 zł	n.d.
Program priorytetowy: Przemysł energochłonny – OZE (trwa II nabór)	n.d.	583 903 400,00 zł
Program priorytetowy: Wsparcie dla przemysłu energochłonnego (zamknięty)	n.d.	4 000 000 000,00 zł
Program priorytetowy: Energia Plus (trwa)	50 000 000,00 zł	3 950 000 000,00 zł
FENX.02.02 (planowany)	2 313 400 000,00 zł	

Po czwarte, na skutki wprowadzonych w 2023 r. remediów systemowych przyjdzie nam jeszcze czekać – po nowelizacji prawa energetycznego w całym kraju została wprowadzona tylko jedna linia bezpośrednia, niezależni producenci energii z OZE mierzą się z kwestiami technicznymi dot. *cable-poolingu*.

Po piąte, dokumenty strategiczne (PEP 2040, KPEiK) nie przesądzają rozwiązań dla węzłowych problemów praktycznych: czy w energetyce wiatrowej lądowej powinniśmy stawiać na liczne małe instalacje, czy mniej liczne, ale o dużej mocy? Czy przy biogazowniach mamy inwestować w instalacje duże, powyżej 1 MW, czy małe, poniżej 0,5 MW? Na biogazownie pracujące na kogeneracji z lokalnym wykorzystaniem ciepła, na produkcję metanu zatłaczanego do sieci, czy na bioLNG? Czy i w jakiej proporcji energia z offshore i planowanej w Choczewie elektrowni jądrowej zostanie spożytkowana na zielony i niskoemisyjny wodór/amoniak? Czy będzie nowymi liniami przesyłowymi (ze stratą) przekazywana do przemysłu w Polsce centralnej i południowej? Czy się da (i jak?) stabilizować sieć bez węgla i wielkich magazynów energii? Jaka jest tu w trzech-pięciu najbliższych latach wymierna rola biometanu i wodoru odnawialnego? Czy powinniśmy może jednak koniecznie i natychmiast „na potęgę”

budować lokalne elektrownie szczytowo-pompowe? Czy przemysł powinien budować wyspowe instalacje OZE z własnymi magazynami/elektrolizerami?

Po szóste, w niedawnym raporcie pokontrolnym Najwyższej Izby Kontroli („Rozwój elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej”, II 2024) zawarto oceny, że (i) Prezes Urzędu Regulacji Energetyki w ramach konsultacji planów rozwojowych operatorów sieci nie zestawiał tych projektów z odmowami przyłączeń do sieci [s. 10] oraz że (ii) trzech z czterech kluczowych operatorów sieci dystrybucyjnej w badanych latach 2021-2022 nie realizowało planów inwestycyjnych [s. 24]. W oparciu m.in. o projekcje tych planów inwestycyjnych Ministerstwo Klimatu i Środowiska przygotowuje dokumenty strategiczne dla całego kraju.

Po siódme, pomimo palących terminów dla wykorzystania części środków (KPO: 30.06.2026 r.!) procesy decyzyjne, operacyjne i finansowe dotyczące transformacji wciąż są rozproszone pomiędzy kilka organów i długotrwałe administracyjnie (średnio od 1,5 roku do 3 lat, w zależności od konieczności przeprowadzenia ocen środowiskowych; uzyskanie dofinansowania w NFOŚiGW to kwestia wielu miesięcy).

Innymi słowy: nasze strategie mają się nijak do ich realizacji, środki pomocowe służące ich wdrożeniu są od nich oderwane i mogą nam częściowo przepaść przez wzgląd na ograniczenia czasowe ich wydatkowania. Dane potrzebne do transformacji są trudno dostępne, brakuje nam wizji na poziomie operacyjnym i rozwiązań systemowych.

Wyjściem z sytuacji mogą być pewne narzędzia i plany działania, w tym proponowane poniżej. Z jednej strony są takie, jak dwa pierwsze z podanych, które można wprowadzić w najbliższych miesiącach. Z drugiej mamy i takie wymagające większego nakładu pracy i czasu.

**Narzędzie pierwsze: jeden ośrodek operacyjny**

W przypadku rozwoju OZE mówimy o tysiącach instalacji w całym kraju, o niewielkiej jednostkowo mocy, jednak w znacznym stopniu opierających się o standardowe rozwiązania techniczne. Jednocześnie proces inwestycyjny podzielony jest na kilka, kilkanaście subprocesów administracyjnych (kwestie środowiskowe, przestrzenne, budowlane, weterynaryjne, techniczno-sieciowe, ewentualnie finansowe), pro-



**KUMULACJA KOMPETENCJI**

Stworzenie jednego ośrodka pozwoliłoby inwestycjom w OZE na przejście przez wszystkie procesy inwestycyjne w ramach jednej instytucji. Dzięki kumulacji specjalistycznych kompetencji możliwe jest wypracowanie szybszych procedur, korzystanie z doświadczeń, jak też wprowadzenie standardów przyjaźniejszych inwestorom

Fot. 123rf

wadzonych przez różne instytucje, często wykonujące w ich skali dany projekt jako precedensowy, jak też działających w oparciu o różne standardy operacyjne (i interpretacje prawa).

Znaczną pomocą dla zmiany byłoby stworzenie jednego ośrodka operacyjnego (urząd centralny?, agencja?), który pozwalałby inwestycjom w OZE na przejście przez wszystkie procesy inwestycyjne w ramach jednej instytucji. Mam na myśli taką formułę instytucjonalną jaka jest np. w przypadku rynku finansowego w postaci Komisji Nadzoru Finansowego. Kumulacja specjalistycznych kompetencji pozwoliłaby na wypracowanie szybszych procedur i korzystanie z doświadczeń, jak też wprowadzenie standardów przyjaźniejszych inwestorom. Z narzędziem tym związane jest ściśle kolejne przeze mnie proponowane.

### Narzędzie drugie: zintegrowane dane

Zarówno po stronie administracji, jak i inwestorów brakuje zintegrowanego systemu danych pozwalającego na ocenę możliwości prawnej i technicznej stworzenia instalacji OZE w określonej lokalizacji i technologii. Inwestorzy grają z operatorami sieci „w statki”, ustalając lokalizację, które technicznie pozwalają na przyłącze. Poza tym muszą wykonać znaczną pracę w zakresie zebrania informacji co do pozostałych uwarunkowań.

Tymczasem te dane (techniczne, przestrzenne, środowiskowe) są dostępne w domenie publicznej i wymagałyby tylko zintegrowania i udostępnienia np. w ramach Geoportalu. W razie wyposażenia w takie narzędzie instytucji centralnie oceniającej i wspierającej inwestycje w OZE mogliśmy osiągnąć znaczne korzyści w zakresie czasu poświęcanego na przygotowanie i ocenę administracyjną inwestycji. Stanem idealnym jest mapa, w oparciu o którą inwestor wybiera lokalizację inwestycji w OZE oraz organ może przeprowadzić taką inwestycję przez wszystkie oceny.

### Narzędzie trzecie: umowa społeczna w sprawie priorytetów

Obiektywnie nie jesteśmy w stanie w najbliższym czasie wykonać skoku, który mamy do przeprowadzenia, nawet gdy mówimy o perspektywie roku 2040/2050. Konieczna jest debata i umowa pomiędzy administracją, biznesem i społeczeństwem co do ustalenia priorytetów oraz określenia środków ich realizacji. W szczególności potrzebujemy tzw. mapy drogowej pokazującej nie tylko to, co chcemy osiągnąć, ale przede wszystkim jak. Chodzi o to, by narzędzia takie jak mechanizmy wsparcia nie prowadziły do nieprzewidzianych na poziomie strategicznym wyników, które – jak w przypadku dynamicznego rozwoju sektora PV – skutkują trudnościami na innych polach (np. wyłączeniami, ograniczeniem dostępu do sieci innych OZE, problemem bilansowania sieci itp.). Umowa ta wymaga lidera instytucjonalnego w wykonaniu oraz danych dla ustalenia, jakie kierunki jej nadać.

## MATEUSZ STAŃCZYK

Autor jest adwokatem i partnerem w kancelarii SMM Legal Maciak Mataczyński Czech sp.k. Specjalizuje się w obszarze innowacji i transformacji, ze szczególnym uwzględnieniem prawnych mechanizmów pomocy publicznej i wspierania inwestycji. Wyróżniany w rankingu Legal500. W 2021 r. został imiennie nagrodzony w pierwszej edycji nagrody dla liderów zamówień innowacyjnych przyznawanej przez Europejską Radę Innowacji, w 2023 r. i 2024 r. otrzymał imienne i zespołowe wyróżnienie za wkład w rozwój gospodarki wodorowej odpowiednio od pełnomocnika rządu ds. OZE oraz kapituły międzynarodowego kongresu mobilności MOVE. Opinie wyrażone w tym artykule stanowią jego poglądy osobiste.

### Narzędzie czwarte: kompleksowy i ambitny program pomocowy

Aktualne krajowe programy pomocowe zakładają zasadniczo udzielanie wsparcia publicznego na zasadach tzw. rozporządzenia w sprawie wyłączeń blokowych (651/2014/UE), które nie wymaga zaangażowania Komisji Europejskiej, jednak ogranicza np. pomoc inwestycyjną na projekt w OZE do 30 mln euro (co wyklucza np. średnie i duże farmy wiatrowe lądowe). Tymczasem inne kraje europejskie zgłaszają Komisji Europejskiej i uzyskują akceptację dla kolejnych programów wsparcia dekarbonizacji. Jest tak nawet brawurowymi programami, jak zeszłoroczny program Niemiec sfinansowania bloków „tymczasowo gazowych, docelowo do 2040 r.: wodorowych”.

Polska zasługuje na duży i kompleksowy program wsparcia, na który pozwala tzw. CEEAG (Wytyczne Komisji w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu i środowiska oraz cele związane z energią). Bazą dla niego byłaby umowa społeczna.

### Czy potrzebujemy pospolitego ruszenia?

Jak pokazuje nasza historia najnowsza, jesteśmy zdolni do skoków infrastrukturalnych. Przykładem, może egzotycznym, jest rozwój infrastrukturalny związany z Euro 2012. Ponad dziesięć lat temu udało się nam przed mistrzostwami dokonać w odpowiednim czasie powiązanych ze sobą logicznie, operacyjnie i czasowo inwestycji w infrastrukturę transportową i sportową. Choć wiązało się to z kosztami społecznymi i ekonomicznymi, takimi jak kryzys w branży budowlanej (wywołany wysiłkiem związanym z realizacją inwestycji i przestojem po ich zakończeniu), mamy dziś możliwość bazowania na tych doświadczeniach w planowaniu kolejnego „skokowego” rozwoju.

Obecnie nie potrzebujemy pospolitego ruszenia, lecz skoordynowanych działań opartych o szeroki konsensus społeczny. ■

# ENERGOMITY

Kilka refleksji o ekologicznych mitach z dziedziny energetyki

Wojciech Naworyta

AGH Akademia Górniczo-Hutnicza im. St. Staszica w Krakowie

Chciałbym odnieść się do kilku „prawd”, którymi karmią nas domorośli spece od ekologii w mainstreamowych mediach.



foto. 123rf

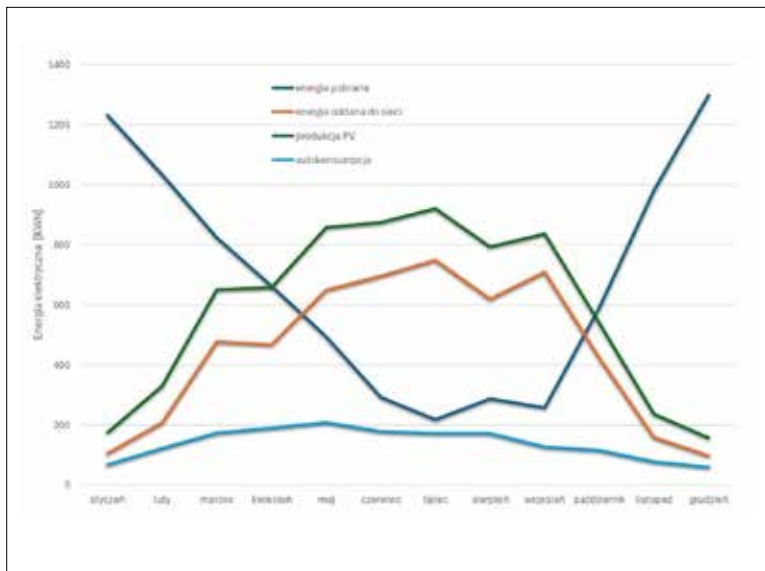
W dyskursie publicznym na temat problemów ekologicznych świata dominuje problem ocieplenia klimatu. Zmiany, jakie obserwujemy od kilku dekad, są na tyle wyraźne i dynamiczne, że trudno udawać, że nic się nie dzieje. Opinia publiczna atakowana jest sensacjami o katastrofie klimatycznej, przedstawia się również rzekome sposoby jej zapobieżenia. Hasła: „zeroemisyjność”, „elektromobilność”, „zrównoważenie”, „gospodarka zeroodpadowa” odmieniane są przez wszystkie przypadki. Czytając cotygodniowe wiadomości o problemach ekologicznych świata zauważyłem, że w mediach dominują specjaliści, którzy mają monopol na wypowiedzanie się na każdy temat dotyczący środowiska. Sądząc po przekazywanych treściach nie mogę się oprzeć wrażeniu, że tym, co ich upoważnia do kreowania swoich teorii, jest czwórka z przyrody na ostatnim świadectwie szkolnym. W telewizyjnych i radiowych panelach dyskusyjnych, gdzie roztrząsa się problemy świata, zasiadają specjaliści-aktywiści, którzy całą swoją wiedzę o świecie czerpią z doświadczenia bycia ekologicznym aktywistą. Tymczasem wśród głosów opiniotwórczych brakuje inżynierów, fizyków, energetyków, czyli ekspertów, którzy są skłonni widzieć problemy holistycznie, a nie tylko wycinkowo. Problem z tymi ostatnimi jest bardzo poważny – oni, w przeciwieństwie do aktywistów, nie mają gotowych recept na uzdrowienie świata.

**Czy dalsza dynamiczna rozbudowa elektrowni bazujących na OZE ma wciąż sens?**

Jednym z mitów jest konieczność dalszego ciągłego rozwoju odnawialnych źródeł energii (OZE) z jednoczesnym (najlepiej natychmiastowym) odejściem od paliw kopalnych. To na pierwszy rzut oka wydaje się słuszne, bo cóż może być lepsze dla środowiska niż wykorzystanie energii słonecznej zamiast wydobywania i palenia tego zniechęcającego węgla.

Aby pokazać, że nie tędy droga, posłużę się prostym przykładem z gospodarki energetycznej średniej wielkości domu jednorodzinnego, wyposażonego w ekologiczne rozwiązanie w postaci instalacji fotowoltaicznej (PV) o mocy 6,5 kWp i pompy ciepła (do ogrzewania) o mocy 7,5 kW, w połączeniu z ogrzewaniem podłogowym, dobrym ociepleniem i wentylacją budynku z odzyskiem ciepła w systemie rekuperacji. Te wszystkie wymienione urządzenia sprawiają, że straty ciepła są na bardzo niskim poziomie, a dzięki pompie ciepła dom należy do tych nieemisyjnych. Na wykresie (rys. 1) zaznaczyłam cztery krzywe obrazujące sytuację energetyczną domu w ciągu roku – pobór energii elektrycznej z sieci, energię wyprodukowaną w domowej instalacji PV, energię oddaną do sieci oraz ilość energii wykorzystanej z własnej produkcji, czyli tzw. autokonsumpcję.

