

DWUMIĘSIĘCZNIK nr 2(88)/2023  
ISSN 1899-0886  
CENA – 20 Zł (W TYM 8% VAT)

# nowa Energia



**Łukasiewicz**  
Górnośląski  
Instytut  
Technologiczny

## Łukasiewicz - GIT

wiodącą jednostką badawczą w kraju i za granicą



Prof. dr hab. inż. Janusz Dobrzański,  
Lider Obszaru Łukasiewicz - GIT

Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński,  
Dyrektor Łukasiewicz - GIT

Dr inż. Hanna Purzyńska,  
Dyrektor Centrum Badań Materiałów Łukasiewicz - GIT



# Pierwszy precyzyjny przepływomierz masowy do stacji dystrybucji wodoru



Certyfikat zgodny ze standardem OIML R 139 2018



Model TMU-W

## Mobilność przyjazna dla klimatu



- Precyzyjny pomiar wodoru
- Kompaktowa i innowacyjna konstrukcja
- Ciśnienie pracy do 1000 BAR
- Zakres pomiarowy 4 kg/min H<sub>2</sub>
- 2 wyjścia sygnałowe 4-20mA
- Wyjście impulsowe/częstotliwościowe
- Wyjście statusowe
- OIML R139 klasa dokładności 1.5
- SAEJ2601 Fuelling

Certyfikaty: - OIML R139 Evaluation, ATEX type approval, IECEx type approval, KCS approved (S. Korea), NEPSI approved (China)



**Skontaktuj się z nami, żeby  
przedyskutować swoją aplikację**  
**22 666 1894/96 [www.kobold.com](http://www.kobold.com)**  
**[info.pl@kobold.com](mailto:info.pl@kobold.com)**



30 Lat  
w Polsce

# Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni



Układ przygotowania  
wody do uzupełnienia  
sieci ciepłowniczej

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych  
systemów generacji wody dla ciepłownictwa

Jakość wody ma kluczowe znaczenie w przemyśle energetycznym.  
Właściwie uzdatniona woda, to gwarancja wieloletniej, bezawaryjnej  
pracy systemu grzewczego oraz optymalizacja kosztów eksploatacji.

PONAD  
**300**  
ZREALIZOWANYCH  
PROJEKTÓW  
dla branży  
ciepłowniczej  
w Polsce



**Doradztwo**

Doradztwo  
przy projektowaniu  
i doborze urządzeń



**Produkcja**

Projektujemy i wykonujemy  
systemy z największą precyzją  
i w najwyższej jakości



**Montaż  
i rozruch**

Szkolenia dla  
personelu  
obsługującego



**Szkolenia**



**Serwis**

Serwis gwarancyjny  
i pogwarancyjny  
w tym serwis prewencyjny

## POLECAMY:

PRONATURA ZMODERNIZOWAŁA SWOJĄ SPALARNIĘ NA MEDAL. WAŻNE WYRÓŻNIENIE DLA BYDGOSKIEJ SPÓŁKI

Międzygminny Kompleks Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.

Str. **12**  
TPOK

NARODOWA AGENCJA BEZPIECZEŃSTWA ENERGETYCZNEGO. UTRZYMANIE RUCHU I REMONTY PO KONSOLIDACJI ELEKTROWNI

Dr hab. inż. Stanisław Tokarski, GIG/Centrum Energetyki AGH

Str. **22**  
ELEKTROENERGETYKA

STRATEGICZNE PODEJŚCIE DO ZARZĄDZANIA ENERGIĄ W GMINACH. INTEGRACJA PLANU SECAP Z SYSTEMEM ZARZĄDZANIA ENERGIĄ

Anna Fijas, Kierownik Projektów, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités”

Str. **32**  
ODBIORCY - RYNEK ENERGII

DOŚWIADCZENIA W EKSPLOATACJI BLOKU GAZOWO-PAROWEGO ORAZ INSTALACJI REZERWOWEGO ŹRÓDŁA CIEPŁA W EC STALOWA WOLA

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

Str. **34**  
PALIWA

ŁUKASIEWICZ - GIT WIODĄCĄ JEDNOSTKĄ BADAWCZĄ W KRAJU I ZA GRANICĄ

Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński, Dyrektor Łukasiewicz - GIT;

Dr inż. Hanna Purzyńska, Dyrektor Centrum Badań Materiałów Łukasiewicz - GIT;

Prof. dr hab. inż. Janusz Dobrzański, Lider Obszaru Łukasiewicz - GIT

Str. **66**  
TECHNOLOGIE

PREWENCYJNE KONTROLE TRZEŹWOŚCI PRACOWNIKÓW

Joanna Namojlik, Adwokat, DGTŁ Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.

Str. **70**  
HR

METODYKA I WYNIKI ANALIZY JEDNOSTKOWYCH KOSZTÓW PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W ODNAWIALNYCH ŹRÓDŁACH ENERGII (OZE)

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr inż. Dariusz Pączko, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Str. **74**  
OKIEM NAUKI

# SPIS TREŚCI:

- 4** O termicznym przekształcaniu odpadów komunalnych w Rzeszowie  
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 8** Czy nowe przepisy o MBP mają realny wpływ na osiągnięcie założeń gospodarki obiegu zamkniętego?  
Katarzyna Wolny-Tomczyk, Adwokat, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy; Dominika Majchrzak, Radca Prawny, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy
- 12** ProNatura zmodernizowała swoją spalarnię na medal. Ważne wyróżnienie dla bydgoskiej spółki  
Międzygminny Komplex Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.
- 15** Rzeczywista emisja dioksyn i furanów z polskich spalarni odpadów komunalnych  
Justyna Czerwińska, Grzegorz Wielgosiński, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka
- 22** Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego. Utrzymanie ruchu i remonty po konsolidacji elektrowni  
Dr hab. inż. Stanisław Tokarski, GIŁ/Centrum Energetyki AGH
- 27** Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w trybie tzw. komercyjnym (cywilnym). Jak to działa?  
Patrycja Nowakowska, Adwokat, Senior Associate, Energy & Natural Resources, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski; Ewa Przysliwska-Urbaneck, Radca Prawny, Senior Associate, Energy & Natural Resources, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski
- 32** Strategiczne podejście do zarządzania energią w gminach. Integracja planu SECAP z Systemem Zarządzania Energią  
Anna Fijas, Kierownik Projektów, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités”
- 34** Doświadczenia w eksploatacji Bloku Gazowo-Parowego oraz Instalacji Rezerwowego Źródła Ciepła w EC Stalowa Wola  
Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.
- 39** Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce cz. 2  
Klaudia Ligęza, Piotr Narloch, AGH w Krakowie, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., OZG Kraków
- 46** Amoniak jako nośnik energii  
Andrzej Szlęk, Wojciech Adamczyk, Katedra Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska; Jolanta Bijańska, Katedra Ekonomii i Informatyki, Politechnika Śląska; Krzysztof Wodarski, Katedra Zarządzania, Politechnika Śląska
- 52** Tworzywa polimerowe dla energetyki jądrowej  
Wojciech Głuszewski, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej
- 55** Problem z definicją wodoru  
Beata Superson-Polowiec, Polowiec i Wspólnicy Sp.j.; Angelika Babiarz, Polowiec i Wspólnicy Sp.j.
- 58** Diagnostyka urządzeń ciśnieniowych infrastruktury krytycznej z wykorzystaniem metody Small Punch Test  
Mateusz Wróbel, Urząd Dozoru Technicznego; Marek Nowak, Urząd Dozoru Technicznego; Tadeusz Uhl, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie
- 62** O utrzymaniu ruchu w Kazimierzu Dolnym  
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 66** Łukasiewicz - GIT wiodącą jednostką badawczą w kraju i za granicą  
Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński, Dyrektor Łukasiewicz - GIT; Dr inż. Hanna Purzyńska, Dyrektor Centrum Badań Materiałów Łukasiewicz - GIT; Prof. dr hab. inż. Janusz Dobrzański, Lider Obszaru Łukasiewicz - GIT
- 70** Prewencyjne kontrole trzeźwości pracowników  
Joanna Namojlik, Adwokat, DGTL Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.
- 74** Metodyka i wyniki analizy jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE)  
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr inż. Dariusz Pączko, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

## Wydawca:

Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.

## Adres Redakcji:

ul. Wesola 23, 47-400 Racibórz  
Tel. (+48) 32 777 43 35-38  
www.nowa-energia.com.pl

## Redaktor naczelna:

Dorota Kubek, kom. (+48) 602 647 315  
dorota.kubek@nowa-energia.com.pl

## Prezes wydawnictwa:

Mariusz Marchwiak, kom. (+48) 509 433 476  
mariusz.marchwiak@nowa-energia.com.pl

## Redakcja:

tel. (+48) 32 666 00 10  
redakcja@nowa-energia.com.pl

## Dział organizacyjny:

Patrycja Kubicka  
Specjalista ds. Biurowych  
kom (+48) 577 311 211  
tel. (+48) 32 777 43 35  
biuro@nowa-energia.com.pl  
konferencje@nowa-energia.com.pl

## Dział handlowy:

Renata Fischer  
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu  
kom. (+48) 603 220 011  
tel. (+48) 32 777 43 36  
reklama@nowa-energia.com.pl  
Monika Jureczko  
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu  
kom. (+48) (+48) 730 223 440  
tel. (+48) 32 777 43 38  
marketing@nowa-energia.com.pl

## Obsługa informatyczna:

IT PASJA, www.itpasja.pl

## Redaktor Techniczny:

Maciej Rowiński  
tel. (+48) 32 777 43 36  
grafika@nowa-energia.com.pl

## Korekta:

Dorota Kubek

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam.

Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.

Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.



Projekt okładki:  
Łukasiewicz - GIT

■ Wydawnictwo „Nowa Energia”

## O termicznym przekształcaniu odpadów komunalnych w Rzeszowie

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało [XV Konferencję „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych”](#), która odbyła się w dniach 20-22 lutego 2023 w Rzeszowie. Celem Konferencji było zaprezentowanie aspektów prawnych i możliwości finansowania inwestycji związanych z termicznym przekształcaniem odpadów komunalnych, przedstawienie doświadczeń firm działających na rynku polskim i zagranicznym w zakresie realizacji tego typu inwestycji oraz możliwości zastosowania nowoczesnych technologii.

### I PANEL: ITPOK w zmieniającym się systemie gospodarowania odpadami komunalnymi

Moderatorem I Panelu wprowadzającego „ITPOK w zmieniającym się systemie gospodarowania odpadami komunalnymi” był **dr hab. Artur Modrzejewski**, Radca Prawny - Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów. Moderator wygłosił również referat pt. „Czy obecne rozwiązania prawne sprzyjają realizacji instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych”. Stan obecny i perspektywy Instalacji Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Polsce przedstawił **Robert Chciuk**, Dyrektor Departamentu Gospodarki Odpadami w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

„EPZ (Energetyczne paliwo zastępcze), czyli jak zoptymalizować wykorzystywanie biomasy i frakcji kalorycznej odpadów” - to tytuł referatu, który wygłosiła **Katarzyna Wolny-Tomczyk**, Prezes Zarządu ZWIĄZKU PRODUCENTÓW PALIW Z ODPADÓW I BIOMASY. Za-



Tadeusz Kępski, Dyrektor Oddziału Rzeszów - PGE Energia Ciepła SA, Dorota Kubek i Mariusz Marchwiak z Wydawnictwa „Nowa Energia” przywitani uczestników [XV Konferencji TPOK 2023](#)



Robert Chciuk, Dyrektor Departamentu Gospodarki Odpadami w Ministerstwie Klimatu i Środowiska



Katarzyna Wolny-Tomczyk, Prezes Zarządu ZWIĄZKU PRODUCENTÓW PALIW Z ODPADÓW I BIOMASY

rządzenie środowiskowe w świetle wymagań konkluzji BAT omówiła **Elżbieta Streker-Dembińska**, Dyrektor Techniczny ZTUO w Miejskim Zakładzie Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o.

## II PANEL DYSKUSYJNY: Nowe wyzwania dla funkcjonujących ITPOK w Polsce

Moderatorem był **dr hab. Artur Morzejewski**, Radca Prawny - Stowarzyszenie Producentów Energii z Odpadów. Głos w dyskusji zabrali:

- **Elżbieta Streker-Dembińska**, Dyrektor Techniczny ZTUO, Miejski Zakład Gospodarki Odpadami Komunalnymi Sp. z o.o.,
- **Jakub Bator**, Członek Zarządu, Dyrektor Ekospalarni, Krakowski Holding Komunalny SA w Krakowie,
- **Andrzej Pudło**, Krajowy Manager ds. Gospodarki Paliwowej, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.,
- **Monika Wesółowska**, Specjalista ds. Gospodarki Odpadami, PGE Energia Ciepła SA - Oddział Rzeszów,
- **Emilian Sańko-Sawczenko**, Kierownik Działu Eksploatacji, Przedsiębiorstwo Usługowo-Handlowo-Produkcyjne „LECH” Sp. z o.o.

## III PANEL: Dostawcy technologii TPOK - wyzwania technologiczno- środowiskowe

Moderatorem Paneli referatowych był **dr hab. inż. Rafał Kobytecki**, prof. PCz z Katedry Zaawansowanych Technologii Energetycznych na Politechnice Częstochowskiej.

Możliwości dofinansowania instalacji gospodarowania odpadami w 2023 r. omówiła **Magdalena Tuszyńska**, Doradca ds. Finansowania Inwestycji w Metropolis Doradztwo Gospodarcze Sp. z o.o. Doświadczenia CC Jensen z oczyszczacza



Uczestnicy II Panelu Dyskusyjnego pt. „Nowe wyzwania dla funkcjonujących ITPOK w Polsce”



Dr hab. inż. Rafał Kobytecki, prof. PCz z Katedry Zaawansowanych Technologii Energetycznych na Politechnice Częstochowskiej



Magdalena Tuszyńska, Doradca ds. Finansowania Inwestycji w Metropolis Doradztwo Gospodarcze Sp. z o.o.



Marek Grzesiuk, Główny Specjalista ds. Sprzedaży w ABB Sp. z o.o.



Dr inż. Aleksander Sobolewski, Dyrektor, Instytut Technologii Paliw i Energii



Uczestnicy IV Panelu Dyskusyjnego pt. „Rozwój branży TPOK - nowe inwestycje”



Krzysztof Karolczyk, Project Development Manager oraz Andrzej Pudło, Krajowy Manager ds. Gospodarki Paliwowej w Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.



Marek Strymer, Dyrektor ds. Sprzedaży, Biznes Automatyki Procesowej w ABB Sp. z o.o.



Zdzisław Gawlik, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania w m. st. Warszawie Sp. z o.o.



Marzena Komar, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o.



Andrzej Piotrowski, Kierownik Projektu WtE w Veolia Energia Polska S.A.



Janusz Fic, Prezes Zarządu MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.



Konferencja zgromadziła 200 uczestników



Konferencja to czas spotkań i dyskusji

nia olejów w zakładach TPOK zaprezentował **Paweł Gula**, Dyrektor Sprzedaży w „C.C. JENSEN POLSKA” Sp. z o.o.

„System Monitoringu Emisji ACF 5000 firmy ABB - zgodność z aktualnymi i nadchodzącymi wymaganiami prawnymi w zakresie certyfikacji i dyspozycyjności” - to tytuł referatu, który wygłosił

**Marek Grzesiuk**, Główny Specjalista ds. Sprzedaży w ABB Sp. z o.o. Pobór dioksyn w kontekście wymagań konkluzji BAT przedstawił **Marcin Szczygłowski**, Sales Manager, „OMC ENVAG” Sp. z o.o. Instalacje termicznego przekształcania odpadów firmy VYNCKE - technologia i realizacje zaprezentował **Grzegorz So-**

**chacki**, Project Sales Manager, VYNCKE s.r.o. Czynniki wpływające na emisję pyłów w filtrach workowych w instalacjach termicznego przekształcania odpadów przybliżył **Włodzimierz Łopatka**, Dyrektor Handlowy Filtracji w BWF Poland Sp. z o.o. „Pomiar emisji zanieczyszczeń w zakładach TPOK dziś i jutro - Analytics - rozwiązania CEMS „pod klucz” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Wojciech Mizerski**, Prezes Zarządu w Analytics Ltd Sp. z o.o.

#### IV Panel Dyskusyjny: Rozwój branży TPOK - nowe inwestycje

Panel moderował **dr inż. Aleksander Sobolewski**, Dyrektor Instytutu Technologii Paliw i Energii.

Głos w dyskusji zabrali:

- **Janusz Fic**, Prezes Zarządu, MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.,
- **Sławomir Kiszurno**, Prezes Zarządu, PORT CZYSTEJ ENERGII Sp. z o.o.,
- **Marzena Komar**, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.,
- **Wojciech Muś**, Prezes Zarządu, Centrum Zielonej Energii Subregionu Zachodniego w Rybniku;
- **Krzysztof Szaliński**, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej - Gliwice Sp. z o.o.,
- **Dr inż. Krzysztof Zborowski**, Wiceprezes Zarządu, Radomskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej RADPEC S.A.,
- **Andrzej Piotrowski**, Kierownik Projektu WtE, Veolia Energia Polska S.A.

#### V PANEL: Technologie, realizacja inwestycji, finansowanie - referaty

„Drugie życie spalarni, czyli od termicznego przekształcania do procesu odzysku materiałowego” - to tytuł referatu, który przedstawili: **Krzysztof Ka-**



**rolczyk**, Project Development Manager oraz **Andrzej Pudło**, Krajowy Manager ds. Gospodarki Paliwowej w Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o. Bieżące wyzwania związane z funkcjonowaniem ITPOE w Rzeszowie oraz rozbudowa o drugą linię technologiczną ITPOE omówił **Tadeusz Kępski**, Dyrektor Oddziału Rzeszów - PGE Energia Ciepła SA. 5 lat eksploatacji systemu ciągłego monitoringu emisji spalin w ITPOE Rzeszów zaprezentował **Krzysztof Ziółkowski**, Inżynier Sprzedaży Automatyki Procesowej w SICK Sp. z o.o.

Rozwiązania ABB dla instalacji termicznego przekształcania odpadów - Port Czystej Energii Gdańsk - przybliżył **Marek Strymer**, Dyrektor ds. Sprzedaży, Biznes Automatyki Procesowej w ABB Sp. z o.o. Remonty i inwestycje w Zakładzie Termicznego Przekształcania w Krakowie omówił **Wojciech Wróbel**, Dyrektor ZTPO w Krakowskim Holdingu Komunalnym S.A. w Krakowie. „Wydłużenie żywotności eksploatacyjnej elementów ciśnieniowych kotłów TPOK - nowoczesne rozwiązania firmy WSI” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Grzegorz Hackiewicz**, Regional Sales Manager w AZZ WSI Sp. z o.o.

## VI PANEL: Technologie, realizacja inwestycji, finansowanie - referaty

„Nie tylko kroki milowe czyli najkrótza droga do realizacji inwestycji na przykładzie rozbudowy ZUSOK” - to tytuł referatu, który wygłosił **Zdzisław Gawlik**, Prezes Zarządu Miejskiego Przedsiębiorstwa Oczyszczania w m. st. Warszawie Sp. z o.o. O wzroście niezawodności pracy zakładów TPOK poprzez wdrożenie kompleksowego serwisu smarowniczego i diagnostyki wspierającej UR mówił **Andrzej Jarzębiński**, Specjalista ds. Sprzedaży w Ecol Sp. z o.o.

Projekt Instalacji TPOK w PEC Siedlce zaprezentowała **Marzena Komar**, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o. „VI-TULUS - nowy koncept technologiczny Leroux & Lotz dla ciepłownictwa w seg-

mentie 10 MWth - synergia wieloletniego doświadczenia pioniera i doskonałości inżynierskiej” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Andrzej Bednarz**, Dyrektor Projektów oraz Xavier Forcet, Export Sales Manager w LEROUX & LOTZ TECHNOLOGIES. Prezentacji usług PPUH EKO-ENERGIA Sp. z o.o. w kontekście utrzymania sprawności technicznej obiektów komunalnych dokonała **Joanna Krzemińska**, Kierownik Działu Umów i Ofert w PPUH EKO-ENERGIA Sp. z o.o.

## VII Panel: Technologie, realizacja inwestycji, finansowanie - referaty

Odwołania od decyzji administracyjnych i ich wpływ na projekt inwestycyjny - na przykładzie realizacji Zakładu Odzysku Energii w Łodzi omówił **Andrzej Piotrowski**, Kierownik Projektu WtE

w Veolia Energia Polska S.A. Katalizator spalania „Sootaway” zaprezentowała **Ewa Kwast** z Johnsen Chemicals AS. Prezentacji inwestycji zabudowy II linii ITPOE w Rzeszowie oraz wykonawców PORR S.A. i Termomeccanica Ecologia dokonali: **Rafał Potyra**, Dyrektor Projektu w PORR S.A. oraz **Alicja Borecka**, Business Development Dept. Termomeccanica Ecologia.

Projekt Krosno - case study wybranych zagadnień zaprezentowali: **Janusz Fic**, Prezes Zarządu MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o. oraz **Ewa Zembalowska**, Business Development Poland w PAPREC ENERGIES GDAŃSK Sp. z o.o. O rzeczywistej emisji dioksyn z instalacji TPOK mówiła **Justyna Czerwińska** z Wydziału Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska na Politechnice Łódzkiej. □

Fot.: Nowa Energia



- Katarzyna Wolny-Tomczyk,  
Adwokat, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy
- Dominika Majchrzak,  
Radca Prawny, Związek Producentów Paliw z Odpadów i Biomasy

## Czy nowe przepisy o MBP mają realny wpływ na osiągnięcie założeń gospodarki obiegu zamkniętego?

Rozporządzenie mbp zostało wprowadzone bez uwzględnienia uwag i postulatów branży odpadowej i pozostaje w sprzeczności z innymi rozporządzeniami wydanymi na podstawie delegacji ustawowych przewidzianych w ustawie z dnia 14 grudnia 2022 r. o odpadach. Często w sposób nieuzasadniony ogranicza również możliwość stosowania rozwiązań przewidzianych w tychże rozporządzeniach, co zostanie w sposób przykładowy przedstawione w treści artykułu.



Fot. Kenny Ellason on Unsplash

W dniu 9 stycznia 2023 r. w Dzienniku Ustaw RP ogłoszone zostało rozporządzenie Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 28 grudnia 2022 r. w sprawie mechaniczno-biologicznego przetwarzania niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych (Dz. U. poz. 56) - dalej: „rozporządzenie mbp”. Określono dla niego zaledwie 14-dniowy okres *vacatio legis*.

Dokument ten, po dokładnej analizie jego przepisów, należałoby ocenić jako akt prawny zbędny, a wręcz szkodliwy dla całej branży odpadowej w Polsce, bo znacznie oddalający nasz kraj od wspólnego horyzontu, jakim jest osiągnięcie poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych, a w konsekwencji zbliżanie się do założeń gospodarki obiegu zamkniętego.

Zgodnie z § 3 ust. 4 rozporządzenia mbp odpady kierowane do procesu mechaniczno-biologicznego przetwarzania niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych rozładowuje się w obiekcie zamkniętym instalacji będącym budynkiem w rozumieniu art. 3 pkt 2 ustawy z dnia 7 lipca 1994 r. - Prawo budowlane. Przepis ten w istotny sposób komplikuje kwestie związane z magazynowaniem tychże odpadów przed poddaniem ich przetwarzaniu i stoi w sprzeczności chociażby z przepisem § 14 ust. 4 rozporządzenia Ministra Klimatu z dnia 11 września 2020 r. w sprawie szczegółowych wymagań dla magazynowania odpadów.

Zgodnie natomiast z § 5 ust. 11 rozporządzenia mbp *frakcja stabilizatu, po przesianiu na sicie o prześwicie oczek o wielkości do 20 mm, może być stosowana do procesu odzysku wyłącznie na składowisku odpadów lub obiekcie unieszkodliwiania odpadów wydobywczych. Frakcja ta jest klasyfikowana jako odpady o kodzie 19 05 03 - Kompost nieodpowiadający wymaganiom (nienadający się do wykorzystania)*. Przepis ten ogranicza możliwości poddania odpadu o kodzie odpowiednio ex 19 05 03 i 19 05 03 procesowi R10 zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Środowi-

ska z dnia 20 stycznia 2015 r. w sprawie procesu odzysku R10 oraz procesowi R3 zgodnie z przepisami rozporządzenia Ministra Środowiska z dnia 11 maja 2015 r. w sprawie odzysku odpadów poza instalacjami i urządzeniami.

Przepisy rozporządzenia mbp wykluczają zatem możliwość stosowania tego odpadu zgodnie z *Komunikatem*

*stania) wytworzony z odpadów zielonych i innych bioodpadów zbieranych selektywnie, wykorzystany następnie w procesie odzysku R10, zgodnie z przepisami wydanymi na podstawie art. 30 ust. 4 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach, będzie mogła zostać zaliczona do masy odpadów poddanych recyklingowi”.*



**Dochodzi zatem do niezrozumiałej sytuacji, w której przepisy rozporządzenia zmuszają do postępowania w sposób wykluczający lub znacząco ograniczający możliwość spełnienia obowiązku osiągnięcia poziomu przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych (...)**

*w sprawie obliczania poziomu przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych zgodnie z rozporządzeniem Ministra Klimatu i Środowiska z dnia 3 sierpnia 2021 r. w sprawie sposobu obliczania poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych, za 2021 r. i lata kolejne (<https://bdo.mos.gov.pl/news/komunikat-w-sprawie-obliczania-poziomu-przygotowania-do-ponownego-uzycia-i-recyklingu-odpadow-komunalnych-zgodnie-z-rozporzadzeniem-ministra-klimatu-i-srodowiska-z-dnia-3-sierpnia-2021-r-w-sprawie-sp/>)*, w którym wskazano, że „do dnia 31 grudnia 2026 r. bioodpady stanowiące odpady komunalne, które nie zostały selektywnie zebrane, ale zostały poddane obróbce tlenowej lub beztlenowej, zalicza się do odpadów poddanych recyklingowi, o ile spełniają pozostałe warunki dotyczące zaliczania masy odpadów komunalnych do odpadów poddanych recyklingowi”.

Jako przykład podano, że: „masa zebranych selektywnie odpadów ulegających biodegradacji, stanowiących odpady komunalne, poddanych obróbce tlenowej lub beztlenowej, w wyniku której zostanie wytworzony odpad ex 19 05 03 Kompost nieodpowiadający wymaganiom (nienadający się do wykorzy-

Wskazano z kolei, że „odpadów poddanych odzyskowi na składowisku odpadów nie można wliczać do Mr”, co praktycznie uniemożliwia zaliczenie odpadu o kodzie ex 19 05 03 do masy odpadów poddanych recyklingowi. Co gorsza, należy pamiętać, że możliwości poddawania odzyskowi na składowisku odpadów odpadów o kodzie 19 05 03 nie są nieograniczone, gdyż rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 30 kwietnia 2013 r. w sprawie składowisk odpadów wskazuje jasno, że *wykonanie okrywy rekultywacyjnej możliwe jest jedynie do grubości 1 m w przypadku nasadzeń niskich lub 2 m w przypadku nasadzeń drzewiastych* (załącznik nr 2 do rozporządzenia). Rozporządzenie mbp milczy natomiast na temat jak podmioty prowadzące instalacje do mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów mają poradzić sobie z nadwyżką odpadu o kodzie 19 05 03, której nie będą w stanie przyjąć prowadzący składowiska odpadów. Skromna treść Oceny skutków regulacji nie przewiduje w jaki sposób branża ma rozwiązać wyżej wskazane problemy ze stosowaniem pozostających ze sobą w sprzeczności rozporządzeń.

Dochodzi zatem do niezrozumiałej sytuacji, w której **przepisy rozporządzenia zmuszają do postępowania**

w sposób wykluczający lub znacząco ograniczający możliwość spełnienia obowiązku osiągnięcia poziomu przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych, który jest obowiązkiem bardziej doniosłym, bo nałożonym przez prawo unijne, a w konsekwencji i polską ustawę o utrzymaniu czystości i porządku w gminach.

Jak wskazano w Ocenie Skutków Regulacji: *Głównym celem opracowywanego projektu rozporządzenia jest określenie warunków dla przetwarzania niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych, w taki sposób, aby uzyskany stabilizat nie zawierał już odpadów ulegających biodegradacji i mógł być bezpiecznie unieszkodliwiany na składowisku odpadów. Dlatego też wiodącym procesem w mechaniczno-biologicznym przetwarzaniu niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych jest proces unieszkodliwiania. Natomiast nowo powstałe odpady w procesie mechanicznym w instalacji MBP, przeznaczone do odzysku, są zagospodarowywane na zasadach ogólnych określonych w ustawie o odpadach.*

Z powyższego uzasadnienia wynika, że Minister Klimatu i Środowiska uznając unieszkodliwianie na składowisku odpadów za wiodący proces w mechaniczno-biologicznym przetwarzaniu niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych, w istocie zaprzeczył idei hierarchii postępowania z odpadami i osiągnięcia poziomów. Priorytetem mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów komunalnych powinno być bowiem zapewnienie możliwie jak najszerszego ponownego wykorzystania odpadów. Nawet gdyby uznać dążenia Organu za słuszne, to konstrukcja przepisów rozporządzenia nie pozwala na ich osiągnięcie, gdyż wykracza daleko poza proces unieszkodliwiania odpadów i nadmiernie ingeruje w procesy go poprzedzające. Nietrafne jest zatem twierdzenie, że Organ nie oddziałuje na dalsze losy odpadów powstałych w procesie mechanicznego przetwarzania i pozo-

stawia je pod reżimem zasad ogólnych z ustawy o odpadach, co wykazano już powyżej. Tym samym **intencja udoskonalenia procesu unieszkodliwiania poskutkowała rażącym utrudnieniem prowadzenia procesów odzysku i recyklingu**. Należy wskazać, że założony i powyżej przytoczony **skutek w postaci ulepszenia warunków unieszkodliwiania odpadów, zostałyby przez Ministra Klimatu i Środowiska osiągnięty poprzez ustanowienie zakazu kierowania do składowania stabilizatu o określonych parametrach, a zakaz ten powinien zostać przewidziany w postaci zmiany rozporządzenia Ministra Gospodarki z dnia 16 lipca 2015 r. w sprawie dopuszczania odpadów do składowania na składowiskach**.

Nie bez znaczenia jest też aspekt błędnego założenia w Ocenie Skutków Regulacji, że rozporządzenie mbp pozwoli zapewnić realizację wymogów unijnych w zakresie nowych poziomów przygotowania do ponownego użycia i recyklingu odpadów komunalnych na lata 2021-2035. Rozporządzenie skutecznie wręcz przed realizacją tych wymogów będzie chronić. Jest też zbędną gwarancją zobowiązania do dostosowania się do konkluzji BAT przez określone instalacje mechaniczno-biologicznego przetwarzania, gdyż obowiązek ten już z mocy prawa istnieje i nie trzeba go ponownie ustanawiać, na dodatek w akcie wykonawczym, a nie ustawie.

Wobec powyższych uzasadnionych uwag **należy poddać rozważaniu, czy § 10 rozporządzenia mbp nie stanowi w istocie przepisu wyłączającego stosowanie tego aktu prawnego do instalacji, które powinny spełniać obowiązek osiągnięcia najlepszych dostępnych technik**, określonych w Decyzji wykonawczej Komisji (UE) 2018/1147 z dnia 10 sierpnia 2018 r. ustanawiającej konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do przetwarzania odpadów zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE, tj.

konkluzji BAT. Jest to o tyle zasadna interpretacja, że możliwy do spełnienia okres dostosowawczy rozporządzenie mbp wyznaczyło jedynie dla instalacji niepodlegających pod reżim konkluzji BAT. Założenie odwrotne, tzn. że przepisy rozporządzenia mbp obowiązują w przypadku instalacji IPPC spowodowałyby nie tylko konieczność wyłączenia przynajmniej części tych instalacji do czasu uzyskania decyzji administracyjnych dostosowujących warunki ich prowadzenia, ale i narażenie podmiotów je prowadzących na zarzut prowadzenia działalności niezgodnie z obowiązującymi przepisami, a w konsekwencji ukaranie administracyjnymi karami pieniężnymi przez organy inspekcji ochrony środowiska. Odmienną interpretację zaprezentowano w odpowiedzi na interpelację poselską K9INT38787, której udzielił Sekretarz Stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska Jacek Ozdoba. Wskazano tam, że „rozporządzenie weszło w życie i obowiązuje od dnia 24 stycznia 2023 roku” i że „Decyzje te uzyskując przymiot ostateczności powodują, że dany posiadacz odpadów - w tym prowadzący instalację MBP - Strona - korzysta z tzw. ochrony praw nabytych wynikających z decyzji administracyjnej”. I mimo, że słowa te mogą branżę odpadową w jakimś stopniu uspokoić, to należy pamiętać, że nie mają charakteru wiążącego, a odpowiedź na wejście w życie rozporządzenia przyniesie praktyka stosowania go przez odpowiednie organy, przede wszystkim marszałków województw i wojewódzkich inspektorów ochrony środowiska.