Z wykresu wynika, że zapotrzebowanie na energię i tym samym pobór prądu z sieci jest największy



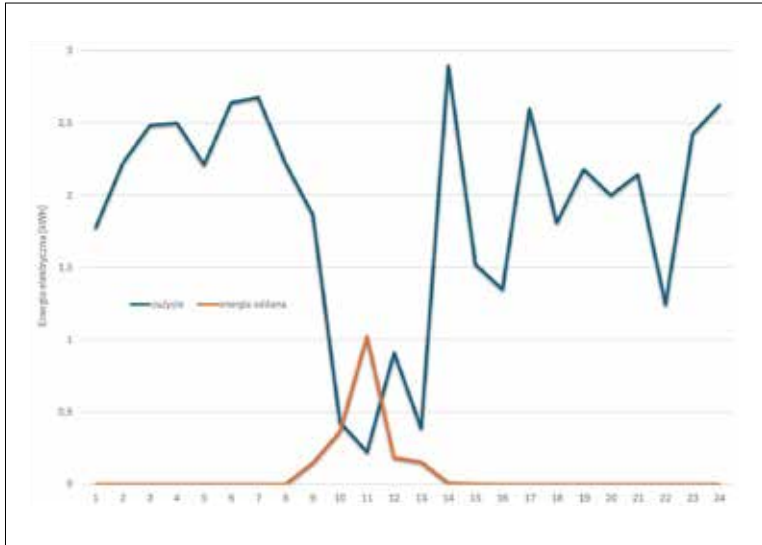
**RYŚ. 1** Zużycie prądu z sieci, produkcja z instalacji PV, energia oddana do sieci oraz autokonsumpcja w roku kalendarzowym na przykładzie średniej wielkości domu jednorodzinnego

w miesiącach zimnych – od połowy października do połowy kwietnia. Wtedy dom ogrzewa się prądem. Wydajność ogrzewania przy pomocy pompy ciepła spada wraz z temperaturą otoczenia. Im zimniej, tym więcej energii zużywa pompa do wyprodukowania jednostki ciepła. Z reguły najzimniej jest w nocy. To wtedy pompa ciepła pracuje najintensywniej i jednocześnie najmniej wydajnie. W przeciwieństwie do tego, w miesiącach ciepłych – od połowy kwietnia do połowy października – dom nie jest ogrzewany, a pompa zużywa szczątkowe ilości energii do podgrzewania wody użytkowej (CWU). Tymczasem produkcja energii z paneli zainstalowanych na dachu największa jest w okresach słonecznych, a przez to ciepłych – od połowy kwietnia do połowy października. No i oczywiście w dzień, bo w nocy panele na dachu nie produkują prądu.



Produkcji energii z węgla nie zastąpi kilka bloków w elektrowniach jądrowych. One ledwie skompensują lukę energetyczną, która powstanie po wygaszeniu elektrowni na węgiel brunatny

Z wykresu wynika, że szczyty zapotrzebowania i produkcji nie pokrywają się. Są przesunięte w fazie o pół roku. Czy w takim układzie zwiększenie mocy instalacji fotowoltaicznej przyczyni się do poprawy sytuacji? Nie, nic się nie zmienia, oprócz tego, że w okresach niskiego zapotrzebowania na energię wyprodu-



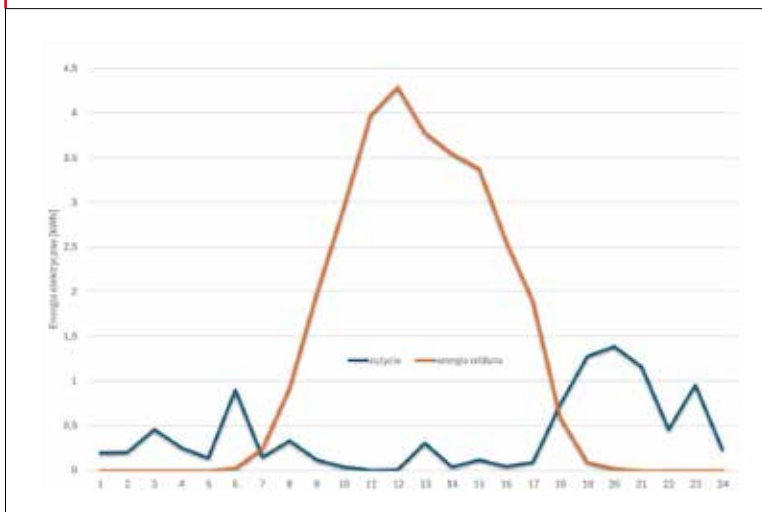
**RYS. 2**  
Zużycie energii i energia oddana do sieci z domowej instalacji PV w ciągu doby 23 grudnia 2023 r.

kujemy więcej prądu, który nie znajdzie zastosowania na miejscu i zostanie wysłany do sieci.

Pozostałe dwie krzywe obrazują inny ciekawy aspekt sytuacji energetycznej typowego prosumenta. Jedna przedstawia energię wyprodukowaną i oddaną do sieci, a ta druga, o najmniejszych wartościach – energię wyprodukowaną i zużytą na miejscu, czyli tzw. autokonsumpcję. Okazuje się, że autokonsumpcja w ciągu roku stanowi niespełna 25% wytworzonej przez prosumenta energii. Pozostałe 75% to energia oddana do sieci energetycznej.

Na kolejnych wykresach (rys. 2 i rys. 3) przedstawiłem zużycie energii elektrycznej oraz ilość energii oddanej do sieci, czyli nadwyżkę energii wyprodukowanej w instalacji PV, która nie została wykorzystana w domu. Wykresy ilustrują sytuację w tym samym przykładowym domu jednorodzinnym w dwóch skraj-

**RYS. 3**  
Zużycie energii i energia oddana do sieci z domowej instalacji PV w ciągu doby 23 czerwca 2023 r.



nych pod względem warunków słonecznych dniach: 23 grudnia (rys. 2) oraz 23 czerwca (rys. 3).

Dla przykładowego dnia w grudniu, kiedy instalacja PV pracuje od godziny 8.00 do 14.00, zużycie prądu wyniosło 45,3 kWh, podczas gdy nadwyżka z produkcji z instalacji PV – zaledwie 1,9 kWh. Natomiast w czerwcu, kiedy instalacja produkuje prąd od godziny 6.00 do 20.00 zużycie wyniosło 9,6 kWh, za to energia oddana do sieci – aż 30,3 kWh. Wszystkie trzy wykresy pokazują, że energii ze słońca nie produkuje się wtedy, gdy jest ona najbardziej potrzebna. Natomiast wówczas, gdy są korzystne warunki świetlne i występuje duża produkcja w domowej instalacji, nie zużywa się jej na miejscu tylko znakomitą większość wysyła do sieci, która w takich okresach najczęściej jest już przeciążona. To istotny problem, mocno ograniczający możliwość dalszego rozwoju instalacji solarnych.

### Rozwiązanie to magazyny?

Na szczęście aktywiści od OZE mają gotowe rozwiązanie. Trzeba instalować domowe magazyny energii! Nadwyżki będziemy magazynować i wykorzystywać wtedy, gdy nie będzie produkcji prądu z instalacji PV. Czy aby na pewno? Taki magazyn byłby tylko wtedy efektywny, gdyby nadwyżkę prądu z okresu letniego można było skonsumować w zimie. To znaczy, że należałoby wyposażyć nasz przykładowy dom w magazyn energii o pojemności ok. 6 MWh. Tymczasem te dzisiejsze domowe magazyny energii mają pojemność ok. 20 kWh. Są zaprojektowane tak, aby nadwyżki energii z dnia mogły być wykorzystane w nocy. Nie zapewnią nam prądu w okresach zimowych, gdyż produkcja prądu przez krótki dzień i niskie położenie słońca nad horyzontem wynosi ledwie 4-8 kWh dziennie, w czasie gdy dobowe zapotrzebowanie na energię wynosi od 40 do 60 kWh. A jak spadnie śnieg i utrzyma się na dachu przez tydzień to prąd w instalacji nie będzie produkowany wcale.

A czy w takim razie w lecie powyższe magazyny mogą być do czegoś przydatne? Właściwie nie, bo w lecie podczas krótkiej nocy nie ma dużego zapotrzebowania na energię. Jest ciepło, długo jasno i ani oświetlenie, ani ogrzewanie domu nie są potrzebne. Jeżeli mamy klimatyzację, to włączamy ją głównie w trakcie upalnych dni, kiedy słońce świeci i występuje wysoka produkcja prądu – wtedy autokonsumpcja prądu jest najwyższa. Wynika stąd, że w czasie, kiedy pojawia się wysoka nadprodukcja energii, magazynowanie prądu na noc nie ma większego sensu.

Biorąc pod uwagę niedoskonałość współczesnych domowych magazynów energii, szybki spadek wydajności w trakcie eksploatacji oraz wysoką energochłonność i surowcochłonność ich produkcji urządzenia te nie tylko nie są ekologiczne, ale w rachunku ciągłym – wręcz szkodliwe dla środowiska, przeczą idei gospodarki bezodpadowej, a środowiskowa ocena cyklu życia (ang. LCA) tych produktów wypada wyjątkowo niekorzystnie.

W obecnym stanie opanowania techniki magazynowania energii to przede wszystkim marnowanie

surowców i produkcja odpadów. Zdaję sobie sprawę, że moja opinia nie jest popularna. Domowe magazyny energii w powiązaniu z domową instalacją PV traktowane są jako rozwiązania ekologiczne, a ich zakup wspierany przez państwo dotacjami z programów proekologicznych.

Będąc już przy instalacjach fotowoltaicznych, chciałbym podnieść jeszcze jeden problem. Nadwyżka energii, którą produkują panele na domowym dachu, wysyłana jest do sieci traktowanej tu jako magazyn, jakim przecież nie jest. Jeżeli mamy szczęście mieszkać w dużym skupisku nowych domów jednorodzinnych, z których każdy wyposażony jest we własną instalację PV, to w okresie letnim może nas spotkać przykra niespodzianka w postaci awaryjnego wyłączenia przydomowej instalacji. W letnie dni, szczególnie w weekend, energii w lokalnej sieci jest za dużo, napięcie niebezpiecznie rośnie i automatyczne zabezpieczenia wyłączają domową instalację PV.

### Perspektywa całego kraju

Przypadek domu jednorodzinnego możemy, bez narażania się na popełnienie większego błędu, przenieść na cały kraj. Tu występują te same problemy, które hasłowo można opisać jako nadprodukcja energii w lecie i w dzień oraz niedobór energii w zimie i w nocy. W skali kraju również nie ma dobrych magazynów, dzięki którym przesunięcie maksimów na wykresach można by skompensować. Co więcej – takich magazynów nie ma na świecie. Elektrownie szczytowo-pompowe też nie są dobrym rozwiązaniem. Mamy ich przede wszystkim w Polsce zaledwie 5, a ich łączna moc wynosząca 1720 MW jest – w porównaniu do krajowych potrzeb – znikoma. Budowa takich magazynów energii to przedsięwzięcie kosztowne i długotrwałe. Praca elektrowni szczytowo-pompowej jest opłacalna w systemie noc-dzień. W nocy woda pompowana jest do zbiornika górnego, a w dzień produkuje się prąd wykorzystując jej spadek. Tymczasem w nowych warunkach potrzebne są magazyny funkcjonujące w systemie lato-zima.

Deficytu energii nie zniwelują nam też wiatraki, które – w odróżnieniu od instalacji PV – mogą funkcjonować również w nocy, pod warunkiem, że wieje wiatr. Polska nie jest krajem o optymalnych warunkach wietrznych, a jeżeli wiatr występuje to raczej okresowo, a i wtedy głównie w nadmiarze. To właśnie przede wszystkim wiatraki w krótkich okresach wzmożonego wiatru odpowiadają za nadprodukcję energii, z którą nie ma co zrobić.

Z powyższego wywodu wynika następujący wniosek. Hurraoptymistyczne hasła, pojawiające się cyklicznie w mediach, jakoby elektrownie OZE wygrywały z węglem (i dlatego w najbliższej przyszłości elektrownie węglowe nie będą nam już do niczego potrzebne), należy traktować wyłącznie jako dowód dyletanctwa tych, którzy je wypowiadają. Twierdzenia takie są nieprawdziwe, a przez to szkodliwe. Opinia

publiczna jest w ten sposób okłamywana. Kreuje się wrażenie, że panele i wiatraki całkowicie wystarczą dla zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, a jeśli czegoś brakuje, to wyłącznie nieokreślonych magazynów, które przecież gdzieś tam się pewnie już produkuje. Nie. Póki co, bez niezależnych od pogody źródeł energii nie zapewnimy sobie ciepła i światła w okresach jesienno-zimowych, a także w nocy. Źródła OZE nie produkują tyle energii, aby sprostać zapotrzebowaniu. Wyłącznie w wyjątkowo korzystnych okresach, które trwają do kilku dni, produkcja z instalacji PV i z wiatraków przekracza zapotrzebowanie na prąd, co coraz częściej skutkuje koniecznością wyłączenia tych ekologicznych źródeł z sieci. Bez węgla i elektrowni jądrowych, których wciąż jeszcze w Polsce nie ma, nie będzie prądu w gniazdku wtedy, kiedy jest najbardziej potrzebny. To jest smutna prawda, którą trzeba komunikować opinii publicznej.

Chciałbym jeszcze poruszyć jeden aspekt niekontrolowanego rozwoju instalacji PV, głównie tych przemysłowych. Jestem zdania, że nie powinny być one instalowane na terenach zielonych, nawet jeżeli są to tzw. nieużytki. Po pierwsze, w przyrodzie nie ma takiego pojęcia jak nieużytek, bo każda powierzchnia gleby, skały czy wody pełni ważną rolę w świecie żywym, nawet jeżeli nam, ludziom, wydaje się, że są to tereny bezproduktywne. Uważam, że jest wystarczająco dużo powierzchni zajętych przez człowieka. Budynek mają dachy, wielkie hale produkcyjne lub centra logistyczne trwale okupują tysiące hektarów gruntów, czyniąc je na zawsze martwymi. To na nich w pierwszej kolejności powinny powstawać instalacje PV. To są już grunty zagospodarowane i na zawsze zabrane przyrodzie. Tak długo jak one istnieją nie powinny być wydawane zgody na zaśmiecanie krajobrazu instalacjami PV o powierzchni setek hektarów. Tymczasem wciąż są budowane nowe wielohektarowe instalacje na gruntach zielonych, a gospodarze gmin chwalać się tymi inwestycjami, nazywając je ekologicznymi.

### Elektromobilność, czyli o tym, dlaczego auta elektryczne nie są ekologiczne

Dzisiejsze auta elektryczne ani w jednym calu nie są ekologiczne. Nie przyczyniają się do ochrony środowiska, wręcz przeciwnie. Biorąc pod uwagę masę i wielkość akumulatorów oraz ich sprawność przyrównując je do pierwszych telefonów komórkowych z lat 90. XX w. Sama słuchawka, owszem, była niewielka, ale akumulator – niewspółmiernie duży i ciężki. Produkcja aut elektrycznych jest energochłonna i surowcochłonna. Są od 800 kg do nawet 1,2 tony cięższe niż auta na benzynę. W konsekwencji zużywają więcej energii do poruszenia i zahamowania tej masy, szybciej się zużywają, ich eksploatacja jest energochłonna, czas życia krótki, przez co już wkrótce będą piętrzyć się one na składowiskach odpadów. Ich masowa produkcja przeczy idei gospodarki bezodpadowej. Szczęśliwie świat jakby otrząsnął się z tej pseudoekologicznej euforii

i popyt na auta elektryczne znacząco spadł. A spadł, bo w niektórych krajach skończyły się dopłaty do zakupu tych pojazdów. W ubiegłym roku prasa doniosła, że w Nowym Jorku wycofano z użycia elektryczne pług odśnieżne. W warunkach zimowych nie dawały sobie rady z zadaniami, do których były przeznaczone, ponieważ energia w akumulatorach wyczerpywała się już po przejechaniu zaledwie 200 km. Gdyby za zakupy pługów odpowiedzialny był inżynier, to nigdy nie dopuściłby do podobnego błędu, którego skutki były łatwe do przewidzenia (a dla inżyniera wręcz oczywiste).

W kontekście przykładu z Nowego Jorku mrzonki o zakładach górniczych, w których wszystkie ciężkie maszyny górnicze napędzane są wyłącznie prądem, należy traktować jako marny żart.

Ale właściwie dlaczego jestem zajadłym wrogiem pojazdów z zielonymi tablicami? Spójrzmy na to wyłącznie przez pryzmat wykorzystania energii. Gdyby wszystkie auta w Polsce były elektryczne, to popyt na energię wzrósłby drastycznie. Samochody ładuje się wtedy, kiedy się nimi nie jeździ, a nie jeździ się głównie w nocy, czyli wówczas, gdy instalacje PV nie produkują prądu. Przez ładowanie aut w nocy zwiększa się zapotrzebowanie na energię – tę uzyskaną z węgla albo energię jądrową, o ile kraj posiada elektrownie jądrowe. W poprzednim rozdziale starałem się udowodnić, że z węglem jeszcze długo nie będziemy mogli się rozstać. Czyli te auta elektryczne w kraju, w którym wciąż ok. 65% energii powstaje z węgla, jeżdżą *de facto* na węgiel! Tym samym zwiększa się zapotrzebowanie na energię pochodzącą ze spalania tego paliwa i związane z tym środowiskowe niekorzyści.