Podsumowując, należy stwierdzić, że konkluzje BAT stanowiły wystarczającą regulację prawną, która zakłada, że instalacje podlegające pod ich stosowanie są instalacjami prezentującymi najlepsze dostępne techniki przetwarzania odpadów w zakresie organizacyjnym, ekologicznym i technologicznym. Skoro wiązą one co do rezultatu, czemu ma służyć zawężanie drogi do jego osiągnięcia? □

# JEDEN ULTRAKOMPAKTOWY ROZMIAR, WIELE ZASTOSOWAŃ

Jedną z wielu przemysłowych zalet elektrowni NuScale VOYGR™ SMR jest jej wyjątkowy poziom skalowalności. Prosta, modułowa konstrukcja umożliwia swobodne łączenie tylu pojedynczych jednostek, ilu wymaga zadanie — większego lub mniejszego kalibru. Pozwala to też skuteczniej kontrolować wydatki w miarę zmieniającego się obciążenia. Technologia jądrowa NuScale daje pewność, że dostarczanie światu energii w przyszłości jest pod każdym względem lepiej przemyślane.



■ Międzygminny Kompleks Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.

# ProNatura zmodernizowała swoją spalarnię na medal

## Ważne wyróżnienie dla bydgoskiej spółki

Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Bydgoszczy to uruchomiona w 2015 r. ekologiczna instalacja, w której unieszkodliwiane są odpady komunalne i jednocześnie wytwarzana jest energia elektryczna oraz ciepła. W tym roku otrzymała wyróżnienie w ogólnopolskim konkursie zorganizowanym przez Wydawnictwo „Nowa Energia” pod prestiżowym tytułem „Modernizacja Roku 2022”, którego celem było docenienie najciekawszej modernizacji zrealizowanej w 2022 r., charakteryzującej się szczególnymi walorami w zakresie innowacji, ekonomii, ochrony środowiska. Konkurs skierowany był do elektrowni, elektrociepłowni, ciepłowni, obiektów przemysłowych, wykonawców realizujących modernizacje. Kapituła nagrodziła bydgoską spółkę za poszukiwanie niestandardowych rozwiązań, które pozwoliły złagodzić lub wyeliminować skutki negatywnego oddziaływania powstającego w odżuźlaczu osadu.

Zakładem zarządza Międzygminny Kompleks Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o., której właścicielem jest miasto Bydgoszcz. Budowa ZTPOK trwała w latach 2013-2015. Projekt „Budowy Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych dla Bydgosko-Toruńskiego Obszaru Metropolitalnego” współfinansowany był z ze środków Funduszu Spójności Unii Europejskiej w ramach Programu Infrastruktura i Środowisko.

Zakład znajduje się na terenie Bydgoskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego, na obrzeżach miasta, z dala od terenów mieszkalnych. Powierzchnia zabudowy eko-

elektrociepłowni wynosi aż 19 tys. m<sup>2</sup>, a poszczególne elementy zakładu rozmieszczone są na otoczonej lasem, pięciohektarowej działce. Utylizowane są tam zmieszane odpady komunalne, odpady powstałe po doczyszczeniu selektywnej zbiórki, palne odpady wielkogabarytowe oraz odpady z sortowania zmieszanych odpadów komunalnych. ZTPOK obsługuje Bydgoszcz, Toruń wraz z okalającymi gminami. W instalacji są nie tylko unieszkodliwiane odpady, ale jednocześnie odzyskiwana zawarta w nich energia zamieniana na prąd i ciepło. Co ważne, zastosowana technologia pozwala uzyskać parametry emisyjne znacznie niższe i korzyst-

niejsze dla środowiska niż przewidują to dopuszczalne normy.

### System odżuźlenia zastosowany w instalacji

W ekoelektrociepłowni znajdują się dwie równoległe linie spalania odpadów o symetrycznej budowie. Odpady są podawane do leja zsykowego przy użyciu suwnicy, a następnie transportowane na ruszt dzięki wypychaczowi napędzanemu przez siłowniki hydrauliczne. W wyniku spalania odpadów na ruszcie powstaje produkt uboczny jakim jest żużel, a wytworzone ciepło jest odzyskiwane poprzez zastosowany kocioł

wodno-parowy ze zintegrowaną komorą spalania, w końcowym etapie jest wykorzystywane do produkcji energii cieplnej i elektrycznej.

Na końcu rusztu znajduje się lej zsypany, przez który żużel trafia do odzūżlacza podkottowego. Następuje tam jego schłodzenie, a następnie (poprzez wspólny odzūżlacz poprzeczny), żużel jest dalej transportowany do hali walo-ryzacji. Odzūżlacze są wypełnione wodą (na obu kottach) i znajdują się pod całym rusztem zbierając żużel i przesy-psy pomiędzy rusztowin: z lejów pod strefami suszenia, spalania i dopalania oraz z leja zsypanego na końcu rusztu. Woda w odzūżlaczach pochodzi głównie ze zbiornika ścieków technologicznych, tzw. „zbiornika buforowego”. Instalacja zgodnie z dbałością o środowisko jest tak skonstruowana, żeby przy normalnej pracy nie wytwarzać ścieków technologicznych, tylko je zużywać w obiegu wewnętrznym. Nadmiar ścieków technologicznych musi być zagospodarowany na zewnątrz poprzez utylizację w oczyszczalni ścieków. Nadmiary ścieków powstają w sytuacjach awaryjnych związanych z problemami techniczno-technologicznymi (dominującą

przyczyną jest awaria odzūżlacza, powodująca konieczność jego opróżnienia, aby można było prowadzić prace remontowe), podczas planowanego przeglądu wszystkich odzūżlaczy w krótkim okresie czasu lub w przypadku konieczności czyszczenia zbiornika buforowego.

### Prace modernizacyjne odzūżlacza

Powstający w wyniku termicznego przekształcania odpadów komunalnych produkt uboczny w postaci żużla, musi być na bieżąco odbierany, aby proces miał charakter ciągły. Taką sytuację gwarantuje bezawaryjna praca urządzeń dedykowanych do tego celu, a potocznie zwanych odzūżlaczami podkottowymi.

Po około 3,5 roku eksploatacji pierwotnie zamontowane odzūżlacze ze względu na stan techniczny i wady konstrukcyjne, nie nadawały się do dalszej eksploatacji. W międzyczasie niezależnie od problemów techniczno-technologicznych związanych z pracą odzūżlaczy zaobserwowano, że dodatkowym czynnikiem wpływającym na degradację i złą pracę sys-

temu odzūżlania są gromadzące się w wyniku tzw. „procesów starzenia” osady w martwych przestrzeniach odzūżlaczy.

W 2019 r. wymieniono odzūżlacze na nowe od innego renomowanego producenta (oba podkottowe „typu mokrego” oraz wspólny odzūżlacz poprzeczny „typu suchego”, który zastąpiono „mokrym”). Według deklaracji producenta i posiadanych referencji miały one trwalszą konstrukcję materiałową i zastosowano w nich rozwiązania techniczne pozwalające na bezawaryjną pracę.

Pomimo ich niewątpliwych zalet konstrukcyjno-materiałowych, problem tworzącego się osadu i jego „starzenia” w martwych przestrzeniach odzūżlacza pozostał nierozwiązany. W konsekwencji przy dłuższym użytkowaniu nowo zamontowanych odzūżlaczy, prowadziłyby to do szybszego zużywania się elementów napędowych i konstrukcyjnych, jak również zwiększałoby zakres prac związanych z okresowym czyszczeniem odzūżlaczy w postojach remontowych.

W ramach własnych doświadczeń podjęto więc działania mające na celu



Fot. ProNatura

rozwiązanie „problemu osadowego”, poprzez: poznanie odpowiedzialnych za ten fakt mechanizmów fizyko-chemicznych, opracowanie na ich podstawie dedykowanego produktu i praktyczne przetestowanie go w skali technicznej.

Wynikiem powyższych działań rozpoczętych w 2019 r., było podjęcie od 2020 r. prób z opracowanym preparatem, który można nazwać jako „uniwersalny preparat odtłuszczający”. Próby te były kontynuowane do 2022 r., gdzie w całym okresie testów dobierano odpowiednią częstotliwość i dawkę dozowanego preparatu, w międzyczasie analizując jego działanie na osady w odzūżlaczu. W miarę upływu czasu zaczęto obserwować pozytywne efekty jego działania.

W postoju remontowym w 2022 r. dnia 6 września dokonano poprzez serwis producenta szczegółowej inspekcji

odzūżlaczy. Serwis producenta urządzeń w swoim Raporcie z inspekcji w dniu 6 września w zakresie odzūżlaczy podkottowych stwierdził, że: „Odzūżlacze (przenośniki popiołu mokrego) są w dobrym stanie (dobrze utrzymane). Na odzūżlaczach Linia 1 i 2 nie wykryto żadnych odchyień (nienormalnego zużycia) ani poważnych wad”.

Natomiast w zakresie inspekcji odzūżlacza poprzecznego stwierdził, że: „Zużycie bocznych skrzydeł na Odzūżlaczu Poprzecznym nie jest w tej chwili problemem, ale należy je wymienić w niedalekiej przyszłości”.

Odzūżlacz poprzeczny, do którego również dozowano preparat, wykazuje nieznacznie większe zużycie elementów konstrukcyjnych w stosunku do odzūżlaczy podkottowych, głównie dlatego, że ilość transportowanego materiału jest dwukrotnie większa

w stosunku do każdego z odzūżlaczy podkottowych.

Ta bezstronna opinia serwisu producenta potwierdziła słuszność założeń całego procesu teoretycznego i opracowanego na jego bazie preparatu o celowanym działaniu ukierunkowanym na zmniejszenie negatywnego wpływu powstających osadów w odzūżlaczu w zakresie postępującej degradacji elementów konstrukcyjnych i napędowych systemu odzūżlania.

W 2022 r. zakończono cały proces modernizacyjny i w ramach „dobrej praktyki inżynierskiej” wdrożono w sposób ciągły proces dozowania preparatu do wszystkich trzech odzūżlaczy, z zachowaniem dobranych ilości i okresów dozowania. Produkcję produktu nazwanego handlowo jako „uniwersalny preparat odtłuszczający”, na podstawie opracowanego składu recepturalnego zlecono firmie zewnętrznej.

Porównując podobne okresy eksploatacyjne (około 3,5-roczone) przed i po wprowadzeniu zmian w zakresie pracy odzūżlaczy, na skutek wyeliminowania postojów awaryjnych dodatkowo uzyskano pozytywne efekty w zakresie ochrony środowiska. W całym porównawczym okresie eksploatacyjnym ograniczono zużycie oleju opałowego o 328,5 m<sup>3</sup>, zmniejszając z tego tytułu emisję dwutlenku węgla do atmosfery o 871,9 ton, jak również ograniczono o około 10 500 m<sup>3</sup> (przy średniorocznej ilości ścieków technologicznych jakie wytwarza instalacja w „warunkach normalnych” na poziomie około 130 m<sup>3</sup>) ilość ścieków technologicznych, które musiałyby zostać poddane obróbce w miejskiej oczyszczalni.

Działania „naukowo-badawcze” mające na celu rozwiązanie „problemu osadowego” w odzūżlaczach stały się tematem pracy inżynierskiej jednego z członków zespołu.

Stworzony preparat jest w pełni innowacyjny, gdyż powstał od początku do końca, jako produkt autorski. Cały zakres prac opracowany został przez pracowników ZTPOK w Bydgoszczy. □







# DIOKSYNY FURANY

■ Justyna Czerwińska, Grzegorz Wielgosiński,  
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

## Rzeczywista emisja dioksyn i furanów z polskich spalarni odpadów komunalnych

Ostatni rok pokazał dobitnie jak bardzo brakuje nam wystarczającej infrastruktury niezbędnej do zagospodarowania wszystkich powstających w Polsce odpadów komunalnych oraz jak bardzo wrażliwa jest nasza gospodarka na rosnące ceny surowców energetycznych. Nie należy więc dziwić się, że władze samorządowe wielu miast podjęły starania o wybudowanie instalacji termicznego przekształcania, będącymi de facto lokalnymi elektrociepłowniami opalаныmi odpadami, widząc w tym szansę zarówno rozwiązania problemu zagospodarowania odpadów (i gwałtownie rosnących w tym sektorze cen), jak i zapewnienia tańszego ciepła mieszkańcom. Jednakże wszystkie te propozycje spotkały się z dużym oporem mieszkańców oraz licznymi protestami społecznymi. Podstawowym argumentem protestujących było zazwyczaj oddziaływanie instalacji na środowisko i zagrożenie emisją dioksyn.

Trzeba tu jednak wyraźnie zaznaczyć, że protestujący mieszkańcy, często wspierani przez organizacje uważające się za ekologiczne, zawodowo wręcz protestujące przeciwko wszystkim tego typu inwestycjom, posługiwali się argumentacją pochodzącą z lat 80. i 90. ub. w. całkowicie ignorując postęp wiedzy, nauki i techniki. Okazało się jednocześnie, że są oni całkowicie głusi i zaimpregnowani na argumenty oparte o aktualny stan wiedzy w tym zakresie. W ostatnim czasie ukazało się wiele publikacji uzasadniających budowę spalarni odpadów z punktu widzenia bilansu odpadów komunalnych w Polsce, czy też z punktu widzenia potrzeb systemu ciepłowniczego. Rozsądne argumenty z tego obszaru nie trafiają jednak do protestujących. Powszechny jest strach przed negatywnym oddziaływaniem, umiejętnie podsycany przez „zawodowych protestujących”, używających najczęściej nieprawdziwych, bądź dawno nieaktualnych argumentów.

Czym więc są dioksyny i czy rzeczywiście stanowią zagrożenie dla zdrowia i życia mieszkańców oraz dla środowiska? Ogólną nazwą „dioksyny” określa się zazwyczaj całą grupę związków chemicznych obejmujących 75 polichlorowanych dibenzo-*p*-dioksyn (PCDDs) i 135 polichlorowanych dibenzofuranów (PCDFs), związków chemicznych o ogólnym wzorze przedstawionym na rys. 1.

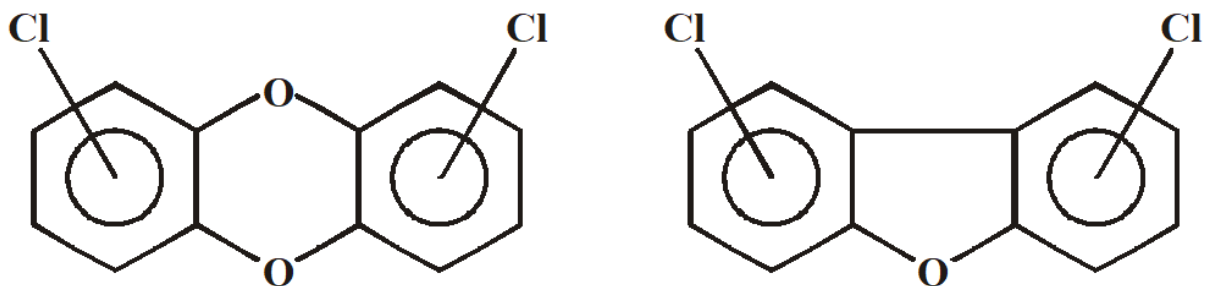
Jak łatwo zauważyć, cząsteczka dibenzo-*p*-dioksyny posiada dwie osie symetrii (pionową i poziomą), natomiast

cząsteczka dibenzofuranu jedynie jedną os symetrii (pionową), co tłumaczy istotne różnice w ilości kongenerów, czyli związków o takiej samej budowie chemicznej różniących się ilością i miejscem podstawienia atomów chloru. Trzeba tu także zaznaczyć, że wśród 210 kongenerów polichlorowanych dibenzo-*p*-dioksyn i polichlorowanych dibenzofuranów jedynie 17 posiada aktywność biologiczną (7 dioksyn i 10 furanów). Cała reszta jest absolutnie obojętna dla organizmów żywych. Polichlorowane dibenzo-*p*-dioksyny i polichlorowane dibenzofurany zaliczane są do licznej grupy tzw. *endocrine disrupters* (inaczej ksenobiotyków) - substancji zakłócających działanie układu wydzielania wewnętrznego.

Od lat 70. ub. w. PCDD/Fs uważane były za jedne z najsilniejszych trucizn spośród znanych w tej chwili związków chemicznych. Jednakże pomimo bardzo wysokiej toksyczności niektórych dioksyn i furanów w odniesieniu do niektórych organizmów zwierzęcych, trudno porównywać je z innymi silnymi truciznami występującymi w środowisku, ponieważ ich działanie nie jest natychmiastowe w stężeniach, z jakimi spotykamy się na co dzień. Szkodliwe działanie PCDD/Fs polega przede wszystkim na zakłócaniu endokrynnych funkcji organizmu, skutkujące zaburzeniami płodności, problemami z utrzymaniem ciąży lub nawet bezpłodnością (budowa chemiczna dioksyn podobna jest do budowy hormonów steroidowych, do których należą także hormony piciowe). Chodzi tu przede

wszystkim o zakłócenia w wydzielaniu progesteronu, hormonu niezbędnego dla utrzymania i prawidłowego przebiegu ciąży. Natomiast liczne badania prowadzone w ostatnich 20 latach nie potwierdziły informacji z początku lat 70. o kancerogenności dioksyn.

Wykonane w połowie lat 70. badania na świnkach morskich wykazały, że dioksyny są trucizną ok. 10 000 razy bardziej toksyczną od cyjanku potasu. Ta informacja jest upowszechniana do dnia dzisiejszego i stanowi koronny argument przeciwko budowie spalarni odpadów. Autorzy powołujący się na nią jednak najczęściej pomijają fakt, że cytowane dane toksykologiczne odnoszą się jedynie do świnki morskiej rasy Hartley. Wykonane później badania toksyczności dioksyn na innych organizmach wykazały, że tylko szczury i świnki morskie są tak bardzo wrażliwe na dioksyny. Według danych toksykologicznych trudno uznać, aby w odniesieniu do organizmu człowieka wykazywały one tzw. toksyczność ostrą. W przypadku ludzi - po przeanalizowaniu wszystkich znanych z historii przypadków ekspozycji na ekstremalnie wysokie stężenie dioksyn (w warunkach awarii przemysłowych) stwierdzono, że na 823 znane przypadki narażenia ludzi w 592 przypadkach jedynym skutkiem kontaktu z dioksynami była wysypka na skórze zwana „trądzikiem chlorowym” (często spotykanym u osób, które mają kontakt z chlorem). „Trądzik chlorowy” (łac. Chloracne) to opisana już 1897 r. przez von Bettmanna i rok później przez Herxheimerera choroba skóry, której przyczyną



Rys. 1. Polichlorowane dibenzo-*p*-dioksyny i polichlorowane dibenzofurany

jest kontakt z chlorem lub związkami chloroorganicznymi. W analizowanej grupie osób narażonych na dioksyny nie zaobserwowano natomiast podwyższonej umieralności, choć zdarzyły się nieliczne przypadki chorób wątroby. Wykonywane systematycznie od lat 80. badania epidemiologiczne wśród osób zamieszkałych w rejonie wielkiej awarii przemysłowej z 1976 r. - Seveso (Włochy), gdzie jak się szacuje do atmosfery przedostało się około 3-4 kg najbardziej toksycznego kongeneru - 2,3,7,8-TCDD, nie wykazały wzrostu zachorowań na choroby nowotworowe. Faktem jest, że polichlorowane dibenzo-p-dioksyny i polichlorowane dibenzofurany, które rzeczywiście mogą oddziaływać mutagennie znajdują się na liście Międzynarodowej Agencji Badań nad Rakiem (IARC), jako substancje o potencjalnym działaniu cancerogennym. Jak już wspomniano, znane wyniki badań epidemiologicznych, w szczególności pochodzące z ostatnich lat tego jednak nie potwierdzają, a wręcz zaprzeczają.

Generalnie za najważniejsze źródła emisji dioksyn do środowiska uważa się:

- **Reakcje chemiczne.** Jest to wynik ubocznych reakcji występujących w procesach syntezy chemicznej - np. produkcja chlorowanych pestycydów, chlorofenoksy herbicydów, chlorofenoli, barwników i pigmentów oraz PCB. Innym poważnym źródłem jest również produkcja i przemysłowe wykorzystanie chloru - w szczególności elektroliza połączona z produkcją chloru, bielenie pulpy celulozowej chlorem, itp.
- **Procesy termiczne.** Dotyczy to w pierwszym rzędzie procesów spalania: odpadów komunalnych, medycznych, chemicznych, również stałych paliw kopalnych (węgiela kamiennego, brunatnego, czy torfu), biomasy, a także produkcji żelaza, stali, magnezu, niklu, przetwórstwa złomu, czy produkcji koksu. Źródłem emisji dioksyn do środowiska są również spaliny samochodowe.

- **Reakcje fotochemiczne.** Zalicza się tutaj fotochemiczne odchlorowanie wyżej schlorowanych dioksyn, fotochemiczną cyklizację o-fenoksyfenoli, albo fotochemiczną dimeryzację chlorofenoli. Procesy te zachodzą zarówno w atmosferze, jak i na powierzchni Ziemi - np. jako reakcje uboczne pozostałości niektórych pestycydów.
- **Reakcje enzymatyczne.** Jest to proces tworzenia się dioksyn i furanów z chlorofenoli pod wpływem peroksydaz, który może zachodzić w warunkach naturalnych, np. w szlamach kanalizacyjnych, w osadach ściekowych, czy osadach dennych rzek i jezior.
- **Procesy naturalne.** Do najważniejszych zaliczamy wybuchy wulkanów oraz pożary, w tym szczególnie pożary lasów. Ocenia się, że źródła naturalne odpowiadają za ok. 50% światowej emisji dioksyn.

Powyższą listę w znacznym stopniu uzupełnia spalanie drewna w urządzeniach przemysłowych i domowych, spalanie paliw kopalnych w małych piecach



**Obecnie udział spalarni odpadów w krajowym bilansie emisji dioksyn w najbardziej uprzemysłowionych (i mających największą ilość spalarni odpadów) krajach UE nie przekracza 1-2%, a największy udział mają tzw. źródła nieprzemysłowe**

domowych, spalanie paliw w silnikach samochodowych oraz palenie papierosów (stężenie dioksyn w dymie papierosowym sięga 2 ng/m<sup>3</sup>!).

Od czasu, kiedy Olie i Buser pod koniec lat 70 ub. w. odkryli obecność dioksyn w spalinach i popiołach z procesu spalania odpadów zawsze spalarnie uważane były za podstawowe źródło ich emisji do środowiska. Od końca lat 70. (przez już ponad 40 lat) wykonano na całym świecie dziesiątki tysięcy pomiarów emisji dioksyn ze spalarni odpadów i opublikowano kilkadziesiąt prac zawierających wyniki tych pomiarów. Wielkość

emisji zanieczyszczeń z procesu spalania w klasycznych spalarniach rusztowych była przedmiotem intensywnych badań w latach 90. Ogólny przegląd informacji na temat wielkości emisji PCDD/Fs z procesów spalania odpadów i sposobów ograniczania ich emisji został już dawno wielokrotnie opublikowany w literaturze światowej. Rozważania nad sposobem ograniczania emisji dioksyn i wielkością emisji prowadziło także wielu badaczy, podając konkretne wartości stężeń dioksyn w spalinach. Wynoszą one zazwyczaj od 0,001 do 50 ng TEQ/m<sup>3</sup>, w zależności od systemu oczyszczania spalin.

Jak już wspomniano, badania nad powstawaniem i emisją dioksyn prowadzone przez ostatnich 40 lat na całym świecie wykazały jednoznacznie, że istnieje bardzo wiele innych źródeł emisji dioksyn do środowiska, zaś w wyniku postępu technicznego w zakresie konstrukcji spalarni i systemów oczyszczania gazów spalinowych ze spalarni, w chwili obecnej to nie spalanie odpadów stanowi główne źródło emisji. Pokazała to m. in. przeprowadzona przez Quassa ponad 20 lat temu (dokładnie

w 2000 r.) europejska inwentaryzacja emisji dioksyn i furanów. Obecnie udział spalarni odpadów w krajowym bilansie emisji dioksyn w najbardziej uprzemysłowionych (i mających największą ilość spalarni odpadów) krajach UE nie przekracza 1-2%, a największy udział mają tzw. źródła nieprzemysłowe.

Wbrew powszechnemu mniemaniu dioksyny nie należą do nadmiernie trwałych substancji organicznych w warunkach wysokiej temperatury. Zgodnie z danymi literaturowymi, temperatura rozkładu praktycznie wszystkich kongenerów dioksyn i furanów nie przekracza

700°C. Wyższe temperatury rozkładu mają np. benzen, czy heksachlorobenzen, ale sięgają one maksymalnie 900-950°C. Praktycznie wszystkie związki organiczne ulegają destrukcji w temperaturze bliskiej 1000°C, która praktycznie zawsze towarzyszy procesom spalania odpadów.

Znane są dokładnie 3 mechanizmy powstawania dioksyn w procesach termicznych:

- synteza wysokotemperaturowa w fazie gazowej,
- synteza katalityczna,
- synteza *de novo*.

Synteza wysokotemperaturowa (inaczej homogeniczna) to powstawanie dioksyn z chlorowanych prekursorów (np. chlorofenoli, chlorobenzenów) obecnych w gazach odlotowych poza strefą spalania, powstałych w wyniku szeregu syntez z rodników węglowodorowych i chlorowęglowodorowych. Przebiega ona w fazie gazowej w temperaturze ok. 500-700°C. Jest to stosunkowo szybka reakcja, w której powstają dioksyny i furany mające najwyżej 4 atomy chloru.

Synteza katalityczna (inaczej heterogeniczna) przebiega w obecności katalizatorów (miedź, żelazo, glin, cynk) z chlorowanych i niechlorowanych prekursorów oraz chlorowanych donorów i jest w zasadzie zbliżona do syntezy wysokotemperaturowej, z tym że przebiega ona w niższej temperaturze - ok. 300-400°C, na powierzchni metali - katalizatorów (będących elementem składowym cząstek pyłu emitowanego z procesu spalania).

Synteza *de novo* natomiast to ciąg wolnych i bardzo wolnych (od 100 do nawet blisko miliona razy wolniejszych od syntezy wysokotemperaturowej, czy katalitycznej) reakcji chemicznych, w większości katalitycznych (katalizator: miedź, glin, cynk), w których z węgla elementarnego (sadzy), a także rodników organicznych oraz wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych tworzą się różnego rodzaju złożone związki organiczne (reakcje tworzenia i zamykania

pierścienia aromatycznego, reakcje utlenienia, kondensacji, itp.), które następnie podlegają chlorowaniu za pomocą cząsteczkowego (gazowego) chloru również w obecności katalizatora. Proces chlorowania jest reakcją następczą zgodną ze znanym z chemii organicznej mechanizmem podstawienia elektrofilowego - Friedla-Craftsa. Chlorowaniu podlegają również niżej schlorowane dioksyny i furany. W ten sposób powstają dioksyny mające 4-8 atomów chloru w cząsteczce. Optymalny zakres temperatury dla syntezy *de novo* to 300-350°C, choć reakcja ta przebiega również już w temperaturze nieco powyżej 200°C. Równoległe z syntezą *de novo* w obecności innych metali osadzonych na cząstkach pyłu (np. wanadu, chromu, wolframu, itp.) następuje rozkład wcześniej powstałych dioksyn, poprzez następcze odchlorowanie i utlenienie.

Jak to opisano powyżej, rozłożone w wysokiej temperaturze w strefie spalania (wymóg formalny 850°C, w rzeczywistości powyżej 1000°C) dioksyny nie mogą „odtworzyć się” w niższej temperaturze. Mogą jedynie powstać w wyniku syntezy. Według danych literaturowych ok. 90-95% dioksyn obecnych w emitorze powstaje w zgodzie z tym mechanizmem. Przebiegowi syntezy zapobiega się poprzez dokładne dopalenie gazów spalinowych (utlenienie mikrozanieczyszczeń organicznych i rodników), ograniczenie stężenia CO (wzrost stężenia CO skutkuje wzrostem emisji sadzy, a także emisji tzw. mikrozanieczyszczeń organicznych, wśród których są np. chlorofenole), odpowiednią konstrukcją instalacji uniemożliwiającą osiadanie pyłu, w szczególności w niewralgicznej strefie temperatur 300-350°C oraz poprzez szybkie schłodzenie spalin do temperatury poniżej 200°C. Dobrze zaprojektowany układ instalacji spalającej oraz dobre warunki spalania pozwalają osiągnąć stężenie dioksyn w spalinach na poziomie ok. 1 ng/m<sup>3</sup>. Emisję dioksyn do wymaganego prawem poziomu 0,1 ng/m<sup>3</sup> ogranicza się np. stosując adsorpcję na węglu aktywnym lub stosując katali-

zator wolframowo-wanadowy (taki sam jak do redukcji tlenków azotu metodą SCR). Można wtedy uzyskać stężenie dioksyn i furanów w spalinach poniżej 0,01 ng/m<sup>3</sup>.

Często podczas dyskusji nad zaletami i wadami spalania odpadów i rozwiązaniami konstrukcyjnymi spalarni pada stwierdzenie o wyższości spalarni pirolitycznych, plazmowych, czy też procesów zgazowania nad klasycznym spalaniem, a głównym argumentem jest znacznie niższa niż w przypadku klasycznych spalarni emisja dioksyn lub nawet jej brak. Brak emisji dioksyn jest absolutnie nierealny, zaś rzeczywiste, zmierzone wielkości emisji nie dają podstaw do stwierdzenia, że jest ona znacząco niższa niż w klasycznych spalarniach odpadów. Emisję dioksyn z procesu pirolizy opisał między innymi Weber, Conesa, Cho i Molto, a z procesu zgazowania odpadów Asikainen, Ito, Cieplik i Arena, natomiast emi-

Kategoria źródeł emisji	Emisja (w gramach)
Procesy spalania w sektorze produkcji i transformacji energii	10,94
Procesy spalania w przemyśle	5,79
Transport	8,13
Spalanie w małych źródłach	171,79
Emisja z paliw	2,83
Procesy przemysłowe	13,42
Rolnictwo	0,01
Zagospodarowanie odpadów	61,20
<b>Razem</b>	<b>274,10</b>

Tab. 1. Struktura emisji dioksyn w Polsce w 2019 r. (wg KOBIZE)

Kategoria źródeł emisji	Emisja (w gramach)
Spalanie odpadów komunalnych	0,056
Spalanie odpadów niebezpiecznych	0,490
Spalarnie osadów ściekowych	0,080
Spalanie odpadów w rolnictwie	3,000
Pożary składowisk	26,458
Pożary pojazdów	0,48
Pożary budynków	30,635
Krematoria	0,001
<b>Razem</b>	<b>61,200</b>

Tab. 2. Struktura emisji dioksyn w Polsce w 2019 r. klasyfikowana jako zagospodarowanie odpadów (wg KOBIZE)

się ze spalarni plazmowej opisał ostatnio Yang, gdzie stężenia dioksyn w spalinach przed systemem oczyszczania spalin wynosiły 0,2-0,5 ng/m<sup>3</sup>.

Najpełniejsze porównanie emisji PCDD/Fs z funkcjonujących instalacji tzw. nowych technologii (piroliza, zgazowanie, plazma) przedstawione zostało w obszernym opracowaniu Uniwersytetu Kalifornijskiego. Zgodnie z zawartymi tam danymi, stężenie dioksyn w spalinach z instalacji pirolizy, konwencjonalnego, czy plazmowego zgazowania odpadów za systemem oczyszczania spalin wynosi zazwyczaj 0,00007-0,09 ng/m<sup>3</sup>, a więc poniżej standardu emisyjnego 0,1 ng/m<sup>3</sup>. Podobne wyniki uzyskiwane są dla typowych europejskich, rusztowych spalarni odpadów komunalnych, a więc rzekoma przewaga nowych technologii w tym zakresie jest mitem.

Obecnie, w wyniku zaostrzenia norm emisji oraz dzięki rozwojowi nowych technologii spalania, a także dzięki zastosowaniu wydajnych systemów oczyszczania spalin sytuacja uległa zmianie, i współczesne spalarnie emitują spaliny zawierające dioksyny i furany w takim stężeniu, jakie zazwyczaj występuje w zanieczyszczonym powietrzu miejskim. Wycofanie z produkcji chloroorganicznych środków ochrony roślin i zaprzestanie bielienia papieru chlorem spowodowało znaczne zmniejszenie emisji dioksyn i furanów również z tych procesów. Znaczącym źródłem zarówno

w Polsce, jak i w wielu krajach Europy, jest obecnie przemysł metalurgiczny, obejmujący zarówno hutnictwo metali żelaznych, jak i nieżelaznych, a także wtórny przerób złomu. Bardzo poważnym problemem pozostaje jednak nadal niekontrolowane spalanie odpadów gospodarczych w piecach domowych oraz spalanie niskojakościowych paliw stałych, w tym węgla kamiennego i brunatnego w małych, najczęściej przestarzałych i wyeksploatowanych kotłowniach lokalnych, w których warunki spalania są z punktu widzenia termodynamiki i chemizmu spalania bardzo złe.



**Widać wyraźnie, że 8 polskich spalarni odpadów funkcjonujących w 2019 r. wyemitowało jedynie około 0,06 g dioksyn, natomiast w wyniku pożarów składowisk i miejsc magazynowania odpadów do atmosfery przedostało się aż 26,5 g dioksyn**

Są to w tej chwili główne źródła emisji dioksyn do powietrza w większości krajów Europy, jak i w Polsce.

Analizując dane GUS oraz KOBIZE dotyczące wielkości emisji dioksyn w Polsce łatwo zauważyć, że emisja ta (wyrażona w gramach) jest znacznie mniejsza od emisji np. wielopierścieniowych węglodorów aromatycznych w tym wybitnie kancerogennego benzo(a)pirenu (tutaj emisje liczone są w dziesiątkach kilogramów na rok). W roczniku statystycznym za 2019 r. znajdziemy informację, o emisji ok. 274 g

dioksyn w ciągu roku, z czego ok. 172 g pochodziło ze spalania w paleniskach domowych. Dane te pokazano w tab. 1.

Zastanawiająca jest jednak emisja ok. 61 g zakwalifikowana do kategorii zagospodarowane odpadów. Wg danych KOBIZE w kategorii tej mieści się zarówno emisja ze spalarni różnego rodzaju odpadów, jak i z pożarów, w tym pożarów miejsc magazynowania odpadów. Pokazano to w tab. 2.

Widać wyraźnie, że 8 polskich spalarni odpadów funkcjonujących w 2019 r. wyemitowało jedynie około 0,06 g dioksyn, natomiast w wyniku pożarów skła-

dowisk i miejsc magazynowania odpadów do atmosfery przedostało się aż 26,5 g dioksyn.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami w polskich spalarniach odpadów komunalnych, podobnie jak we wszystkich spalarniach w Unii Europejskiej - corocznie prowadzone są pomiary emisji dioksyn i furanów. W tab. 3 przedstawiono dane o ilości wykonanych pomiarów w latach 2016-2021 oraz o wielkości stężeń dioksyn i furanów oznaczonych w spalinach.

Lp.	Spalarnia	Ilość pomiarów	Wyniki pomiarów emisji PCDD/Fs (stężenia w ng/m <sup>3</sup> )				Średnia jako % wart. dop. (0,1 ng/m <sup>3</sup> )
			Minimum	Maksimum	Średnia	Mediana	
1	Białystok	13	0,000100	0,035980	0,007301	0,003800	7,30
2	Bydgoszcz	14	0,000190	0,023050	0,009189	0,004150	9,19
3	Konin	13	0,000206	0,016220	0,005579	0,005230	5,58
4	Kraków	15	0,001000	0,068000	0,010700	0,004000	10,70
		15	0,000900	0,049000	0,008331	0,004000	8,33
5	Poznań	15	0,000120	0,066000	0,010703	0,002000	10,70
		15	0,000030	0,064000	0,011856	0,003800	11,86
6	Rzeszów	9	0,001700	0,025000	0,010867	0,007000	10,87
7	Szczecin	9	0,000570	0,033000	0,007041	0,002988	7,04
		9	0,000710	0,029000	0,005162	0,001300	5,16
8	Warszawa	12	0,002200	0,088000	0,036000	0,020300	36,00
9	Zabrze	4	0,002000	0,016000	0,005750	0,002500	5,75

Tab. 3. Wyniki pomiarów emisji PCDD/Fs w polskich spalarniach odpadów komunalnych w latach 2016-2021

Lp.	Spalarnia	Ilość spalonych odpadów	Ilość godzin pracy	Objętościowy przepływ spalin	Stężenie dioksyn i furanów	Emisja roczna
		Mg/r.	h/r.	m <sup>3</sup> /h	ng/m <sup>3</sup>	g/r.
1	Białystok	107 600	7 854	54 975	0,0017	0,000734
2	Bydgoszcz	159 104	7 165	60 060	0,0300	0,012910
			7 506	54 068	0,0136	0,005519
3	Konin	81 314	7 715	54 647	0,0162	0,006838
4	Kraków	224 082	8 085	78 596	0,0020	0,001271
			8 104	79 712	0,0040	0,002584
5	Poznań	206 097	8 155	52 157	0,0005	0,000225
			8 287	48 435	0,0025	0,001003
6	Rzeszów	90 021	8 047	38 895	0,0056	0,001743
7	Szczecin	150 000	7 685	55 283	0,0120	0,005098
			7 776	69 791	0,0032	0,001737
8	Warszawa	41 186	6 807	20 196	0,0195	0,002681
9	Zabrze	101 738	5 756	241 659	0,0030	0,004173
Razem		1 161 141				0,046517
Średnia			7 611		0,0088	

Tab. 4. Wyniki pomiarów emisji PCDD/Fs w polskich spalarniach odpadów komunalnych w 2020 r.

Lp.	Spalarnia	Ilość spalonych odpadów	Ilość godzin pracy	Objętościowy przepływ spalin	Stężenie dioksyn i furanów	Emisja roczna
		Mg/r.	h/r.	m <sup>3</sup> /h	ng/m <sup>3</sup>	g/r.
1	Białystok	111 132	7 831	45 416	0,03598	0,012796
2	Bydgoszcz	157 645	7 717	59 365	0,0230	0,010537
			7 542	59 847	0,0255	0,011510
3	Konin	83 910	7 896	54 252	0,0050	0,002131
4	Kraków	232 429	8 356	67 966	0,0064	0,003635
			8 444	61 319	0,0025	0,001294
5	Poznań	210 000	8 288	57 655	0,0120	0,005734
			8 297	55 292	0,0640	0,029359
6	Rzeszów	84 128	7 418	37 760	0,0173	0,004846
7	Szczecin	164 813	7 695	54 003	0,0046	0,001912
			7 639	64 259	0,0015	0,000736
8	Warszawa	37 738	6 281	20 556	0,0206	0,002660
9	Zabrze	155 784	6 640	481 211	0,0160	0,051124
Razem		1 237 580				0,138273
Średnia			7 696		0,0180	

Tab. 5. Wyniki pomiarów emisji PCDD/Fs w polskich spalarniach odpadów komunalnych w 2021 r.

Jak można łatwo zauważyć, w żadnej spalarni odpadów nie odnotowano przekroczeń dopuszczalnych wartości stężeń, a najczęściej oznaczane wartości były na poziomie 10% wartości dopuszczalnych.

W kolejnych tab. 4 i 5 przedstawiono szczegółowe wyniki obliczenia wielkości emisji dioksyn z polskich spalarni w latach 2020-2021. Wielkość emisji obliczono mnożąc oznaczone stężenie dioksyn i furanów w spalinach (wartość najwyższą z wyników pomiarowych w danym roku) przez średni strumień

spalin oraz ilość godzin pracy instalacji w ciągu roku.

Analizując dane zawarte w tab. 4 i 5, a także w tab. 1 i 2 łatwo można zauważyć, że w wyniku spalania ponad 1 mln ton odpadów komunalnych w każdym z analizowanych lat do atmosfery zostało wyemitowane znacznie poniżej 1% krajowej emisji dioksyn. Oznacza to, że używanie argumentu o zagrożeniu dla ludzi i środowiska emisją dioksyn pochodzących ze spalarni odpadów jest po prostu nieporozumieniem, zaprzeczaniem oczywistym faktom. Trudno

jest jednak przeciętnemu obywatelowi przyjąć do wiadomości, że większe zagrożenie dla niego, jego rodziny, sąsiadów i środowiska stanowi jego własny piec domowy opalany paliwami stałymi, niestety często też odpadami, niż nowoczesna spalarnia odpadów komunalnych. Większe zagrożenie stanowi także palenie papierosów, niż zamieszkiwanie w pobliżu spalarni odpadów. Potwierdza to także lektura ogromnej ilości publikacji naukowych dotyczących tych zagadnień, jakie ukazały się w ostatnim 20-leciu. □



# OBLICZ ŚLAD WĘGLOWY

## RAZEM Z UDT

**DLA:**

- ORGANIZACJI
- WYDARZENIA
- PRODUKTU





■ Dr hab. inż. Stanisław Tokarski,  
GIG/Centrum Energetyki AGH

# Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego

## Utrzymanie ruchu i remonty po konsolidacji elektrowni

Zgodnie z zapowiedziami Rządu, w kwietniu 2023 r. winna zostać powołana do życia Narodowa Agencja Bezpieczeństwa Energetycznego, która skupi w jednej organizacji wszystkie elektrownie węglowe PGE, Taurona, Enei i Energi, wraz z kopalniami węgla brunatnego. To największa konsolidacja energetyki od 1989 r. Skonsolidowany podmiot ma zapewnić bezpieczną transformację krajowego systemu elektroenergetycznego, a w końcowej fazie zakończyć funkcjonowanie elektrowni węglowych. Skupienie w jednym podmiocie ok. 70% krajowego rynku energii to z jednej strony ryzyko, z drugiej - szansa na zaplanowaną i zoptymalizowaną modernizację niezbędnych w procesie transformacji aktywów. W artykule podjęto próbę opisanie głównych wyzwań jakie stoją przed NABE. Niektóre wnioski i postulaty powstały w wyniku debaty podczas tegorocznej Konferencji „[Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje](#)”.

### Krajowy System Elektroenergetyczny w 2022 r.

W 2022 r. polskie elektrownie, zarówno te konwencjonalne, jak i odnawialne, w tym instalacje prosumenckie, pomimo trwającej za wschodnią granicą wojny i związanego z nią kryzysu energetycznego, zapewniły wystarczającą ilość energii elektrycznej dla gospodarki i gospodarstw domowych. Zgodnie z wstępnymi danymi za 2022 r., opubli-

kowanymi przez PSE (tab. 1.), nastąpiła nadwyżka eksportu nad importem o prawie 1,7 TWh (po siedmiu latach nadwyżki importu). Na szczególną uwagę zasługuje ponad 50% wzrost produkcji energii odnawialnej ze źródeł odnawialnych z 18,1 do 27,6 TWh. To zasługa inwestycji w instalacje prosumenckie. Nastąpił także przewidywany spadek produkcji opartej na paliwie gazowym (o 25% rok do roku), a węgiel brunatny zwiększył istotnie swój udział w miksie, zastępując tym samym ubytki w produk-

cji na węglu kamiennym. Jednocześnie moc zainstalowana w krajowym systemie elektroenergetycznym (KSE) wzrosła do ponad 60 GW. Największy udział w tym wzroście miały elektrownie fotowoltaiczne, w tym prosumenckie, których moc łączna na koniec 2022 r. osiągnęła wielkość 12 GW. Najwięcej niepewności pod koniec 2022 r. wiązało się z importem surowców energetycznych. Ryzyko pewności zastępczego importu ok. 9 mln ton węgla energetycznego, który miał zastąpić węgiel rosyjski, do końca roku



pozostawało wysokie. Podobnie rzecz wyglądała z dostawami gazu ziemnego, którego import z kierunku wschodniego, w wolumenie ok. 10 mld m<sup>3</sup>, musiał zostać zastąpiony gazem skroplonym i dostawami z Baltic Pipe.

W wyniku szeroko zakrojonych działań i importu węgla oraz gazu z rynków światowych na przełomie 2022 i 2023 r. ryzyko wolumenowe nie zmaterializowało się, ale rykoszetem odbił się na gospodarce i konsumentach indywidualnych gwałtowny wzrost cen surowców energetycznych, energii elektrycznej i ciepła. Producenci węgla i gazu wykorzystali zamieszanie na rynkach światowych i podnieśli ceny węgla do 300 USD/tonę, a gazu ziemnego do 250 EUR/MWh. W efekcie pod koniec 2022 r. Komisja Europejska, a w efekcie polski rząd, wprowadziła ustawowe ograniczenia w wysokości cen energii elektrycznej w handlu hurtowym (UE: 180 EUR/MWh), a także limity cen sprzedaży dla gospodarstw domowych i odbiorców wrażliwych.

W 2023 r. energetyka i gospodarka wchodzi z wysokimi kosztami produkcji energii elektrycznej (ciągle wysokie koszty paliw i cena uprawnień do emisji), ale górnymi limitami cen dla odbiorców indywidualnych i wrażliwych, w tym rekompensatami dla odbiorców energochłonnych. Elektrownie uprawnione są do sprzedawania energii po cenach wynikających z rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska (wzory na ceny energii elektrycznej dla poszcze-

gólnych technologii), a ewentualne nadwyżki handlowe producentów i sprzedawców winny być odprowadzane do funduszu rekompensat. Również oferty cen dostawy energii na rynek bilansujący są ograniczone w podobny sposób. W 2023 r. należy oczekiwać, że rynek energii pozostanie mocno regulowany i zależny od polityków.

### NABE i korekta Polityki Energetycznej w 2023 r.

W kwietniu 2022 r. rząd zapowiedział korektę Polityki Energetycznej Polski w perspektywie 2040 r. (PEP 2040), uchwalonej w lutym 2021 r. Potrzeba korekty bezpośrednio spowodowana była napaścią Rosji na Ukrainę i kryzysowi surowcowemu, który stąd wyniknął. Korekcie musiało ulec założenie, że paliwem przejściowym na okres transformacji energetycznej będzie gaz ziemny, a więc konieczna stała się redefinicja roli węgla i programu restrukturyzacji górnictwa. Ponadto inwestycje w źródła fotowoltaiczne na koniec 2022 r. przekroczyły plany zakładane na 2040 r., co uznać należy za sukces, ale jednocześnie opóźnienie programu jądrowego i postęp w realizacji projektów morskich farm wiatrowych nakazywał patrzeć realistycznie na terminy oddania tych inwestycji. Rząd przedstawił dziewięć założeń korekty PEP 2040, w tym dotożenie do trzech filarów (sprawiedliwa transformacja, przebudowa systemu wytwarzania energii, czyste powietrze),

czwartego - suwerenność energetyczna. Czym jest suwerenność energetyczna Polski w kontekście suwerenności całej Unii Europejskiej? Krajowy system zsynchronizowany jest z systemem unijnym i w sposób ciągły, zgodnie z prawami fizyki zapewnia przepływy transgraniczne energii elektrycznej pomiędzy poszczególnymi, sąsiadującymi operatorami i odbiorcami. To połączenie wzmacnia bezpieczeństwo poszczególnych operatorów krajowych, którzy mogą być wzajemnie wspierani w sytuacjach awaryjnych, a w okresach nadmiaru energii korzystać z jej niskiej ceny dla odbiorców końcowych. Jednocześnie systemy poszczególnych krajów muszą mieć zdolność zapewnienia wystarczających mocy i energii elektrycznej na wypadek braku mocy na połączeniach transgranicznych i braku produkcji w źródłach pogodozależnych. Z tym wiąże się także zdolność rezerwowania źródeł pogodozależnych przez jednostki sterowalne i dostęp do wystarczającej ilości surowców energetycznych. Suwerenność energetyczna ma więc wymiar zarówno wewnętrzny, jak i zewnętrzny, a rozpatrywana być powinna zawsze w kontekście suwerenności całej Unii.

Jednocześnie w kwietniu 2023 r. (termin sygnalizowany przez MAP) nastąpić ma największa po 1989 r. reforma organizacyjna w energetyce wytwórczej, mianowicie połączenie wszystkich elektrowni węglowych w jedną strukturę Narodowej Agencji Bezpieczeństwa Energetycznego (NABE). Szczegóły ope-

Wyszczególnienie	Produkcja 2021 r. GWh	Produkcja 2022 r. GWh	Dynamika % 2022/2021
Produkcja ogółem	173 583	175 157	0,91
W tym Elektrownie zawodowe	154 599	14 555	- 4,56
- w tym wodne	2 830	2 815	- 0,53
- w tym ciepłone	151 769	144 740	- 4,63
- na węglu kam.	93 037	87 761	- 5,67
- na węglu brun.	45 367	46 978	3,55
- gazowe	13 366	10 002	-25,17
El. inne odnawialne	4 749	9 297	95,75
El. wiatrowe	14 234	18 305	28,6
Saldo wymiany zagranicznej	820	- 1 697	eksport
Krajowe zużycie en. elektrycznej	174 402	173 479	- 0,53

Tab. 1. Wstępne wyniki produkcji i zapotrzebowania na energię elektryczną w 2022 r. (dane PSE)

racyjne połączenia nie są znane, niemniej w wyniku transakcji handlowych aktywa wytwórcze PGE, Tauronu i Enei, a także Energi zostaną nabyte przez Skarb Państwa i alokowane do jednej struktury. Jak zgromadzenie wszystkich aktywów wytwórczych węglowych wpłynie na funkcjonowanie operacyjne elektrowni, zakupy paliwa, utrzymanie ruchu i proces modernizacyjny i remontowy? Jak wpłynie na bezpieczeństwo krajowego systemu i jak wreszcie funkcjonował będzie rynek energii wobec dominacji NABE nad zasobami wytwórczymi, z którymi pozostaną grupy energetyczne i producenci prywatni?

### NABE - główne wyzwania zewnętrzne i wewnętrzne

Projekt NABE prowadzony jest przez Ministerstwo Aktywów Państwowych (MAP) od ponad dwóch lat. Cele, które przyświecały idei powołania NABE mieściły się pomiędzy odciążeniem koncernów energetycznych od aktywów węglowych, tak aby umożliwić im dynamiczny rozwój inwestycji w źródła odnawialne (cel koncernów), a zgromadzeniem w jednym podmiocie kontrolowanym przez państwo elektrowni węglowych - rezerwy krajowego systemu na okres transformacji (cel państwa). Nie jest zamysłem autora artykułu analiza słuszności celów i innych scenariuszy restrukturyzacji energetyki węglowej, niemniej utworzenie nowej organizacji stawia przed rynkiem energii w Polsce i nią samą wiele wyzwań:

- Wg. struktury produkcji energii elektrycznej w 2022 r., ok 70% wyprodukowanej zostało w elektrowniach, które znajdują się w NABE. NABE pozostanie podmiotem dominującym na rynku energii i musi być ściśle regulowane (państwo przejmie na bliżej nieokreślony czas rolę regulatora i podmiotu wpływającego na ceny energii elektrycznej). Jak zatem skutecznie przeciwdziałać monopolowi i zapewnić funkcjonowanie krajowego

rynku energii? Jak zapewnić/zablokować możliwość wykorzystywania pozycji dominującej takiego podmiotu? Bo sam UOKiK raczej nie będzie narzędziem wystarczająco dynamicznym i skutecznym.

- Do NABE nie zostaną wniesione aktywa węglowe Tauron Wydobywanie i Lubelski Węgiel „Bogdanka”. Łańcuchy produkcyjne utworzone na zasadach biznesowych zostaną porozcinane (NABE w procedurze publicznej będzie nabywać węgiel dla nowych bloków w Jaworznie i Kozienicach, połączonych torami i zaprojektowanych na węgiel z sąsiednich kopalń). Efektywna organizacja zakupów węgla (import z rynków światowych przy niskich cenach, czy zakupy po cenach rynku krajowego?) będzie wpływać na koszty produkcji i ceny energii. A może wnieść do NABE część krajowych kopalń węgla kamiennego?



**W 2023 r. energetyka i gospodarka wchodzi z wysokimi kosztami produkcji energii elektrycznej (ciągle wysokie koszty paliw i cena uprawnień do emisji), ale górnymi limitami cen dla odbiorców indywidualnych i wrażliwych, w tym rekompensatami dla odbiorców energochłonnych**

- Flota wytwórcza NABE składać się będzie z czterech nowych bloków, klasy 1000 MW, na węgiel kamienny (Kozienice, Opole x 2, Jaworzno) i jednostki klasy 500 MW na węgiel brunatny w Turowie. Pośród jednostkami najnowszymi, a blokami klasy 200 MW na węgiel kamienny i 360 MW na węgiel brunatny, pozostaje jeszcze blok 858 MW w Bełchatowie i 460 MW w Łagiszy (zmodernizowane bloki w Turowie, bloki 500 MW w Kozienicach i bloki klasy 360 MW w Opolu zaliczyć należy do starszej generacji). Dla zapewnienia wydolności krajowego systemu kluczowe jest utrzymanie jednostek klasy

200 MW i 360 MW w dyspozycji co najmniej do 2035 r. Priorytetem NABE staje się określenie zakresu modernizacji, wskazanie liczby i lokalizacji jednostek, wraz z budżetem, które muszą zostać zmodernizowane (wykorzystanie efektów Programu bloki 200+, prowadzonego przez NCBiR). Decyzja w tej sprawie powinna być podjęta jak najszybciej, tak aby zaplanować niezbędne bieżące działania i przeprowadzić program modernizacji i aby uniknąć nieskoordynowanego wycofywania nierentownych bloków.

- Od połowy 2025 r. jednostki emitujące powyżej 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh stracą przychody z rynku mocy. Zakładając, że część z nich zostanie zmodernizowana zgodnie z Programem bloki 200+ (10-15 bloków), pozostałe, wg. zapotrzebowania PSE, powinny pozostać rezerwą krajowego systemu, uruchamianą

poza rynkiem energii, przez operatora systemu. Dla utrzymania tych jednostek (pracujących kilkadziesiąt godzin rocznie) należy wprowadzić opłatę za rezerwę strategiczną dla KSE. NABE, aby uniknąć strat z tytułu utrzymywania nierentownych bloków musi uzyskać prawo do dozwolonej pomocy publicznej. Alternatywą jest przesunięcie o kilka lat terminu obowiązywania limitu emisji 550 kg CO<sub>2</sub>/MWh, który uprawnia do udziału w rynku mocy.

- Około 2030 r. spodziewane jest wprowadzenie nowych norm emisyjnych dla energetyki opartej o surowce kopalne (nowe standardy i limity BAT). Jednostki, które plano-

wane będą do pracy w KSE po tej dacie muszą zostać zmodernizowane (emisje tlenków siarki, azotu, pyłów, itd.). NABE musi zapewnić środki na modernizację lub uzyskać stosowne derogacje.

- Konsolidacja aktywów zawsze związana jest przeglądem struktur i optymalizacją kosztową. W skład NABE wejdą zorganizowane grupy wytwórcze, gdzie powielane będą różne funkcje: służby remontowe, kadry, księgowość, finanse, służby socjalne, itp. W wyniku łączenia tych funkcji uwolnione zostaną pewne zasoby pracownicze, które muszą zostać zagospodarowane w NABE.
- Służby remontowe i utrzymania ruchu w PGE, Tauronie i Enei zorganizowane są w różny sposób: od wydzielenia do oddzielnej spółki (Tauron) do organizacji w pełni wewnętrznej. Również zakres remontów prowadzonych wewnętrznie

jest różny. Jaka praktyka zostanie przyjęta w NABE? Czy z każdej organizacji wyciągnięte zostaną najlepsze praktyki (best practice) i wdrożone w całej, nowej organizacji, czy pozostaną istniejące struktury - brak efektu synergii?

- Wyzwaniem NABE będzie także organizacja struktury zakupowej, zamówień publicznych, planowania i wyprzedzania zamówień, tak aby zdążyć na czas z realizacją usług. Czy powstanie jedna struktura zakupowa, czy w każdej wchodzącej grupie oddzielna? Co ze standaryzacją zapytań ofertowych i umów zakupowych (takie same warunki płatności, kary umowne, itp.)?
- NABE dysponować powinno rezerwą istotnych podzespołów i urządzeń (wirniki turbin, transformatory, wirniki i stojany generatorów, pompy zasilające, itp.), których nie można zamówić w trybie awaryjnym, z szybkimi terminami dostaw. Po-

wyższe działanie to nowy zakres działania NABE.

- W okresie 2035-2040 NABE pełnić będzie funkcję podmiotu, który wygasza działalność pozostałych jeszcze, czynnych elektrowni. W tym okresie będzie spółką deficytową i zasilane być winno przez państwo, w formie dozwolonej pomocy publicznej. Rozważyć należy utworzenie funduszu, na którym odkładane byłyby środki finansowe z bieżącej działalności, aby zapewnić przyszłe źródła finansowania likwidacji elektrowni i przywrócenia stanu terenów do standardów środowiskowych (przez analogię do funduszy likwidacji i rekultywacji w kopalniach).

Wiele wyzwań stoi przed Zarządem NABE, zarówno tych zewnętrznych (dominująca pozycja rynkowa, silna zależność od regulacji i polityki), jak i wewnętrznych (optymalizacja kosztowa, wysoki ślad węglowy produk-



Uczestnicy III Panelu Dyskusyjnego „Organizacja służb remontowych w nowej rzeczywistości - jak to ma dalej funkcjonować” podczas IX Konferencji Technicznej „Utrzymanie ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”.

wanej energii elektrycznej, perspektywa niezbędnych modernizacji - z likwidacją w tle). Z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju i zapewnienia suwerenności wewnętrznej - najważniejszym jest dalsza, ciągła dostawa energii elektrycznej do systemu, po konkurencyjnych cenach i zapewnienie płynnej transformacji systemu elektroenergetycznego.

### Debata: utrzymanie ruchu - diagnostyka, remonty modernizacje w NABE

Podczas **IX Konferencji Technicznej „Utrzymanie ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”**, która miała miejsce w dniach 20-22 marca 2023 r. w Kazimierzu Dolnym, po prezentacjach wprowadzających nt. m. in. przyszłego rozwoju sieci przesyłowej w Polsce (Maciej Przybylski, Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.), czy przyszłości energetyki w świetle powstania NABE (Waldemar Szulc, Dyrektor, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie) - odbył się Panel Dyskusyjny, w którym udział wzięli (wg alfabetu):

- Jacek Janas, Członek Zarządu ds. Operacyjnych, Enea Elektrownia Połaniec S.A.,
- Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.,
- Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska,
- Waldemar Szulc, Dyrektor, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie,
- Dr inż. Jerzy Trzeszczyński, Prezes Zarządu/Dyrektor, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.,

- Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński, Dyrektor Instytutu Łukasiewicz GIT,
- Dr inż. Andrzej Ziółkowski, Prezes, Urząd Dozoru Technicznego.

### Wnioski z debaty:

- Niezależnie od organizacji formalnej, istniejące, węglowe bloki energetyczne stanowią najprostszą i najtańszą rezerwę systemu elektroenergetycznego i muszą

getyki AGH metoda nieniszcząca SPT - small punch test - dla części ciśnieniowych bloków energetycznych). Propozycja ProNovum pod nazwą: „Bloki 2025 plus”, wykorzystująca wieloletnią wiedzę inżynierską o stanie bloków, zawierająca koncepcję tworzenia cyfrowych bliźniaków, przyjęta została jako interesująca. Do budowania bazy wiedzy dołączył Górnośląski Instytut Technologiczny Łukasiewicz



**Wiele wyzwań stoi przed Zarządem NABE, zarówno tych zewnętrznych (dominująca pozycja rynkowa, silna zależność od regulacji i polityki), jak i wewnętrznych (optymalizacja kosztowa, wysoki ślad węglowy produkowanej energii elektrycznej, perspektywa niezbędnych modernizacji - z likwidacją w tle)**

pozostać w dyspozycyjności do czasu zastąpienia ich przez nowe, nieemisyjne i odnawialne źródła, z możliwością regulacji systemu (perspektywa 2035 r, a niektóre dłużej). Powstanie NABE powinno zakończyć okres niepewności co do funkcji i zamiarów właścicielskich, zapewnić niezbędną perspektywę modernizacyjną i remontową, z zapewnieniem źródeł finansowania.

- Wydużający się resurs starych bloków klasy 200 MW i 360 MW (ponad 350 tys. godzin pracy) wymaga nowego podejścia do diagnostyki i świadomego przedłużanie eksploatacji o kolejne lata. Urząd Dozoru Technicznego wymagał będzie bardziej zaawansowanych narzędzi i metod badawczych (m. in. rozwijana jest przez UDT i Centrum Ener-

(dawny IMŻ), oferując swoje dane z wieloletnich badań bloków energetycznych i Politechnika Śląska.

- Z punktu widzenia osób odpowiadających za bieżące utrzymanie ruchu i remonty, z różnych poziomów zarządczych, niezależnie od istniejącej, czy przyszłej struktury właścicielskiej, najważniejsze jest profesjonalne prowadzenie ruchu i utrzymywanie dobrego stanu technicznego urządzeń.
- Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie podjęło inicjatywę skoordynowania działań na rzecz oceny stanu technicznego bloków energetycznych, przyszłych, bardziej zaawansowanych technik diagnostycznych i określenia zakresu modernizacji pod kątem przedłużenia okresu eksploatacji tych bloków. □

#### Literatura:

1. PEP 2040, (2021), Polityka Energetyczna Polski do 2040 roku, załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. [www.gov.pl/attachment/ba2f1a-fa-3456-424d-b3bf-0de5a639849e](http://www.gov.pl/attachment/ba2f1a-fa-3456-424d-b3bf-0de5a639849e) [dostęp 31.03.2023].
2. Uchwała RM, (2022), Uchwała Rady Ministrów w sprawie aktualizacji PEP 2040 z 29.03.2022 r., <https://www.gov.pl/web/premier/zalozenia-do-aktualizacji-polityki-energetycznej-polski-do-2040-r-pep2040-wzmocnienie-bezpieczenstwa-i-niezaleznosci-energetycznej>, [dostęp 31.03.2023].
3. Materiały i prezentacje konferencyjne, dostępne na stronie [www.nowa-energia.com.pl](http://www.nowa-energia.com.pl).



■ Patrycja Nowakowska,  
Adwokat, Senior Associate,  
Energy & Natural Resources,  
Kancelaria Kubas Kos Gałkowski



■ Ewa Przyśliwska-Urbaneck,  
Radca Prawny, Senior Associate,  
Energy & Natural Resources,  
Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

## Przyłączenie do sieci elektroenergetycznej w trybie tzw. komercyjnym (cywilnym)

### Jak to działa?

Każdy podmiot, który chce pobierać lub wprowadzać energię elektryczną do sieci Operatora (przesyłowego lub dystrybucyjnego) musi się zmierzyć z procedurą opisaną w art. 7 Prawa energetycznego<sup>1</sup>. Użycie słowa „zmierzyć się” jest tu jak najbardziej celowe, ponieważ wieloetapowa i wielowariantowa procedura przyłączenia do sieci jest jednym z najbardziej skomplikowanych prawnie zagadnień w całej ustawie. Wielokrotna nowelizacja art. 7 wraz ze zmianą polityki klimatycznej UE oraz rozwojem technologicznym m. in. odnawialnych źródeł energii spowodowała, że jest to przepis rozbudowany i nieczytelny. W doktrynie zgłaszane są nawet postulaty, aby kwestie przyłączenia do sieci wyodrębnić jako osobny rozdział ustawy Prawo energetyczne<sup>2</sup>.

Szeroko komentowanym w przestrzeni publicznej zjawiskiem związanym z przyłączeniem do sieci, z którym mamy do czynienia w ostatnim czasie, jest znaczące zwiększenie ilości odmów takiego przyłączenia względem lat ubiegłych, jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, przede wszystkim z uwagi na brak technicznych warunków przyłączenia po stronie Operatorów<sup>3</sup>. Brak technicznych warunków przyłączenia jest w pewien sposób niesanowany, ponieważ zgodnie z powszechnie przyjętą interpretacją, Operatorzy - jako właściciele sieci - mają najlepszą wiedzę o jej stanie technicznym i możliwościach przyłączenia kolejnych podmiotów. Istnienie wa-

runków technicznych - m. in. obok warunków ekonomicznych - jest przesłanką, której spełnienie powoduje aktualizację ustawowego zobowiązania przedsiębiorstwa energetycznego do zawarcia umowy o przyłączenie.

Zgodnie z art. 7 ust. 1 p.e., przedsiębiorstwo energetyczne jest zobowiązane do przyłączenia podmiotu do sieci, **jeżeli istnieją techniczne i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii, a żądający zawarcia umowy spełnia warunki przyłączenia do sieci i odbioru**. W p.e. warunki techniczne przyłączenia do sieci nie zostały nigdzie szerzej zdefiniowane. To w kompetencji Operatora leży zwery-

fikowanie ich istnienia przy zachowaniu pewnej uznaniowości takiej weryfikacji limitowanej przepisami prawa, w szczególności zasadą równoprawnego traktowania użytkowników sieci. Jak przyjmuje się na gruncie p.e., pod pojęciem warunków technicznych należy ogólnie rozumieć techniczne aspekty możliwości dokonania przyłącza przy uwzględnieniu indywidualnych cech przyłączanego obiektu<sup>4</sup>.