Jest jeszcze jedno, co zniechęca mnie do elektromobilności. Mianowicie bardzo niefrasobliwe korzystanie z energii elektrycznej. Zanim auto ruszy z miejsca napędzane prądem elektrycznym trzeba prąd wypro-

dukować, przesłać, naładować auto, zmagazynować. Na każdym z tych etapów występują straty. Już przy produkcji ledwie 40% energii chemicznej zawartej w paliwie kopalnym przekształca się w prąd. Podczas przesyłu występują straty, które mogą wynieść nawet do 50%. Ładowanie akumulatora również nie odbywa się bez nich. W trakcie, gdy auto stoi w zimnym garażu, akumulator samochodu rozładowuje się powoli i traci zmagazynowaną energię; jeżeli stoi na zewnątrz przy 10-stopniowym mrozie, straty te są znacznie większe. Jest wysoce prawdopodobne, że po powrocie ze styczniowych wakacji w tropikach akumulator naszego auta, pozostawionego na lotniskowym parkingu, będzie pusty. Zanim odjedziemy do upragnionego domu spędzimy dodatkowe kilka godzin na lotnisku w oczekiwaniu na naładowanie akumulatora. Wreszcie zamiana energii z akumulatora w aucie w energię kinetyczną ciężkiego pojazdu również nie zachodzi bez strat...

Wynika stąd, że tylko znikoma ilość energii chemicznej zmagazynowanej w grudce węgla przekształcona zostanie w energię ruchu pojazdu. A w samochodach benzynowych? Energia chemiczna paliwa w silniku spalinowym zamieniana jest bezpośrednio w energię ruchu silnika i pojazdu. Straty oczywiście też występują, gdyż proces przemiany energii nie jest doskonały, np. w postaci ciepła emitowanego w procesie spalania. Straty pojawiają się również w trakcie, gdy silnik pracuje na biegu jałowym, w trakcie hamowania pojazdu. Dla zniwelowania tych strat inżynierowi wymyślili silniki hybrydowe z funkcją auto-stop. Osobiście uważam, że to właśnie one, póki co, są przyszłością motoryzacji. Nie auta elektryczne, ale właśnie spalinowe, w których dzięki odzyskowi energii minimalizuje się straty.

### Produkcja energii elektrycznej z biomasy – wyjątkowy absurd ekologiczny

Spalanie biomasy teoretycznie jest procesem zeroemisyjnym. Jeżeli to słoma spalona po sezonie wegetacyjnym, ilość dwutlenku węgla wyemitowana podczas spalania równa jest ilości CO<sub>2</sub> zasymilowanej w czasie wzrostu rośliny. Słoma z przemysłowej uprawy zbóż w zasadzie jest odpadem, z którym trudno coś zrobić. Spalenie i odzyskanie energii wydaje się racjonalne, pod warunkiem, że zrobimy to w instalacji lokalnej. Jeżeli zdecydujemy się transportować tę słomę na dalekie odległości, zwiększamy emisję CO<sub>2</sub> o ilość wyemitowaną podczas transportu. Szacuje się, że w Polsce wytwarza się rocznie ok. 26 mln Mg słomy, z czego 10 mln nie znajduje zastosowania. Wykorzystanie tej nadwyżki do produkcji energii jest alternatywą dla palenia jej na polach, co z punktu widzenia środowiska jest wyjątkowo szkodliwe. Inaczej ma się rzecz z produkcją energii z drewna. O ile są to lokalne instalacje odbierające surowiec odpadowy od lokalnych producentów, nie mam zastrzeżeń. Moje wątpliwości budzi produkcja prądu w dużych przemysłowych blokach w elektrowniach o mocy ponad 200 MW, gdzie

#### SPECJALIŚCI A NIE AKTYWIŚCI

Do rozwiązania problemów cywilizacyjnych potrzebni są naukowcy i inżynierowie, a nie aktywiści i politycy



foto: 123rf



spala się do miliona ton drewna rocznie. Pozyskanie surowca wykracza tu poza możliwości gospodarki odpadami. Drewno pozyskuje się w lasach po to, aby je puścić z dymem w elektrowni. Wyjątkowym, wręcz orwellowskim absurdem jest, że takie rozwiązanie nazywa się zielonym, zeroemisyjnym, ekologicznym. Wycina się lasy, a drewno, którego wartość opałowa jest niższa niż wartość opałowa węgla brunatnego, spala dla produkcji energii. Za takie działania przedsiębiorstwo otrzymuje zielone certyfikaty, czyli jest nagradzane za coś, co pozostaje całkowicie sprzeczne z ideą ochrony środowiska.

Różnica między małymi instalacjami na biomasę a przemysłowymi elektrowniami, w których instaluje się kotły biomasowe, leży w skali. Te lokalne pełnią funkcję instalacji do utylizacji odpadów drewnianych. Transport surowca do spalania odbywa się na niewielką skalę, co nie powoduje dużych emisji CO<sub>2</sub> z transportu. W dużych instalacjach spala się biomasę pierwotną, czyli drewno pozyskane w lesie. Surowiec transportuje się na duże odległości. Czy taki proces można określić zeroemisyjnym? Drzewo rośnie 20-30 lat, w tym czasie asymilując CO<sub>2</sub> z atmosfery. Spalając drewno, emituje się ilość dwutlenku węgla z okresu wzrastania drzewa, czyli z tych ok. 25 lat, zupełnie inaczej niż w przypadku słomy. Aby rzeczywiście było zeroemisyjnie, to w chwili wycięcia jednego hektara lasu z przeznaczeniem do spalania powinno się posadzić 25 hektarów nowego, który zagospodaruje nadwyżkę CO<sub>2</sub> wyemitowaną w elektrowni. Tego oczywiście się nie robi. Gdyby nie dopłaty, certyfikaty i nimb zeroemisyjności, to drewno o niskiej wartości opałowej nigdy nie byłoby traktowane jako atrakcyjne paliwo do przemysłowej produkcji energii lub ciepła.

Szczęśliwie naukowcom i organizacjom pozarządowym udało się zauważyć i nagłośnić absurd związany ze spalaniem biomasy pierwotnej. Pod wpływem tych działań, we wrześniu 2022 r. Parlament Europejski przyjął poprawki do dyrektywy, według której udział biomasy pierwotnej drzewnej w miksie energetycznym powinien stopniowo spadać, docelowo do zera w roku 2030. Dyrektywa ma jednak wiele wyjść awaryjnych, które będą mogły być wykorzystane do dalszej dewastacji lasów w imię produkcji „zeroemisyjnej” energii. Dopuszcza się np. palenie drewna z wiatrołomów albo po gradacji szkodników. Z punktu widzenia właściwie pojętej ekologii takie czyszczenie lasów z martwych drzew jest szkodliwe. To robienie porządków rozumianych po ludzku. Martwe drzewa są w lasach tak samo potrzebne jak te żywe. Nie wierzę, że w roku 2030 wielkie instalacje przemysłowe służące do produkcji energii z drewna, które zostały zbudowane ze wsparciem ze środków publicznych na inwestycje proekologiczne, wstrzymają swoją niszczycielską działalność. Pozostaje mi wierzyć, że dzięki znowelizowanym przepisom nowe instalacje tego typu nie będą już budowane.

Sam jestem zdania, że biomasę należałoby raczej kompostować i wykorzystywać w obiegu przyrodniczym jako nawóz. Zdaję sobie sprawę, że trudność leży w skali. Według mnie jednak powrót biomasy do środowiska w postaci częściowo zmineralizowanej byłby rozwiązaniem najbardziej korzystnym, najbardziej ekologicznym, nawet jeżeli w procesie kompostowania również uwalnia się niechciany dwutlenek węgla do atmosfery.

”

Śledząc poczynania Unii Europejskiej, można odnieść wrażenie, że władarze tej wspaniałej poniekąd instytucji zdają się wierzyć, że wystarczy coś zadekretować, aby się stało

### Energetyka wodorowa – ekologiczna szansa czy śmiertelne zagrożenie?

Obok wymienionych wyżej problemów – energetyki opartej na OZE, elektromobilności czy palenia biomasy – jest wiele innych, np. energetyka wodorowa, spalanie metanu jako „paliwa zrównoważonego” w drodze do transformacji energetycznej itp. Produkcja prądu w wyniku spalania wodoru, napędzanie aut wodorem wydają się być rozwiązaniem czystym. Czy można sobie wyobrazić bardziej czyste spaliny niż woda? Tymczasem energetyka wodorowa to wciąż pieśń przyszłości, to takie przysłowiowe „szklane domy”. Tak jak wciąż nie mamy magazynów energii, które pozwoliłyby zagospodarować nadwyżki energii ze źródeł OZE, tak nie posiadamy opanowanej techniki magazynowania wodoru, transportu, ba! – nawet taniej i rzeczywiście zeroemisyjnej produkcji tego gazu. Ograniczenia tkwią we właściwościach fizycznych wodoru, którego atomy są przecież najmniejsze w całej tablicy Mendelejewa. A gdzie tkwi ryzyko środowiskowe? Jeżeli nauczymy się korzystać z wodoru w taki sposób, jak obecnie wykorzystujemy benzynę albo gaz ziemny, to na każdym etapie: produkcji, przesyłu, magazynowania będą występowały straty. Mogą powstać one w wyniku awarii, nieszczelności instalacji, aktów terrorystycznych, czyli nieprzewidywalnych wypadków losowych. Ten wodór, który opuści instalację, zostanie wyparty do stratosfery, gdzie spotka się z cząstkami ozonu czekającymi na to, aby się rozpaść i wejść w reakcję z wodorem. Wtedy szybko przypomnimy sobie gorący temat lat 90. XX w., czyli powiększającą się w zastraszającym tempie dziurę ozonową. Ta, w wyniku ograniczenia światowej produkcji freonów, ledwie przestała się powiększać. Ona wciąż tam jest i jak dobrze pójdzie, to zniknie do końca

XXI w., o ile wcześniej nie zaczniemy jej dewastować cząstkami ulatniającego się wodoru.

\*\*\*

Śledząc poczynania Unii Europejskiej, można odnieść wrażenie, że władarze tej wspaniałej poniekąd instytucji zdają się wierzyć, że wystarczy coś zadekretować, aby się stało. Mam wrażenie, że tam, jak w mediach, również przeważają aktywiści i ideowi pseudospecjaliści. Niestety nie wystarczy dekret czy dyrektywa. Świat, który jest daleko większy niż Unia Europejska, nie odchodzi od węgla, wręcz przeciwnie. Wcale nie uważam, że to dobrze. Wolałbym, aby klimat się nie ocieplał. Raczej chciałbym wskazać, że metody leczenia nie są właściwe. Instytucje unijne stosują metodę kija i marchewki. Kij to koszty emisji CO<sub>2</sub> oraz decyzje administracyjne nakazujące obniżenie emisji do określonych wielkości w nieprzekraczalnych terminach. To te sztuczne koszty sprawiają, że produkcja energii z węgla, chociaż konieczna, staje się coraz droższa, wręcz nieopłacalna. A przecież mimo to, w coraz częściej występujących okresach nadwyżek energii z sieci wyłączają się instalacje oparte na OZE, a nie te złe elektrownie węglowe. Te ostatnie muszą być „pod parą” na czas, gdy chimeryczne źródła odnawialne zawiodą. Sztucznie wytworzona nierównowaga ekonomiczna nie wynika stąd, że energia z OZE jest tania. Pozostanie tania tak długo, jak długo istnieją subwencje, czyli przysłowiowa marchewka, dotacje do rozwiązań naprawczych, rzekomo ekologicznych. To są dopłaty do zakupu aut elektrycznych, do przydomowych magazynów energii, to wreszcie absurdalne nagradzanie elektrowni za wycinanie lasów i spalanie drewna w tzw. „zielonych” blokach energetycznych. Dotacje sprawiają, że działania nieopłacalne i często niemające z ochroną środowiska nic wspólnego, są wdrażane na masową skalę. Skutki tych działań już widać na horyzoncie. Przykład widocznego odwrotu od aut elektrycznych w Niemczech po wstrzymaniu dotacji doskonale ilustruje tę zależność. W portach europejskich stoją statki pełne chińskich aut na prąd, które mogą nie doczekać się nabywców i to nie dlatego, że europejski konsument zdał sobie sprawę z ekologicznej szkodliwości tych pojazdów, tylko dlatego, że przestało się to nagłe opłacać.

Omawiane przeze mnie problemy można w skrócie podsumować kilkoma zdaniem. Potrafimy energię produkować, ale nie umiemy jej efektywnie magazynować. To dotyczy magazynów dla pojedynczego domu, miasta, kraju, ale również dla pojedynczego auta elektrycznego. Elektrownie bazujące na OZE na obecnym rozwoju nauki i techniki nie zapewnią bezpieczeństwa energetycznego. W Polsce jeszcze długo będzie się produkować energię z węgla, tego wydobytego na miejscu, albo – tak jak w innych krajach europejskich – importowanego. Produkcji energii z węgla nie zastąpi kilka bloków w elektrowniach jądrowych. One ledwie

skompensują lukę energetyczną, która powstanie po wygaszeniu elektrowni na węgiel brunatny, co nastąpi niezależnie od polityków i aktywistów ekologicznych na skutek wyczerpania zasobów w czynnych obecnie kopalniach odkrywkowych.

Na podstawie doświadczeń historycznych i moich własnych obserwacji głęboko wierzę, że rozwiązaniem problemów świata jest rozwój nauki i techniki. To tu upatruję ratunku dla cywilizacji. Pisząc ten artykuł, mam świadomość, że jestem dzieckiem swoich czasów i widzę przyszłość przez pryzmat teraźniejszości. Jestem jak dziewiętnastowieczni prorocy, którzy wieszczili zatopienie Londynu w odchodach końskich, bo na własne oczy obserwowali gwałtowny wzrost transportu konnego. Albo jak członkowie tzw. Klubu Rzymskiego, jacy w latach 70. XX w. wieszczili upadek cywilizacji do końca stulecia w wyniku gwałtownego przyrostu ludności świata, utraty powierzchni ornej i wyczerpania się zasobów naturalnych. Zarówno jedni, jak i drudzy mylili się. Nie przewidzieli rozwoju techniki, motoryzacji, wzrostu wydajności rolnictwa, rozwoju handlu światowego czy wreszcie ciągłego odkrywania nowych źródeł.

”

Hurraoptymistyczne hasła, pojawiające się cyklicznie w mediach, jakoby elektrownie OZE wygrywały z węglem, należy traktować wyłącznie jako dowód dyletanctwa tych, którzy je wypowiadają

Bardzo bym sobie życzył, aby już za 30 lat jakiś przypadkowy czytelnik śmiał się serdecznie, czytając niniejszy artykuł. Powie wtedy: ależ ten człowiek nie wziął pod uwagę rozwoju technicznego, rozwoju myśli naukowej, osiągnięć inżynierii materiałowej itp.! Dzisiaj (czyli za 30 lat od dzisiaj) mamy przecież wspaniałe źródła i magazyny energii, a samochody elektryczne ważą mniej niż te stare spalinowe i właściwie unoszą się w powietrzu, a o perturbacjach klimatycznych nikt już dzisiaj nie pamięta...

Bardzo bym sobie życzył, aby taka reakcja była możliwa już za trzy dekady. Do rozwiązania problemów cywilizacyjnych potrzebni są natomiast naukowcy i inżynierowie, a nie aktywiści i politycy. Nie wystarczy nakazać odejścia od węgla, bezwarunkowego rozbudowywania źródeł OZE czy produkcji miliona aut elektrycznych w czasie, gdy z powodu ograniczeń fizycznych i technicznych wciąż jeszcze nie jesteśmy na to gotowi. ■

# SZTUCZNA INTELIGENCJA, UCZENIE MASZYNOWE I ANALIZA BIG DATA

## w energetyce przyszłości

Wojciech Sikorski

ekspert z obszaru energetyki

Sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe i analiza big data odegrają kluczową rolę w transformacji energetyki. Dzięki tym zaawansowanym technologiom możliwe jest zwiększenie efektywności, promowanie zrównoważonego rozwoju i lepsze zarządzanie zasobami energetycznymi.