Brak warunków technicznych, to jednak nie jedyna możliwa sytuacja, kiedy nie powstaje po stronie Operatora publicznoprawny obowiązek przyłączenia do sieci opisany w cytowanej regulacji. Może się bowiem zdarzyć tak, że istnieją warunki techniczne przyłączenia do sieci,

a nie są spełnione warunki ekonomiczne. Taki wariant jednak nie zamyka ostatecznie drogi do przyłączenia do sieci. Otwiera się ścieżka zastosowania tzw. trybu „komercyjnego” (lub też „cywilnego”) przyłączenia do sieci.

### **Komercyjne przyłączenie do sieci - art. 7 ust. 9 p.e. - przesłanki stosowania**

W trybie publicznoprawnym przyłączenia, sposób obliczenia wysokości opłaty za przyłączenie określony jest w ustawie i różni się w zależności od rodzaju przyłączanej instalacji. W większości przypadków ma ona charakter ryczałtowy i często nie pokrywa pełnych kosztów przyłączenia danego podmiotu - pozostała część pokrywana jest przez przedsiębiorstwo energetyczne, które koszty te uwzględnia m. in. w taryfie. Jeżeli koszty budowy lub rozbudowy sieci miałyby okazać się jednak nadmierne względem spodziewanych wpływów, to warunki ekonomiczne mogą nie zostać spełnione. Te wiążą się bowiem z sytuacją ekonomiczną przedsiębiorstwa energetycznego, jak również z możliwymi i dostępnymi metodami finansowania.

Kwestia określenia kryteriów oceny efektywności ekonomicznej przyłączeń, jak i konieczności prowadzenia w tym celu przez przedsiębiorstwa energetyczne szczegółowej analizy ekonomicznej, była przedmiotem rozważań sądów powszechnych, jak i Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (URE), który wypowiedział się na ten temat w kilku stanowiskach<sup>5</sup>. Jednym z tych kryteriów jest m. in. ocena wewnętrznej stopy zwrotu (IRR), której wysokość publikowana jest w informacji Prezesa URE w sprawie ustalenia wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) stosowanej do oceny warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci ciepłowniczej, elektroenergetycznej i gazowej<sup>6</sup>. W jednym z zapadłych wyroków Sąd Ochrony Konkurencji i Konsumentów podkreślił, że przedsiębiorstwo energetyczne powinno badać istnienie warunków ekonomicznych (i technicznych) przyłącze-

nia z należytą starannością przyjętą dla stosunków profesjonalnych<sup>7</sup>.

Może zdarzyć się zatem, że pomimo, iż istnieją techniczne warunki przyłączenia, jego wykonanie w trybie publicznoprawnym nie będzie możliwe z uwagi na niespełnienie warunków ekonomicznych. W takim wypadku, przedsiębiorstwo energetyczne odmawia przyłącze-

nia do sieci. Mimo to, na podstawie art. 7 ust. 9 p.e., może zawrzeć umowę o przyłączenie do sieci, ustalając w tej umowie opłatę za przyłączenie w wysokości uzgodnionej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie do sieci (tzw. tryb „komercyjny” lub „cywilny”).

Co istotne, tryb komercyjny, w przeciwieństwie do trybu publicznoprawnego,



jest opcjonalny - co oznacza, że przedsiębiorstwo energetyczne może, ale nie musi go zastosować.

Tryb publicznoprawny i tryb komercyjny przyłączenia różnią się zatem przesłankami ich stosowania. Aby zastosowanie znaleźć mógł tryb komercyjny, spełnione muszą zostać następujące warunki: a) muszą istnieć techniczne warunki przyłączenia do sieci i dostarczania tych paliw lub energii; b) podmiot ubiegający się o przyłączenie musi posiadać tytuł prawny do korzystania z nieruchomości, obiektu lub lokalu, do których paliwa gazowe lub energia mają być dostarczane; c) żądający zawarcia umowy musi spełniać warunki przyłączenia do sieci i odbioru; d) przedsiębiorstwo energetyczne odmówiło przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych; e) uzgodniona została pomiędzy przedsiębiorstwem energetycznym, a podmiotem przyłączeniowym opłata za przyłączenie do sieci, ewentualnie zasady budowy/rozbudowy odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci<sup>8</sup>.

## Opłata za przyłączenie w trybie komercyjnym

Przepis art. 7 ust. 9 p.e. stanowi, że w trybie komercyjnym przyłączenia nie stosuje się ust. 8 pkt 1 i 2 oraz pkt 3 lit. a ustawy p.e. (które stanowią o kalkulacji opłaty za przyłączenie do sieci przesyłowej elektroenergetycznej, sieci dystrybucyjnej gazowej wysokich ciśnień oraz do sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym wyższym niż 1 kV i nie wyższym niż 110 kV; przyłączenie do sieci dystrybucyjnej gazowej innej niż wymieniona w pkt 1, sieci elektroenergetycznej o napięciu znamionowym nie wyższym niż 1 kV oraz sieci ciepłowniczej; a także za przyłączenie źródeł współpracujących z siecią oraz sieci przedsiębiorstw energetycznych zajmujących się przesyłaniem lub dystrybucją paliw gazowych lub energii).

W związku z tym przyjmuje się, że umowa zawarta w ten sposób ma charakter cywilnoprawny i określa stawki pozataryfowe za przyłączenie do sieci, uzgodnione pomiędzy stronami, na które wyraziły wspólnie zgodę.

Na marginesie należy wskazać, że zastosowane w ust. 9 wyłączenie stosowania ustawowego mechanizmu wyliczenia opłaty za przyłączenie nie obejmuje pełnego katalogu podmiotów wymienionych w ust. 8 ustawy (m. in. in-

tyczne zobowiązane jest przedstawić informację o sposobie kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji opłaty. Oznacza to, że podmiot ubiegający się o przyłączenie już razem z odmową przyłączenia w trybie publicznoprawnym otrzymuje informację na temat wysokości opłaty za przyłączenie do sieci w trybie „cywilnym”. W zamysle projektodawców, regulacja ta ma na celu usprawnienie oraz zwiększenie

„ Szeroko komentowanym w przestrzeni publicznej zjawiskiem związanym z przyłączaniem do sieci, z którym mamy do czynienia w ostatnim czasie, jest znaczące zwiększenie ilości odmów takiego przyłączenia względem lat ubiegłych, jeśli chodzi o odnawialne źródła energii, przede wszystkim z uwagi na brak technicznych warunków przyłączenia po stronie Operatorów

frastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, ogólnodostępnych stacji ładowania, ani magazynów energii elektrycznej). Nie można wykluczyć, że takie ukształtowanie przepisu może być wynikiem pewnego niedopatrzenia legislacyjnego związanego z wielokrotną jego nowelizacją, co w konsekwencji może prowadzić do ryzyka wystąpienia sporów interpretacyjnych pomiędzy przedsiębiorstwami energetycznymi, a podmiotami przyłączanymi.

W przypadku odmowy przyłączenia do sieci w trybie „publicznoprawnym” z uwagi na brak warunków ekonomicznych, przedsiębiorstwo energetyczne ma obowiązek niezwłocznie pisemnie powiadomić o odmowie Prezesa URE i zainteresowany podmiot, podając przyczyny odmowy. Zgodnie z nowelizacją p.e. z grudnia 2022 r.<sup>9</sup>, w powiadomieniu przedsiębiorstwo energetyczne podaje od razu szacowaną wysokość opłaty za przyłączenie w trybie „cywilnym” wraz z informacją o możliwości zażądania przedstawienia sposobu kalkulacji tej opłaty. Jeżeli podmiot ubiegający się o przyłączenie tego zażąda, w terminie 14 dni przedsiębiorstwo ener-

getyczne jest zobowiązane do przedstawienia sposobu kalkulacji opłaty z wyszczególnieniem istotnych elementów nakładów inwestycyjnych przyjętych do kalkulacji opłaty. Oznacza to, że podmiot ubiegający się o przyłączenie już razem z odmową przyłączenia w trybie publicznoprawnym otrzymuje informację na temat wysokości opłaty za przyłączenie do sieci w trybie „cywilnym”. W zamysle projektodawców, regulacja ta ma na celu usprawnienie oraz zwiększenie

transparentności tego procesu, jak również przyspieszenie procesu decyzyjnego inwestorów, którzy znając szacowaną wartość opłaty za przyłączenie i szacunek kosztów niezbędnych robót związanych z rozbudową sieci, będą mogli wyrazić wolę zawarcia umowy o przyłączenie w trybie komercyjnym<sup>10</sup>.

Jednocześnie ust. 9a p.e. przewiduje możliwość zapewnienia przez podmiot ubiegający się o przyłączenie, w uzgodnieniu z przedsiębiorstwem energetycznym, budowy i rozbudowy odcinków sieci służących do przyłączenia instalacji należących do podmiotu ubiegającego się o przyłączenie do sieci.

## Nie tak prosto, jak by się mogło wydawać

Powyżej opisane przesłanki stosowania komercyjnego trybu przyłączenia nie budziły dotychczas zbyt wielu wątpliwości. Wynikać to może także z tego, że przepis nie był często stosowany w praktyce. W ostatnim czasie, odkąd obserwujemy rozwój OZE w Polsce, w tym m. in. powstawanie dużych farm fotowoltaicznych, Operatorzy coraz częściej sięgają

po ten tryb przyłączenia i proponują go podmiotom ubiegającym się o przyłączenie. W praktyce pojawia się co najmniej kilka zagadnień problemowych.

Pierwszym pytaniem, które się nasuwa na gruncie stosowania art. 7 ust. 9 p.e., jest to, czy przy zawieraniu umowy o przyłączenie w trybie komercyjnym konieczne jest wydanie warunków przyłączenia. Jak wskazano, tryb ten znajduje zastosowania wyłącznie w przypadku, gdy doszło do odmowy przyłączenia do sieci energetycznej z uwagi na brak warunków ekonomicznych, co dalej prowadzi do wniosku, że faktycznie nie zostały wydane warunki przyłączenia. **Przepis art. 7 ust. 9 p.e. nie wskazuje ani obowiązku, ani możliwości wydania warunków przyłączenia - kwestia ta nie jest w ogóle uregulowana.** Można argumentować, że warunki przyłączenia nie powinny zostać wydane, skoro w świetle regulacji p.e. (art. 7 ust. 8i) są one emanacją obowiązku publiczno-prawnego po stronie przedsiębiorstwa energetycznego: *W okresie ważności warunki przyłączenia stanowią warunkowe zobowiązanie przedsiębiorstwa energetycznego zajmującego się przesyłaniem lub dystrybucją energii elektrycznej albo przesyłaniem lub dystrybucją ciepła do zawarcia umowy o przyłączenie odpowiednio do sieci elektroenergetycznej lub ciepłowniczej.* Skoro zatem umowa o przyłączenie jest w tym wypadku zawierana przede wszystkim na podstawie przepisów prawa cywilnego, to w miejsce warunków przyłączenia powinna pojawić się oferta w rozumieniu Kodeksu cywilnego - propozycja ze strony Operatora. Zgodnie z art. 66 § 1 Kodeksu cywilnego<sup>11</sup> oświadczenie drugiej stronie woli zawarcia umowy stanowi ofertę, jeżeli określa istotne postanowienia tej umowy. Oferta przedsiębiorstwa energetycznego powinna zatem określać przynajmniej elementy wskazane w art. 7 ust. 2 p.e.; dodatkowo może wskazywać określone warunki techniczne wymagane do realizacji umowy (tak jak ma to miejsce w przypadku warunków przyłączenia). Co ważne, zgodnie z art. 66

§ 2 k.c. dopuszczalne jest zastrzeżenie w ofercie terminu udzielenia odpowiedzi (terminu jej przyjęcia przez przyłączany podmiot) - termin ten mógłby być znacznie krótszy niż 2 lata, jak ma to miejsce w przypadku warunków przyłączenia. Z drugiej strony możliwy jest argument, że omawiana regulacja nie wprowadza rozróżnienia trybów, a warunki przyłączenia powinny być wydawane zawsze zgodnie z zasadą równoprawnego traktowania. Dzięki temu podmiot ubiegający się o przyłączenie zyskiwałby pewność, że umowa zostanie zawarta na określonych w warunkach zasadach i że Operator podejmuje takie warunkowe zobowiązanie. Kwestia ta z pewnością nie jest jednoznacznie rozstrzygnięta w przepisach prawa. *De lege ferenda* należałoby to doprecyzować.

Kolejnym z zagadnień budzących wątpliwości jest znaczenie pojęcia „indywidualnie ustalona opłata” i nasuwające

” **Należy pamiętać, że zarówno techniczne, jak i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci powinny mieć obiektywny charakter (a nie być jednostronną decyzją przedsiębiorstwa energetycznego), zaś w odmowie zawarcia umowy przedsiębiorstwo energetyczne powinno wskazać, jakie konkretne przyczyny są przeszkodą do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci**

się pytanie: czy są jakieś granice czynienia przez przyszłe strony umowy o przyłączenie takich ustaleń? Na ile umowa o przyłączenie zawarta w trybie art. 7 ust. 9 p.e. może być regulowana odmiennie od typowych umów o przyłączenie, zgodnie z wolą jej stron? **Każda umowa o przyłączenie ma charakter cywilnoprawny i jest kształtowana zgodnie z zasadą swobody umów, uwzględniając przepisy p.e. oraz innych ustaw sektorowych.** Umowa o przyłączenie, zdefiniowana w art. 7 ust. 2 p.e., należy do kategorii umów dwustronnych, odpłatnych oraz nazwanych i stanowi podstawę do rozpoczęcia realizacji prac projektowych i budowlano-montażowych oraz ich finansowania. **Granice swobo-**

**dy umów dla przedsiębiorstwa energetycznego w odniesieniu do umów o przyłączenie wyznacza wyrażona w art. 7 ust. 1 p.e. zasada równoprawnego traktowania podmiotów przyłączanych do sieci, a w ogólności także zasada równego traktowania użytkowników systemu.** Powyższe zasady pozostają aktualne w przypadku umowy o przyłączenie zawieranej w trybie art. 7 ust. 9 p.e. - z jednym zasadniczym wyjątkiem - możliwością indywidualnego określenia opłaty za przyłączenie do sieci dystrybucyjnej.

Mając jednak na względzie specyfikę działalności Operatorów, t.j. działalności regulowanej opartej na zatwierdzeniu i stosowaniu taryfy, wskazać należy, że stosowanie art. 7 ust. 9 p.e. powinno być raczej wyjątkiem od zasady, a nie stałą praktyką. **Decydując się na skorystanie z procedury zawarcia umowy o przyłączenie w trybie cywilnym,**

**generalną dyrektywą, jaką powinno kierować się przedsiębiorstwo energetyczne przy przygotowywaniu „oferty” oraz umowy dla podmiotu przyłączanego, jest pełne zabezpieczenie finansowania takiej inwestycji, przez co należy rozumieć także możliwość wprowadzenia do umowy postanowień zobowiązujących podmiot przyłączany do zabezpieczenia należytego wykonania jego obowiązków wynikających z umowy poprzez ustanowienie stosownych zabezpieczeń (np. w pieniądzu lub w formie gwarancji).** W przeciwnym wypadku należy zwrócić uwagę na ryzyko zakwestionowania przez Prezesa URE kosztów wynikających z realizacji takiej umowy przyłączeniowej.



Wreszcie, problemowa wydaje się być kwestia zaliczki pobieranej przez przedsiębiorstwo energetyczne. Zaliczka wnoszona na etapie składania wniosku o wydanie warunków przyłączenia, o której mowa w art. 7 ust. 8a - 8c p.e. podlega zwrotowi zgodnie z art. 7 ust. 8j pkt 1) p.e. w przypadku, gdy przedsiębiorstwo energetyczne **odmówi wydania warunków przyłączenia lub zawarcia umowy o przyłączenie do sieci elektroenergetycznej z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie z powodu braku technicznych lub ekonomicznych warunków przyłączenia.** Tym samym, literalnie czytając przepisy, należy założyć, że zaliczka taka powinna zostać zwrócona niezwłocznie po odmowie przyłączenia do sieci z powodu braku warunków ekonomicznych. Wydaje się to być jednak niecelowe, jeśli miałyby dojść realizacji przyłączenia w trybie cywilnym, a podmiot przyłączany i tak będzie ponosił opłatę za przyłączenie. Ewentualne zaliczenie jej na poczet innych należności wymagałoby poczynienia stosownych ustaleń z podmiotem ubiegającym się o przyłączenie, który jednoznacznie zgodziłby się na takie działanie. Dodatkowo wskazać należy, że przepisy nie przesądzają w sposób kategoryczny, czy w umowie o przyłączeniu

zawartej w trybie art. 7 ust. 9 p.e. możliwe jest określenie zaliczki w kwocie innej niż 30 zł na każdy kilowat mocy przyłączeniowej oraz wyższej niż 3 000 000 zł. Dopuszczalna wydaje się argumentacja, zgodnie z którą zaliczkę można ustalić indywidualnie w treści umowy przyłączeniowej, chociażby z uwagi na teoretyczny obowiązek zwrotu tej zaliczki niezwłocznie po odmowie wydania warunków przyłączenia z powodu braku warunków ekonomicznych. Przepisy jednak i tu nie dają jednoznacznie odpowiedzi i wymagałyby doprecyzowania.

## Podsumowanie

Należy pamiętać, że zarówno techniczne, jak i ekonomiczne warunki przyłączenia do sieci powinny mieć obiektywny charakter (a nie być jednostronną decyzją przedsiębiorstwa energetycznego), zaś w odmowie zawarcia umowy przedsiębiorstwo energetyczne powinno wskazać, jakie konkretnie przyczyny są przeszkodą do zawarcia umowy o przyłączenie do sieci.

Rozwiązaniem dla podmiotów ubiegających się o przyłączenie, którym przyłączenia odmówiono z przyczyn ekonomicznych, może być realizacja przyłączenia w trybie komercyjnym, czy-

li na wspólnie uzgodnionych pomiędzy stronami warunkach finansowania.

Nie ulega jednak wątpliwości, że kiedy przychodzi do zastosowania regulacji w praktyce pojawia się wiele niejasności nierozstrzygniętych przez doktrynę Prawa energetycznego, a tym bardziej orzecznictwo. Na gruncie art. 7 ust. 9 p.e. nie ma jak dotąd bogatego orzecznictwa. Na zagadnienie jednak trzeba spojrzeć szerzej i systemowo. Ogólnie rzecz ujmując, kwestie przyłączenia (cały art. 7) są uregulowane w sposób nieczytelny i skomplikowany do praktycznego stosowania. Poruszanie się po rozbudowanym przepisie jest nad wyraz utrudnione. Postulowane wyodrębnienie osobnego rozdziału w ustawie, poświęconego przyłączeniom i uporządkowanie regulacji, wydaje się być rozwiązaniem sensownym. Przepis nastęrcza trudności nie tylko przyszłym użytkownikom sieci, ale także samym przedsiębiorstwom energetycznym. W ramach takiej gruntownej nowelizacji polegającej przede wszystkim na systematycznym uporządkowaniu i pogrupowaniu odpowiednich regulacji dużo łatwiej byłoby zauważyć niedopatrzenia legislacyjne, w tym te wskazane w niniejszej publikacji, które mogłyby zostać jednocześnie uzupełnione. □

Przypisy:

1 Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (t.j. Dz.U.2022.1385 z późn.zm.), dalej: „p.e.”.

2 M. Czarniecka, T. Ogińdek (red.), Prawo energetyczne. Efektywność energetyczna. Tom I. Komentarz. Wyd. 2, Warszawa 2023, komentarz do art. 7, nb. 1, LEGALIS 2023: „Aktualna wersja art. 7 PrEnerg jest zatem regulacją, na którą wpływ miało wiele innych aktów prawnych polskich, jak i wspólnotowych. Efektem powyższego jest obszerna regulacja, której nadrzędnym celem jest unormowanie materii związanej z zawieraniem umów o przyłączenie do sieci energetycznej. Z uwagi na specyfikę rynku energii elektrycznej, a także dynamiczny rozwój prawodawstwa energetycznego, zobowiązania Polski wynikające z norm europejskich, które są częściowo w realizacji polityki energetycznej państwa polskiego, a także niezbędne do osiągnięcia jej celów korekty obowiązujących przepisów oraz finalnie rozwój technologiczny i nowe metody oraz trendy w branży energetycznej, treść przepisów ustawy - Prawo energetyczne, a zatem i art. 7, będzie poddawana w przyszłości licznym zmianom. Sama konstrukcja art. 7 jest uznawana za mało zrozumiałą oraz nieuporządkowaną - za tym argumentem przemawia m. in. fakt rozrzużenia kluczowych elementów regulacji (np. dotyczących odnawialnych źródeł energii opisywanych w art. 7 ust. 1, 2a oraz 8d8). W doktrynie podnoszone jest stanowisko, że zasadne by było uporządkowanie omawianej regulacji, np. poprzez wydzielenie regulacji dotyczących przyłączenia podmiotów do sieci w odrębnym rozdziale (Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech, Prawo energetyczne, t. I, 2016, komentarz do art. 7).”.

3 Por. np. dane: <https://www.cire.pl/artykuly/o-tym-sie-mowi/co-czwarty-wniosek-o-przyloczenie-instalacji-oze-do-sieci-elektroenergetycznej-jest-odrzucony>

4 Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech, [w:] M. Swora (red.), Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, wyd. II, Warszawa 2016 (LEX 2023), komentarz do art. 7, pkt 13: „Brak warunków technicznych przyłączenia należy rozumieć jako techniczną przeszkodę o charakterze trwałym, niedającą się usunąć - pomimo podjęcia prób w tym celu - przynajmniej na etapie rozpatrywania wniosku o przyłączenie. Muszą zatem istnieć obiektywne, niedające się usunąć przeszkody uniemożliwiające realizację inwestycji mającej na celu przyłączenie nieruchomości, obiektu lub lokalu podmiotu ubiegającego się o zawarcie umowy, aby można było mówić o braku warunków technicznych przyłączenia”.

5 Por. m.in. stanowisko Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 12/2021 z dnia 9 marca 2021 r. w sprawie postępowania w przypadku odmów przyłączenia do sieci elektroenergetycznych z powodu braku warunków ekonomicznych (stosowanie art. 7 ust. 1 i art. 8 ust. 1 ustawy - Prawo energetyczne); szerzej na ten temat: Z. Muras, M. Nowaczek-Zaremba, D. Nowak, P. Orzech [w:] M. Swora (red.), Prawo energetyczne. Tom I. Komentarz do art. 1-11s, wyd. II, Warszawa 2016 (LEX 2023), komentarz do art. 7, pkt 14.

6 Por. m.in. Informację Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki nr 12/2021 z dnia 9 marca 2021 r. w sprawie ustalenia wewnętrznej stopy zwrotu (IRR) stosowanej do oceny warunków ekonomicznych przyłączenia do sieci ciepłowniczej, elektroenergetycznej i gazowej.

7 Wyrok SOKIK w Warszawie z 18 września 2002 r., XVII Ame 100/01, LEX nr 1727654.

8 Za: A. Kościuk [w:] Prawo energetyczne. Komentarz, wyd. II, LEX/el. 2023, komentarz do art. 7.

9 Ustawa z dnia 15 grudnia 2022 r. o szczególnej ochronie niektórych odbiorców paliw gazowych w 2023 r. w związku z sytuacją na rynku gazu (Dz. U. poz. 2687 z późn. zm.).

10 Projekt ustawy, druk sejmowy nr 2804.

11 Ustawa z dnia 23 kwietnia 1964 r. Kodeks cywilny (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1360 z późn. zm.) - dalej: „k.c.”.



■ Anna Fijas,  
Kierownik Projektów,  
Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités”

Own Your SECAP



# Strategiczne podejście do zarządzania energią w gminach

## Integracja planu SECAP z Systemem Zarządzania Energią

Miasta i gminy odgrywają kluczową rolę w budowaniu gospodarki niskoemisyjnej, opartej na wykorzystywaniu lokalnych, odnawialnych źródeł energii, efektywnym gospodarowaniu zasobami oraz promowaniu nowych wzorców konsumpcji. Światowa tendencja stale zmierza do wzrostu zużycia energii, dlatego też konieczne jest podjęcie działań gwarantujących jej racjonalne użytkowanie.

Aby gminy mogły z powodzeniem działać w tym zakresie, istotne jest lokalne zarządzanie strategiczne, czyli określanie długookresowych celów, kierunków rozwoju i metod działania samorządu, także w kontekście podziału środków finansowych, co łączy się bezpośrednio z wizją miasta. Pod tym pojęciem rozumiemy pewien pożądany stan docelowy, jaki miasto chce osiągnąć w perspektywie kilku lub kilkunastu lat. Wskazuje kierunek, w którym samorząd chce podążać. Wizja odpowiada więc na pytanie, jak ma wyglądać miasto za kilka/kilkanaście lat lub jakie miasto marzy się nam w kontekście produkcji i zużycia energii, adaptacji do zmiany klimatu, czy rozwoju zrównoważonego transportu. Jasno sprecyzowana wizja, wypracowana w procesie partycypacyjnym z zaangażowaniem szerokiego grona interesariuszy, stanowi siłę napędową wszystkich późniejszych zaplanowanych działań.



Co jeszcze jest istotne? Przede wszystkim umożliwienie samorządom efektywnej współpracy pomiędzy wszystkimi jednostkami i przedsiębiorstwami miejskimi, przy zapewnieniu odpowiedniej komunikacji oraz systematycznego przetwarzania i przekazywania danych między tymi instytucjami. Dostęp do rzetelnych i szczegółowych danych na temat zużycia energii wiąże się zatem ze współpracą między zakładami energetycznymi, a władzami lokalnymi odpowiedzialnymi za opracowanie lokalnych planów i strategii dot. energii. Podjęcie takiej współpracy jest kluczowe, aby proces transferu i gromadzenia danych był korzystny zarówno dla władz lokalnych, jak i firm.

Strategiczne podejście do zarządzania energią jest bardzo ważne podczas opracowywania m. in. *Planu działań na rzecz zrównoważonej energii i klimatu* (SECAP). Przystępując obecnie do Porozumienia Burmistrzów miasta i gminy dążą do redukcji emisji CO<sub>2</sub> o co najmniej 40% do 2030 r. W swoich planach działań uwzględniają holistyczne spojrzenie na miasto, jako na całość elementów infrastruktury, funkcji jakie pełni, zależności pomiędzy nimi, a także potrzeb mieszkańców. SECAP integruje rozwiązania z zakresu zarządzania energią, zrównoważonego transportu i planowania przestrzennego, przy uwzględnieniu aktywnego włączania w proces planowania wszystkich kluczowych interesariuszy.

Samorządy lokalne często mają trudności z regularnym monitorowaniem różnych aspektów energetycznych związanych z ich funkcjonowaniem, a temu właśnie służy wprowadzenie Systemu Zarządzania Energią. Korzyści z jego wdrożenia obejmują usprawnienie i usystematyzowanie gromadzenia danych

na temat zużycia energii oraz włączenie elementów polityki energetycznej do codziennego zarządzania gminą, w tym do kluczowych decyzji i działań.

Nadrzędnym celem systemu zarządzania energią wg normy ISO 50001 jest ułatwienie funkcjonowania i pomoc samorządom w ograniczeniu zużycia energii, a nie wprowadzenie dodatkowych, nieefektywnych zasad, procedur i zapisów. Dodatkowo takie podejście pozwala na:

- dokonanie przeglądu energetycznego, określenie obszarów wykorzystania energii i określenie energii bazowej,
- poprawę wydajności energetycznej,
- wprowadzenie rzetelnego planu monitorowania, umożliwiającego pomiar wydajności energetycznej i rezultatów wprowadzonych usprawnień.

W efekcie miasto uzyskuje redukcję kosztów, poprawę konkurencyjności i sprawności działania oraz ograniczenie emisji gazów cieplarnianych.

Opracowywaniu i wdrażaniu planów SECAP nierzadko towarzyszą problemy związane z włączaniem elementów tych planów do codziennego zarządzania gminą oraz z właściwą organizacją i prowadzeniem monitoringu ich realizacji. Integracja SECAPu z SZE, bazującym na cyklu Deminga (zaplanuj, wykonaj, sprawdź, zastosuj), pomaga poradzić sobie z tym problemem poprzez usystematyzowanie wdrażania planu oraz monitorowania jego rezultatów, a także jednoznaczne wskazanie osób, zasobów i wskaźników potrzebnych do realizacji zadań.

Wdrożenie SZE może pomóc zatem miastom i gminom w systematycznej i efektywnej realizacji działań przewidzianych w planie SCEAP, równocześnie

umożliwiając sprostanie najbardziej typowym wyzwaniom napotykanym na tym etapie, takim jak np. zmiana władz lokalnych, czy zaangażowanego personelu. Ciągła poprawa efektywności energetycznej i redukcja emisji CO<sub>2</sub>, leżące u podstaw SZE, powinny być fundamentalnymi celami lokalnej polityki energetycznej.

Opracowywanie planów SECAP i ich integracja z systemami zarządzania energią są główną osią, na której oparto działania międzynarodowego projektu **OwnYourSECAP** (pełna nazwa: *MIEJ PLAN: Wsparcie władz regionalnych i lokalnych w opracowaniu i wdrażaniu planu SECAP*). Jego celem jest pomoc samorządom lokalnym w procesie transformacji energetycznej, poprzez zapewnienie systematycznego i szerokiego podejścia do opracowywania, wdrażania i monitorowania planów SECAP. Podejście to wykorzystuje trzy istotne narzędzia:

- system zarządzania energią według normy ISO 50001,
- koncepcję adaptacji do zmiany klimatu według normy ISO 14092,
- innowacyjną metodę angażowania kluczowych interesariuszy (metoda design thinking).

Projekt pomoże zinstytucjonalizować planowanie energetyczne i klimatyczne m. in. w ośmiu polskich gminach, poprzez ustanowienie jasnych struktur zarządzania, wzmocnienie zaangażowania politycznego oraz wprowadzenie holistycznego podejścia do planowania i integracji międzysektorowej, włączając do budżetów gminnych także zadania z zakresu ochrony klimatu i adaptacji do zmiany klimatu. □



Projekt uzyskał dofinansowanie z Unii Europejskiej w ramach instrumentu finansowego na rzecz środowiska i klimatu LIFE+. Wyłączna odpowiedzialność za treść niniejszego tekstu spoczywa na jej autorach i niekoniecznie odzwierciedla opinie Unii Europejskiej.

■ Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A.

# Doświadczenia w eksploatacji Bloku Gazowo-Parowego oraz Instalacji Rezerwowego Źródła Ciepła

## w EC Stalowa Wola

**E**lektrociepłownia Stalowa Wola S.A. należy do grupy stosunkowo młodych elektrociepłowni zawodowych. Spółka została powołana do życia w 2010 r., a jej głównym celem miała być budowa i późniejsza eksploatacja Bloku Gazowo-Parowego, tj. podstawowej jednostki produkcyjnej Elektrociepłowni.

Będąc elektrociepłownią zawodową, wyprodukowaną energię elektryczną Spółka dostarcza bezpośrednio do Krajowego Systemu Energetycznego. Podstawowym paliwem wykorzystywanym do produkcji energii jest gaz ziemny. Spółka produkuje energię elektryczną w kogeneracji z ciepłem, które w postaci gorącej wody dostarczane jest do systemów ciepłowniczych miast Stalowa Wola i Nisko oraz odbiorców zlokalizowanych na terenie Stalowowolskiej Podstrefy Tarnobrzeskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej.

Oprócz gorącej wody, dodatkowym produktem cieplnym wytwarzanym przez Blok Gazowo-Parowy jest para wodna dostarczana do lokalnych odbiorów przemysłowych. Osiągalne moce produkcyjne Bloku Gazowo-Parowego to 450 MW mocy elektrycznej oraz 240 MW mocy cieplnej. Podstawowe elementy Bloku Gazowo-Parowego to:

- Turbina gazowa typ 9FB produkcji GE Energy,
- Kocioł odzyskowy, poziomy, trójci-



- śnieniowy produkcji Foster Wheeler,
- Turbina parowa typ MTD 60 CRE (trójstopniowa turbina upustowo-kondensacyjna z wtórnym prze-grzewem pary) produkcji Doosan Skoda Power,
- Instalacja doprowadzenia sprężonego powietrza,
- Układ wyprowadzenia mocy,
- Układ podgrzewu wody sieciowej na potrzeby odbiorców przemysłowych,
- Układ przygotowania wody zdemineralizowanej,
- Układ przygotowania gazu,
- Układ wody chłodzącej.

Blok Gazowo-Parowy jest w stanie produkować rocznie 3500 GWh energii elektrycznej, spalając przy tym około 600 mln m<sup>3</sup> gazu ziemnego.

Produkcja energii odbywa się z zachowaniem najwyższych standardów ochrony środowiska. Emisja dwutlenku węgla z Bloku, która wynosi około 360 kg/MWh, spełnia obowiązujące obecnie standardy ochrony środowiska. Blok charakteryzuje również bardzo niską emisją tlenków azotu, cechuje go praktycznie zerowa emisja tlenków siarki oraz co istotne - z uwagi na usytuowanie Bloku w centrum miasta - znikoma emisja pyłów do atmosfery.

## Opis działania Bloku Gazowo-Parowego

Proces spalania gazu ziemnego rozpoczyna się w turbinie gazowej. Powietrze zasysane przez czepnię powietrzną trafia do sprężarki. Następnie sprężone powietrze kierowane jest do komory spalania turbiny gazowej, do której dozowane jest również paliwo w postaci gazu ziemnego, gdzie zachodzi zapłon mieszanki i przebiega właściwy proces spalania. Spaliny powstałe w wyniku tego procesu napędzają turbinę gazową, która z kolei napędza generator produkujący energię elektryczną przyłączoną do sieci elektroenergetycznej. Wysoka temperatura spalin opuszczających turbinę gazową jest wykorzystywana w kotle odzyskownicowym do wytworzenia pary i gorącej wody. Para wodna o wysokim ciśnieniu i temperaturze napędza turbinę parową upustowo-kondensacyjną, która z kolei napędza generator produkujący energię elektryczną przyłączoną do sieci elektroenergetycznej. Część produkowanej w kotle pary pobierana jest z upustów turbiny parowej i przekazywana do odbiorców przemysłowych w postaci pary technologicznej, jak również wykorzystywana jest do podgrzewu wody sieciowej w wymiennikach ciepłowniczych.

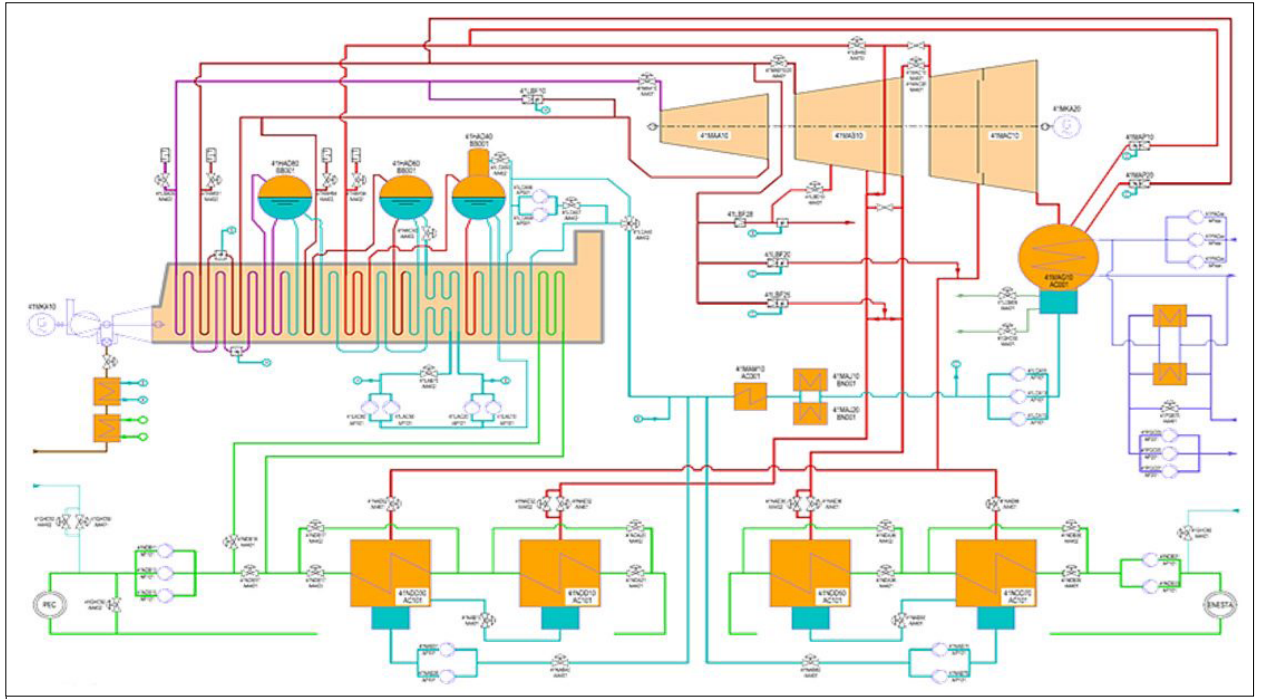
## Instalacja Rezerwowego Źródła Ciepła

W celu zapewnienia bezpieczeństwa w zakresie zasilania w ciepło odbiorców komunalnych i przemysłowych, Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. dysponuje dodatkowym źródłem zasilania w postaci kotłowni rezerwowej, której kotły - zasilane paliwem gazowym z sieci przesyłowej - osiągną moc cieplną wynoszącą 135 MW.

Zadaniem powyższej kotłowni jest przejście dostaw ciepła podczas postoju Bloku Gazowo-Parowego. W skład kotłowni rezerwowej wchodzi m. in.:

- 3 kotły wodne produkcji firmy Cerney każdy o mocy 36 MWt,





Rys. Schemat technologiczny działania Bloku Gazowo-Parowego



Parametry	Jednostka	Wartość
Moc osiągalna bloku	MW	450
Moc minimalna techniczna bloku	MW	172
Moc elektryczna turbiny gazowej	MW	300
Moc elektryczna turbiny parowej	MW	150
Moc cieplna bloku	MW <sub>t</sub>	240
Sprawność brutto bloku w trybie kondensacyjnym	%	57,70
Sprawność brutto bloku w trybie ciepłowniczym	%	81,71
Max godzinowe zużycie gazu przez blok	tys. m <sup>3</sup> /h	~82

Tab. Dane podstawowe Bloku Gazowo-Parowego





- 1 kocioł wodny produkcji firmy Cerney o mocy 12 MWt,
- 1 kocioł parowy produkcji firmy Cerney o wydajności pary 15 t/h oraz związane z nim układy pomocnicze i układy rurociągowy,
- układy pompowe i rurociągowy dla kotłów wodnych łączące kotłownię rezerwową z siecią ciepłą na terenie zakładu,
- układ grzewczy niskich parametrów na potrzeby ogrzewania hali oraz instalacji podgrzewu gazu,
- układ przygotowania gazu,
- układ wymienników ciepłowniczych 2x15 MWt.

### Podstawowe dane produkcyjne

Elektrociepłownia Stalowa Wola S.A. posiada wydane przez Urząd Regulacji Energetyki koncesje na wytwarzanie ciepła oraz wytwarzanie i obrót energią elektryczną.

Wskaźnik sprawności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła dla Bloku Gazowo-Parowego wyniósł odpowiednio ~60% w 2021 r. oraz ~53% w 2022 r. Przyczyną obniżenia wskaźnika w 2022 były głównie ograniczenia sieciowe wymuszające konieczność pracy Bloku z minimalną mocą w dłuższej perspektywie czasowej oraz zaburzenia cen na rynku gazu. Sytuacja ta spowodowała spadek produkcji energii elektrycznej z 2 357 GWh w 2021, do zaledwie 466 GWh w 2022. Z uwagi na zakończenie w 2021 r. testów, o których mowa powyżej, dyspozycyjność Bloku wzrosła natomiast z 85% w 2021 r. do 90% w 2022 r. Natomiast jeśli chodzi o roczną produkcję i sprzedaż ciepła do systemów ciepłowniczych miast Stalowa Wola i Nisko oraz odbiorców zlokalizowanych na terenie Stalowowolskiej Podstrefy Tarnobrzelskiej Specjalnej Strefy Ekonomicznej uzależniona jest ona głównie od panujących zewnętrznych warunków atmosferycznych oraz wielkości zużycia ciepła

w postaci ciepłej wody użytkowej przez odbiorców. Wyniosła ona odpowiednio 1 181 TJ w 2021 r. oraz 1 114 TJ w 2022 r.

Podsumowując ponad 2-letni okres komercyjnej pracy ECSW można z całą stanowczością stwierdzić, że większość istotnych problemów tzw. „wieku dziecięcego” Bloku Gazowo-Parowego została usunięta. Stanowi on nowoczesny obiekt technologiczny pozwalający na produkcję energii elektrycznej i ciepła przy zachowaniu wysokiej sprawności i najwyższych standardów ochrony środowiska. Blok w kontekście bezpieczeństwa energetycznego Polski stanowi istotny element zabezpieczenia dostaw energii elektrycznej do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego oraz jest ważnym ogniwem rozpoczętej transformacji energetycznej Polski z energetyki opartej na węglu kamiennym do energetyki przyjaznej dla środowiska, czyli zeroemisyjnej. □

Fot. EC Stalowa Wola

II Konferencja



# WODÓR W GOSPODARCE

13 czerwca 2023, Warszawa

- > ROLA WODORU W TRANSFORMACJI POLSKIEJ ENERGETYKI - EUROPEJSKA I POLSKA STRATEGIA WODOROWA ORAZ PLANOWANE REGULACJE PRAWNE,
- > ZASTOSOWANIE WODORU - ENERGETYKA, CIEPŁOWNICTWO, TRANSPORT,
- > PRZYSZŁOŚĆ TECHNOLOGII WODOROWYCH W POLSCE,
- > ROLA HYBRYDOWYCH TECHNOLOGII WODOROWYCH,
- > PRZESYŁANIE I MAGAZYNOWANIE WODORU,
- > PERSPEKTYWY WYKORZYSTANIA WODORU W GOSPODARCE - PRZYKŁADOWE PROJEKTY,
- > INTEGRACJA WYSOKOTEMPERATUROWYCH ELEKTROLIZERÓW Z WYBRANYMI INSTALACJAMI ENERGETYCZNYMI I PRZEMYSŁOWYMI

KONFERENCJE  
nowa  
Energia  
2023

Patronat Naukowy:

Instytut Techniki Ciepłej

Partner Prawny:

KUBAS  
KOS  
GALKOWSKI

Współpraca:

KUGEN  
POLSKA

HORUS  
ENERGA  
H<sub>2</sub> Gotowi na wodór

Organizator:

nowa  
Energia

Reklama



# DAASGROUP

Difficult All Access Services

Firma DAAS Sp. z o.o. przez prawie **20 lat** swojej obecności na budowach w sektorze energetycznym na terenie całej Unii Europejskiej, stała się rzetelnym i godnym zaufania partnerem w zakresie:

- montażu fasad budynków przemysłowych z obudowy lekkiej,
- wykonawstwa zabezpieczeń antykorozyjnych i ognioochronnych,
- sprzątanía obiektów energetycznych i przemysłowych,
- prac wysokościowych, w tym w dostępie linowym,
- dostawy i montażu konstrukcji stalowych.

**Skontaktuj się z nami:**



**+48 33 47 11 911**



**office@daasgroup.pl**



**daasgroup.pl**

• Antykorozja • Czyszczenie Przemysłowe • Fasady • Inspekcje WTG • Dostęp Linowy •





■ **Klaudia Ligęza, Piotr Narloch,**  
AGH w Krakowie, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o., OZG Kraków

# Perspektywy magazynowania wodoru z odnawialnych źródeł energii w Polsce

cz. 2

## Wodór w postaci paliw syntetycznych

Innym sposobem na długoterminowe magazynowanie wodoru jest jego składowanie w formie paliw syntetycznych, jak metanol, czy amoniak ( $\text{NH}_3$ ). Przekształcenie istniejących terminali LNG do magazynowania amoniaku jest ogólnie postrzegane jako jedno z rozwiązań dla długoterminowego magazynowania wodoru w formie amoniaku.

Jako potencjalna alternatywa dla LNG,  $\text{NH}_3$  jest obecnie przedmiotem dyskusji.  $\text{NH}_3$  jest paliwem nie zawierającym węgla i dlatego może być spalany bez wytwarzania  $\text{CO}_2$ .  $\text{NH}_3$  jest obecnie

wykorzystywany głównie w produkcji nawozów. Jest produkowany w dużych ilościach i istnieje globalna infrastruktura transportowa. Na świecie istnieje już 88 portów importu  $\text{NH}_3$ . Te terminale importowe posiadają zbiorniki magazynowe i często znajdują się w pobliżu zakładów przemysłowych zajmujących się jego dalszym przetwarzaniem. Transport amoniaku wiąże się z niskimi stratami, a jego temperatura skraplania jest wyższa niż w przypadku LNG ( $-33^\circ\text{C}$  w porównaniu z  $-162^\circ\text{C}$  dla LNG). Może być również transportowany w postaci ciekłej w temperaturze otoczenia poprzez sprężenie do 8 barów.  $\text{NH}_3$  jest postrzegany jako alternatywa dla ko-

palnych paliw morskich, gdzie mógłby być stosowany bezpośrednio w silnikach spalinowych, w ogniwach paliwowych lub turbinach [9].

Amoniak jest substancją toksyczną, ma właściwości korozyjne, a produkcja i wykorzystanie  $\text{NH}_3$  przez człowieka, zwłaszcza jako nawozu, spowodowała już zaburzenie naturalnego cyklu azotowego ze szkodliwymi skutkami dla flory i fauny. W jaki sposób dodatkowe wykorzystanie  $\text{NH}_3$  jako nośnika energii wzmocniłoby ten efekt, zależy od protokołów bezpieczeństwa i ostrożnego obchodzenia się z nim. Kodeks regulacyjny dla dalszych urządzeń  $\text{NH}_3$  nie został jeszcze opracowany. Pod względem

minimalnej energii zapłonu i zakresu palności  $\text{NH}_3$  jest mniej niebezpieczny niż czysty wodór [9].

Materiały stosowane w zbiornikach LNG mogą być potencjalnie stosowane do amoniaku, ale istnieje ryzyko pęknięcia pod wpływem korozji naprężeniowej.  $\text{NH}_3$  koroduje żelazne stopy niklu oraz stopy miedzi i cynku (np. mosiądz aluminiowy). Uznano, że powszechnie stosowana 9% stal niklowa na zbiorniki LNG jest nieodpowiednia dla  $\text{NH}_3$  ze względu na korozję krystaliczną i pęknięcia w układzie. Zaleca się stosowanie specjalnych stali nierdzewnych (jak 316L, 304L). Pęknięcie korozyjne naprężeniowe występuje również w stali węglowej lub niskostopowej [9]. Obok stali, powszechnie stosowane materiały na uszczelki, uszczelnienia, zawory i armaturę są również nieodpowiednie dla  $\text{NH}_3$ , zwłaszcza w przypadku bezpośredniego kontaktu. Zaleca się stosowanie uszczelki i uszczelnień z PTFE i grafitu. Obok kompatybilności materiałowej należy wziąć pod uwagę, że  $\text{NH}_3$  ma mniejszą gęstość objętościową niż LNG. W przypadku stosowania zbiorników LNG, pojemność zbiorników zostanie zmniejszona do dwóch trzecich ich pierwotnej pojemności energetycznej. Ze względu na większą gęstość cieczy  $\text{NH}_3$  w porównaniu z LNG, jest ona cięższa i zbiornik wymaga albo mocniejszych fundamentów, albo musi być używany z mniejszą pojemnością. Inne elementy terminalu, takie jak rury paliwowe, również musiałyby być większe, aby dostarczyć równoważną ilość energii [9].

Największy zbiornik  $\text{NH}_3$  znajduje się obecnie w Chinach i ma pojemność 30 000-80 000  $\text{m}^3$ , co jest znacznie mniejsze niż typowe wielkości zbiorników LNG wynoszące od 200 000 do 250 000  $\text{m}^3$  [9]. Firma Torgy twierdzi, że opracowała projekt zbiornika LNG, który jest odpowiedni dla  $\text{NH}_3$ . Zbiornik posiada dodatkowe wzmocnienia ze względu na większą gęstość  $\text{NH}_3$ , jak również specjalne wymagania dotyczące spawania, aby uniknąć plam węglowych. Jest on

zaprojektowany dla większego przepływu paliwa [9].

### Magazynowanie wodoru z wykorzystanie procesów adsorpcyjnych i absorpcyjnych

Adsorpcja to proces powierzchniowy, w większości odwracalny, polegający na przeniesieniu cząsteczki z gazu lub cieczy na powierzchnię ciała stałego. Na podstawie adsorpcji istnieje kilka obiecujących materiałów do przechowywania wodoru, takich jak nanostruktury węglowe, metaloorganiczne struktury szkieletowe (MOF), kowalencyjne struktury organiczne (COF), polimery o wewnętrznej mikroporowatości (PIM) i zeolity. Struktury te były intensywnie badane ze względu na ich szybką kinetykę, dobrą odwracalność, jak również wysoką zdolność do magazynowania wodoru. Efektywne magazynowanie wodoru w materiałach nanostrukturalnych jest wyzwaniem ze względu na ich bardzo małą gęstość, szczególnie w umiarkowanych temperaturach [2]. Dla odwracalnego przechowywania wodoru stosuje się zarówno absorpcję, jak i desorpcję. W zależności od techniki desorpcji, w układzie magazynowania należy uwzględnić dodatkowe komponenty. Elementy te zwiększają masę układu, a tym samym zmniejszają rzeczywistą gęstość magazynowania wodoru w układzie, ponieważ nie zawiera on dodatkowego wodoru. Do desorpcji wodoru stosuje się trzy metody: hydrolizę, amonolizę i termolizę [2].

### Transport i magazynowanie wodoru w sieciach gazowych

W przypadku mieszania wodoru z gazem ziemnym należy mieć na uwadze, że gęstość energetyczna wodoru jest równa 1/3 gęstości gazu ziemnego, zatem zawartość energii w jednostce objętości mieszanki jest mniejsza, niż w czystym gazie ziemnym. Wykazano, że 3% zawartość wodoru w gazie

ziemnym zmniejszy ilość transportowanej energii o 2%. Tym samym będzie zachodziła potrzeba zwiększenia wolumenu transportowanego gazu, co wiąże się ze wzrostem kosztów eksploatacyjnych i obciążenia sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Zatem zmniejszą się również rezerwy przepustowości gazociągów, dostosowanych do przesyłu mieszaniny.

Koszty transportu i magazynowania mają duże znaczenie dla tworzenia się rynku wodoru odnawialnego w Polsce. Wykorzystywanie go w pobliżu miejsca produkcji mogłoby znacznie zredukować koszty. Jednak w przypadku podjęcia decyzji o przesyłce wodoru gazociągami na znaczne odległości (nawet rzędu kilkudziesięciu km), wówczas koszty transportu i dystrybucji mogą sięgnąć trzykrotnej wartości kosztów jego wytworzenia.

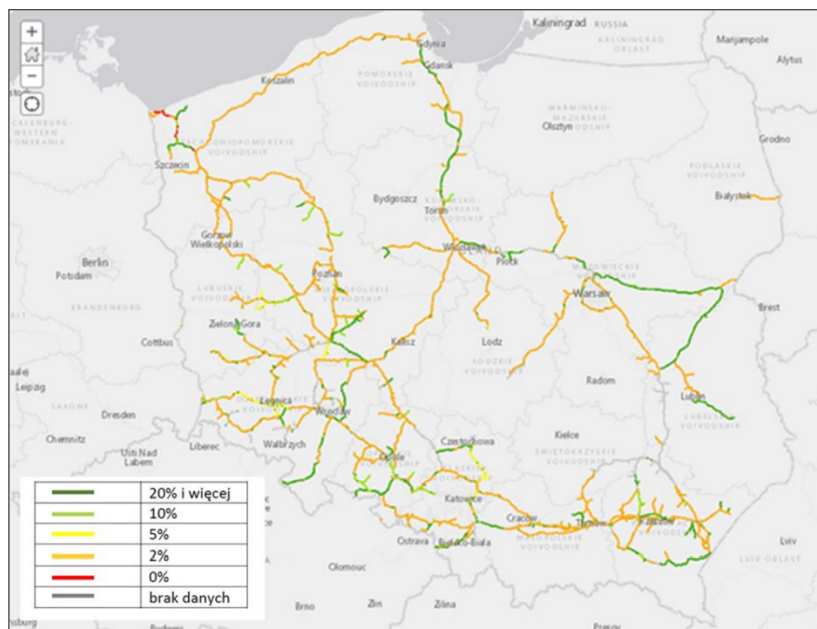
Szacuje się, że obecnie jest na świecie ok. 4500 km dedykowanych rurociągów wodorowych. W Europie najdłuższe wodociągi znajdują się w Belgii (ok. 600 km) i Niemczech (ok. 400 km). W sumie, w Europie jest ok. 1500 km rurociągów wodorowych (głównie jednak w zakładach przemysłowych związanych z sektorem chemicznym i paliwowym). Zapotrzebowanie na wodór dla odbiorców przemysłowych jest stabilne, natomiast dostępność energii ze źródeł odnawialnych na potrzeby produkcji wodoru podlega silnym wahaniom. Dlatego gazociągi te mają często charakter lokalny i transportują wodór na potrzeby wewnętrzne, często dedykowanej technologii, czy produkcji przemysłowej. Należy mieć jednak na uwadze, że z uwagi na bezpieczeństwo oraz koszty transportu, przesył domieszkowanego wodoru na duże odległości będzie odbywał się za pomocą gazociągów, co będzie wiązało się ze zbudowaniem i rozbudowaniem systemu dla wielkoskalowego transportu wodoru. Będzie to jednym z głównych celów i wyzwań powstającej gospodarki wodorowej. Mając na uwadze koszty tego typu inwestycji, należy zadać sobie pytanie nad opłacalnością, skalą i uzasadnieniem przedsięwzięcia.

Obecność wodoru w metalach i stopach powoduje niekorzystny wpływ na ich własności fizyczne i chemiczne, objawiające się m. in. zmniejszoną wytrzymałością i zwiększoną kruchością materiału. Wodór wpływa także na zwiększenie procesów korozyjnych. Badania wykazały, że łatwo dyfunduje w strukturach krystalicznych żelaza nawet w temperaturze pokojowej. Innymi problemami, z którymi będą musiały zmierzyć się przedsiębiorstwa przesyłowe i dystrybucyjne - to wrażliwość obecnie eksploatowanej aparatury kontrolno-pomiarowej, przeliczników objętości, czy chromatografów gazowych na podwyższony udział wodoru w mieszaninie z gazem ziemnym. Należy pamiętać, że wyższy udział % wodoru wymaga regulacji urządzeń przemysłowych i komunalnych (np. wymiany dysz w kuchenkach gazowych).

Z racji tego, że wodór należy do grupy gazów najłatwiej detonujących, ze względów bezpieczeństwa podejmuje się próby magazynowania i przesyłu nie czystego wodoru, ale jego mieszanin, np. z azotem. Budowa sieciowego systemu magazynowania i transportu wodoru będzie realizowana w Europie dwutorowo. Po pierwsze w oparciu o nowe, dedykowane gazociągi (tzw. wodorociągi), choć z uwagi na duże koszty inwestycyjne nie należy oczekiwać, że ich udział w systemie transportu wodoru będzie znaczący. Po drugie, w oparciu o istniejącą przesyłową infrastrukturę gazową poprzez jej dostosowanie do nowych warunków.

Rozwój technologii magazynowania i transportowania wodoru sieciami gazowymi napotka na dwa zasadnicze wyzwania technologiczne: 1) konieczność utrzymania wymaganego poziomu czystości surowca na całym szlaku przesyłu oraz 2) wydajność energetyczną procesu - siłę potrzebną do uzyskania wymaganej kompresji w celu transportu najlżejszego gazu.

Jednak ze względu na znaczące koszty rozbudowy infrastruktury sieciowej dedykowanej przesyłowi (i magazynowaniu) czystego wodoru, obecnie zasięg tego rozwiązania jest ograniczony,



**Rys. 8.** Dopuszczalne zawartości wodoru w poszczególnych odcinkach systemu przesyłowego z uwzględnieniem analizy struktury i składu chemicznego stali  
Źródło [19]

i zastępowany przez transport kołowy w postaci sprężonej, ciekłej, czy postaci amoniaku. Poza tym warto zastanowić się nad sensownością przesyłu czystego wodoru na dalsze odległości przy pomocy nowych, projektowanych gazociągów. Do tego potrzeba kosztownych inwestycji. Kluczowe jest, aby tego typu decyzje były nie tylko ekologicznie, ale również ekonomicznie uzasadnione.

Zdefiniowanie pułapu mieszania wodoru z gazem ziemnym będzie także uzależnione od odbiorców końcowych. Górna granica składu mieszanki będzie musiała być precyzyjnie wyliczona i dostosowana do technicznych możliwości zainstalowanych urządzeń. Obecnie w Polsce i w krajach UE realizowanych jest wiele projektów mających na celu badanie eksploatowanych i projektowanych urządzeń oraz elementów infrastruktury gazowej. W Holandii projekt badawczy wykazał, że mieszanina gazu z 30% domieszką wodoru nie stwarza trudności dla urządzeń domowych takich jak kotły, czy płyty gazowe (choć obecnie dopuszczalne stężenie wodoru w gazie ziemnym w Holandii nie może przekra-

czać 2%, w Niemczech - 5%). Największy problem będzie dotyczył przemysłu. Większość urządzeń nie jest certyfikowana na gaz domieszkowany. Poza tym większość turbin gazowych jest projektowanych na gaz z maksymalną ilością wodoru rzędu 3-5%, a to zaledwie czubek góry lodowej.

Na podstawie aktualnie prowadzonych analiz przyjmuje się, że większość istniejących elementów systemu gazowego będzie tolerować 5-10% udział domieszkowanego wodoru w gazie ziemnym. Wg wniosków przedstawionych przez Joint Research Centre, można przyjąć trzy etapy przestawiania istniejącej sieci gazowej na mieszaninę wodorowo-metanową:

- 1 etap - nie wymaga większej ingerencji technologicznej na poziomie sieci przesyłowej i dystrybucyjnej, umożliwi przesył mieszaniny z zawartością 2-5% wodoru,
- 2 etap - dla przedziału 15-20% udziału wodoru, wymagana ingerencja w istniejącą infrastrukturę, zmiana warunków przesyłu gazu oraz spadek kaloryczności gazu,

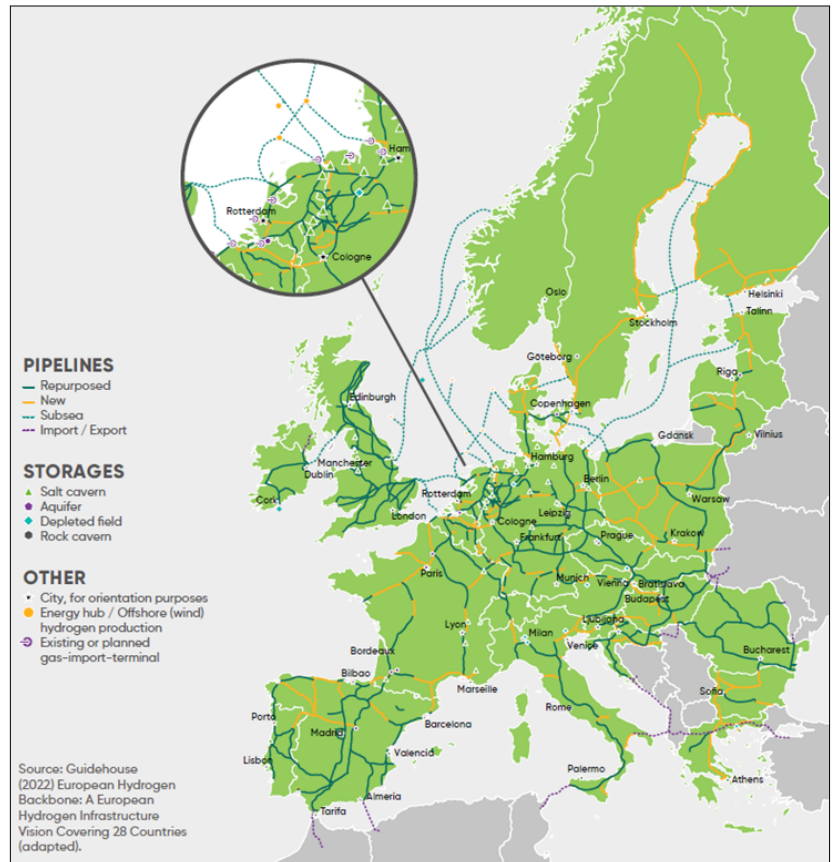
- 3 etap - osiągnięcie pułapu 50%, jest to poziom możliwy do osiągnięcia po 2030 r. Raczej nie należy zakładać, że taki udział wodoru w sieci będzie występował równomiernie, należy liczyć się ze spadkiem kaloryczności gazu oraz pojawieniem się problemów ze spalaniem mieszaniny u odbiorców końcowych.

Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki przygotował rekomendacje oraz wskazuje, że możliwe jest dostosowanie i demonstracja systemu przesyłu i dystrybucji wodoru na wybranych odcinkach sieci gazowej do 2% w horyzoncie krótkoterminowym (2025) i powyżej 2% długoterminowym (2027/2030). Dopuszczalny % udziału wodoru został rozpoznany w oparciu o zrealizowany projekt HYREADY, dzięki któremu ustalono dopuszczalną zawartość wodoru dla poszczególnych gatunków stali, z których zbudowany jest system przesyłowy.

Aby uniknąć ryzyka przekroczenia dopuszczalnych zawartości wodoru w gazie ziemnym, rozwiązaniem jest dodawanie do sieci gazowej syntetycznego gazu ziemnego (SNG), będącego efektem procesu metanizacji wodoru, oczywiście pod warunkiem, że dysponujemy siecią o odpowiednich rezerwach przepustowości.

### Koszty budowy i przekwalifikowania gazociągów

Oczekuje się, że w latach 2030-2040 sieć będzie rozwijać się naturalnie wraz ze wzrostem popytu i podaży wodoru. Planowane jest, że do 2040 r. powstanie główna europejska sieć wodoru o łącznej długości 53 000 km, z czego ok. 60% to będą gazociągi przekwalifikowane. Zgodnie z raportem z 2022 r., początkowo EHB będzie obsługiwał głównie popyt przemysłowy, natomiast w latach 2030-2040 wodór stanie się znaczącym nośnikiem energii w transporcie ciężkim, produkcji e-paliw, budow-



Rys. 9. Mapa sieciowej infrastruktury wodorowej wg. EHB w 2040 r.

Źródło: Guidehouse (2022) *European Hydrogen Backbone: A European Hydrogen Infrastructure Vision Covering 28 Countries* (adapted).

nictwie, długoterminowym magazynowaniu energii, z zachodzącą transformacją terminali LNG na terminale wodorowe.

W raporcie oszacowano, że koszty do 2040 r. wyniosą od 80 do 143 mld euro, obejmując pełne koszty inwestycyjne nowych rurociągów i zmianę przeznaczenia istniejących. Będzie to wiązało się z wykonaniem przez operatorów systemów gazowych szeregu prac badawczo-rozwojowych oraz analiz eksperckich. Dzięki temu możliwe będzie oszacowanie czy stan, materiał i technologia zastosowana przy budowie gazociągów gwarantuje bezpieczne magazynowanie i transport wodoru. Kluczowe będą analizy diagnostyczne gazociągów wykonanych ze stopów metali.

Adaptowanie istniejącej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej będzie miało

istotny wpływ na rozwój sieci do magazynowania i przesyłu gazu domieszkowanego. Koszty budowy i eksploatacji sieci wodorowych będą się różnić w zależności od długości, zastosowanych technologii, czy stanu technicznego adaptowanych gazociągów. Wg szacunkowych danych, można przyjąć że koszty dostosowania istniejących gazociągów przesyłowych będą wahać się od 0,6 do 1,2 mln \$ oraz 2,2-4,5 mln \$ dla budowy nowych gazociągów. Koszty budowy gazociągów podmorskich, ze względu na trudniejsze warunki prowadzenia inwestycji rosną 1,3-2,3 razy. Jest to również związane ze zmianą warunków pracy, typowe gazociągi wysokiego ciśnienia pracują pod ciśnieniem ok. 8,4 MPa, natomiast w gazociągu podwodnym to ciśnienie wynosi nawet 15 MPa lub więcej. Niemieckie stowarzyszenie operato-

rów gazociągów przesyłowych uważa, że koszty budowy nowych gazociągów do transportu (czystego) wodoru będą prawie 9 razy wyższe niż ich przekwalifikowanie.

W perspektywie długoterminowej (do 2050 r.) w zdekarbonizowanej Europie infrastruktura dedykowana do przesyłu czystego wodoru będzie współistnieć z siecią przesyłu gazu ziemnego transportującą również coraz większe ilości biometanu. Należy jednak mieć na uwadze, że wszelkie decyzje i inwestycje związane z budową, czy zmianą istniejącej infrastruktury gazowej powinny zawsze odbywać się z zasadami opłacalności i efektywności ekonomicznej z korzyścią dla odbiorców i operatora. Dlatego decyzje inwestycyjne powinny zapadać po wnikliwych analizach rynku, w sposób odpowiedzialny, a regulacje dotyczące budowy i dofinansowywania sieci czystego wodoru powinny być wprowadzane stopniowo, w miarę rozwoju rynku wodoru.