Sztuczna inteligencja (AI) to dziedzina, która koncentruje się na tworzeniu systemów zdolnych do wykonywania zadań wymagających inteligencji ludzkiej. W energetyce AI znajduje zastosowanie w różnych obszarach. Są to między innymi: prognozowanie popytu na energię, optymalizacja pracy sieci energetycznych czy też zarządzanie odnawialnymi źródłami

energii. Systemy bazujące na AI mogą analizować ogromne ilości danych w czasie rzeczywistym, co umożliwia szybsze i bardziej precyzyjne podejmowanie decyzji.

Uczenie maszynowe (ML), będące poddziedziną AI, polega na tworzeniu algorytmów, które uczą się na podstawie danych. W energetyce ML jest wyko-

fat. 12311

rzystywane do predykcji zużycia energii, wykrywania anomalii w sieciach energetycznych oraz optymalizacji procesów produkcji i dystrybucji energii. Dzięki technikom uczenia maszynowego możliwe jest tworzenie bardziej efektywnych i odpornych systemów energetycznych, które są w stanie adaptować się do zmieniających się warunków.

Big data odnosi się do analizy ogromnych zbiorów danych, zbyt dużych, aby można je było przetwarzać za pomocą tradycyjnych metod. W energetyce analiza big data umożliwia lepsze zrozumienie wzorców zużycia energii, identyfikację obszarów wymagających optymalizacji oraz prognozowanie przyszłych trendów. Przykładowo, analiza danych z inteligentnych liczników energii pozwala na dokładne monitorowanie zużycia energii w czasie rzeczywistym, co przekłada się na bardziej efektywne zarządzanie siecią energetyczną.

”

Sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe i analiza big data stanowią fundament przyszłości energetyki

Postęp technologiczny, zwłaszcza w dziedzinie sztucznej inteligencji, uczenia maszynowego oraz analizy big data odgrywa kluczową rolę w transformacji tego sektora. Technologie te nie tylko zwiększają efektywność operacyjną, ale także wspierają zrównoważony rozwój i innowacyjne podejście do zarządzania zasobami energetycznymi. Poniżej przedstawiono konkretne przykłady zastosowania wspomnianych technologii, które ilustrują, jak te zaawansowane narzędzia przyczyniają się do rewolucji w energetyce, czyniąc ją bardziej nowoczesną i odporną na wyzwania przyszłości.

### 1. Predykcja awarii i konserwacja predykcyjna

Sztuczna inteligencja i uczenie maszynowe umożliwiają przewidywanie awarii i planowanie konserwacji infrastruktury energetycznej przed wystąpieniem problemów. Dzięki analizie danych z czujników umieszczonych w różnych elementach sieci energetycznej (takich jak transformatory, linie przesyłowe, turbiny wiatrowe), algorytmy ML mogą wykrywać wzorce wskazujące na nadchodzące awarie. W efekcie możliwe jest przeprowadzanie konserwacji predykcyjnej, co minimalizuje przestoje i koszty napraw.

### 2. Zarządzanie i optymalizacja mikrosieci

Mikrosieci to lokalne sieci energetyczne, które mogą działać niezależnie lub w połączeniu z tra-

dycyjnymi sieciami. AI i ML są wykorzystywane do zarządzania przepływami energii w mikrosieciach, optymalizacji magazynowania energii oraz integracji odnawialnych źródeł energii. Dzięki temu mikrosieci stają się bardziej efektywne i niezawodne.

### 3. Zarządzanie popytem na energię

Technologie AI pozwalają na dynamiczne zarządzanie popytem na energię, co jest szczególnie przydatne w okresach szczytowego zużycia. Systemy te analizują dane dotyczące konsumpcji energii i przewidują momenty zwiększonego zapotrzebowania. Na tej podstawie mogą sugerować odbiorcom zmniejszenie zużycia w określonych godzinach lub wdrażać strategie zmniejszania obciążenia sieci, takie jak przesuwanie części zapotrzebowania na energię na godziny poza szczytem. Elektrownie mogą współpracować z dużymi odbiorcami energii, oferując im zachęty finansowe za udział w programach zarządzania popytem.

### 4. Optymalizacja mocy elektrowni

W elektrowniach AI i ML są używane do optymalizacji procesów produkcji energii, co prowadzi do zwiększenia efektywności operacyjnej i redukcji emisji. Algorytmy mogą analizować dane dotyczące warunków eksploatacyjnych, stanu technicznego maszyn oraz popytu na energię, aby dostosowywać parametry pracy elektrowni w czasie rzeczywistym.

### 5. Zarządzanie magazynowaniem energii

Analiza big data jest kluczowa w zarządzaniu systemami magazynowania energii, takimi jak baterie litowo-jonowe. AI może przewidywać momenty szczytowego zapotrzebowania i zarządzać ładowaniem oraz rozładowywaniem baterii, aby maksymalizować efektywność i żywotność magazynów energii.

### 6. Inteligentne zarządzanie budynkami

W inteligentnych budynkach systemy AI zarządzają zużyciem energii, analizując dane z czujników dotyczące temperatury, oświetlenia, obecności osób i innych czynników. Na podstawie tych danych systemy mogą automatycznie regulować ogrzewanie, wentylację, klimatyzację oraz oświetlenie, co prowadzi do oszczędności energii i poprawy komfortu użytkowników.

### 7. Monitorowanie emisji

AI i analiza big data pomagają firmom energetycznym monitorować emisje zanieczyszczeń oraz spełniać wymagania regulacyjne. Algorytmy analizują dane z różnych źródeł, aby identyfikować obszary, w których emisje przekraczają dopuszczalne normy i proponować środki zaradcze.

### 8. Handel energią w czasie rzeczywistym

Platformy handlu energią wykorzystujące AI umożliwiają dynamiczne i efektywne transakcje na

## AI W MIEJSCU PRACY

Rok temu na scenę wkroczyła generatywna sztuczna inteligencja (AI), która zrewolucjonizowała sposób, w jaki ludzie wchodzi w interakcję z technologią. Tak jak smartfony zmieniły nasze codzienne życie, tak AI zaczyna zmieniać miejsce pracy na niespotykaną dotąd skalę.

Użytkownicy adaptują technologię AI do swoich zadań zawodowych, co wywołuje znaczące zmiany zarówno dla pracowników, jak i firm. Teraz kluczowe pytanie brzmi: jak ten proces przebiega?

W miarę jak sztuczna inteligencja staje się powszechna w biurach zarówno pracownicy, jak i organizacje odczuwają ogromną presję. Pandemia przyspieszyła tempo pracy, które obecnie nie zwalnia. W rezultacie pracownicy sami wprowadzają narzędzia AI, aby sprostać rosnącym wymaganiom. Liderzy biznesowi czują presję, aby natychmiast wykazać zwrot z inwestycji w AI. Niestety, wielu z nich brakuje jasnej wizji, jak przejść od indywidualnych korzyści do zastosowania sztucznej inteligencji w celu napędzania wyników finansowych.

Jednocześnie rynek pracy ewoluuje, tworząc nową gospodarkę opartą na AI. Chociaż niektórzy specjaliści obawiają się, że może ona zastąpić ich miejsca pracy, dane wskazują na bardziej złożoną sytuację. Ukryty niedobór talentów, zwiększona liczba osób planujących zmianę kariery oraz ogromne możliwości dla tych, którzy chcą podnieść swoje kwalifikacje, tworzą dynamiczny krajobraz zawodowy.

„Sztuczna inteligencja demokratyzuje kompetencje pracowników” – powiedział Satya Nadella, prezes Microsoft. Badania podkreślają, że każda organizacja może wykorzystać tę technologię do usprawnienia decyzji, współpracy i wyników biznesowych. Czwarty coroczny raport Work Trend Index, przygotowany we współpracy z LinkedIn, oferuje kompleksowy obraz wpływu AI na pracę i rynek pracy. Przebadano 31 000 osób w 31 krajach, analizując trendy w zatrudnieniu oraz biliony sygnałów produktywności z Microsoft 365.

Jednym z najważniejszych wniosków jest to, że pracownicy chcą AI w pracy i nie zamierzają czekać, aż firmy nadrobiją zaległości. Trzech na czterech pracowników biurowych korzysta obecnie z AI, aby oszczędzić czas, zwiększyć kreatywność i skoncentrować się na najważniejszych zadaniach. Mimo że 79% liderów zgadza się co do kluczowego znaczenia wdrożenia AI dla utrzymania konkurencyjności, 59% ma trudności z mierzaniem wzrostu produktywności, a 60% obawia się braku jasnej wizji wdrożenia AI. Pracownicy natomiast nie czekają: 78% użytkowników AI wprowadza własne narzędzia do pracy, co stanowi wyzwanie, ale i szansę dla liderów na przekucie tego zapału w zwrot z inwestycji.

Sztuczna inteligencja wpływa również na rynek pracy, podnosząc poprzeczkę dla pracowników i przełamując ograniczenia kariery. Większość liderów (55%) obawia się niedoboru kandydatów, szczególnie w dziedzinach takich jak cyberbezpieczeństwo, inżynieria i projektowanie. Tymczasem 46% pracowników rozważa zmianę pracy, co jest rekordowym wynikiem od czasów Wielkiego Przetrasowania w 2021 roku. Organizacje, które zapewnią pracownikom narzędzia i szkolenia AI, przyciągną najlepsze talenty, a profesjonalści z umiejętnościami AI będą mieli przewagę.

Rosnąca liczba zaawansowanych użytkowników AI zmienia sposób pracy. Ci „power userzy” oszczędzają czas i przekształcają procesy biznesowe. Ponad 90% z nich twierdzi, że AI ułatwia zarządzanie obciążeniem pracą i sprawia, że praca jest przyjemniejsza.

Sztuczna inteligencja na nowo definiuje pracę, a liderzy muszą adaptować się do nowych wyzwań, inwestując w wewnętrzne budowanie umiejętności i elastyczność. To właśnie te organizacje osiągną przewagę konkurencyjną w erze AI.

Źródło: materiały prasowe

rynkach energii. Dzięki analizie danych w czasie rzeczywistym możliwe jest dokładniejsze przewidywanie cen i lepsze zarządzanie portfelami energetycznymi.

### 9. Prognozowanie warunków pogodowych i ich wpływu na produkcję energii

AI analizuje dane meteorologiczne w celu prognozowania warunków pogodowych, które mają wpływ na produkcję energii ze źródeł odnawialnych, takich jak energia słoneczna i wiatrowa. Dokładne prognozy pozwalają na lepsze zarządzanie zasobami i minimalizację ryzyka związanego z niestabilnością produkcji energii.

### 10. Analiza zachowań konsumenckich

AI i big data pozwalają na analizę wzorców zachowań konsumentów energii, co umożliwia tworzenie bardziej spersonalizowanych ofert oraz programów lojalnościowych. Dzięki temu firmy energetyczne mogą lepiej odpowiadać na potrzeby swoich klientów i zwiększać ich satysfakcję.

Chociaż AI, ML i analiza big data oferują wiele korzyści, ich implementacja w energetyce wiąże się również z pewnymi wyzwaniem. Wymaga to znacznych inwestycji w infrastrukturę oraz rozwijania odpowiednich umiejętności technicznych. Ponadto, kluczowe jest zapewnienie bezpieczeństwa danych oraz ochrony prywatności użytkowników.

W przyszłości możemy spodziewać się jeszcze większego zaawansowania tych technologii oraz ich integracji z innymi innowacjami, takimi jak Internet Rzeczy (IoT) oraz technologie blockchain. Zastosowanie AI, ML i big data w energetyce będzie kluczowe dla osiągnięcia celów zrównoważonego rozwoju oraz walki ze zmianami klimatycznymi.

Sztuczna inteligencja, uczenie maszynowe i analiza big data stanowią fundament przyszłości energetyki. Ich zastosowanie pozwala na bardziej efektywne zarządzanie zasobami energetycznymi, optymalizację procesów oraz lepsze zrozumienie i prognozowanie potrzeb energetycznych. W miarę postępu technologicznego, ich rola w sektorze energetycznym będzie nieustannie rosła, przynosząc korzyści zarówno dla przedsiębiorstw energetycznych, jak i dla całego społeczeństwa. Zastosowanie tych technologii nie tylko poprawia efektywność operacyjną i ekonomiczną, ale także przyczynia się do bardziej zrównoważonego i ekologicznego zarządzania zasobami energetycznymi. Dzięki nim sektor energetyczny może lepiej stawić czoła wyzwaniom związanym ze zmieniającym się klimatem i rosnącym zapotrzebowaniem na energię. ■

# SIEDEM GRZECHÓW GŁÓWNYCH

planowania i realizacji złożonych  
projektów inwestycyjnych

dr inż. Karolina Skalska-Józefowicz

Associate Director w Dziale Consultingu, szefowa Zespołu Doradztwa w Projektach Inżynieryjnych w KPMG w Polsce

Prawidłowo przygotowany i prowadzony proces inwestycyjny, również w branży energetycznej, powinien być podzielony na fazy, gdzie zakończenie jednej pozwala przejść do następnej. Niestety, nie ma jednego uniwersalnego standardu prowadzenia takich projektów. Istnieją jednak dobre praktyki, które strukturyzują ów proces i pomagają uniknąć najczęściej popełnianych błędów, jakie – jeśli wystąpią w początkowych fazach – mogą odbić się ze zdwojoną siłą w czasie realizacji, przekazania do eksploatacji lub nawet przy rozliczeniu inwestycji.

Oczywiście, cały proces inwestycyjny powinien przebiegać zgodnie z Ustawą z dnia 7 lipca 1994 r. – Prawo budowlane, która normuje działalność dotyczącą projektowania, budowy, utrzymania i rozbiórki obiektów budowlanych, ale nie reguluje kwestii metodycznych związanych z realizacją inwestycji. Eksperti zajmujący się procesami inwestycyjnymi proponują wyodrębnienie kilku faz w tym obszarze. W swojej praktyce spotkaliśmy się z podziałem na trzy do siedmiu faz, które co do zasady obejmują całe przedsięwzięcie.

Z naszego doświadczenia wynika, że podział na siedem faz, opracowany przez SIDiR (Stowarzyszenie Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców) przy współpracy ekspertów KPMG, sprawdza się najlepiej przy złożonych inwestycjach. Na potrzeby budowy domu jednorodzinnego wystarczy zdefiniowanie trzech głównych (przygotowanie, realizacja, przekazanie do eksploatacji i rozliczenie), ale dla projektów złożonych taki podział wydaje się być niewystarczający.

foto. 123rf

## Fazy procesu inwestycyjnego w budownictwie wg SIDiR<sup>1</sup>

Kompleksowe zdefiniowanie faz i czynności przedsięwzięcia inwestycyjnego pozwala na ustalenie kolejności wykonywania poszczególnych działań oraz, co bardzo istotne, powiązań między nimi. Uporządkowanie kolejności sporządzenia właściwych dokumentów oraz realnego harmonogramu daje szansę na prawidłowe zrealizowanie danego etapu i w konsekwencji – całego procesu inwestycyjnego.

Nie można również zapominać, że każde przedsięwzięcie inwestycyjne jest narażone na wystąpienie zakłóceń oraz ryzyk i nawet najlepiej podzielony na fazy projekt, bez właściwego zarządzania projektem oraz ryzykiem projektowym, może zakończyć się porażką. Dobre przygotowanie i metodyczna realizacja projektu, zgodnie ze zdefiniowanymi fazami, istotnie ograniczają jednak ryzyko jego niepowodzenia. Co więcej, prowadzący projekt powinien być świadomy, w której fazie znajduje się inwestycja, jakie są jej cele oraz zakres czynności do wykonania.

### 1. Identyfikacja potrzeb

W tej fazie kluczowe jest przeprowadzenie wieloalternatywnych analiz, w tym o charakterze marketingowym i społecznym. Istotne jest również rozróżnienie celu projektu od sposobu jego zaspokojenia.