Koszty dostosowania lub budowy sieci dystrybucyjnej, choćby z uwagi na niższe ciśnienie i mniejsze średnice są niewspółmiernie niższe. Jednak zacząć odgrywać kluczową rolę w przypadku przesyłu gazu ziemnego z 20% udziałem wodoru. Nie bez powodu operatorzy dystrybucyjnych sieci gazowych czekają na rządowe wsparcie.

Sieć eksploatowana przez Polską Spółkę Gazownictwa jest bardzo rozległa i zróżnicowana - to ponad 200 tys. km gazociągów zbudowanych w różnych latach oraz różnych technologiach. W części z nich będzie możliwy transport wodoru w mieszance z gazem ziemnym, ale to wymaga odpowiedzialności oraz potwierdzenia w przyszłych badaniach.

PSG zwraca uwagę również na dwa kluczowe elementy. Po pierwsze, obecnie brakuje podmiotów, które mogłyby dostarczać wodór do przesyłu sieciami dystrybucyjnymi. Po drugie, wszystko wskazuje na to, że przynajmniej w pierwszej fazie rozwoju rynku - producenci wodoru będą korzystać z gazociągów służących do przesyłu czystego wodoru,

lub szukali innego sposobu transportu, albo wykorzystania wodoru w bezpośredniej bliskości miejsca jego produkcji (najlepiej z OZE).

W najbliższym czasie Polska Spółka Gazownictwa uruchomi projekt badawczy, w ramach którego będzie poddawać badaniom wpływ gazu ziemnego i wodoru w różnych proporcjach na eksploatowane sieci, co umożliwi realnie oszacować możliwości przesyłowe i dystrybucyjne biometanu i wodoru oraz mieszaniny tych dwóch paliw. PSG szykuje się również do budowy pierwszego w Polsce wodorociągu.

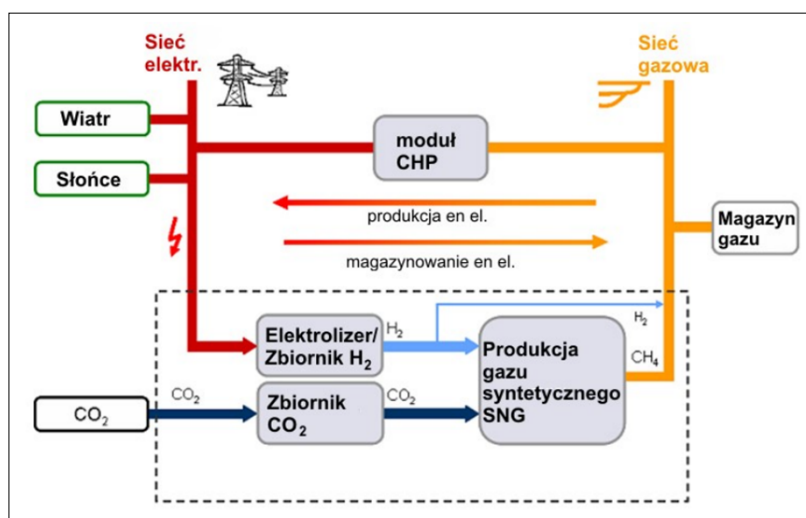
Pomimo licznych przeszkód technologicznych, w Europie nie wyklucza się przesyłu wodoru sieciami gazowymi, choćby dlatego, bo takie gazociągi już istnieją, a poza tym uruchamiane są liczne projekty wodorowe dedykowane infrastrukturze wodorowej.

Od dziesięcioleci europejskie lokalne sieci dystrybucji gazu są w stanie zapewnić opłacalną, niezawodną i bezpieczną dystrybucję i dostawę gazu rurociągami. Jednym z projektów, o których warto wspomnieć, jest sojusz Ready4H2, który reprezentuje 90 europejskich operatorów zajmujących się dystrybucją gazu (OSD), który ma na celu połączenie specjalistycznej wiedzy i doświadcze-

nia w zakresie magazynowania i przesyłu wodoru. Sojusz Ready4H2 uważa, że lokalne sieci dystrybucji gazu, w ściślejszej koordynacji z infrastrukturą przesyłu i magazynowania gazu, są niezbędne do osiągnięcia kolosalnego wzrostu wodoru i potencjału redukcji emisji dwutlenku węgla. Sojusz zapewnia szybszą transformację energetyczną i ma być gwarantem większej redukcji emisji, tym samym wspierając ambicje Europy w zakresie dekarbonizacji.

### Technologie Power to Gas

Technologie Power to Gas (P2G) w połączeniu z zatlaczaniem wodoru do sieci gazowej stwarzają możliwości wykorzystania istniejącej infrastruktury gazowej do magazynowania energii elektrycznej pozyskanej ze źródeł odnawialnych w postaci paliw gazowych zatlaczanych do sieci gazowych. Technologie te można scharakteryzować jako konwersję energii elektrycznej na gaz, m. in. w celach dalszej dystrybucji, czy też magazynowania. Z założenia są to dobrze rokujące rozwiązania gwarantujące lepsze bilansowanie systemu energetycznego, ponieważ nadwyżki energii elektrycznej mogą być przeznaczone do produkcji zielonego wodoru zatlaczanego do infrastruktury sieciowej. Jedną z fundamen-



Rys. 10. Schemat procesu metanizacji wodoru w technologii Power-to-Gas  
Źródło: [18]

talnych zalet tego rozwiązania jest integracja systemu elektroenergetycznego i gazowniczego w celu magazynowania nadwyżek energii elektrycznej.

W przypadku głębszej integracji sektorów (energetycznych i gazowniczych), nastąpi wzrost znaczenia sieci gazowych jako niezbędnych w celach dalszej dekarbonizacji Europy.

Transport wodoru wspólnie z gazem ziemnym to nie tylko korzyści z tańszego kosztu transportu. To także możliwość magazynowania znaczących ilości wodoru w istniejących magazynach gazu ziemnego. A magazynowanie oraz mieszanie wodoru z gazem ziemnym może być dużą bolączką w rozwoju rynku na dużą skalę. Dlatego tak ważne i kluczowe jest wdrażanie w obszarze gazownictwa nowych narzędzi i technologii umożliwiających m. in. diagnostykę infrastruktury, czy wykonywanie symulacji i optymalizacji pracy sieci gazowych w kontekście analiz przepustowości technologicznych gazociągów, wyznaczania pojemności i możliwości przesyłowych w warunkach brzegowych dla różnych mieszanin gazu ziemnego, czy biogazu z wodorem. Kluczowym zadaniem dla dystrybutora paliwa gazowego jest bezpieczeństwo dostaw do obecnych i przyszłych klientów. Dlatego wszelkie inicjatywy związane z zatłaczaniem mieszaniny do czynnych gazociągów z zamiarem przesyłu i magazynowania powinny być podejmowane po szczegółowych analizach ekonomicznych, technicznych i symulacyjnych. W tym celu należy opierać się na precyzyjnych modelach sieci gazowych z uwzględnieniem mieszania się niejednorodnego rozptyłu gazu ziemnego w połączeniu z wodorem. Wzrost udziału wodoru w mieszaninie wpływa na zmniejszenie kaloryczności, a zwiększenie strumienia gazu, tym samym zwiększenie prędkości przepływającego medium, co wiąże się ze wzrostem oporów przepływu, zmianą charakterystyki turbulencji przepływu oraz większymi spadkami ciśnienia w rurociągach, a to wszystko w celu dostarczenia jednakowej ilości

energii. Przykładowo mieszanina gazu ziemnego z wodorem o proporcjach 85-15% w sieci dystrybucyjnej będzie miała 1,7-razy większą prędkość przepływu w porównaniu z czystym metanem przy założeniu jednakowego strumienia energii dostarczanego gazu.

## Podsumowanie

Ze względu na obawy związane ze zmianami klimatycznymi i szkodliwym wpływem na środowisko naturalne, spowodowanym wykorzystaniem paliw kopalnych jako głównego źródła energii oraz spowodowane bezpieczeństwem dostaw energii, wielu analityków rozważa wodór jako potencjalne alternatywne źródło energii. Podziemne magazynowanie wodoru stanowi alternatywną formę magazynowania energii, poprzez jego zatłaczanie np. do podziemnych magazynów w strukturach geologicznych, w sytuacji nadwyżek energetycznych, a następnie jej uwolnienie i wykorzystanie w momencie wzrostu zapotrzebowania na energię [1]. Narzucona przez warunki naturalne lokalizacja struktur geologicznych odpowiednich do magazynowania wodoru w złożach soli, zbiornikach węglowodorów i warstwach wodonośnych nie zawsze odpowiada optymalnym lokalizacjom podziemnego magazynowania poszukiwanym przez przemysł. Struktury geologiczne uznawane za miejsca magazynowania wodoru różnią się od siebie i wymagają indywidualnych, szczegółowych analiz. Stopień rozpoznania warunków geologicznych i zbiornikowych dla magazynowania wodoru w poszczególnych strukturach jest różny, ale zwykle niewystarczający. Wymaga to wstępnych, kosztownych badań, zwłaszcza w przypadku struktur wodonośnych. Brak wiarygodnych szacunków możliwości magazynowania wodoru, zwłaszcza w skali poszczególnych krajów i miejscowości, jest barierą w realizacji podziemnego magazynowania wodoru. Miejsca składowania podziemnego muszą być starannie wybrane i ocenione pod kątem ich integralności, a proces magazynowa-

nia gazu musi być monitorowany i weryfikowany [13]. Obecnie na poziomie UE brakuje regulacji prawnych dotyczących podziemnego magazynowania wodoru, począwszy od wyboru konstrukcji dla podziemnego magazynu, poprzez proces zatłaczania, w tym monitorowanie i plan działania po zamknięciu magazynu [13].

Stosunkowo nieduże ilości wodoru będą możliwe do magazynowania w instalacjach napowierzchniowych. Wybór formy magazynowania wodoru (np. sprężony gaz, ciecz lub amoniak) jest bardzo złożony i zależy od wielu praktycznych czynników, takich jak: ograniczenia geograficzne, przepisy bezpieczeństwa, koszty i wyzwania związane z instalacją, objętość, sposób transportu logistycznego oraz zastosowanie końcowe, przy czym każda forma magazynowania ma swoje zalety i wady [10]. Wnioskowanie o możliwości konwersji terminali LNG na wodór ciekły ( $LH_2$ ) zależy nie tylko od komponentów w terminalu, ale także od roli samego  $LH_2$  jako nośnika energii. Jego wykorzystanie w przyszłym systemie energetycznym jest mocno dyskusyjne, a zainteresowane strony często dochodzą do różnych wniosków [9].

Amoniak jest postrzegany jako realna opcja zachowania dużych ilości energii przez długi czas, napotyka on jednak ograniczenia, ponieważ dynamiczna praca może uszkodzić katalizatory syntezy amoniaku. Ciekły wodór jest stosunkowo skomplikowaną techniką o wysokich kosztach instalacji i potrzebie dodatkowych procesów do skroplenia wodoru. Ma on jednak duży potencjał znacznych ulepszeń technologicznych, które mogą prowadzić do poprawy wydajności składowania i obniżenia kosztów kapitałowych. Sprężony gaz jest stosunkowo dojrzałą technologią, dla której można wykorzystać kawerny solne lub naziemne przestrzenie magazynowe. W rzeczywistości wybór jest dodatkowo ograniczony przez lokalną geologię [10]. Przekształcenie istniejących terminali LNG do wykorzystania amoniaku jest ogólnie postrzega-

ne jako technicznie wykonalne. Zbiornik magazynowy jest najbardziej kapitałochłonnym elementem terminalu i może być ponownie wykorzystany z pewnymi modyfikacjami. Izolacja termiczna zbiornika zaprojektowanego dla LNG jest wystarczająca, a nawet przesadzona dla amoniaku, ponieważ temperatury są wyższe. Podobnie jak w przypadku wodoru, kompatybilność materiałowa musi być uwzględniona w fazie projektowania terminalu, ponieważ w przeciwnym razie komponenty mogą nie nadawać się do konwersji na amoniak [9].

Szansą na wykorzystanie istniejącej i projektowanej infrastruktury gazowej są technologie Power to Gas, które umożliwiają magazynowanie energii elektrycznej pozyskanej ze źródeł odnawialnych w postaci paliw gazowych w sieciach gazowych. Technologia gwarantuje lepsze bilansowanie systemu energetycznego, szczególnie w przypadku głębszej integracji sektorów elektroenergetycznych i gazowniczych, w celu magazynowania nadwyżek energii elektrycznej.

Magazynowanie i transport wodoru w projektowanych i możliwych do za-

adoptowania gazociągach przesyłowych i dystrybucyjnych wiąże się z szeregiem kwestii wymagających unijnych i krajowych konsultacji. Nie będą one dotyczyć wyłącznie aspektów finansowania inwestycji, ale także wyboru optymalnej metody magazynowania, uwzględniającej m. in. swobodny przesył gazu, uwarunkowania lokalne i przede wszystkim kwestie bezpieczeństwa. Bez wątplenia koszty transportu i magazynowania wodoru w wybranych technologiach będą jednym z głównych celów i wyzwań polskiej gospodarki wodorowej. □

#### Bibliografia

1. Czapkowski G., Tarkowski R., Uwarunkowania geologiczne wybranych wydawni solnych w Polsce i ich przydatność do budowy kavern do magazynowania wodoru, Biuletyn Państwowego Instytutu Geologicznego, 472: 53-82, 2018.
2. Hassan I. A., Ramadan H. S., Saleh M. A., Hissel D., Hydrogen storage technologies for stationary and mobile applications: Review, analysis and perspectives, Renewable and Sustainable Energy Reviews 149, 2021, 111311.
3. Kimman N., Power-to-gas efficiency of a hydrogen back-up system governed by interruptible sources services, Technical University Delft, 2020.
4. Małachowska A., Łukasik N., Mioduska J., Gębicki J., Hydrogen storage in geological formations – the potential of salt caverns, Energies, 2022.
5. Michalski J., Bunger U., Crocogino F., Donadei S., Schneider G.-S., Pregger T., Cao K.-K., Heide D., Hydrogen generation by electrolysis and storage in salt caverns: Potentials, economics and systems aspects with regard to the German Energy transition, International Journal of Hydrogen Energy, 42, 2017, 13427-13443.
6. Miziołek M., Filar B., Kwilosz T., Magazynowanie wodoru w szcerpanych złożach gazu ziemnego, Nafta-Gaz, 2022, nr 3, s. 219-239.
7. Portarapillo M., Di Benedetto A., Risk assessment of the large-scale hydrogen storage in salt caverns, Energies, 2021.
8. Publikacja informacyjna 11/I. Bezpieczne wykorzystanie wodoru jako paliwa w komercyjnych zastosowaniach przemysłowych, Polski Rejestr Statków S. A., 06. 2021.
9. Riemer M., Schreiner F., Wachsmuth J., Conversion of LNG Terminals for Liquid Hydrogen or Ammonia Analysis of Technical Feasibility under Economic Considerations, Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research ISI, 11.2022.
10. Schrottenboer A. H., Veenstra A. A. T., uit het Broek M. A. J., Ursavas E., A Green Hydrogen Energy System: Optimal control strategies for integrated hydrogen storage and power generation with wind energy, Renewable and Sustainable Energy Reviews 168, 2022, 112744.
11. Such P., Magazynowanie wodoru w obiektach geologicznych, Nafta-Gaz, 2020, nr 11, s. 794-798.
12. Takach M., Sarajilić M., Peters D., Kroener M., Schuldt F., von Maydell K., Review of hydrogen production techniques from water using renewable Energy sources and its storage in salt caverns, Energies, 2022.
13. Tarkowski R., Uliasz-Misiak B., Towards underground hydrogen storage: A review of barriers, Renewable and Sustainable Energy Reviews 162, 2022, 112451.
14. Tchorek G., Rewolucja wodorowa - jak skorzystać?, PARP, Centrum Rozwoju MŚP, 10. 2022.
15. Uliasz-Misiak B., Lewandowska-Śmierczalska J., Matuła R., Tarkowski R., Prospects for the implementation of underground hydrogen storage in the EU, Energies, 2022.
16. Valle-Falcones L. M., Grima-Olmedo C., Mazadiego-Martinez L. F., Hurtado-Bezoz A., Equilior-Diaz S., Rodriguez-Pons R., Green Hydrogen Storage in an Underground Cavern: A Case Study in Salt Diapir of Spain, Applied Sciences, 2022.
17. Zacharski J., Wójcicki A., Czapowski G., Wykorzystanie wybranych struktur geologicznych do podziemnego magazynowania substancji, Państwowy Instytut Geologiczny - Państwowy Instytut Badawczy, Forum Innowacyjności, 2022.
18. Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiańczak "Technologie Power-To-Gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi", materiał z VI Konferencji Naukowo-Technicznej Energetyka Gazowa, kwiecień 2016, Zawiercie.
19. Zespół ds. Rozwoju Przemysłu OZE i Korzyści dla Polskiej Gospodarki, raport Zespołu Nr 4 „Gospodarka wodorowa”. <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf>
20. Piotr Szewczyk, Jacek Jaworski „Analiza wpływu dodatku wodoru do gazu ziemnego na szczelność połączeń mechanicznych wybranych elementów sieci i instalacji gazowych”, Instytut Nafty i Gazu, Kraków 2020.

#### Przypisy

- 1 DISE Energy, RAPORT 2021 Zielony wodór z OZE w Polsce <http://psew.pl/wp-content/uploads/2021/12/Raport-Zielony-Wodor-z-OZE-77MB.pdf>
- 2 „The Future of Hydrogen, Seizing today's opportunities” Raport przygotowany przez IEA na G20 w Japonii.
- 3 „Znaczenie wodoru w procesie transformacji sektora energii”, Tomohi Umeda. „Bezpieczeństwo energetyczne”, Rzeszów 2022.
- 4 Według badań Energy Safety Research Institute do metanu można dodać nawet 30% wodoru.
- 5 European Commission, JRC Publications Repository „Blending hydrogen from electrolysis into the European gas grid” <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC126763>
- 6 Raport Zespołu Nr 4. Gospodarka wodorowa <https://klasterwodorowy.pl/images/zdjecia/Gospodarka%20Wodorowa.%20Rekomendacje%20grupy%204.pdf>
- 7 European Hydrogen Backbone.
- 8 „Clean Hydrogen Monitor” 2022: <https://hydrogeneurope.eu/clean-hydrogen-monitor-2022/>
- 9 Hydrogen Council, Hydrogen Insights, „A perspective on hydrogen investment, market development and cost competitiveness” 02/2021.
- 10 Regulatory Framework for Hydrogen. Trinomics, LBST, listopad 2020.
- 11 Maciej Chaczykowski, Andrzej J. Osiańczak "Technologie Power-To-Gas w aspekcie współpracy z systemami gazowniczymi", materiał z VI Konferencji Naukowo-Technicznej Energetyka Gazowa, kwiecień 2016, Zawiercie.

- **Andrzej Szlęk, Wojciech Adamczyk,**  
Katedra Techniki Ciepłej, Politechnika Śląska
- **Jolanta Bijańska,**  
Katedra Ekonomii i Informatyki, Politechnika Śląska
- **Krzysztof Wodarski,**  
Katedra Zarządzania, Politechnika Śląska

# Amoniak jako nośnik energii

Od wielu lat obserwowany jest stały wzrost zapotrzebowania na energię. Obecnie, według raportu [1] około 4/5 energii pierwotnej wykorzystywanej w skali świata pochodzi z paliw kopalnych. Istnieją trzy bardzo ważne powody, dla których sytuacja ta powinna ulec radykalnej zmianie, szczególnie w takich regionach świata jak Europa, czyli w regionach o ograniczonych zasobach naturalnych, które jednocześnie charakteryzują się wysokim stopniem rozwoju gospodarczego i wynikającym z tego wysokim zużyciem energii. Pierwszym z tych powodów są zmiany klimatyczne, których jedną z przyczyn wskazywaną przez istniejące modele klimatyczne jest emisja dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych.

Drugim z powodów jest dążenie do bezpieczeństwa energetycznego - brak dostatecznych zasobów własnych i wynikający z tego wysoki stopień uzależnienia od importu stwarza poważne ryzyko dla funkcjonowania gospodarki w momencie wzrostu napięcia międzynarodowego. Wreszcie trzecim istotnym powodem są spadające koszty produkcji energii w oparciu o źródła odnawialne wobec rosnących cen paliw. Według raportu [2] koszt generacji 1 kWh z wykorzystaniem paneli fotowoltaicznych spadł 5-krotnie w ciągu ostatnich 10 lat i osiąga obecnie poziom typowy dla najniższych

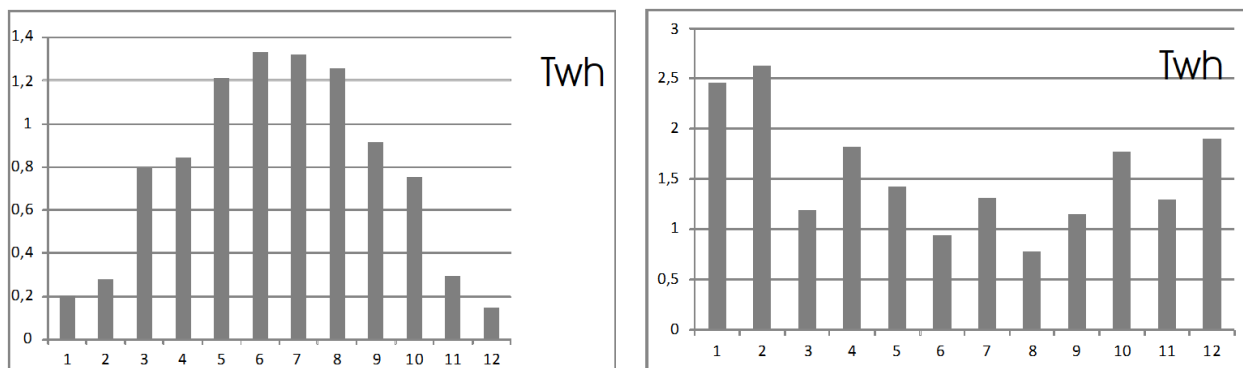
kosztów notowanych w technologiach opartych o paliwa kopalne. W świetle tych argumentów nie dziwi fakt, że Unia Europejska zdecydowała się na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r., co jest gigantycznym wyzwaniem wymagającym przebudowy wielu gałęzi przemysłu, w tym szczególnie energetyki. Te zmiany śmiało można nazwać europejską rewolucją energetyczną.

## Odnawialne źródła energii

W opisanym europejskiej rewolucji energetycznej szczególne miejsce zaj-

mować będą odnawialne źródła energii. Ich potencjał jest ogromny. Pokrycie około 10% powierzchni Sahary panelami fotowoltaicznymi pozwoliłoby pokryć potrzeby energetyczne całego świata. Oczywiście pozostaje pytanie: czy Sahara jest dobrym miejscem do lokowania paneli oraz w jaki sposób przestać wyprodukowaną energię do odbiorców na całym świecie? Pokazuje to jednak, że wykorzystując tereny nieużyteczne do produkcji rolnej można pokryć potrzeby energetyczne świata. Skoro tak jest i skoro we wspomnianym raporcie [2] stwierdzono, że koszty genera-





Rys. 1. Miesięczna produkcja energii elektrycznej. Lewa strona - panele PV, prawa strona - turbiny wiatrowe  
Wykres na podstawie danych pse.pl

cji energii w OZE są niskie, to można zadać pytanie: dlaczego w takim razie nadal buduje się źródła konwencjonalne, a nie wyłącznie odnawialne? Przykładowo Chiny, które również deklarują dojście do neutralności klimatycznej w 2060 r., w 2022 r. zatwierdziły budowę elektrowni węglowych o łącznej mocy ponad 100 GW [3]. Dla porównania sumaryczna moc elektrowni węglowych w Polsce wynosi zaledwie 30 GW. Przyczyna leży w dyspozycyjności. Energia generowana w oparciu o paliwa kopalne dostępna jest na żądanie, czyli może być produkowana wtedy, gdy występuje na nią zapotrzebowanie. Tymczasem odnawialne źródła energii takie jak turbiny wiatrowe oraz panele słoneczne produkują energię w czasie, gdy występują odpowiednie warunki pogodowe. Na rys. 1 przedstawiona jest produkcja miesięczna wyrażona w TWh energii elektrycznej w 2022 r. w Polsce. Jak można zaobserwować w przypadku turbin wiatrowych występuje duża miesięczna zmienność z lekką przewagą miesięcy zimowych, a w przypadku paneli fotowoltaicznych występuje silna zależność ilości wyprodukowanej energii z porą roku z silną przewagą miesięcy letnich. Te wahania sprawiają, że dostosowanie podaży do popytu wymaga albo zmiany nawyków konsumentów i przyzwyczajenie ich do zużycia energii wtedy, gdy jest ona dostępna, albo magazynowania energii, albo jednego i drugiego. W szczególności konieczne jest magazynowanie energii

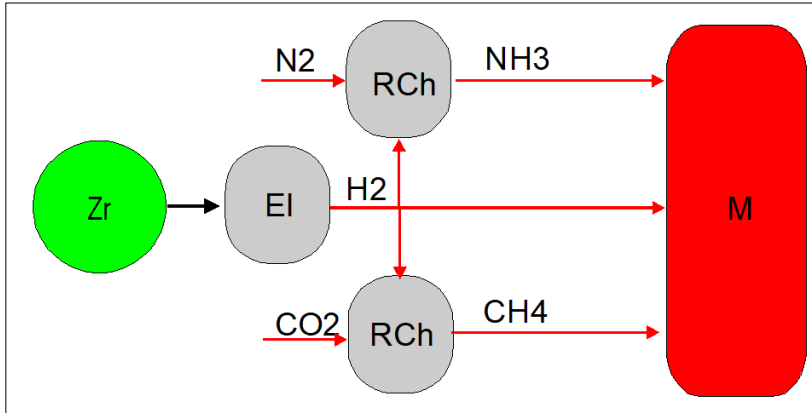
międzysezonowe, tak by energię wyprodukowaną w lecie móc wykorzystywać zimą, kiedy występuje największy popyt.

### Metody magazynowania energii

Energia magazynowana może być w różnej formie i różnymi metodami. Jedną z najstarszych metod i jednocześnie powszechnie stosowanych jest magazynowanie energii w postaci energii potencjalnej zgromadzonej wody w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ta metoda ma stosunkowo niewielki wpływ na środowisko, jednak ilości energii, które mogą być w ten sposób zmagazynowane raczej predestynują ją do magazynowania krótkoterminowego - w skali doby lub kilku dni. Według [4] sumaryczna moc obecnie istniejących i planowanych do budowy elektrowni szczytowo-pompowych w Polsce nie przekroczy 100 GWh, czyli 0,1 TWh, a jak można zauważyć z danych przedstawionych na rys. 1 - już obecnie przechowanie energii produkowanej przez panele słoneczne w lecie do okresu zimowego wymaga pojemności o rząd wielkości wyższej. Biorąc pod uwagę rozwój odnawialnych źródeł energii oraz wycofywanie z użycia źródeł konwencjonalnych, które obecnie pełnią rolę stabilizującą - potrzeby magazynowe wyniosą dziesiątki, a może nawet setki TWh. Jediną znaną metodą przechowywania tak dużych ilości energii jest przechowywanie jej w postaci

związków chemicznych. Jest to przy tym metoda stosowana równie powszechnie co elektrownie szczytowo-pompowe. Obecnie w Polsce według danych publikowanych na stronach PGNiG sumaryczna pojemność podziemnych magazynów gazu ziemnego w Polsce wynosi 3230 mln m<sup>3</sup>, co odpowiada około 30 TWh. Oczywiście w zbiornikach tych przechowywany jest obecnie gaz ziemny będący paliwem kopalnym, ale istniejące lub nowo pozyskane zbiorniki mogą być także wykorzystane do przechowywania metanu syntezowanego z wykorzystaniem energii OZE lub przechowywania innych związków chemicznych produkowanych z wykorzystaniem energii odnawialnej. Na rys. 2 przedstawiono przykładowe 3 warianty zamiany energii elektrycznej pozyskiwanej z odnawialnych źródeł energii na związki chemiczne mogące być przechowywane długoterminowo.

Najprostszym rozwiązaniem jest wykorzystanie energii elektrycznej do elektrolizy wody i przechowywanie w naturalnych zbiornikach podziemnych wodoru. Wykorzystanie naturalnych formacji skalnych do przechowywania wodoru jest technologią dojrzałą. Przykładowo w publikacji [5] zaprezentowano działające zbiorniki podziemne wodoru, istniejące głównie w kawernach solnych. Największy z magazynów w Spindeltop przechowuje wodór o ciśnieniu powyżej 100 bar i posiada pojemność powyżej 120 GWh energii chemicznej. Podstawowym pro-



**Rys. 2.** Drogi konwersji energii  
Zr - źródło energii odnawialnej, EI - elektrolizer, Rch - reactor chemiczny, M - magazyn

blemem podziemnego magazynowania wodoru są wysokie zdolności dyfuzyjne wodoru, które sprawiają że magazynowany może on być tylko w szczególnych formacjach skalnych. W dokumencie [6] oszacowano sumaryczną pojemność naturalnych zbiorników podziemnych możliwych do wykorzystania jako zbiorników wodoru na 40 TWh. Jest to pojemność daleko niewystarczająca dla potrzeb całej gospodarki europejskiej. Niewątpliwą zaletą przechowywania wodoru, w stosunku do przechowywania innych związków otrzymanych na bazie wodoru jest uniknięcie konieczności konwersji chemicznej, która wydłuża łańcuch przemian i tym samym zmniejsza ogólną sprawność energetyczną.

Drugą opcją przedstawioną na rys. 2 jest konwersja wodoru do metanu. Przechowywanie metanu jest znacznie prostsze i całkowicie opanowane technicznie, jako technologia stosowana od dziesięcioleci. Obecnie w Unii Europejskiej funkcjonują podziemne zbiorniki gazu ziemnego o sumarycznej pojemności przekraczającej 1000 TWh, co jest wielkością bardzo znaczącą dla gospodarki europejskiej. Wykorzystanie tych magazynów do przechowywania metanu wytwarzanego na bazie energii odnawialnej pozwoliłoby w sposób radykalny zmniejszyć problem sezonowej dostępności źródeł odnawialnych. Dalej jednak jest to pojemność zbyt mała dla potrzeb całej gospodarki UE. Obecnie

zużycie samej tylko energii elektrycznej, według Eurostatu dochodzi do 3000 TWh, a w perspektywie gospodarki neutralnej klimatycznie ta wartość wzrośnie radykalnie, bo energia elektryczna zaczęnie być masowo stosowana w ciepłownictwie i prawdopodobnie w transporcie. Dodatkową trudnością konwersji wodoru na metan jest dostępność dwutlenku węgla niezbędnego do reakcji metanizacji. Oczywiście może być wykorzystany dwutlenek węgla pochodzący ze spalania metanu, ale trzeba pamiętać że zmagazynowany metan spalany będzie w okresach niedoboru energii OZE, podczas gdy produkcja metanu powinna mieć miejsce w okresie nadmiaru tej energii. To powodowałoby konieczność przechowywania dwutlenku węgla między zimą, a latem, co oczywiście jest wykonalne i możliwe do realizacji, ale stanowi dodatkowy koszt.

Trzecią opcją jest konwersja wodoru na amoniak. Amoniak, w odróżnieniu od wodoru i metanu w stosunkowo niskich ciśnieniach staje się cieczą. Jego przechowywanie w temperaturze otoczenia w stanie ciekłym wymaga ciśnień rzędu 10 bar, czyli podobnych do tych jakie stosowane są w przechowywaniu propanu. Konwersja wodoru na amoniak wymaga jedynie azotu, którego nieograniczona ilość jest dostępna w atmosferze. Proces produkcji amoniaku z wykorzystaniem wodoru i azotu jest technicznie opanowany i szeroko stosowany

od dziesiątek lat, przede wszystkim w przemyśle nawozów sztucznych. Te cechy sprawiają, że amoniak obok wodoru i syntezowanego metanu może stanowić istotny element gospodarki neutralnej klimatycznie.

## Historia stosowania amoniaku jako paliwa

Pierwsze zastosowanie amoniaku jako paliwa miało prawdopodobnie miejsce w 1822 r., kiedy to zademonstrowano niewielką lokomotywę napędzaną turbiną gazową opalaną amoniakiem [7]. W tamtym czasie nie było jeszcze paliw ropopochodnych i amoniak wydawał się atrakcyjną alternatywą dla węgla, który stosowany był do zasilania lokomotyw parowych. Na początku XX w. stosowano z sukcesem amoniak do zasilania silników spalinowych, a jako przykład można tu przytoczyć patent z 1938 r. [8]. Zainteresowanie amoniakiem jako paliwem wzrosło w czasie II Wojny Światowej, kiedy paliwa ropopochodne przeznaczone były przede wszystkim do celów militarnych. Obecnie nastąpiło ponowne zainteresowanie amoniakiem jako paliwem.