### 2. Planowanie sposobu realizacji inwestycji

W ramach tej fazy opracowany zostaje harmonogram dyrektywny (realny!) oraz przeprowadzane są analizy niezbędne do podjęcia decyzji inwestycyjnej, czyli np. badanie wykonalności i opłacalności inwestycji. Prowadzi się także identyfikację i analizę ryzyka, planuje etapy, zasoby, definiuje liczbę i charakter partnerów przedsięwzięcia, a także określa model realizacji (np. projektuj i buduj, projekt po stronie zamawiającego i generalne wykonawstwo, EPC i inne). Dopiero zakończenie prac przewidzianych do realizacji w ramach planowania pozwala na przejście do fazy przygotowania. Błędem jest łączenie tego etapu m.in. z projektowaniem, które znajduje się w kolejnej fazie.

### 3. Przygotowanie inwestycji

Ten etap powinien rozpocząć się od przygotowania strategii kontraktacji – warunków umów, które pozwolą na sprawną realizację projektu. Następnie przechodzimy do zlecenia projektowania – jeśli wybraliśmy model realizacji z projektowaniem po stronie zamawiającego, albo do przygotowania programu funkcjonalno-użytkowego – jeżeli zdecydowaliśmy się na model projektuj i buduj lub EPC (Engineering Procurement Construction). Na tym etapie uszczegóławia się budżet i harmonogram.

W trakcie przygotowania inwestycji powinien również zostać wybrany inżynier kontraktu (dla kontraktów FIDIC) lub nadzór inwestorski. Dokonanie wyboru powinno nastąpić nie później niż z wyłonieniem

wykonawcy, jednak zalecane jest wybranie wsparcia technicznego na wczesnym etapie, aby włączyć je już na etapie przygotowania warunków dla postępowania na wybór projektanta (wykonawcy PFU) oraz wykonawcy robót budowlanych.

### 4. Realizacja inwestycji

Prawidłowo przygotowana realizacja inwestycji polega na prowadzeniu robót zgodnie z zawartymi umowami, zarządzaniu kontraktem lub kontraktami oraz na kontroli harmonogramu. Służą do tego dobrze przygotowane w fazie 3. warunki umów zawierające jednoznaczne mechanizmy procedury wprowadzania zmian zakresu, technologii, materiałów, ceny oraz terminów, a także realny harmonogram zawierający poprzedniki i następniki czy wzajemne powiązania poszczególnych pozycji harmonogramu. Dobrą praktyką jest rozwiązywanie wątpliwości i problemów na bieżąco, sprawne procedowanie decyzji dotyczących wprowadzanych zmian i bieżące monitorowanie ewentualnych opóźnień wraz z ich klasyfikacją (np. opóźnienia zależne od wykonawcy, opóźnienia zależne od zamawiającego, opóźnienia niezależne od stron, etc.).



Kompleksowe zdefiniowanie faz i czynności przedsięwzięcia inwestycyjnego pozwala na ustalenie kolejności wykonywania poszczególnych działań oraz powiązań między nimi

### 5. Przejęcie inwestycji przez zamawiającego oraz rozpoczęcie eksploatacji

Faza piąta to przejęcie przez zamawiającego poprzedzone testami, próbami rozruchowymi. W tej fazie konieczna jest współpraca między stronami, ponieważ podczas rozruchów ujawniają się błędy projektowe i wykonawcze, a co za tym idzie – występuje konieczność wprowadzania poprawek.

Przejęcie odpowiedzialności za inwestycję przez zamawiającego powinno nastąpić, gdy jest ona ukończona, a do wykonania pozostały jedynie drobne prace zaległe lub usterki, o ile nie mają one wpływu na bezpieczne korzystanie z inwestycji. Przejęcie nie oznacza dokonania odbioru ostatecznego – do niego może dojść dopiero po realizacji przez wykonawcę wszystkich zaległych robót i poprawek.

### 6. Rozliczenie inwestycji i jej podsumowanie

Ten etap może rozpocząć się równoległe z odbiorami i trwać aż do rozwiązania wszystkich ewentualnych

sporów między partnerami inwestycji. Dobrą praktyką jest rozwiązywanie sporów na drodze polubownej i ograniczanie do minimum zakresu i wartości ewentualnego sporu sądowego. Elementem fazy rozliczenia powinno być podsumowanie przebiegu inwestycji przez partnerów, sformułowanie wniosków, wymiana uwag oraz wydanie referencji.

7. Wdrożenie wniosków z procesu inwestycyjnego na przyszłość

Dobrą praktyką jest opracowanie raportu końcowego zawierającego podsumowanie wszystkich faz procesu inwestycyjnego wraz z rzetelnymi wnioskami i zaleceniami na przyszłość. Po przeprowadzeniu i podsumowaniu inwestycji zaleca się opracowanie planu usprawnień, aby uniknąć powtarzania błędów lub nieefektywności popełnionych w danym projekcie.

”

Bardzo często obserwujemy realizacje, gdzie umowa EPC bądź na generalnego wykonawcę dla wielomilionowych kontraktów zostaje podpisana, kiedy proces pozyskania finansowania ciągle jest w toku

### Fazy procesu inwestycyjnego – teoria a praktyka

Z doświadczeń KPMG wynika, że w polskich realiach fazy 1-3, tj. identyfikacja potrzeb, planowanie i przygotowanie, są niedoceniane, często łączone i skracane. Dla decydentów bowiem realizacja inwestycji rozpoczyna się dopiero od wyboru wykonawcy (a przynajmniej projektanta). Fazy 1-3 są niejednokrotnie traktowane jako strata czasu. Niestety, niewłaściwa identyfikacja potrzeb oraz złe planowanie mogą w skrajnych przypadkach doprowadzić do sytuacji, gdzie wybudowany obiekt nie spełnia zakładanych celów lub jest wręcz niepotrzebny.

Kolejnym problem są nierealne harmonogramy. Któż z nas nie widział harmonogramu tworzonego na potrzeby konferencji prasowych? Nierealny harmonogram charakteryzuje się tym, że dany obiekt ma powstać do narzuconego z góry momentu, niezależnie od tego czy jest to fizycznie wykonalne.

### Grzech pierwszy – nierealny harmonogram

Nierealny harmonogram w sposób niejako naturalny skraca czas – w najlepszym wypadku na wszystkie prace, które nie powodują wyboru wykonawcy i fizycznego rozpoczęcia prac. W rezultacie nie jest zachowana należyta staranność (z uwagi na

ograniczenia czasowe) w opracowaniu warunków formalnoprawnych realizacji inwestycji czy też zapewnienia finansowania, w myśl zasady, że na tak ważną i strategiczną inwestycję pieniądze muszą się znaleźć. Skrócenie czy praktycznie eliminacja faz przygotowawczych i przechodzenie bez należytego przygotowania do fazy realizacji – jak wynika z naszych doświadczeń – zawsze powoduje problemy w trakcie realizacji, znaczne wydłużenie terminu oraz istotny wzrost kosztów realizacji inwestycji.

### Grzech drugi – niedookreślony zakres inwestycji

Standardy realizacji inwestycji jednoznacznie wskazują, że powinno się zaczynać od identyfikacji potrzeby, następnie planować inwestycję, a potem przygotować się do realizacji tego planu. Ponieważ jednak w niektórych przypadkach priorytetem jest „wbicie łopaty”, nikt nie zada pytania, dlaczego najpierw stworzono plan, a dopiero później definicję projektu. W ten sposób nikt też nie będzie znał budżetu projektu, bo nie da się go określić w sytuacji braku zdefiniowanego zakresu inwestycji. Jest to prosta droga do wykreowania nierozwiązywalnych problemów jako konsekwencji przyspieszania harmonogramu niedookreślonego zakresu inwestycji.

Niedookreślony zakres inwestycji czy istotne zmiany zakresu, szczególnie wprowadzane w trakcie realizacji umowy EPC, podobnie jak nierealny harmonogram, są przyczynami wydłużenia terminu oraz istotnego wzrostu kosztów realizacji inwestycji.

### Grzech trzeci – brak zapewnionego finansowania przed podpisaniem kontraktu

Realizacja projektów bez pieniędzy wydaje się być nierealnym zadaniem. Niestety, bardzo często obserwujemy realizacje, gdzie umowa EPC bądź na generalnego wykonawcę dla wielomilionowych kontraktów zostaje podpisana, kiedy proces pozyskania finansowania ciągle jest w toku. Pozyskanie finansowania okazuje się trudniejsze niż zakładano, w szczególności jeśli wcześniej został popełniony grzech drugi, czyli niedookreślony zakres, a co za tym idzie – niedookreślony budżet. W przypadku niedookreślenia budżetu, dowolna kwota wydana na realizację będzie możliwa do wytłumaczenia i uzasadnienia. W efekcie płynne na projekcie będzie wszystko i wszystko będzie podlegało modyfikacjom.

Należy pamiętać jednak, że instytucje finansowe nie wyłożą pieniędzy na inwestycję, której budżet i zakres jest niedoprecyzowany. W takim wypadku pozostaje realizacja inwestycji finansowana ze środków własnych, co przy dużych inwestycjach jest zwykle nie do udźwignięcia przez zamawiającego. Brak finansowania, kiedy projekt wszedł już w fazę realizacji, powoduje szereg problemów i generuje zwykle „odchudzanie inwestycji”, co prowadzi do nieodwracalnych skutków np. w postaci wybudowania obiektu niespełniającego celów, czyli w gruncie rzeczy niepotrzebnego. Często okazuje się, że od-



chudzenie było pozorne od strony kosztowej, za to wybudowany obiekt nie spełnia pierwotnie założonych wymagań czy funkcjonalności. W ostatecznym rozrachunku widać, że pieniędzy nie wydano wcale mniej, ale otrzymano instalację lub obiekt niespełniający celów, w czasie zdecydowanie dłuższym niż pierwotnie zakładano.

#### **Grzech czwarty – narzucanie wykonawcom tekstu umowy EPC i wymagań zamawiającego, które zaakceptuje tylko ryzykant albo desperat**

Dzięki niefortunnym, często zbyt restrykcyjnym zapisom kontraktowym, mamy dużą pewność, że wyłoniony wykonawca nie będzie wiedział, jakiego zadania się podjął, nie wliczy ryzyka w cenę i zacznie zastanawiać się nad problemami dopiero gdy je napotka. Możemy spotkać się z sytuacją, że wybrany „najkorzystniejszy wykonawca” nie wliczył ryzyka w cenę, bo nigdy wcześniej takiej instalacji nie budował, a wygrał postępowanie przy pomocy „pożyczonych” referencji, przy zdecydowanie zbyt dużym apetycie na ryzyko.

Takie sytuacje, choć ryzykowne zarówno dla wykonawcy, jak i w nie mniejszym stopniu dla zamawiającego, niestety mają miejsce. Wynikają z różnych pobudek, na przykład zarząd wykonawcy chce pochwalić się przed swoimi akcjonariuszami nowym kontraktem. Nieistotne, że za trzy lata stanie przed nim przed wizją bankructwa. Jest też możliwe, że wykonawca nie do końca zdaje sobie sprawę, z jak skomplikowanym projektem ma do czynienia, ale podejmuje się realizacji ryzykownych kontraktów, bo ma wykwalifikowaną i sprawną kadrę roszczeniowców (tzw. Działy Claim Management). Taki wykonawca będzie utrzymywał, że nie do końca zdawał sobie sprawę ze złożoności inwestycji, realizacji której się podjął. Zamawiający zostaje rozgrzeszony, ponieważ dochował należytej staranności w wyborze wykonawcy,

przygotował restrykcyjne wymagania oraz kontrakt przenoszący wszystkie ryzyka na wykonawcę. Tymczasem wykonawca wybrany z zachowaniem procedur korporacyjnych od pierwszych dni realizacji inwestycji zalewa zamawiającego różnego rodzaju roszczeniami, inicjuje zmiany w taki sposób, aby wydawało się, że są one pomysłem zamawiającego czy stara się obarczyć go opóźnieniami. Takie działanie powoduje, że harmonogram realizacji wydłuża się, koszty rosną i trudno jest zapanować nad kolejnymi żądaniami wykonawcy, co stanowi ogromny problem i ryzyko dla zamawiającego.

W przypadku, kiedy mamy do czynienia z wyjątkowo dużą i skomplikowaną inwestycją, nieracjonalny kontrakt oraz zbyt wysokie wymagania dla wykonawców zwykle powodują, że liczba chętnych do udziału w postępowaniu zostaje znacznie ograniczona. Zbyt restrykcyjne wymagania oraz umowa, w której całe ryzyko związane z realizacją zostało przerzucone na wykonawcę, może spowodować, że nie wpłynie żadna oferta i trzeba będzie wielokrotnie powtarzać przetargi, zmieniając w kolejnych postępowaniach wymagania i zapisy kontraktowe dotąd, aż będą akceptowalne dla odpowiedzialnych wykonawców.

KPMG w swojej praktyce miało do czynienia z postępowaniami, które były powtarzane nawet kilkanaście razy, a proces wyboru wykonawcy trwał kilka lat, co automatycznie znacznie wydłużyło czas realizacji inwestycji.

#### **Grzech piąty – kierownik projektu bez realnych uprawnień do kierowania projektem**

Z prowadzonych przez nas analiz dużych projektów inwestycyjnych w Polsce wynika, że w wielu z nich rola kierownika projektu jest mocno niedoceniana. Sprowadza się do stanowiska administratora, bez realnego wpływu na podejmowane decyzje. Ograniczenie

REKLAMA



**Kierunek Energetyka**

POLUB NASZ PROFIL



**CENA SUKCESU**  
Nawet złożone przedsięwzięcie inwestycyjne może być zakończone sukcesem, co nie oznacza, że podczas realizacji nie będziemy musieli rozwiązywać całej masy innych problemów, które nie były możliwe do przewidzenia na etapie przygotowania i planowania

możliwości decyzyjnych kierownika projektu wpływa na blokowanie każdej decyzji na długie miesiące. Dochodzi do sytuacji, kiedy wszystkie informacje z i do realizowanego kontraktu są procedowane przez rozmaite ciała kontrolne, komitety i rady. Zespół realizacyjny zaangażowany jest w tworzenie kolejnych wersji dokumentów w różnych formatach, na kolejne ciała doradcze, kontrolne i decyzyjne, zamiast skupić się na faktycznej realizacji i podejmowaniu decyzji projektowych, których z powodu braku uprawnień podejmować nie mogą.

W takiej, niestety często spotykanej sytuacji, wykonawca czeka na każdą zmianę lub aneks tak długo, że zmiana jest spóźniona i często już nieaktualna w momencie jej wydania, co powoduje konieczność procedowania kolejnej poprawki. Dodatkowo wykonawca ma świadomość, że kierownik projektu jest de facto administratorem, a nie zarządzającym projektem. Wykorzystując sytuację i ograniczone możliwości potrafi przysłać pisma do losowo wybranych osób, w ocenie wykonawcy decyzyjnych, i do organów zamawiającego. Zamęt, jaki się wówczas tworzy, nie sprzyja faktycznemu zarządzaniu projektem, wymusza na zespole udział w naradach i spotkaniach w szerokim (nie zawsze adekwatnym) gronie. Ograniczona decyzyjność kierownika projektu wpływa niekorzystnie na tempo realizacji inwestycji.

Oczywiście zdajemy sobie sprawę, że w dużych organizacjach kluczowe decyzje muszą być podejmowane przez odpowiednie ciała decyzyjne, jednak kierownik projektu powinien mieć pewien zakres decyzyjności (w tym w zakresie decyzji finansowych), co zawsze usprawnia proces realizacji.

**Grzech szósty – procedowanie zmian na wiele sposobów równocześnie i niechęć do podejmowania decyzji**

Ten problem związany jest głównie z nieadekwatnymi zapisami kontraktowymi w zakresie wprowadzania zmian oraz ograniczonej decyzyjności kierownika projektu. Wielokrotnie spotykaliśmy się z sytuacjami, kiedy równocześnie na różnych poziomach organizacji zamawiającego procedowane są te same zmiany, inaczej nazywane. Powoduje to wytwarzanie dużej ilości, często wzajemnie sprzecznych dokumentów, które krążą w organizacji zamawiającego utrudniając lub wręcz uniemożliwiając podjęcie wiążącej decyzji projektowej, która pozwoli rozwiązać konkretny problem projektowy. Zabezpieczeniem przed wystąpieniem takiej sytuacji jest kontrakt, w którym ustalona zostanie jedna procedura zmiany i będzie to zmiana wiążąca oraz jasna i szybka (krótka) ścieżka korporacyjna procedowania zmian wykraczających poza pełnomocnictwa kierownika projektu.

**Grzech siódmy – podział inwestycji na części, które osobno nie mają prawa działać oraz zarządzanie inwestycją przez kierownika projektu nieposiadającego uprawnień decyzyjnych**

W Polsce formuła projektuj i buduj lub EPC są chętnie wybieranymi modelami realizacji inwestycji. Podstawową ideą formuły Engineering Procurement and Construction (EPC) jest zawarcie umowy, w ramach której wykonawca zobowiązuje się do dostarczenia gotowego produktu, rozumianego jako zakończony oraz przygotowany do użytkowania obiekt. Ponadto realizacja umowy musi odbywać się w reżimie czasu oraz budżetu.

Model ten ma niewątpliwie wiele zalet – w szczególności, jeśli inwestorowi zależy na czasie. Do wad tej formuły realizacji należy niewątpliwie wyższa cena, w której wykonawca uwzględni ryzyka związane m.in. z: ryczałtową formą wynagrodzenia, koordynacją prac,

wycenieniem ewentualnych nieprzewidzianych robót czy uzyskaniem lub zmianami wszelkiego rodzaju dokumentów formalnoprawnych.

W swojej praktyce wielokrotnie spotkaliśmy się z sytuacją, kiedy planowana realizacja EPC została w ramach optymalizacji kosztów podzielona na kilka odrębnych kontraktów, koordynowanych przez inżyniera kontraktu bądź samodzielnie przez zespół zamawiającego. Taki podział na pierwszy rzut oka wygląda atrakcyjnie w tabelach i sprawozdaniach dla akcjonariuszy, ponieważ teoretycznie możliwe jest zaoszczędzenie przynajmniej marży wykonawcy EPC, co oznacza, że kontrakt można zrealizować taniej. Należy wziąć pod uwagę doświadczenie wykonawców EPC oraz fakt, że nieprzygotowany klient, który na co dzień nie zajmuje się koordynacją złożonych projektów inwestycyjnych, ma – obiektywnie patrząc – bardzo małe szanse zrealizować kontrakt taniej niż przygotowany do tego wykonawca.

”

Z analiz dużych projektów inwestycyjnych w Polsce wynika, że w wielu z nich rola kierownika projektu jest mocno niedoceniana

Decyzji o podziale dużego, złożonego przedsięwzięcia inżynierskiego, oprócz kwestii potencjalnych oszczędności CAPEX, mogą towarzyszyć problemy ze znalezieniem jednego wykonawcy, które z kolei niekoniecznie wynikają z niechęci rynku do realizacji złożonego kontraktu, ale z niemożliwych do zaakceptowania warunków kontraktowych lub/i wymagań zamawiającego (grzech czwarty). Uzasadnieniem podziału zwłaszcza w ostatnich dwóch latach bywa wojna, pandemia oraz konieczność bezpośredniej kontroli inwestora.

Z naszych obserwacji wynika, że firmy, których podstawową działalnością nie jest realizacja inwestycji, nie dysponują odpowiednimi zespołami, aby móc samodzielnie, lub nawet w wsparciu inżyniera kontraktu sprawować rolę wykonawcy EPC i koordynować kilka oddzielnych, powiązanych ze sobą funkcjonalnie kontraktów. Do tego należy dodać kierownika projektu o mocno ograniczonych możliwościach faktycznego zarządzania projektem i podejmowania decyzji (grzech piąty) i... przepis na katastrofę murowany.

\*\*\*

Praca nad złożonymi projektami inwestycyjnymi jest trudna i wymaga od zamawiającego właściwego przygotowania. Duże korporacje mają szereg wymagań wewnętrznych dotyczących realizacji inwestycji, które muszą zostać wypełnione przez zespół projektowy. Re-

alizacja projektu w ustrukturyzowany sposób, zgodnie z dobrymi praktykami rynkowymi, ogranicza ryzyko porażki w realizacji, jednak nie eliminuje go zupełnie. Z kolei nadmiar procedur (zdarza się, że sprzecznych czy wzajemnie się wykluczających) utrudnia i spowalnia realizację wszystkich faz procesu inwestycyjnego.

Z naszej praktyki wynika, że najczęściej spotykany mi problemami w realizacji złożonych przedsięwzięć inwestycyjnych są nierealne harmonogramy, niedookreślony zakres projektu lub dokonywanie istotnych zmian w trakcie trwania umowy (dotyczy to głównie kontraktów EPC, gdzie wprowadzanie ważnych zmian po podpisaniu umowy jest szczególnie ryzykowne dla zamawiającego) oraz próby narzucania wykonawcom niemożliwej do zaakceptowania treści umowy.

Przeprowadzenie rzetelnej identyfikacji potrzeb, definicja celu projektu wraz ze sposobem jego realizacji, zdroworozsądkowe i usystematyzowane planowanie wraz obiektywną oceną opłacalności oraz metodyczne przygotowanie inwestycji do realizacji wraz z opracowaniem adekwatnej do formuły realizacji strategii kontraktowania (projektantów, doradców, wykonawców etc.) pozwala uniknąć spektakularnego niepowodzenia w realizacji inwestycji.

Poświęcenie dodatkowych kilku miesięcy na trzy pierwsze fazy nie jest zwykle stratą czasu, zaś dodatkowe analizy przeprowadzone podczas planowania mogą uchronić nas przed popełnianiem błędów, których rezultaty będą liczone w dodatkowych, nieplanowanych milionach złotych przeznaczonych na realizację inwestycji oraz dodatkowych latach potrzebnych na ukończenie niedostatecznie przygotowanej realizacji. Starajmy się zatem prowadzić realizację zgodnie z najlepszymi praktykami, a nie wg faz wynikających z doświadczeń w prowadzeniu dużych i małych projektów, które zostały nieco sarkastycznie zdefiniowane następująco:

1. Entuzjazm
2. Rozczarowanie
3. Panika
4. Szukanie winnych
5. Karanie niewinnych
6. Nagradzanie nieuczestniczących

Nawet złożone przedsięwzięcie inwestycyjne może nie być zakończone sukcesem, co nie oznacza, że podczas realizacji nie będziemy musieli rozwiązywać całej masy innych problemów, które nie były możliwe do przewidzenia na etapie przygotowania i planowania.

### Przypisy

- <sup>1</sup> Standardy realizacji inwestycji – Stowarzyszenie Inżynierów Doradców i Rzeczoznawców, wyd. II 2021 r.
- <sup>2</sup> Zasady udostępniania przez podmiot trzeci swoich zasobów wykonawcy ubiegającemu się o dane zamówienie publiczne zostały uregulowane w oddziale 3 rozdziału 2 działu II PZP („Kwalifikacja podmiotowa wykonawców”, „Udostępnienie zasobów”), tj. w art. 118–123 PZP. Prawo zamówień publicznych - Dz.U. i M.P. - LEX. ■

# CABLE POOLING

## Remedium na problemy z przyłączeniem do sieci?

Michał Pater

associate w Zespole Postępowań Sądowych i Arbitrażowych,  
Zespole Infrastruktury kancelarii JDP Drapała & Partners

Instalacje OZE w Polsce rosą w siłę, niemniej napotyka ją na swojej drodze także wiele przeszkód. Głównym problemem jest brak możliwości przyłączenia kolejnych instalacji. Operatorzy systemów borykają się z ograniczeniami sieci energetycznej, przez co zmuszeni są odmawiać przyłączenia.

W październiku 2023 roku zostały wprowadzone zmiany w ustawie o odnawialnych źródłach energii<sup>1</sup>, które umożliwiają współdzielenie infrastruktury przyłączeniowej. Rozwiązanie to, znane jako „*cable pooling*” (CP), to koncepcja umożliwiająca wspólne wykorzystanie przyłącza oraz mocy przyłączeniowej przez co najmniej dwie instalacje odnawialnych źródeł energii. W praktyce oznacza, że różne typy instalacji, takie jak np. farmy wiatrowe i panele fotowoltaiczne, mogą dzielić się infrastrukturą przesyłową, wykorzystując swoje unikalne charakterystyki pracy, np. różnice w efektywności w zależności od pory dnia i roku. Dzięki temu rozwiązaniu możliwe jest przyłączenie w jednym miejscu do sieci elektroenergetycznej dwóch lub większej liczby instalacji, które mogą być własnością jednego lub wielu

foto. 123rf

producentów. Inwestorzy stosując CP, mogą dążyć do wykorzystania dostępnych mocy przyłączeniowych istniejących elektrowni OZE do zainstalowania kolejnych instalacji w tym samym obszarze dostarczania energii elektrycznej. Taka strategia może stanowić skuteczne rozwiązanie w przypadku odmowy wydania warunków przyłączenia przez operatorów sieci dystrybucyjnej. A to obecnie dotyczy większości wniosków o przyłączenie do sieci.

*Cable pooling*, który wcześniej zyskał znacząco na popularności w wielu krajach europejskich, zmagających się z ograniczeniami przepustowości sieci elektroenergetycznej, dotarł również do Polski. Warto przyjrzeć się bliżej temu rozwiązaniu, gdyż mimo że CP jest formalnie uregulowany już od dłuższego czasu, nadal budzi wiele wątpliwości praktycznych.

### **Cable pooling – zalety i wady**

*Cable pooling* umożliwia maksymalne wykorzystanie potencjału punktu przyłączeniowego, co znacznie wpływa na efektywność wykorzystania istniejącej już infrastruktury sieciowej, zwiększając zainstalowaną moc OZE, bez potrzeby ponoszenia dalszych nakładów na rozbudowę możliwości przyłączeniowych istniejącej sieci. Na współdzieleniu infrastruktury przesyłowej korzystają, co do zasady, wszyscy uczestnicy procesu. Dzięki wykorzystaniu różnych źródeł energii w ramach jednego punktu przyłączeniowego, operatorzy systemów mogą zagwarantować stabilność dostaw i zwiększyć efektywność wykorzystania istniejącej już infrastruktury. Inwestorzy z kolei mogą znacznie szybciej i mniejszym kosztem przyłączyć swoje instalacje do sieci.

Rozwiązanie to niesie za sobą również szereg innych korzyści. Poprzez konsolidację kabli energetycznych w jedną trasę lub wykorzystanie istniejących tras w celu zmniejszenia kosztów infrastruktury i minimalizacji wpływu na środowisko, dochodzi do optymalizacji infrastruktury kablowej. Dodatkowo, zintegrowanie odnawialnych źródeł energii (OZE) poprzez współdzielenie kabli w ramach integracji nowych źródeł, takich jak farmy wiatrowe lub panele fotowoltaiczne, zwiększa udział energii odnawialnej w ogólnej produkcji energii.

CP nie jest jednak wolny od wad. Przede wszystkim to rozwiązanie wymaga ścisłej współpracy między wieloma operatorami sieci, co może stanowić komplikacje zarówno prawne, jak i ekonomiczne. Co więcej, dla skutecznego zastosowania rozwiązań CP niezbędne jest szczegółowe określenie warunków oraz zasad współdzielenia infrastruktury, tak by zapewnić wszystkim beneficjentom równomierne korzyści. Rozwiązanie to nie gwarantuje efektywności na obszarach gęsto zabudowanych.

### **CP w praktyce, czyli dużo wątpliwości**

Mimo że regulacje dotyczące CP weszły w życie już w październiku 2023 roku, procedura przyłączenia do sieci w ramach tej metody nadal wzbudza liczne

wątpliwości. Przede wszystkim, zgodnie z obecnymi regulacjami, nowi inwestorzy w źródła odnawialnej energii mogą ubiegać się o wykorzystanie mocy, która już została przyznana innej firmie, a nie są uprawnieni do współdzielenia infrastruktury technicznej przyłączenia. W związku z tym muszą negocjować warunki przyłączenia z odpowiednim operatorem systemu dystrybucyjnego.

Ponadto nie ma możliwości umówienia się bezpośrednio między dwoma przedsiębiorcami, którzy chcą wspólnie korzystać z mocy przyłączeniowej i infrastruktury. Decyzja o możliwości podłączenia w danym miejscu większej liczby źródeł energii odnawialnej, nawet gdy generowana przez nie energia jest komplementarna, nadal należy do operatorów sieci.

Co więcej, dla instalacji odnawialnych źródeł energii przyłączonych do sieci w jednym punkcie przyłączenia wydawane są wspólne warunki. Jednak każda z tych instalacji OZE, podłączona do sieci elektroenergetycznej w ramach CP, powinna posiadać swój własny punkt pomiarowy. Wspomniane warunki wymagają doprecyzowania, a jak dotąd więcej jest wątpliwości niż wyjaśnień.

”

*Cable Pooling* powoli staje się rzeczywistością w Polsce. Trzeba jednak zaznaczyć, że niska przepustowość sieci w naszym kraju może stanowić tutaj główną barierę transformacji energetycznej

### **Czy jest szansa na sukces?**

Kontrowersje dotyczą także tego, co należy rozumieć jako brak spełnienia warunków technicznych, ekonomicznych oraz techniczno-ekonomicznych. Pojawiały się także liczne wątpliwości dotyczące przyłączeń publicznoprawnych oraz w drodze tzw. komercyjnego przyłączenia. Prezes URE zauważył konieczność odpowiedzi na wymagania współczesnej gospodarki oraz spełnienia zobowiązań Polski wynikających z polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej i szczegółowych przepisów regulacyjnych. Coraz więcej pojawiało się bowiem odmów określenia warunków przyłączenia do sieci elektroenergetycznej, zarówno dystrybucyjnej, jak i przesyłowej, oraz zanotowano wzrost liczby sporów między podmiotami zainteresowanymi inwestycjami w źródła odnawialne a odpowiednimi operatorami sieci. W celu wyjaśnienia powyższych kwestii, Prezes URE opublikował informacje dotyczące kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze

przyłączenia do sieci<sup>2</sup>. Wskazał w nich m.in., że brak spełnienia warunków technicznych występuje wyłącznie w sytuacji, gdy przeszkoda techniczna jest trwała (nieusuwalna żadnymi działaniami) oraz obiektywna (niemożliwa do usunięcia). Przyłączenie do sieci jest wtedy niemożliwe w aktualnym i przyszłym stanie sieci, niezależnie od podejmowanych działań naprawczych. Brak spełnienia warunków ekonomicznych wystąpi według Prezesa URE tylko w przypadku, gdy przyłączenie nie jest możliwe ze względu na to, że może spowodować przerzucenie kosztów na odbiorcę, w planie rozwoju sieci nie zostały zaplanowane niezbędne urządzenia sieciowe, lub gdy nie ma możliwości pozyskania zewnętrznego finansowania. Z kolei brak spełnienia warunków techniczno-ekonomicznych zachodzi w przypadku, gdy przyłączenie jest co prawda technicznie wykonalne, ale plan rozwoju nie przewiduje rozbudowy sieci i niezbędne jest współfinansowanie przez wnioskującego.

W wyjaśnieniu zostały wskazane również istotne wytyczne w zakresie przyłączenia instalacji OZE w trybie komercyjnym. Podmiot wnioskujący, którego instalacja nie spełnia wspomnianych wyżej warunków, może domagać się przyłączenia w trybie komercyjnym, zgodnie z art. 7 ust. 9 ustawy Prawo energetyczne. Operator zobowiązany jest wówczas do wskazania opłaty przyłączeniowej w wysokości uzgodnionej z wnioskującym. Ewentualny konflikt pomiędzy wnioskodawcą a operatorem nie blokuje możliwości przyłączenia w trybie komercyjnym. Podmioty wnioskujące mają prawo do ponownego złożenia wniosku, na przykład wskazując inną, bardziej korzystną lokalizację przyłączenia, a operatorzy nie

są uprawnieni ani do oceny zgodności z prawem, ani możliwości realizacji decyzji dotyczących warunków zabudowy, jak również do kwestionowania możliwości umieszczenia instalacji OZE na terenie wskazanym w decyzji.