## Przechowywanie amoniaku

Największą zaletą amoniaku, w porównaniu z metanem, czy wodorem jest łatwość jego przechowywania. W tab. 1 pokazano podstawowe własności amoniaku na tle wodoru i metanu. Jak widać w przypadku amoniaku w 1 m<sup>3</sup> zbiornika można przechować około 5 razy więcej energii niż w przypadku metanu i to przy ciśnieniu radykalnie niższym. W przypadku statystycznego domu jednorodzinnego zapas amoniaku wystarczający do ogrzania budynku w sezonie można zmagazynować w zbiorniku o objętości 6 m<sup>3</sup>, a więc podobnym do takiego w jakim obecnie przechowywany jest propan. W zbiorniku kulistym o średnicy 22 m jakie produkowane są na przykład przez firmę BNH Gas Tanks można przechowywać amoniak o sumarycznej

	Amoniak	Wodór	Metan
Ciśnienie, bar	10	100	100
Stan skupienia	ciecz	gaz	gaz
Gęstość energii, GJ/m <sup>3</sup> (0°C)	13,2	1,1	2,5
Dolna granica palności, %	15	4	5
Górna granica palności, %	34	74	15

Tab. 1. Własności amoniaku pod kątem jego przechowywania

wartości opałowej około 55 000 GJ, co jest wartością wystarczającą do ogrzania miasta z około 5 tys. mieszkańców w przypadku wykorzystania amoniaku jako paliwa kotłowego. W przypadku wykorzystania amoniaku jako paliwa do układu energetycznego bardziej złożonego jeden taki zbiornik może wystarczyć dla miasta o liczbie mieszkańców 2-krotnie większej. Grubość ścianki takiego zbiornika produkcji BNH Gas Tanks wynosi 72 mm. W kontekście granic palności przedstawionych w tablicy dziwi trochę panujące przekonanie o wysokiej wybuchowości amoniaku. Zagrożenia pożarowe w przechowywaniu amoniaku nie są specjalnie wysokie.

Najistotniejszą wadą amoniaku z punktu widzenia jego przechowywania jest toksyczność. Najwyższe dopuszczalne stężenie amoniaku dopuszczone normami bezpieczeństwa pracy to zaledwie 14 mg/m<sup>3</sup>. To zagrożenie sprawia, że przy przechowywaniu amoniaku trzeba zachować bardzo wysokie standardy technologiczne, trudne do spełnienia w przypadku gospodarstw indywidualnych. Dlatego też amoniak ma szansę odegrać istotną rolę raczej w centralnych źródłach ciepła, takich jak ciepłownie i elektrociepłownie. Toksyczność amoniaku oraz jego wysoka rozpuszczalność w wodzie sprawia, że nie może być on rozpatrywany jako paliwo do przechowywania w naturalnych kawernach podziemnych.

Powyższa charakterystyka skłania do twierdzenia, że amoniak może odegrać rolę w przyszłych systemach energetycznych równoległe do wodoru i metanu. Wodór i metan jako paliwa przechowywane w podziemnych naturalnych zbiornikach, a amoniak w zbiornikach metalowych naziemnych.

Na koniec rozważań o możliwościach przechowywania amoniaku warto powiedzieć, że jest on produkowany i wykorzystywany od dziesiątek lat w przemyśle chemicznym. Globalna produkcja amoniaku w 2022 r. wyniosła około 150 mln ton. Jest to więc związek o dojrzałych technologiach produkcji i przechowywania.

### Wykorzystanie amoniaku jako paliwa

Amoniak może być wykorzystywany zarówno jako paliwo kotłowe, jak i paliwo do napędu silników cieplnych. Przegląd zastosowań amoniaku jako paliwa kotłowego, głównie do współspalania z węglem przedstawiono w [9]. Jak wynika z tego artykułu główne prace eksperymentalne nad wielkoskalowym spalaniem amoniaku w kotłach prowadzone są w Japonii. Bardzo szczegółowe bada-

jedyny związek szkodliwy, który może powstawać podczas spalania amoniaku. Spalanie amoniaku w kotle jest jednak niewskazaniem termodynamicznie sposobem wykorzystania jego energii. Zdecydowanie korzystniejsze jest jego spalanie w urządzeniach kogeneracyjnych takich jak tłokowe silniki spalinowe, bądź turbiny gazowe. Energia elektryczna produkowana w urządzeniach kogeneracyjnych może służyć do napędu pomp ciepła, co przy założeniu 40% sprawności elektrycznej układu kogeneracyjnego i współczynnika COP=5 pozwala uzyskać sprawność zamiany energii chemicznej amoniaku na ciepło równą 200%. Dodatkowo pozostałe 60% energii chemicznej użytkowanej przez układ kogeneracyjny zamienia się na ciepło, które także może być wykorzystane do celów ciepłowniczych. W rezultacie ogólna sprawność zamiany energii chemicznej amoniaku na ciepło może przekraczać 250%.

Pierwszym z urządzeń kogeneracyjnych, które można wykorzystać do spalania amoniaku są silniki tłokowe. Zakończone sukcesem próby wykorzystania amoniaku do zasilania tego typu jednostek przeprowadzono już 100 lat temu. Niemniej jednak amoniak jest raczej trudnym paliwem silnikowym. W tab.

„ Energia magazynowana może być w różnej formie i różnymi metodami. Jedną z najstarszych metod i jednocześnie powszechnie stosowanych jest magazynowanie energii w postaci energii potencjalnej zgromadzonej wody w elektrowniach szczytowo-pompowych. Ta metoda ma stosunkowo niewielki wpływ na środowisko, jednak ilości energii, które mogą być w ten sposób zmagazynowane raczej predestynują ją do magazynowania krótkoterminowego - w skali doby lub kilku dni

nia przedstawiono w [10], gdzie autorzy współspalali amoniak z węglem do 50% udziału amoniaku w energii chemicznej doprowadzonej do kotła. Stwierdzono m. in., że możliwy jest do osiągnięcia dość mały wpływ dodawanego amoniaku na poziom emisji tlenków azotu. Warto w tym momencie zauważyć, że tlenki azotu to

2 zaprezentowane podstawowe właściwości amoniaku jako paliwa silnikowego. Zwraca uwagę przede wszystkim bardzo niska prędkość spalania, która sprawia, że w silnikach szybkoobrotowych może pojawiać się problem z niepełnym wypaleniem paliwa. Na szczęście z różnych względów silniki spalinowe stacjonarne

	Amoniak	Metan	Wodór
Zapotrzebowanie powietrza kg/kg	6,05	17,3	34,5
Prędkość spalania m/s	0,07	0,38	3,2
Temperatura samozapłonu, K	930	859	858
Liczba oktanowa	130	120	130

Tab. 2. Podstawowe właściwości

są silnikami zazwyczaj wolnoobrotowymi pracującymi z prędkościami obrotowymi związanymi z częstotliwością stosowaną w sieci i wynoszącymi w Europie najczęściej 1500, albo 750 obrotów na minutę. W przypadku wykorzystania amoniaku jako paliwa do silników o zapłonie samoczynnym problemem jest wysoka liczba oktanowa, która sprawia, że samozapłon może pojawiać się dopiero w silnikach o stopniu kompresji rzędu 60 [11]. Tak wysoki stopień kompresji jest praktycznie niemożliwy do osiągnięcia, ale możliwa jest praca silnika w systemie dwupaliwowym, gdzie dodatkowe paliwo ciekłe dozowane w małych ilościach pełni rolę paliwa zapłonowego (dawka pilotująca). Znacznie więcej badań [11] przeprowadzono z zastosowaniem amoniaku do zasilania silników z zapłonem iskrowym. W tym przypadku wysoka liczba oktanowa oczywiście nie jest problemem, ale z kolei raportowaną trudnością jest wysoka energia zapłonu sprawiająca, że konieczne jest stosowanie zaawansowanych systemów zapłonowych. Wysoka liczba oktanowa stwarza możliwość spalania amoniaku w silnikach z zapłonem iskrowym, ale posiadających wysoki stopień kompresji typowy dla silników z zapłonem samoczynnym, czyli powyżej 20. Zwiększenie stopnia kompresji prowadzi do zwiększenia sprawności silnika. Stąd pomimo wyraźnej odmienności amoniaku od innych paliw stosowanych w silnikach ma on swoje zalety, które sprawiają że silniki spalinowe tłokowe mogą być w najbliższej przyszłości stosowane do energetycznego wykorzystania amoniaku. Warto podkreślić, że na 2023 r. zaplanowane zostały testy dużego silnika okrętowego zasilanego amoniakiem. Silnik został wyprodukowany przez firmę MAN.

Amoniak może być też wykorzystywany jako paliwo do turbin gazowych. Wspomniane wcześniej pierwsze wykorzystanie amoniaku do napędu lokomotywy dotyczyło właśnie turbiny gazowej. W przypadku turbiny gazowej podstawowym problemem z jakim trzeba się zmierzyć zmieniając zasilanie turbiny z metanu na amoniak jest niższa prędkość spalania, która wiąże się z zasadniczą zmianą geometrii płomienia. To sprawia, że dla potrzeb energetycznego wykorzystania powinny zostać zaprojektowane nowe turbiny. Potwierdzają to badania eksperymentalne dość nielicznie prezentowane w literaturze. Przykładowo w [12] stwierdzono, że opalenie turbiny mieszanką metanu i amoniaku prowadzi do szybkiego spadku sprawności spalania i emisji innych gazów cieplarnianych takich jak podtlenek azotu, w efekcie czego sumaryczna emisja gazów cieplarnianych wyrażona jako emisja ekwiwalentu CO<sub>2</sub> rośnie. Trwają już jednak prace mające na celu opracowanie nowej konstrukcji turbiny dedykowanej do spalania amoniaku. W styczniu 2023 podpisano memorandum porozumienia między dwoma wiodącymi producentami turbin: GE oraz IHI. Wobec wczesnego etapu prac nad zastosowaniem amoniaku w turbinach gazowych trudno jest w chwili obecnej powiedzieć, która technologia silników tłokowych, czy silników wirnikowych zdobędzie rynkową przewagę. Być może obie technologie będą funkcjonowały równolegle tak, jak to ma miejsce obecnie w silnikach zasilanych gazem ziemnym, gdzie silniki tłokowe stosowane są w mniejszych mocach, a turbiny w większych.

## Zarządzanie energią

Gospodarka neutralna klimatycznie wymagać będzie produkowania, magazy-

nowania i wykorzystania nośników energii, z których jednym będzie prawdopodobnie amoniak. Każdemu z tych procesów towarzyszą straty energii i każdy z tych procesów wymaga budowy drogiej urządzeń. Powoduje to konieczność bardzo skrupulatnego zarządzania całym systemem, tak by zminimalizować straty energii i w sposób optymalny wykorzystać możliwości techniczne wytworzonych instalacji. Kluczowe zatem staje się zaawansowane zarządzanie energią, które przy stosunkowo niskim nakładzie inwestycyjnym jest w stanie zapewnić maksymalny efekt ekonomiczny dla inwestorów.

W szczególności należy zwrócić uwagę na dwa aspekty. Po pierwsze, z nielicznymi wyjątkami systemów wyspowych system lokalny funkcjonuje w otoczeniu systemu krajowego i europejskiego. Po drugie, zarówno sam system lokalny, jak i jego otoczenie zmieniają w czasie w sposób istotny swoją charakterystykę. Krajowy i europejski system energetyczny jest już obecnie bardzo uzależniony od warunków pogodowych. Jako potwierdzenie tego stwierdzenia można wskazać, że według danych PSE na koniec 2021 r. źródła odnawialne stanowiły około 30% mocy zainstalowanej w Polsce. Ta maksymalna moc osiągana jest wyłącznie przy bardzo korzystnych warunkach wietrznych i przy dobrym nasłonecznieniu. W praktyce moc osiągana przez OZE waha się od 0 do wartości maksymalnej, a wahania te uzależnione są od warunków pogodowych. Stąd istnieje pierwsze istotne wskazanie dla systemów zarządzania energią. Powinny one analizować prognozy pogody zarówno lokalnej, która decyduje o zapotrzebowaniu na ciepło grzewcze, jak i krajowej oraz europejskiej, która decyduje o podaży energii elektrycznej i w konsekwencji o jej cenie. Zarówno produkcja amoniaku, jak i jego wykorzystanie powinno być dostosowane do aktualnej podaży i popytu na energię elektryczną. Zakładając przy tym, że amoniak będzie wykorzystywany w systemach kogeneracyjnych, predykcja warunków pogodowych i na jej podstawie określenie możliwości wykorzystania

akumulacyjności cieplnej budynków stanie się szczególnie istotna.

Drugą ze wspomnianych cech, którymi powinien się charakteryzować system zarządzania energią jest dostosowywanie go do zmieniających się charakterystyk zarówno instalacji lokalnej, jak i otoczenia. Rosnący udział OZE w systemie energetycznym będzie powodował zmianę charakterystyki wpływu warunków pogodowych na podaż i cenę energii elektrycznej. Jednocześnie też zmianom podlegała będzie charakterystyka odbior-

Zdaniem autorów niniejszego artykułu, zaawansowane algorytmy zarządzania energią, oparte o sztuczną inteligencję, będą odgrywały kluczową rolę w eksploatacji systemów energetycznych przekładając się na osiągnięty zysk przez właściciela instalacji. Algorytmy takie powinny mieć cechy zarówno samoadaptowania się do zmieniających się warunków otoczenia energetycznego oraz zmieniającej się charakterystyki konsumentów, a jednocześnie powinny być predykcyjne i działające

neutralnej klimatycznie. Jak pokazano wcześniej, jest on w istotny sposób odmienny od wodoru i metanu. Posiada wyższe gęstości energii, co ułatwia jego przechowywanie, ale jednocześnie jest związkami toksycznym - co praktycznie wyklucza jego przechowywanie w naturalnych kawernach. Wydaje się, że w sposób szczególny jest on predystynowany do odegrania ważnej roli w ciepłownictwie. Można sobie wyobrazić taki układ energetyczny, w którym panele fotowoltaiczne umiejscowione na terenie źródła ciepła (ciepłowni lub elektrociepłowni) produkują latem energię elektryczną wykorzystywaną do elektrolizy wody, a otrzymany w elektrolizie wodór zamieniany jest na amoniak, po czym składowany w naziemnych stalowych zbiornikach. W zimie w okresach zapotrzebowania na ciepło amoniak jest spalany w silniku tłokowym lub turbinie gazowej. Powstałe ciepło kierowane jest do sieci ciepłowniczej, natomiast energia elektryczna jest albo wykorzystywana do napędu dużej pompy ciepła znajdującej się na terenie ciepłowni, albo oddawana do sieci elektroenergetycznej. W ten sposób amoniak nie opuszcza terenu źródła ciepła, co pozwala dochować niezbędnego reżimu technologicznego. □

” Podstawowym problemem podziemnego magazynowania wodoru są wysokie zdolności dyfuzyjne wodoru, które sprawiają że magazynowany może on być tylko w szczególnych formacjach skalnych (...) Niewątpliwą zaletą przechowywania wodoru, w stosunku do przechowywania innych związków otrzymanych na bazie wodoru jest uniknięcie konieczności konwersji chemicznej, która wydłuża łańcuch przemian i tym samym zmniejsza ogólną sprawność energetyczną

ców ciepła, co z kolei wynika ze stopniowej likwidacji źródeł lokalnych i tym samym zwiększania zasięgu sieci, ale także z rosnącego udziału rozproszonych źródeł odnawialnych zlokalizowanych u odbiorców. Te zmiany sprawiają, że stosowane algorytmy do zarządzania energią powinny mieć zdolności adaptacyjne.

w horyzoncie czasowym nie krótszym niż dostępne wiarygodne cyfrowe prognozy pogody.

### Podsumowanie

Amoniak jest paliwem, które może odegrać istotną rolę w gospodarce

#### Literatura

1. International Energy Agency, World Energy Outlook 2020.
2. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable power generation cost in 2019.
3. Reuters, China approves biggest expansion in new coal power plants since 2015, report finds, 27 February 2023.
4. Tomasz Elżbieciak, Elektrownie szczytowo-pompowe coraz pilniej potrzebne, portal wysokienapiecie.pl, 2022.
5. Davood Zivar, Sunil Kumar, Jalal Foroozesh, Underground hydrogen storage: A comprehensive review, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 46, Issue 45, 1 July 2021, Pages 23436-23462.
6. Hydrogen Map Europe, European Commission, 2019.
7. A Valera-Medina, H Xiaoa, M Owen-Jones, W.I.F. Davidc, P.J. Bowen, Ammonia for power, Progress in Energy and Combustion Science, Volume 69, November 2018, Pages 63-102.
8. Zavka M., Device for operating internal combustion engines with mixtures of ammonia, hydrogen and nitrogen prepared from ammonia, US patent 2140254, 1938.
9. Hookyung Lee, Min-Jung Lee, Recent Advances in Ammonia Combustion Technology in Thermal Power Generation System for Carbon Emission Reduction, Energies 2021, 14(18), 5604.
10. Masato Tamura, Takahiro Gotou, Hiroki Ishii, Dirk Riechelmann, Experimental investigation of ammonia combustion in a bench scale 1.2 MW-thermal pulverised coal firing furnace, Applied Energy 277 (2020) 115580.
11. Lesmana H., Zhang Z., Li X., Zhu M., Xu W., Zgang D., NH3 as a transport fuel in internal combustion engines: a technical review. Journal of Energy Resources Technology, 2019, doi:10.1115/1/4042915.
12. C.D. Avila, S. Cardona, M. Abdullah, M. Younes, A. Jamal, T. Guiberti, W. Roberts, Experimental assessment of the performance of a commercial micro gas turbine fueled by ammonia-methane blend, Applications in Energy and Combustion Science Volume 13, March 2023, 100104.

■ Wojciech Głuszewski,  
Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

# Tworzywa polimerowe dla energetyki jądrowej

Energetyka jądrowa stwarza naukowym i przemysłowym instytucjom szanse realizacji zaawansowanych technologicznie projektów, które w skali całej gospodarki utworzą stabilne i dobrze płatne miejsca pracy. Ze względu na wysokie standardy bezpieczeństwa wymagania techniczne i organizacyjne są w atomistyce porównywalne (niekiedy wyższe) z przemysłem chemicznym, lotniczym lub kosmicznym. Osiągnięcie wysokich standardów może jednak przyczynić się do technologicznego rozwoju wielu sektorów. Dotyczy to również produkcji i przetwórstwa odpornych na działanie promieniowania jonizującego tworzyw polimerowych [1]. Można dodać, że Ministerstwo Klimatu i Środowiska przystępuje właśnie do aktualizacji katalogu polskich firm dla sektora jądrowego - „Polish industry for nuclear 2023”.

## Chemia radiacyjna polimerów

Cechą charakterystyczną oddziaływania promieniowania jonizującego z materią jest zupełnie przypadkowa lokalizacja przekazywanej energii. Od różnica to chemię radiacyjną od zjawisk obserwowanych w fotochemii, w której absorpcja kwantu następuje ściśle przez grupę chromoforową. Działanie dodatków stabilizujących i antyutleniających (bez których większość polimerów byłaby praktycznie bezużyteczna), polega na bezpośrednim pochłanianiu światła. Związki te w akcie ochronnym zamieniają światło w energię ciepłą, bądź też ulegają rozkładowi w akcie „samoposwie-

cenia”. Promieniowanie jonizujące nie ma możliwości wyboru rodzaju związku i odkładane jest we wszystkich składnikach w sposób proporcjonalny do ich zawartości (udziału elektronowego). Jako regułę należy, więc przyjąć, że procesom radiacyjnym ulega przede wszystkim składnik główny - matryca. Małe jest natomiast prawdopodobieństwo, że promieniowanie jonizujące w sposób bezpośredni zostanie pochłonięte w procentowo niewielkiej liczbie cząsteczek dodatków.

Efektom procesów radiacyjnych zachodzących w dowolnych polimerach jest nieodwracalne odrywanie z łańcucha atomów wodoru [2]. Mechanizm tego zjawiska jest skomplikowany, związany z niehomogeniczną absorpcją energii

przez materiał. Powoduje to powstanie w miejscu uszkodzenia polimeru aktywnego centrum wolnorodnikowego, które, jak wykazały liczne doświadczenia, jest w stanie przemieszczać się wzdłuż łańcucha na odległość nawet kilkunastu atomów węgla [3]. Tak, więc procesy chemiczne mogą zachodzić w zupełnie innym miejscu, niż pierwotne gniazdo jonizacji. To bardzo interesujące i nie do końca jeszcze poznane zjawisko w istotny sposób wpływa na wtórne procesy chemiczne radiolizy tworzywa.

Ilość energii odkładane przez końcowe generacje najwolniejszych elektronów są lokalnie większe niż w gniazdach jednojonizacyjnych. Powodują one bezpośrednie przerwanie łańcuchów

i oderwanie jego fragmentów (gniazdo wielojonizacyjne). Różnorodne formy, jakościowe i ilościowe odłożonej energii powodują w konsekwencji mnogość procesów chemicznych. Jakkolwiek nie udało się jeszcze oznaczyć podziału energii na gniazda jedno- i wielojonizacyjne w polimerach, to jednak przez analogię z prostymi związkami przyjmuje się, że ilość energii odkładana w postaci gniazd wielojonizacyjnych stanowi 20% całkowitej energii pochłoniętej w napromienionym materiale.

### Modyfikacja kabli i przewodów

Poszukiwania tworzyw polimerowych dla energetyki jądrowej wniosły nieoczekiwanie istotny wkład do rozwoju technologii radiacyjnych. Początkowo uważano, że promieniowanie jonizujące powoduje wyłącznie degradację polimerów, a w konsekwencji pogorszenie parametrów użytkowych wykonanych z nich wyrobów. Ze zdziwieniem stwierdzono, że w przypadku polietylenu, nawet bardzo duże dawki nie obniżały, a wprost

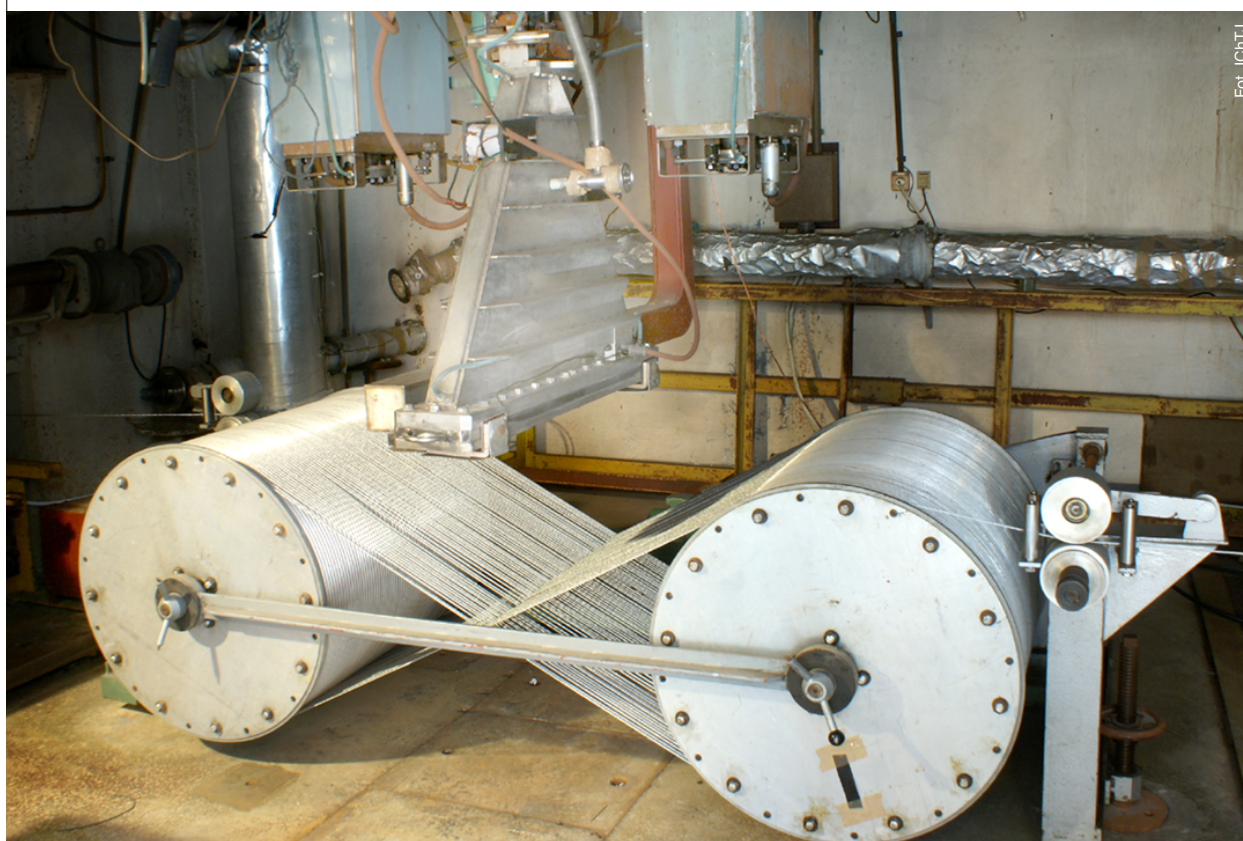
przeciwnie polepszały jego właściwości. W ten sposób przypadkowo odkryto zjawisko radiacyjnego sieciowania polimerów. Jednym z praktycznych zastosowań chemicznych zjawisk inicjowanych promieniowaniem jonizującym jest obecnie korzystna modyfikacja izolacji kabli i przewodów elektrycznych. Wyroby z sieciowanego polietylenu mają własności elektryczne równie dobre jak polietylen naturalny, wykazując równocześnie większą odporność na temperaturę, wyższą odporność na tlen, ozon, promieniowanie UV oraz większą odporność chemiczną na działanie kwasów, zasad i rozpuszczalników organicznych, w tym smarów i olejów. Wyroby te nie wykazują tendencji do pęknięcia pod wpływem naprężeń i środowisk ciekłych. Nowa generacja kabli z izolacją wykonaną z usieciowanego polimeru jest produktem przyjaznym dla środowiska, nie zawiera w swoim składzie chlorowców ani plastyfikatorów, a zatem nie stwarza takiego zagrożenia, jak produkcja PVC. Unikatowe zalety technik radiacyjnych doprowadziły w połowie lat 50. ub. w. do rozwoju technologii akceleratorowych.

Po raz pierwszy zjawisko radiacyjnej modyfikacji kabli pod koniec lat 50. zastosowała firma Raytherm Wier and Cable. Obecnie prowadzi się badania naukowe nad nowymi rodzajami tworzyw z zastosowaniem coraz doskonalszych rozwiązań w technologiach akceleratorowych.

### Kompozyty w ochronie radiologicznej

Wiedzę z zakresu chemii radiacyjnej polimerów można wykorzystać do opracowania i produkcji kompozytów z dodatkiem: żelaza, wolframu, bizmutu lub barytu, które powinny zastąpić w ochronie radiologicznej toksyczny ołów. Nowe generacje materiałów barierowych dla różnych rodzajów promieniowań jonizujących (w tym neutronów) mają szansę być wykorzystane w ośrodkach badań jądrowych, składowiskach odpadów promieniotwórczych, elektrowniach jądrowych, zakładach z cyklem paliwa jądrowego, zakładach medycyny nuklearnej oraz instytucjach badawczych. Już obecnie na bazie matrycy epoksydowej wykonuje się: pokrywy ochronne, tynki do

Fot. 1. Akceleratorowa instalacja do radiacyjnego sieciowania izolacji przewodów elektrycznych w IChTU



Fot. IChTU

wzmacniania ścian, narzuty ochronne stosowane podczas likwidacji radioaktywnych obiektów, osłony strzykawek, pudełka na rękawice, osłony tymczasowe, itd. Komercyjnie są dostępne radiologiczne fartuchy ochronne z kompozytu polimer krzemooorganiczny/bismut. Płynnymi twardniejącymi pod wpływem dodatków żywicami dwuskładnikowymi można stabilizować, pochłaniać, obudo-

ności dodatku z betonem. Rośnie w ten sposób powinowactwo drugiej fazy (polimeru) do betonu.

### Radiacyjne szczepienie

Szczepienie radiacyjne stanowi skuteczne narzędzie modyfikacji powierzchni materiałów polimerowych dedykowanych wybranym zastosowaniom. Między

elastyczne, nienasiąkliwe, o zamkniętych porach, odporne na większość środków chemicznych, chemicznie obojętne. Radiacyjne sieciowanie komercyjnych komórkowych tworzyw z PE pozwala uzyskać założone parametry.

### Podsumowanie

Zagadnienia zastosowania tworzyw sztucznych w energetyce jądrowej są przedmiotem badań chemii radiacyjnej polimerów. Polskie doświadczenia i dorobek badawczy w tej dziedzinie są znaczące w skali światowej. Instytuty naukowe dysponują źródłami promieniowania jonizującego i dużym doświadczeniem w zakresie badań radiolizy polimerów. Istnieją, więc warunki do interdyscyplinarnej współpracy z przemysłem tworzyw sztucznych. Szczególne znaczenie ma technika radiacyjnego sieciowania kabli do zastosowań specjalnych. Jest to unikatowa metoda podnoszenia parametrów technicznych kabli, takich jak: niskotopliwość, niepalność, izolacyjność, odporność na stres mechaniczny i degradację. Można dodać, że systemy bezpieczeństwa elektrowni, a w szczególności elektrowni jądrowych, opierają się na niskonapięciowych kablach zasilających i sterowniczych. Wewnątrz zamkniętych pomieszczeń pracują one w trudnych warunkach poddane działaniu promieniowania gamma.

Równoległe do badań chemicznych trwają prace nad konstrukcją akceleratorów o mocy wiązki elektronów sięgającej MW (zastosowanie do ochrony środowiska) oraz budową zwartych urządzeń charakteryzujących się niską energią przeznaczonych do obróbki powierzchniowej. Kontynuowane są prace mające na celu zwiększenie sprawności elektrycznej akceleratorów, obniżenie ich ceny oraz podniesienie niezawodności. Wymienione działania mają w założeniach zwiększyć ekonomiczną efektywność procesów radiacyjnych. □



**Zagadnienia zastosowania tworzyw sztucznych w energetyce jądrowej są przedmiotem badań chemii radiacyjnej polimerów. Polskie doświadczenia i dorobek badawczy w tej dziedzinie są znaczące**

wywać i magazynować odpady jądrowe. Warstwa nakładana podobnie jak farba stosowana jest w przypadku ochrony korozyjnej metalowych walczków zawierających materiały radioaktywne. Nowe tworzywa polimerowe w porównaniu z tradycyjnymi materiałami ochronnymi są: nietoksyczne, elastyczne w zastosowaniu, stabilne cieplnie, podlegają recyklingowi, umożliwiają łatwe odkażanie, są odporne na korozję.

### Recykling

Interesującym tematem jest recykling tworzyw polimerowych powstających, jako odpad w trakcie likwidacji obiektów jądrowych. Szacuje się, że jedna jednostka elektrowni jądrowej wymaga około 1500 km kabli i przewodów, które nie są wymieniane w czasie eksploatacji reaktora (w założeniu ponad 60 lat). Jeżeli izolacje były sieciowane, to tworzywa takie nie nadają się do powtórnego przetwórstwa. Otwartym jest zatem temat wykorzystania zużytych izolacji, np. jako dodatków do asfaltu lub betonu. Zaletą radiacyjnej modyfikacji jest zwiększenie liczby grup karbonylowych na powierzchni polimeru, co ma istotne znaczenie z punktu widzenia kompatybil-

innymi można otrzymać w ten sposób materiały do selektywnego usuwania wybranych substancji (zanieczyszczeń, jonów metali ciężkich, toksycznych substancji, itp.). Przykładowo absorbenty w formie splecionych włókien pozwalają na odzysk uranu z wody morskiej z wydajnością 1,5 kg na kg tworzywa sztucznego. Można dodać, że poprzez radiacyjne szczepienie produkuje się obecnie również membrany dla baterii alkalicznych i ogniw paliwowych.

### Wałki dylatacyjne

Kordy dylatacyjne stosuje się przy wylewaniu mas na zimno i na gorąco. Przerwy technologiczne zabezpieczają konstrukcje nawierzchni betonowych i bitumicznych przed skurczem w zmiennych temperaturach, a w konsekwencji przed powstawaniem rys i pęknięć. Główne obszary zastosowań kordów to budownictwo drogowe, mostowe, lotniskowe. Uszczelniające profile w formie sznurów są wykonywane z polietylenowych pianek. W przypadku nawierzchni asfaltowych podpierające wałki muszą w określonym czasie (ok. 10 minut) wytrzymać temperatury do 220°C. Ponadto powinny być: odporne na ściskanie,

#### Literatura:

1. W. Głuszewski, Efekty ochronne w radiolizie naturalnych i syntetycznych polimerów, Bezpieczeństwo Jądrowe i Ochrona Radiologiczna, 2022, 1, 123, 22-26.
2. W. Głuszewski, Radioliza biodegradowalnych materiałów komórkowych PLA/PCL, Wyroby Medyczne, 2023, 1, 28-31.
3. W. Głuszewski, Zastosowania radiolizy polimerów w energetyce, Nowa Energia, 2022, 1, 49 – 51.