### Powoli do przodu

CP powoli staje się rzeczywistością w Polsce. Trzeba jednak zaznaczyć, że niska przepustowość sieci w naszym kraju może tutaj stanowić główną barierę transformacji energetycznej. Określenie „powoli” nie jest przypadkowe. Obecnie możliwe jest już współdzielenie przyłącza na rzecz dwóch wzajemnie uzupełniających się instalacji OZE, a także tworzenie instalacji hybrydowych, w ramach których wytwórcy energii mogą zawierać między sobą stosowne porozumienia co do tego, który podmiot odpowiedzialny będzie za ubieganie się o uzyskanie warunków przyłączeniowych. Aczkolwiek, jak wynika z analizy przedstawionych powyżej problemów, nadal istnieje wiele kwestii tamujących skuteczne stosowanie CP. Wydaje się jednak, że dalsze korzystne dla przedsiębiorców rekomendacje Prezesa URE są jedynie kwestią czasu i to rozwiązanie stanie się w przyszłości równie powszechne, co w innych europejskich państwach.

### Przypisy

- <sup>1</sup> Regulacje dotyczące CP zostały wprowadzone ustawą z 17 sierpnia 2023 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw, Dz.U.2023 poz.1762.
- <sup>2</sup> Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 15/2024 dotycząca kwestii wywołujących najczęstsze wątpliwości w obszarze przyłączenia do sieci z dnia 22 marca 2024 r. ■

#### WĄTPLIWOŚCI ODNOŚCIE CABLE POOLING

Mimo że regulacje dotyczące CP weszły w życie już w październiku 2023 roku, procedura przyłączenia do sieci w ramach tej metody nadal wzbudza liczne wątpliwości





fot. 123rf

# INTELIGENTNA FABRYKA

## Możliwości i wyzwania

**Krzysztof Radziwon**

partner, lider sektora produkcyjnego, Deloitte

**Maciej Plebański**

dyrektor ds. rozwoju sektora produkcyjnego, Deloitte

Koncepcja inteligentnej fabryki, opierającej się na zaawansowanych technologiach cyfrowych, robotyzacji, automatyzacji i integracji danych, wciąż ewoluuje, stając się źródłem zarówno nowych możliwości, jak i wyzwań, które należy przezwyciężyć.

**W** dzisiejszym pełnym wyzwań i możliwości świecie digitalizacja procesów produkcyjnych stanowi nieodłączny element przekształceń w sposobie, w jaki firmy zarządzają swoimi operacjami, konkurują na rynku i dostarczają produkty i usługi swoim klientom.

Wdrożenie rozwiązań technologicznych to bardzo często kompleksowy proces wymagający zaangażowania zarówno środków finansowych, jak i zasobów ludzkich. Automatyzacja i robotyzacja procesów produkcyjnych mogą przynieść znaczne korzyści w postaci zwiększonej wydajności, obniżenia kosztów i poprawy

jakości produktów. Jednakże tego typu zmiany często wiążą się również z koniecznością przekształcenia kultury organizacyjnej, przekwalifikowania pracowników oraz dostosowania procedur i procesów pracy do nowych realiów.

### Adaptacja do zmian

Internet Rzeczy (IoT) odgrywa istotną rolę w kontekście inteligentnych fabryk, umożliwiając integrację urządzeń, sensorów i systemów, co pozwala na monitorowanie i sterowanie procesami produkcyjnymi w czasie rzeczywistym. Postępująca integracja, wymiana danych między systemami za pośrednictwem sieci przewodowych i bezprzewodowych (w tym 5G) i ostatecznie zależność organizacji od systemów informatycznych niesie jednak ze sobą nie tylko korzyści, ale generuje również ryzyko operacyjne. Wiąże się ono chociażby z atakami cybernetycznymi, a w konsekwencji utratą poufności danych (np. receptury, technologie wytwarzania, nastawy maszyn) i integralności systemów, co wymaga skutecznych działań z zakresu cyberbezpieczeństwa.

Analityka danych oraz rozwijająca się w nieprawdopodobnym tempie sztuczna inteligencja otwierają nowe możliwości dla firm w zakresie zarządzania danymi, przewidywania trendów rynkowych i optymalizacji operacji produkcyjnych. Jednakże ich skuteczność może być ograniczona przez zachowania i postawę ludzi (opór), procesowe ograniczenia czy też inercję organizacyjną. Adaptacja pracowników do zmian w zakresie technologii i sposobów pracy może stanowić znaczne wyzwanie, zwłaszcza w przypadku firm o tradycyjnej strukturze organizacyjnej i kulturze pracy.

Kluczowym elementem sukcesu jest również odpowiedni dobór technologii oraz przeprowadzenie wstępnych testów i eksperymentów (*proof of concept* – PoC), które pozwolą na zidentyfikowanie najlepiej dopasowanych rozwiązań do potrzeb i celów organizacji. Wprowadzenie nowych technologii bez wcześniejszej analizy i planowania może prowadzić do straty czasu, pieniędzy i zasobów. W tym miejscu jednak konieczne jest dodatkowe słowo wyjaśnienia. Zwłaszcza w przypadku PoC, w odniesieniu do technologii takich jak AI (aczkolwiek trudno wymienić inne podobne), wybranie „niewłaściwego” materiału na PoC może doprowadzić do wyrzucenia za burtę całej technologii. Ostatecznie może to przynieść więcej szkód niż pożytku. W takich przypadkach warto rozważyć wybranie kilku równoległych pomysłów opierających się o tę samą technologię, grupę technologii czy podobny zestaw danych do realizacji. Przy podobnych nakładach można w takim przypadku przetestować kilka zastosowań.

### Wyzwania związane z brakiem lub spójnością danych

W dzisiejszym świecie coraz bardziej skomplikowanej produkcji, integracja procesów produkcyjnych

## OBSZARY CYFROWEJ TRANSFORMACJI

**Mówiąc o cyfrowych czy inteligentnych fabrykach, mamy na myśli przede wszystkim obszary takie jak:**

1. Automatyzacja i robotyzacja: wprowadzenie robotów i zaawansowanych systemów automatyzacji może znacząco zwiększyć wydajność produkcji oraz obniżyć koszty pracy. Niebawem do tradycyjnych robotów przemysłowych dołączą również roboty humanoidalne.
2. Przemysłowy internet rzeczy (IIoT): integracja urządzeń i systemów dzięki internetowi rzeczy umożliwia monitorowanie i sterowanie procesami produkcyjnymi w czasie rzeczywistym. Chcielibyśmy zwrócić uwagę zwłaszcza na komponent związany z integracją urządzeń i systemów. Każde wykorzystanie danych pochodzących z linii produkcyjnych, sterowników czujników czy natywnych systemów sterujących maszynami będzie wymagało (co jest oczywiste, ale się o tym zapomina) zbudowania integracji pozwalającej komunikować się z poszczególnymi urządzeniami środowisku OT. Ten fundament jest czynnikiem higienicznym – niezbędnym do zastosowań związanych z monitorowaniem procesów produkcyjnych, zastosowań analitycznych czy wykorzystaniem sztucznej inteligencji.
3. Analityka danych: wykorzystanie zaawansowanych narzędzi analitycznych do przetwarzania i interpretacji danych pozwala na lepsze monitorowanie i zarządzanie procesami produkcyjnymi oraz podejmowanie bardziej trafnych decyzji biznesowych, chociażby w zakresie doboru optymalnych marszrut, sekwencji realizacji zamówień w kontekście wymaganych przezbrojeń itp.
4. Sztuczna inteligencja (AI): rozwój sztucznej inteligencji już teraz umożliwia automatyzację procesów decyzyjnych, prognozowanie trendów rynkowych oraz optymalizację operacji produkcyjnych. Ostatnie kilkanaście miesięcy to rewolucja związana z GenAI. Te modele językowe są warstwą pozwalającą przeciętnemu, wytrenowanemu użytkownikowi korzystać z potencjału sztucznej inteligencji.



jest kluczowym elementem poprawy wydajności, efektywności i konkurencyjności. Mimo postępu technologicznego wciąż wiele firm nadal boryka się (albo nawet nie zaczęło borykać się) z wyzwaniami związanymi ze spójnością danych między środowiskami, co może prowadzić do opóźnień w procesach produkcyjnych, nieoptymalnych decyzji (choćby w zakresie wyboru marszrut), błędów i utraty przychodów. Zgodnie z zasadą „możesz zoptymalizować tylko to, co mierzysz” brak danych pomiarowych i ana-



litycznych znacząco utrudnia skuteczne zarządzanie procesami produkcyjnymi (patrz punkt o budowaniu fundamentów – ramka).

Do najczęściej spotykanych problemów należą:

- Brak homogeniczności – wiele firm posiada różnorodne systemy IT i urządzenia produkcyjne, korzystające z różnych protokołów komunikacyjnych, rezultatem czego jest często brak spójności definicji danych między nimi, utrudniając integrację procesów i uzyskanie jednego spójnego obrazu rzeczywistości.
- Mnogość interfejsów – istnienie różnych standardów komunikacyjnych i interfejsów między systemami sprawia, że wymiana danych może być trudna i czasochłonna.
- Opóźnienia (ang. *latency*) – z uwagi na „wiekość” stosowanych w maszynach interfejsów firmy bardzo często otrzymują dane ze znacznym opóźnieniem, zwiększając konieczność ręcznej manipulacji danymi oraz konfiguracji systemów.
- Brak konwergencji IT/OT – podział infrastruktury na dwa niezależne obszary IT (*information technologies*) oraz OT (*operational technology*).

Rozwiązaniem wielu problemów związanych z komunikacją jest wdrożenie sieci kampusowych bazujących na rozwiązaniach 5G. Technologia ta oferuje niskie opóźnienia i wysoką przepustowość danych, co umożliwia szybką i płynną wymianę danych między różnymi systemami produkcyjnymi. Urządzenia produkcyjne mogą być bardziej mobilne, co ułatwia integrację procesów produkcyjnych i zapewnia większą elastyczność w zarządzaniu produkcją. Dodatkowo łączność 5G wspiera rozwój Internetu Rzeczy (IoT), pozwalając na połączenie większej liczby urządzeń produkcyjnych i zbieranie

danych w czasie rzeczywistym. Szybka i niezawodna łączność stwarza możliwości dla rozwoju zaawansowanej automatyzacji w produkcji, co może zmniejszyć błędy i zwiększyć efektywność.

”

W obliczu szybkich zmian technologicznych, rosnącej konkurencji i wymagań rynkowych, firmy muszą stale dostosowywać się do nowych realiów

### Utrzymanie ruchu w firmach produkcyjnych: analiza, wyzwania, trendy

W dzisiejszym dynamicznym świecie, firmy stoją przed nieustannymi wyzwaniami w utrzymaniu sprawnego i efektywnego procesu produkcyjnego. Zarządzanie utrzymaniem ruchu, czyli Maintenance, Repair and Operations (MRO), to kluczowy element sukcesu w tych organizacjach. Jednak, w obliczu szybkich zmian technologicznych, rosnącej konkurencji i wymagań rynkowych, firmy muszą stale dostosowywać się do nowych realiów, podejmując innowacyjne działania.

Głównymi wyzwaniami są przede wszystkim:

- starzejąca się infrastruktura – wiele firm produkcyjnych boryka się z problemem starzejącego się parku maszynowego („stary” może mieć skrajnie różne definicje w zależności od branży), co może prowadzić do wzrostu awaryjności maszyn i spadku wydajności produkcji.



#### ŚWIATY, KTÓRE SIĘ PRZENIKAJĄ

Digitalizacja procesów w zakładach produkcyjnych ma dwie twarze: twarz świata IT oraz świata OT. Za tę pierwszą od zawsze odpowiadali inżynierowie związani z produkcją i UR, za drugą – szeroko rozumiany „biznes” i IT

foto: 123rf

- Koszty utrzymania – koszty związane z utrzymaniem ruchu mogą być znaczące, zwłaszcza jeśli firma posiada duży park maszynowy wymagający regularnej konserwacji i napraw – w szczególności, jeżeli działalność jest rozproszona geograficznie, nie pozwalając na korzystanie z jednego zespołu utrzymania ruchu.
- Brak wykwalifikowanych pracowników – rozwój technologiczny wymaga kadry z umiejętnościami zarówno mechanicznymi, jak i informatycznymi, co może być trudne do pogodzenia na obecnym rynku pracy.

Rosnąca świadomość zarządzających firmami produkcyjnymi oraz rozwój technologiczny sprzyjają wdrażaniu nowoczesnych rozwiązań w utrzymaniu ruchu, kładąc nacisk między innymi na:

- wykorzystanie danych generowanych przez sensory i systemy monitorowania maszyn do prognozowania awarii oraz optymalizacji harmonogramów konserwacji;
- przejście z reaktywnej gospodarki remontowej maszyn do strategii opierającej się na danych i przewidywalności, dzięki czemu w znacznie większym stopniu możliwe jest unikanie nieplanowanych, a tym samym zdecydowanie bardziej kosztownych przestoju produkcyjnych (gospodarka remontowa bazująca na faktycznym, mierzonym stanie zużycia lub o przewidywania awarii [„state based” lub „predictive” maintenance]);
- wprowadzenie technologii automatyzacji i sztucznej inteligencji do procesów utrzymania ruchu, umożliwiające szybsze wykrywanie problemów i podejmowanie bardziej efektywnych działań naprawczych,
- wykorzystanie koncepcji Industry 4.0 do transformacji procesów utrzymania ruchu poprzez integrację danych, cyfryzację procesów oraz rozwój inteligentnych systemów wspomagających decyzje.

W utrzymaniu ruchu w firmach produkcyjnych niezmiennie pojawiają się wyzwania, jednak oręż, jakim dysponują firmy: nowoczesne technologie, innowacyjne podejście do tradycyjnych procesów, umożliwiają skuteczne zarządzanie infrastrukturą produkcyjną, minimalizowanie kosztów i zapewnienie ciągłości operacyjnej. Wprowadzenie strategii opierających się na danych, automatyzacji i sztucznej inteligencji pozwala firmom przekształcić zespoły utrzymania ruchu z centrów kosztu w strategiczne narzędzia wspierające osiąganie celów biznesowych.

### Inteligentna fabryka

Idea inteligentnej fabryki, bazującej na zaawansowanych technologiach cyfrowych i automatyzacji, od lat budzi wielkie oczekiwania i nadzieję na poprawę wydajności, jakości i elastyczności produkcji. Mimo postępów technologicznych nadal istnieją tu jednak

## NIECHĘĆ DO NOWINEK TECHNOLOGICZNYCH



foto: Deloitte

– W organizacjach inwestujących w technologię problemem nie jest często brak funduszy, a trudność przebicia się z przekazem z poziomu produkcji do decydentów. Drugi czynnik to niechęć sporej części osób odpowiedzialnych za produkcję do nowinek technologicznych i podejście „znam mój zakład najlepiej i wiem, co jest potrzebne”. I o ile automatyzacja i robotyzacja stały się chlebem powszednim, o tyle wykorzystanie platform serwisowych jako systemów CMMS/MRO, zaawansowanej analityki czy możliwości, jakie daje uczenie maszynowe, ciągle jeszcze raczkuje – zaznacza **Maciej Plebański**, dyrektor ds. rozwoju sektora produkcyjnego firmy Deloitte.

liczne wyzwania i zagrożenia związane z realizacją tego konceptu.

1. Koszty bezpośrednie: przede wszystkim wdrożenie koncepcji inteligentnych fabryk wymaga nakładów inwestycyjnych i to znaczących. Zwłaszcza na początku, kiedy w istniejących fabrykach budowane są fundamenty, o których pisaliśmy wcześniej. Zapewnienie integracji i wymiany danych będące podstawą wszystkich dalszych procesów transformacyjnych jest kosztowne, ale samo w sobie nie przynosi korzyści. Dopiero umiejętne wykorzystanie tych podwalin pozwala na prawdziwą transformację.
2. Koszty alternatywne: niezrealizowanie transformacji w kierunku inteligentnej fabryki może prowadzić (w przypadku, kiedy konkurencja pójdzie tą drogą, albo już tam idzie) do utraty konkurencyjności, relatywnego spadku wydajności i trudności w utrzymaniu rynkowej pozycji.

3. Bezpieczeństwo cybernetyczne (cybersecurity): jak wspominaliśmy, postępująca integracja, wymiana danych między systemami i rosnąca zależność organizacji od systemów informatycznych niesie ze sobą nie tylko korzyści, ale generuje również ryzyko operacyjne związane z bezpieczeństwem wykorzystywanych technologii.
4. Adaptacja i akceptacja pracowników: wprowadzenie automatyzacji i robotyzacji może wymagać przekwalifikowania lub przeszkolenia pracowników, co może spotkać się z oporem ze strony załogi.

Z tymi wyzwaniem wiąże się również konkretne szanse:

1. Zwiększona wydajność i efektywność: inteligentna fabryka pozwala na optymalizację procesów produkcyjnych, eliminując straty czasu i zasobów oraz zwiększając efektywność operacyjną.
2. Poprawa jakości: wykorzystanie zaawansowanych technologii pozwala na lepszą kontrolę jakości produktów poprzez monitorowanie i analizę danych w czasie rzeczywistym.
3. Elastyczność produkcyjna: inteligentne fabryki są bardziej elastyczne i zdolne do szybkiego reagowania (szybkie przebrojenia) na zmiany w zapotrze-

- bowaniu rynkowym oraz dostosowywania się do indywidualnych potrzeb klientów.
4. Innowacyjność: stworzenie inteligentnej fabryki może pobudzić innowacje w firmie poprzez wprowadzenie nowych technologii i procesów produkcyjnych.

\*\*\*

Digitalizacja procesów w firmach produkcyjnych ma dwie twarze: twarz świata IT oraz świata OT. Za tę pierwszą od zawsze odpowiadali inżynierowie związani z produkcją i utrzymaniem ruchu oraz automatycy. Za drugą – szeroko rozumiany „biznes” i IT. Z biegiem czasu te dwa światy coraz bardziej się przenikają. Nie ma jednego spójnego wzorca pokazującego, jak przebiega linia demarkacyjna między tymi obszarami. Jest grupa przedsiębiorstw, w których linia między IT i OT jest umowna i mało widoczna. Są też takie, gdzie rozdział między funkcjami odpowiedzialnymi za te obszary jest niezwykle wyraźny. Co więcej, w wielu grupach, które rozwijały się przez akwizycję, ten obraz nie jest spójny i różni się między podmiotami.

”

Wprowadzenie nowych technologii bez wcześniejszej analizy i planowania może prowadzić do straty czasu, pieniędzy i zasobów

Co znamienne, dużo szybciej w organizacjach powstających poprzez łączenie podmiotów przebiega integracja obszaru IT. OT pozostaje często niezmiennie jeszcze przez wiele lat, co tłumaczone jest (poniekąd zrozumiale) różnicami w parku maszynowym. Co stoi na przeszkodzie wprowadzenia spójnych standardów w zakresie zarządzania procesami produkcyjnymi i parkiem maszynowym? Na integrację obszaru IT – systemy CRM/ERP/HR itp. – przeznaczane są znaczące nakłady inwestycyjne. OT? Cóż, tu bywa różnie. O ile wiele przedsiębiorstw dąży do ujednolicenia systemów ERP czy np. systemów zarządzania usługami IT, wpisując to w swoje strategie IT, nie jest to już tak oczywiste w obszarze OT.

Standaryzacja między zakładami produkcyjnymi systemów z pogranicza IT i OT, takich jak systemy klasy MES czy CMMS, nie jest łatwa. Popatrzmy trochę „przewrotnie” na środowiska IT i OT. Na systemy wspomagające zarządzanie usługami i świadczenia usług IT wydawane są znaczące fundusze, gdy dla odmiany systemy ekwiwalentne w świecie linii produkcyjnych, wspomagające proces utrzymania ruchu, traktowane są „po macoszemu”. Biorąc pod uwagę fakt, że mówimy o firmach, których sercem jest produkcja, może się to wydawać zaskakujące. ■

## NIE MA ODWROTU



foto: Deloitte

– Od cyfryzacji procesów produkcyjnych, wykorzystania danych, jakie można gromadzić między innymi z kontrolerów, czujników, systemów SCADA, natywnych systemów sterowania liniami produkcyjnymi w sprawniejszym procesie podejmowania decyzji – nie ma odwrotu – podkreśla **Krzysztof Radziwon**, partner i lider sektora produkcyjnego z Deloitte.

XXIII Konferencja Naukowo-Techniczna

# BEZPIECZEŃSTWO INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH



Infrastruktura krytyczna

24-26  
września 2024 r.  
SZCZECIN

## NOWA WIZJA BEZPIECZEŃSTWA

Przyszłość i rola bezpieczeństwa w przemyśle

Szacowanie ryzyka i wzmocnienie infrastruktury krytycznej

System zarządzania bezpieczeństwem

Bezpieczeństwo a nowe technologie

ORGANIZATOR



HONOROWY GOSPODARZ



PARTNER BRANŻOWY



PATRONAT MEDIALNY

ENERGETYKA

[kierunekenergetyka.pl](http://kierunekenergetyka.pl)

CHEMIA

[kierunekchemia.pl](http://kierunekchemia.pl)

# CHEMICZNE ZABEZPIECZENIE SIECI CIEPŁOWNICZYCH I UKŁADÓW GRZEWCZYCH

**Tomasz Biliński**

EPURO – systemy uzdatniania wody

Jak można zabezpieczać układy grzewcze kotłowni wodnych oraz ciepłowniczych przed destruktywnym działaniem tlenu? Preparaty chemiczne są skuteczną alternatywą dla systemów odgazowania.

Zadaniem zamkniętych układów grzewczych, kotłowni wodnych oraz sieci ciepłowniczych jest dostarczenie ciepła odbiorcom. Do wykonania powyższych instalacji wykorzystuje się takie materiały jak stal czarna czy miedź. Nie można wykluczyć też lokalnie użycia innych materiałów, np. aluminium. Sposób pracy tych systemów charakteryzuje się niewielką wymianą wody, zmienną temperaturą, możliwością wtórnego nasycania się tlenem oraz zawartością rozpuszczonych soli, ma wpływ na właściwości korozyjne i osadotwórcze.

Typowymi problemami, które występują w układach zamkniętych, są:

- procesy korozyjne,
- procesy osadotwórcze,
- powstawanie zawiesiny z produktów korozji i osadów,
- niekontrolowany rozwój mikroorganizmów w martwych odcinkach instalacji.

Jednym z głównych czynników wpływających na korozję są gazy, w szczególności rozpuszczony tlen. Powoduje on przebieg bardzo niebezpiecznego procesu korozji wżerowej.

## Usuwanie tlenu z wody

Do głównych metod usuwania tlenu z wody należy:

- termiczne odgazowanie wody,
- próżniowe odgazowanie wody,
- chemiczne odtlenianie wody.



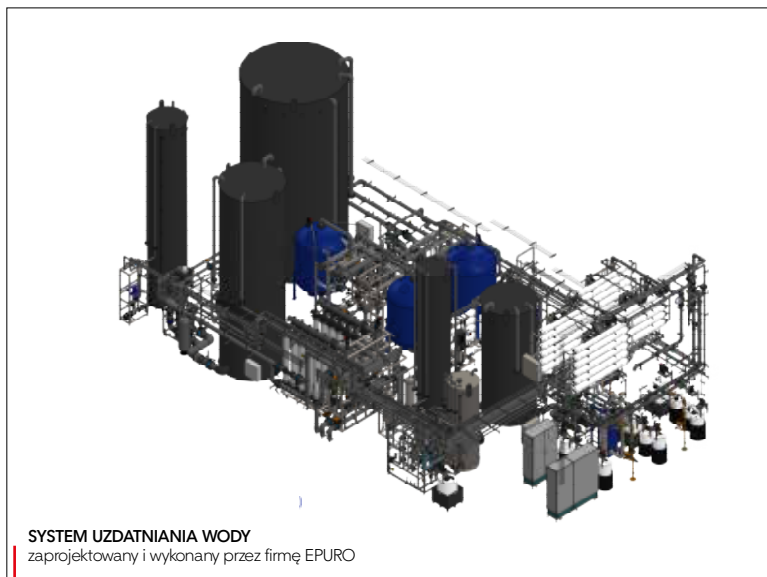
FOT. 1  
Przykład powstałej korozji wżerowej

Pierwsze dwie metody bazują na wykorzystaniu specjalistycznych urządzeń. Koszty budowy systemów odgazowania oraz eksploatacji w wielu przypadkach są wielokrotnie wyższe od kosztów korekty chemicznej. Dodatkowo, ze względu na swoje ograniczenia po zastosowaniu tych metod, należy wprowadzić produkt chemiczny, którego celem jest związanie tlenu resztkowego nieulegającego odgazowaniu w w/w procesach (spodziewana zawartość tlenu w wodzie po w/w procesach 0,05 – 0,5 mg/L). Trzeba również pamiętać, że pomimo całkowitego związania tlenu w wodzie uzupełniającej, może on wtórnie przenikać do wody obiegowej z powietrza w trakcie eksploatacji systemu. W związku z powyższym, całkowita redukcja tlenu w układzie może nastąpić tylko poprzez jego wiązanie za pomocą określonego reduktora chemicznego. Standardowo proces ten prowadzi się w oparciu o utrzymanie nadwyżki odpowiedniego związku chemicznego w wodzie obiegowej. Do chemicznego wiązania tlenu

TAB. 1

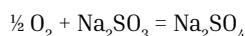
Rozpuszczalność tlenu w wodzie w zależności od jej temperatury

Temperatura wody [°C]	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	99
Zawartość tlenu [mg/L]	11,25	9,10	7,50	6,40	5,50	4,70	3,00	2,81	1,60	0,86	0,18

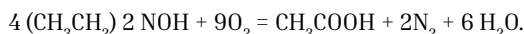


często stosowane są preparaty bazujące na siarczynie sodu lub DEHA. Środki te nie powodują strącania się osadów oraz gwarantują utrzymanie odpowiedniej zawartości tlenu w wodzie obiegowej.

Proces wiązania tlenu z zastosowaniem siarczynu sodowego przebiega według następującej reakcji chemicznej:



Proces wiązania tlenu z zastosowaniem DEHA odbywa się według reakcji:



W reakcji otrzymujemy  $CH_3COOH$ , który ma właściwości dyspersyjne (zapobiega wytrącaniu różnych soli, w tym również węglanu wapnia).

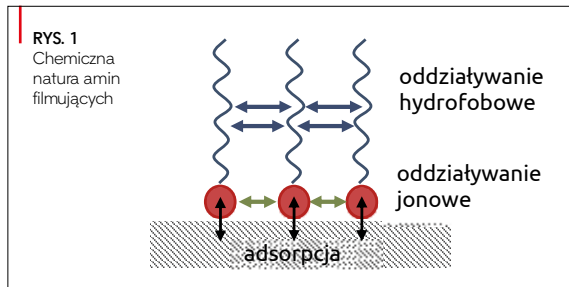
### Produkty bazujące na aminach filmujących

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 wykorzystywania technologii amin filmujących w Polsce. Produkty EPURCET zbudowane są na bazie amin filmujących, amin

TAB. 2  
Produkty aminowe  
EPURO

Produkt	Układ zawierający materiały aluminiowe	Składnik czynny
EPURCET W3100	-	Aminy filmujące, aminy neutralizujące, dyspersant, inhibitor korozji miedzi
EPURCET W328	+	Aminy filmujące, dyspersant, inhibitor korozji miedzi



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 nie powodujący obniżenia zdolności przenikania ciepła.

Aminy filmujące posiadają podwójną chemiczną naturę:

- hydrofilowe grupy aminowe wykazują powinowactwo do metalu,
- hydrofobowe ogony węglowodorowe tworzą wodoodporną barierę.

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 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 z powodzeniem prowadzony bez dodatkowej rozbudowy systemów w urządzenia techniczne służące do odgazowania wody.

Przedmiotem niniejszego opracowania jest wskazanie możliwości zabezpieczenia układów grzewczych, kotłowni wodnych oraz ciepłowniczych przed destruktywnym działaniem tlenu za pomocą reduktorów chemicznych. Zwracamy uwagę na to, że prawidłowo dobrany program uzdatniania wody powinien zapewniać pełną ochronę instalacji także przed innymi czynnikami korozyjnymi oraz czynnikami osadotwórczymi. ■

# APLIKACJA BMP

**BEZPŁATNE NARZĘDZIE  
dla uczestników konferencji**



budujemy możliwości  
porozumienia

## Aktualne informacje o wydarzeniu

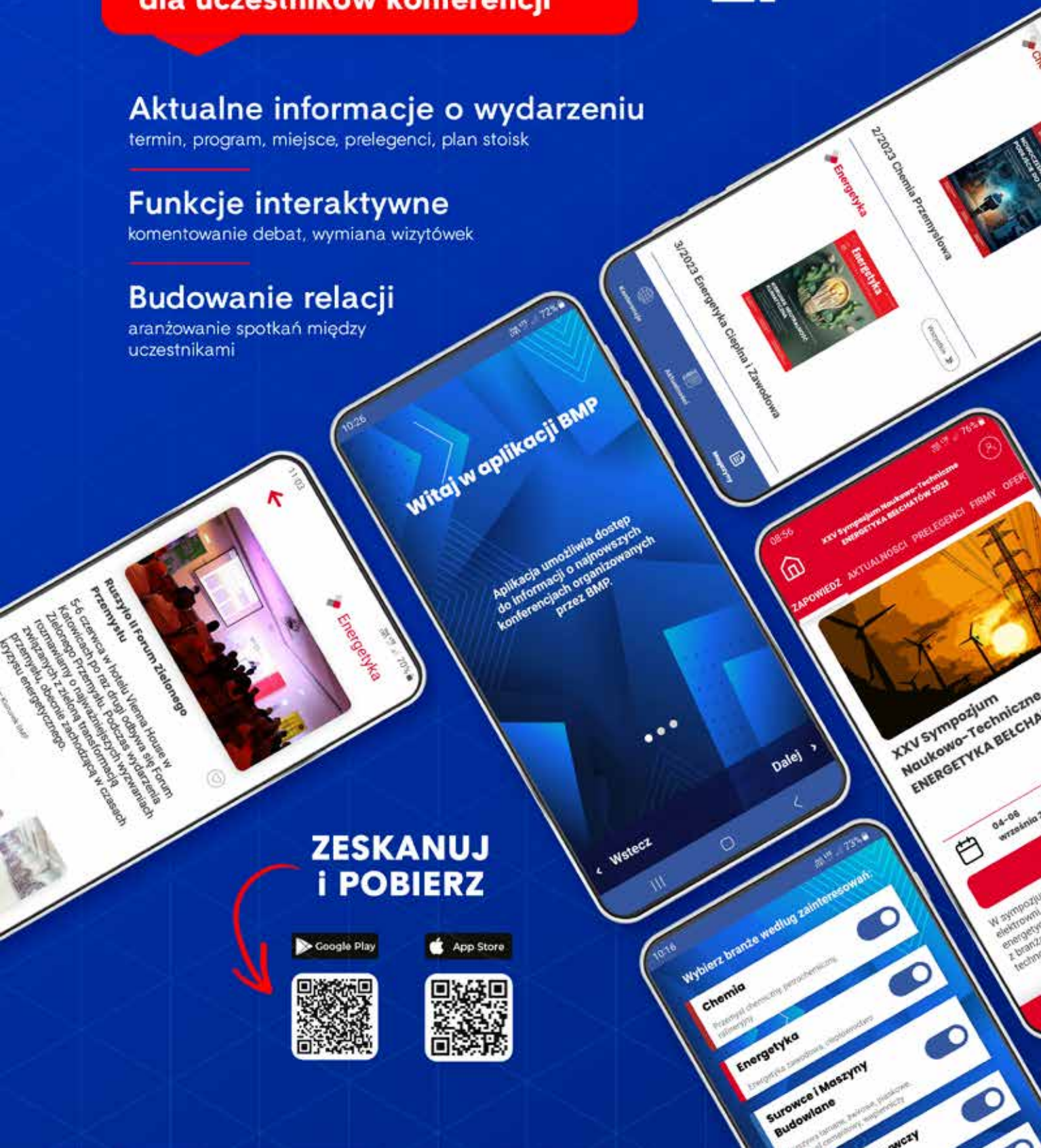
termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

## Funkcje interaktywne

komentowanie debat, wymiana wizytówek

## Budowanie relacji

aranżowanie spotkań między  
uczestnikami



**ZESKANUJ  
i POBIERZ**

Google Play

App Store



XXVI Sympozjum Naukowo-Techniczne

# ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2024

2-4 września 2024 r.

Bełchatów



WIĘCEJ  
INFORMACJI



Od konwencjonalnej do innowacyjnej

# ZAPROJEKTUJMY NOWĄ ENERGETYKĘ



ORGANIZATOR



budujemy możliwości  
porozumienia

PATRONAT MEDIALNY

ENERGETYKA

kierunekenergetyka.pl