■ Beata Superson-Polowiec,  
Polowiec i Wspólnicy Sp.j.



■ Angelika Babiarz,  
Polowiec i Wspólnicy Sp.j.

## Problem z definicją wodoru

Rozwój gospodarki wodorowej jest uznawany za jeden z priorytetów realizacji Europejskiego Zielonego Ładu, którego głównym celem jest osiągnięcie neutralności klimatycznej Europy do 2050 r. W związku z czym niewątpliwym jest, że Komisja Europejska stawia sobie za cel wdrożenie technologii produkcji wodoru odnawialnego na szeroką skalę.



Jednym z podstawowych dokumentów UE szeroko poruszających tematykę wodoru jest *Strategia w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu (dalej Strategia Wodorowa UE)*. Komisja zwraca w nim uwagę na potencjał jaki niesie ze sobą wykorzystanie wodoru w różnych dziedzinach gospodarki. War-

to zwrócić uwagę, że wodór może być wykorzystywany jako surowiec, paliwo lub jako nośnik i magazyn energii. Ma on również wiele potencjalnych zastosowań w sektorach przemysłu, transportu, energii i budownictwa. Może zatem stanowić rozwiązanie na potrzeby dekarbonizacji procesów przemysłowych.

Polska Strategia Wodorowa opublikowana w grudniu 2021 stanowi kluczowy dokument, którego celem jest wskazanie kierunków rozwoju krajowego rynku i branży wodoru. W dokumencie określono 6 celów szczegółowych, które mają umożliwić ich osiągnięcie:



**Rys. 1.** Rozwój rynku wodoru w Polsce - kluczowe dokumenty  
Źródło: Opracowanie własne PiW

- CEL 1 - Wdrożenie technologii wodorowych w energetyce i ciepłownictwie,
- CEL 2 - Wykorzystanie wodoru jako alternatywnego paliwa w transporcie,
- CEL 3 - Wsparcie dekarbonizacji przemysłu,
- CEL 4 - Produkcja wodoru w nowych instalacjach,
- CEL 5 - Sprawny i bezpieczny przesył, dystrybucja i magazynowanie wodoru,
- CEL 6 - Stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Dokumenty strategiczne, w tym Polska Strategia Wodorowa wyznaczają kierunki i wspierają rozwój rynku wodoru w Polsce, jednak stanowią jedynie wyraz woli i intencji. Osiągnięcie zakładanych celów wymaga wdrożenia regulacji w formie aktów prawnych, które pozwolą przejść z fazy planowania do fazy realizacji.

## CEL 6 Stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego

„Last but not least” cel Polskiej Strategii Wodorowej nawiązuje do konieczności kreacji stabilnego i transparentnego otoczenia legislacyjnego dla rozwoju rynku wodoru w kraju. W Polskiej Strategii Wodorowej wskazano następujące dedykowane kamienie milowe dotyczące regulacji:

- IIIQ 2021 r. - stworzenie ram regulacyjnych funkcjonowania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie,
- IVQ 2021 r. - opracowanie legislacyjnego pakietu wodorowego, tworzącego podstawy funkcjonowania rynku,
- 2022-2023 r. - opracowanie legislacyjnego pakietu wodorowego - przepisów określających szczegóły funkcjonowania rynku, implemen-

tujących prawo UE w tym zakresie oraz wdrażających system zachęt do produkcji niskoemisyjnego wodoru.

## Jaki wodór?

Warto zwrócić uwagę, że w kontekście osiągnięcia naturalności klimatycznej na uwagę zasługują tzw. czyste technologie wodorowe, a co za tym idzie - nie każda technologia wodorowa w takim samym stopniu przybliża nas do realizacji założeń Europejskiego Zielonego Ładu. W tym miejscu warto wskazać definicje wodoru zamieszczone Strategii Wodorowej UE, a mianowicie:

- wodór odnawialny - wodór wytwarzany w drodze elektrolizy wody, do której została wykorzystana energia elektryczna ze źródeł odnawialnych. Wodór odnawialny może być wytwarzany również w procesie reformingu biogazu lub biochemicznego przekształcania biomasy, pod warunkiem spełniania wymogów zrównoważonego rozwoju,
- wodór niskoemisyjny - wodór wytwarzany z paliw kopalnych przy zastosowaniu technologii wychwytywania CO<sub>2</sub> oraz wodór powstały w procesie elektrolizy wody ze znacznym ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych w całym cyklu życia.

Jednocześnie dla zasygnalizowania i uzasadnienia niejakiego „zamieszania” wokół zagadnienia definicji wodoru na-

**Tab. 1.** Dziewięć rodzajów wodoru, różniących się pod kątem technologii wytwarzania, bądź surowców, z których powstają  
Źródło: Opracowanie własne PiW

<b>zielony</b>	wytwarzany w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii odnawialnej. Może być również wytwarzany w procesie reformingu biogazu, czyli biochemicznego przekształcania biomasy
<b>żółty</b>	wytwarza się w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii słonecznej. Ta odmiana wodoru często klasyfikowana jest jako jeden z podtypów zielonego wodoru
<b>fioletowy</b>	wytwarzany jest w procesie elektrolizy wody z wykorzystaniem energii elektrycznej produkowanej w elektrowniach atomowych
<b>szary</b>	wytwarzany jest w procesie reformingu gazu ziemnego lub innych węglowodorów powstałych w procesie rafinacji ropy naftowej
<b>niebieski</b>	wytwarzany jest w procesach wykorzystujących paliwa kopalne, uzupełnione o technologie wychwytywania, składowania lub przetwarzania CO <sub>2</sub>
<b>biały</b>	pochodzi z naturalnych źródeł geologicznych
<b>czarny</b>	wytwarzany jest w procesie gazyfikacji węgla kamiennego
<b>brązowy</b>	wytwarzany jest w procesie gazyfikacji węgla brunatnego
<b>turkusowy</b>	wytwarzany jest w procesie pirolizy metanu lub przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych

Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (t. j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1315 z późn. zm.).	<b>wodór</b> - wodór przeznaczony do napędu pojazdu wykorzystującego energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nim ogniwach paliwowych, oznaczony kodem CN 2804 10 00
Ustawa z dnia 11 stycznia 2018 r. Elektromobilność i paliwa alternatywne (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 1083 z późn. zm.).	<b>wodór niskoemisyjny</b> - wodór w rozumieniu art. 2 ust. 1 pkt 10a ustawy z dnia 25 sierpnia 2006 r. o systemie monitorowania i kontrolowania jakości paliw (Dz. U. z 2022 r. poz. 1315, 1576, 1967, 2411 i 2687), uzyskany w procesie elektrolizy lub innymi metodami, w sposób niewyrządzający poważnych szkód dla celów środowiskowych, w przypadku którego emisja gazów cieplarnianych w cyklu życia nie przekracza 3 t ekwiwalentu dwutlenku węgla na 1 t wodoru
	<b>wodór elektrolityczny</b> - wodór niskoemisyjny uzyskany w wyniku przetworzenia energii elektrycznej w procesie elektrolizy
	<b>wodór odnawialny</b> - wodór odnawialny w rozumieniu art. 2 pkt 102c rozporządzenia Komisji (UE) nr 651/2014 z dnia 17 czerwca 2014 r. uznającego niektóre rodzaje pomocy za zgodne z rynkiem wewnętrznym w zastosowaniu art. 107 i 108 Traktatu (Dz. Urz. UE L 187 z 26.06.2014, str. 1, z późn. zm.)
Ustawa z dnia 25 sierpnia 2006 r. o biokomponentach i biopaliwach ciekłych (t.j. Dz. U. z 2022 r. poz. 403 z późn. zm.).	<b>biowodór</b> - wodór wytworzony z biomasy

Tab. 2. Przykłady definicji wodoru w obecnych przepisach prawa w Polsce

leży wskazać że w debatach eksperckich wymienia się aż dziewięć rodzajów wodoru, różniących się pod kątem technologii wytwarzania, bądź surowców, z których powstają.

## Projekt prawa wodorowego

Procedowany od października 2022 r. projekt nowelizacji ustawy Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw (UD 382), pomimo, że stanowi duży krok w kierunku wprowadzenia do porządku prawnego regulacji zapewniających rozwój gospodarki wodorowej, nadal stanowi przedmiot dyskusji i podlega zmianom. Kluczowymi zagadnieniami objętymi projektem są:

- wprowadzenie siatki pojęć w Prawie energetycznym koniecznych do rozwoju i funkcjonowania rynku wodoru w Polsce,
- uregulowanie zasad koncesjonowania działalności związanej z wodorem,
- zaprojektowanie zasad funkcjonowania systemu dedykowanego dla wodoru - sieci wodorowe,
- wprowadzenie systemowych mechanizmów wsparcia dla prowadzenia działalności badawczo-rozwojowej dla projektów z zakresu technologii wodorowych,
- uwzględnienie międzysektorowych możliwości wykorzystania wodoru,

- propozycje uproszczeń regulacyjnych dla podmiotów inwestujących w rozwój systemu wodorowego.

Priorytetem niewątpliwie jest stworzenie odpowiedniej siatki pojęciowej dla wodoru w głównych aktach regulacyjnych odnoszących się do energetyki, tj. Prawie energetycznym, ustawie o odnawialnych źródłach energii, czy ustawie o biokomponentach i biopaliwach ciekłych.

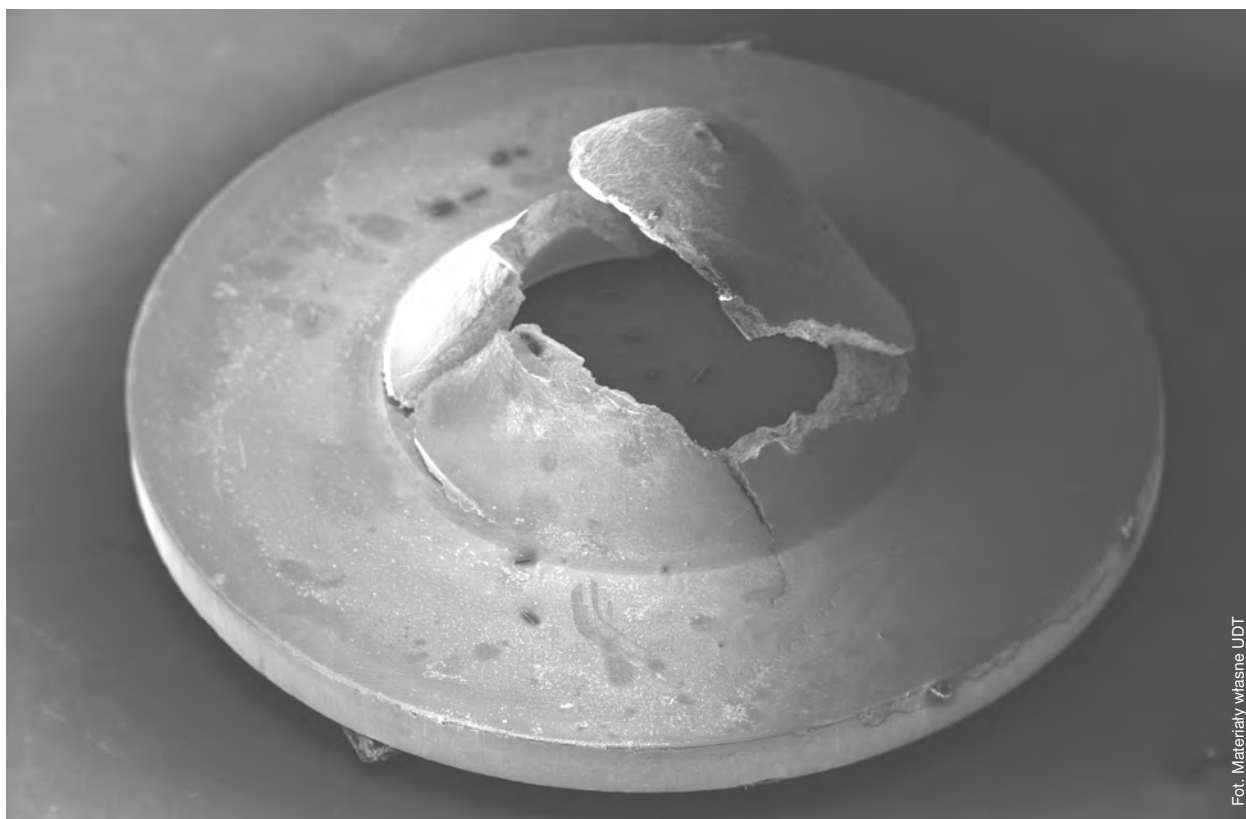
W pierwszej wersji projektu wodór był definiowany jako substancja chemiczna oznaczona kodem CN 2804 10 00. Wzbudziło to wiele kontrowersji oraz dyskusji na etapie konsultacji. Pomijając przytoczenie obszernych głosów krytycznych dla tak ujętej definicji wodoru, wskazać jedynie warto że większość podnosiła, iż odwołanie się jedynie do określonego kodu CN nie uwzględnia właściwości wodoru, które ustawodawca chciał poddać regulacjom. W tym zakresie istotnym jest, że wodór ma szerokie zastosowanie w gospodarce, nie tylko jako jeden z rodzajów paliwa. Obecny projekt opublikowany 3 lutego 2023 r. nie zawiera już kontrowersyjnej definicji. Nadal jednak trwa próba zdefiniowania wodoru. Tym razem wprowadza się definicje wodoru niskoemisyjnego, elektrolitycznego oraz odnawialnego, poprzez odesłanie do ich definicji w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych.

Biorąc pod uwagę powyższe nie ulega wątpliwości, że definicja wodoru stanowi wyzwanie legislacyjne. Niewątpliwie na gruncie prawa energetycznego nie chodzi o objęcie definicją wodoru, tych jego zastosowań, które mają neutralny wpływ na rozwój gospodarki wodorowej, zastosowań w przemyśle i do celów innych niż energetyczne.

Wydaje się że obecnie są dwie możliwości wyjścia z tego impasu:

- przyjęcie, że wodór podlega regulacjom bez względu na sposób jego wytworzenia oraz zastosowanie i tym samym powrót do pierwotnej koncepcji bardzo szerokiego zdefiniowania wodoru w Prawie energetycznym,
- objęcie definicją wodoru szczegółowo zdefiniowanych jego „rodzajów”, czyli objęcie ogólną definicją, wodoru definiowanego poprzez zastosowanie albo sposób wytworzenia. W tym rozwiązaniu na gruncie ostatniej wersji projektu „wodór” oznaczałby wodór niskoemisyjny, elektrolityczny oraz odnawialny.

Nie ulega wątpliwości, że dyskusja wokół definicji jest niezbędna jeśli mamy osiągnąć cele założone w zarówno w Polskiej Strategii Wodorowej, jak i Strategii Wodorowej UE oraz dobrze sparametryzować regulacje w obszarze niezbędnym dla rozwoju gospodarki wodorowej. □



Fot. Materiały własne UDT

■ Mateusz Wróbel,  
Urząd Dozoru Technicznego

■ Marek Nowak,  
Urząd Dozoru Technicznego

■ Tadeusz Uhl,  
Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie

## Diagnostyka urządzeń ciśnieniowych infrastruktury krytycznej z wykorzystaniem metody Small Punch Test

Urząd Dozoru Technicznego od kilku lat konsekwentnie realizuje strategię związaną z rozwojem sieci laboratoriów stacjonarnych i mobilnych. Jednym z głównych celów tego działania jest wzrost dostępności specjalistycznych usług badawczych dla przedsiębiorców działających w Polsce. Oprócz standardowych metod badań nieniszczących oraz niszczących w ofercie laboratoriów UDT znajdują się także badania z wykorzystaniem dronów, robotów inspekcyjnych, a także zaawansowane techniki badań NDT, tj.: PEC (ang. *Pulsed Eddy Current*) lub UT-TFM (ang. *Total Focusing Method*).

W nowoczesnej diagnostyce urządzeń ciśnieniowych infrastruktury krytycznej coraz większego znaczenia nabierają również badania z wykorzystaniem minipróbek, czego przykładem stanowią badania metodą Small Punch Test. Zaletą pobierania minipróbek zamiast próbek do klasycznych testów wytrzymałościowych jest brak konieczności naprawy miejsca pobrania i możliwość dopuszczenia do dalszej eksploatacji, co ma również pozytywny wymiar ekonomiczny. Zwiększa to możliwość częstszego badania stanu materiału konstrukcji.

Metoda SPT została opracowana i jest stosowana dla instalacji w elektrowniach jądrowych, ponieważ minimalizuje wpływ napromieniowania próbek na obsługę realizującą badania.

## Diagnostyka urządzeń ciśnieniowych infrastruktury krytycznej

Wiele urządzeń ciśnieniowych wchodzących w skład infrastruktury krytycznej przekroczyło planowany na etapie projektowania czas eksploatacji. Ocena stanu technicznego wybranych elementów bloków energetycznych, rafinerii, czy zakładów chemicznych wymaga podejmowania szerokiego spektrum działań. Ich podstawę stanowi zazwyczaj wykonanie badań nieniszczących (NDT, ang. *Non-Destructive Testing*).

Badania NDT, mimo wielu zalet, nie pozwalają jednak na dokładne scharakteryzowanie własności wytrzymałościowych materiałów, które mogą ulegać znaczącym zmianom podczas liczonej w setkach tysięcy godzin pracy. Aby określić parametry, tj. granicę plastyczności, czy też wytrzymałość na pełzanie - konieczne staje się pobranie z danego obiektu wycinków materiału, przygotowanie odpowiednich próbek i przeprowadzenie badań niszczących w warunkach laboratoryjnych.

## Tradycyjne metody pobierania wycinków materiału do badań

Pobieranie wycinków materiału do badań wiąże się z wieloma trudnościami.

Tradycyjne sposoby oparte o procesy skrawania lub cięcia palnikiem gazowym wymagają zazwyczaj unieruchomienia danego urządzenia i opróżnienia z medium roboczego. Dochodzi do tego także konieczność wykonania niezbędnych napraw, co dodatkowo zwiększa czas i koszty prowadzonych prac. Nie bez znaczenia pozostaje również możliwość pogorszenia stanu danej konstrukcji, np. poprzez niewłaściwie wykonaną obróbkę cieplną po wstawieniu nowego fragmentu urządzenia.

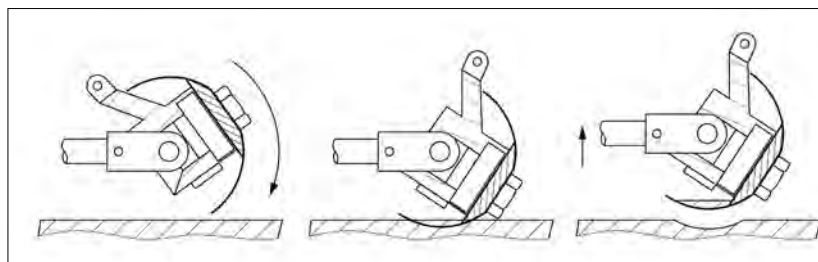
## System powierzchniowego pobierania materiału

Licznym wyzwaniem związanym z pobieraniem wycinków materiału do badań pozwala sprostać system powierzchniowego pobierania materiału (ang. *Surface Sampling System*). Urządzeniem, które wykorzystuje tę technologię jest SCOOPER 50 - Scoop Sampling Machine. Składa się ono z głowicy tnącej, panelu sterującego i układu chłodzenia.

Zasadę działania systemu można porównać do łyżki do lodów. Specjalne półkuliste ostrze pokryte materiałem ściernym wykonuje ruch obrotowy wokół



SCOOPER 50 - urządzenie do pobierania wycinków materiału do badań



Sposób pobierania wycinka materiału do badań



Przykładowe wycinki materiału do badań

własnej osi i jednocześnie pochyla się w kierunku prostopadłym do powierzchni danego elementu. Niewielki posuw połączony z chłodzeniem stwarzają warunki, w których nie dochodzi do zmian struktury materiału.

System powierzchniowego pobierania materiału pozwala na otrzymanie próbek o średnicy około 25 mm i wysokości do 3,2 mm. Ubytek materiału powstały w danym obiekcie nie zawiera ostrych krawędzi.

## Sposoby wykorzystania wycinków materiału

Wycinki materiału pobrane za pomocą systemu Scooper 50 mogą zostać wykorzystane do przeprowadzenia wielu rodzajów badań materiałowych. Odpowiednia preparatyka pozwala na wykonanie m. in.:

- badań mikrostruktury za pomocą mikroskopu świetlnego i skaningowego mikroskopu elektronowego,
- pomiarów twardości,
- analiz składu chemicznego i fazowego.

Ciekawa aplikacja dotyczy badań wytrzymałościowych z wykorzystaniem

minipróbek, np. badań metodą Small Punch Test.

### Small Punch Test - wyznaczenie własności wytrzymałościowych materiałów

Small Punch Test jest metodą służącą do wyznaczania własności wytrzymałościowych materiałów. Polega ona na wciskaniu wgnętnika w kształcie kulki w sztywno umocowaną próbkę o średnicy 8 mm i grubości 0,5 mm. Badania realizowane są zgodnie z normą PN-EN 10371:2021-9 „Metale - Metoda badania małym stemplem” wprowadzającą normę europejską EN 10371:2021 - Metallic materials - Small Punch Test method.

Będąca na wyposażeniu aparatury umożliwia przeprowadzanie badań metodą Small Punch Test w warunkach pokojowych oraz w temperaturach obniżonych (do  $-193^{\circ}\text{C}$ ).

Prezentowane metody badań znajdują zastosowanie do określenia:

- umownej granicy plastyczności,
- wytrzymałości na rozciąganie,
- wydłużenia do zerwania,
- temperatury przejścia w stan kruchy (ang. *Ductile to Brittle Transition temperature*, DBTT).

Możliwe jest również wyznaczenie odporności na pełzanie podczas skróconych prób pełzania (tzw. Small Punch Creep Test). Najważniejsze parametry dotyczące prób pełzania możliwe do osiągnięcia na aparaturze będącej w dyspozycji Urzędu Dozoru Technicznego to:

- czas trwania próby: do 5000 h,
- temperatura badania: do  $800^{\circ}\text{C}$ ,
- obciążenie: do 500 N.

Metoda należy do metod empirycznych i jej zastosowanie wymaga doświadczonego wyznaczenia parametrów współczynników umożliwiających otrzymanie podstawowych wielkości charakteryzujących materiały stosowane w energetyce oraz instalacjach w przemyśle chemicznym, czy petrochemicznym. Dla typowych materiałów współczynniki te podaje norma.

### Przykładowe wyniki badań

W ramach wspólnych prac rozwojowych UDT i Centrum Energetyki AGH przeprowadzono szereg badań mających na celu porównanie wyników badań jednoosiowego rozciągania realizowanych z wykorzystaniem standardowych znormalizowanych próbek z wynikami otrzymanymi podczas badań metodą

Small Punch Test. Analizom poddano różne gatunki stali, znajdujące się zarówno w stanie po eksploatacji, jak i materiały nowe. W przypadku materiałów drobnoziarnistych, parametry wyznaczone podczas badań metodą Small Punch Test, tj.:  $R_{p0,2}$ ,  $R_m$  są zbliżone z parametrami wyznaczanymi podczas badań próbek znormalizowanych. Na podstawie przeprowadzonych badań statystycznych metodą SPT, dla większej populacji próbek, można, dla przebadanych stali, rozróżnić stopień degradacji materiału.

### Przykłady zastosowań przemysłowych

Mało inwazyjny sposób pobierania wycinków materiału do badań oraz sama metoda Small Punch Test zyskują coraz większe zainteresowanie wśród przedsiębiorców odpowiedzialnych za kluczowe elementy infrastruktury krytycznej w kraju. W ostatnim czasie zrealizowano już zlecenia w zakładach energetyki

ŚREDNIE WARTOŚCI OTRZYMANE PODCZAS BADANIA SERII PRÓBEK			
MATERIAŁ	PARAMETR	BADANIA	
		STANDARDOWE	SMALL PUNCH TEST
Eksploatowany	$R_{p0,2}$ [MPa]	333	316
	$R_m$ [MPa]	526	549
Nowy	$R_{p0,2}$ [MPa]	357	386
	$R_m$ [MPa]	525	546

Wyniki badań porównawczych dla wybranego gatunku stali



Przebieg badania metodą Small Punch Test



Pobieranie wycinka do badań z rurociągu

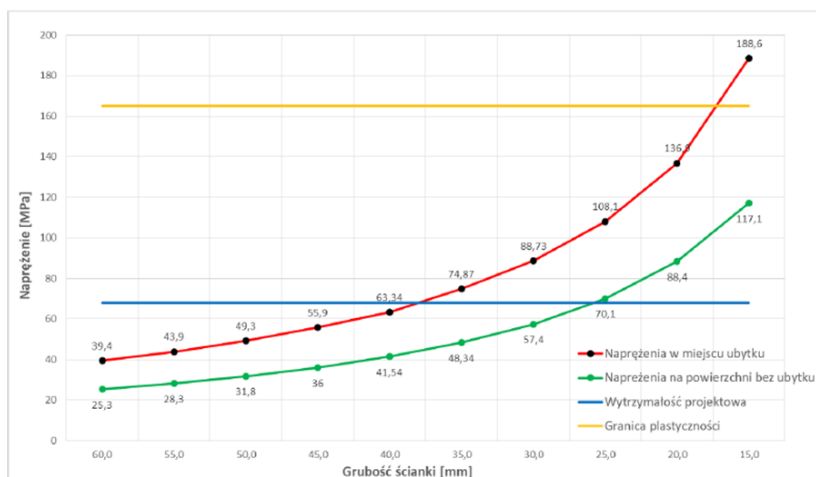
cieplej, a także w firmach działających w branży petrochemicznej.

Planowane jest, aby metoda Small Punch Test znalazła szersze zastosowanie w następujących obszarach:

- diagnostyka i ocena trwałości eksploatacyjnej elementów kotłów i rurociągów pracujących w warunkach pełzania,
- diagnostyka pieców technologicznych,
- diagnostyka wybranych urządzeń, np. turbin parowych,
- wyznaczanie rzeczywistych własności wytrzymałościowych materiałów.

## Wpływ powstających ubytków materiału na stan konstrukcji

W celu scharakteryzowania wpływu powstających ubytków materiału na wytrzymałość całej konstrukcji przeprowadzono szereg symulacji Metodą Elementów Skończonych. Przykładem analizowanej konstrukcji jest rurociąg wykonany ze stali 10H2M (10CrMo9-10) o średnicy wewnętrznej 273 mm i ciśnieniu wewnętrznym 13,5 MPa. W zależności od przyjętej grubości ścianki zmiane ulegają naprężenia w miejscu powstającego ubytku. Przeprowadzona symulacja potwierdza, że w rozpatrywanym przypadku, dla rurociągu o grubości ścianki powyżej 35 mm powstający ubytek materiału jest bezpieczny. Nie dochodzi wówczas do przekroczenia naprężeń dopuszczalnych (projektowych). Ewentualna naprawa, np. poprzez napawanie, również nie jest konieczna, co często może wprowadzić dodatkowe naprężenia, wynikające z miejscowego nagrzewania w czasie naprawy.



Wyniki symulacji Metodą Elementów Skończonych

## Korzyści wynikające z mało inwazyjnego sposobu pobierania wycinków materiału i badań metodą Small Punch Test

Prezentowane rozwiązania niosą za sobą wiele korzyści. Do najważniejszych z nich można zaliczyć:

- Możliwość pobierania wycinków materiału do badań bez konieczności wyłączenia i/lub opróżnienia urządzenia z medium roboczego.
- Brak ostrych korbów w miejscach po pobraniu wycinka do badań. Nie dochodzi do tworzenia miejsc koncentracji naprężeń. Dodatkowa naprawa może nie być konieczna.
- Możliwość charakterystyki materiałów pod kątem ich własności wytrzymałościowych, ale także mikrostruktury, składu chemicznego, itp.
- Omawiane badania metodą SPT, wykonywane w laboratoriach, cha-

rakteryzują się większą dokładnością od innych metod badawczych wykorzystujących techniki przenośne.

## Podsumowanie

Mało inwazyjny sposób pobierania wycinków do badań wraz z badaniami metodą Small Punch Test stanowią ciekawe rozwiązanie, które znajduje coraz szersze zastosowanie w przemyśle. Omawiane techniki są dobrą alternatywą dla tradycyjnych badań wytrzymałościowych materiałów eksploatowanych w instalacjach przemysłowych. Dotychczasowe doświadczenia potwierdzają, że własności wytrzymałościowe wyznaczone podczas badań metodą Small Punch Test są spójne z wynikami otrzymywanymi podczas standardowej próby rozciągania. Prezentowane rozwiązanie może przyczynić się do redukcji czasu i kosztów prac diagnostycznych realizowanych dla określonych urządzeń ciśnieniowych. □

■ Wydawnictwo „Nowa Energia”

# O utrzymaniu ruchu w Kazimierzu Dolnym

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało wspólnie z Towarzystwem Gospodarczym Polskie Elektrownie - [IX Konferencję Techniczną „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”](#), która odbyła się w dniach 20-22 marca 2023 r. w Kazimierzu Dolnym. Moderatorem Konferencji / Panelu Dyskusyjnego był dr hab. inż. Stanisław Tokarski z Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej / Główny Instytut Górnictwa.

W wydarzeniu uczestniczyło ponad 150 osób. W trakcie V Paneli tematycznych wygłoszonych zostało 25 referatów oraz odbył się Panel Dyskusyjny.

Gości Konferencji przywitani: **Dorota Kubek**, **Mariusz Marchwiak** z Wydawnictwa „Nowa Energia” oraz **Waldemar Szulc**, Dyrektor Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie.

Uroczystego otwarcia dokonał **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.

W trakcie Konferencji ogłoszone zostały wyniki Konkursu „Modernizacja Roku 2022”, a uzasadnienie Kapituły odczytał **prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski** z Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej.

Nagrodę w Konkursie „Modernizacja Roku 2022” otrzymało PGE GiEK S.A. - Oddział Elektrownia Betchatów za zabudowę instalacji do redukcji emisji rtęci. Statuetkę odebrał **Paweł Koszek**, Główny Specjalista ds. Koordynacji Remontów.



Uczestnicy [IX Konferencji Technicznej „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”](#)



Dorota Kubek, Mariusz Marchwiak z Wydawnictwa „Nowa Energia” oraz Waldemar Szulc, Dyrektor Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie



Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.



## I PANEL: Referaty wprowadzające: Eksploatacja i remonty - bieżące wyzwania

Przyszły rozwój sieci przesyłowej w Polsce omówił **Maciej Przybylski**, Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu w Polskich Sieciach Elektroenergetycznych S.A.

Na temat przyszłości energetyki w świetle powstania NABE wypowiedział się **Waldemar Szulc**, Dyrektor Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie. „Strategia optymalizacji eksploatacji i obsługi turbin elementem zwiększającym elastyczność i dyspozycyjność bloków energetycznych” - to tytuł referatu, który wygłosił prof. **dr hab. inż. Andrzej Rusin** z Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Politechnice Śląskiej. O remontach bloków i instalacji energetycznych w schyłkowym okresie ich eksploatacji mówił **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.

System Monitorowania Produkcji w PGE GiEK S.A. zaprezentował **Arkadiusz Ciężyński**, Główny Specjalista - Koordynator, Dyrektor Projektu w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A. O diagnostyce wspierającej bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków klasy 200 MW podczas kontynuowania ich eksploatacji mówił **dr inż. Jerzy Trzeszczyński**, Prezes Zarządu/Dyrektor Przedsiębiorstwa Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.

## II PANEL: Eksploatacja i remonty w nowej rzeczywistości. Co się zmieni?

Dyspozycyjność i awaryjność jednostek wytwórczych na przestrzeni ostatnich 5 lat omówił **Paweł Woszczyk**, Zastępca Dyrektora ds. Technicznych w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie. Doświadczenie Łukasiewicz - Górnośląskiego Instytutu Technologicznego w ocenie trwałości



Dr hab. inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej / Główny Instytut Górnictwa



Wręczenie statuetki Pawłowi Koszkowi, Głównemu Specjaliście ds. Koordynacji Remontów w PGE GiEK S.A. - Oddział Elektrownia Bełchatów



Maciej Przybylski, Dyrektor Departamentu Rozwoju Systemu, Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.



Waldemar Szulc, Dyrektor Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie



Arkadiusz Ciążyński, Główny Specjalista - Koordynator, Dyrektor Projektu w PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.



Paweł Woszczyk, Zastępca Dyrektora ds. Technicznych w Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie



Jacek Janas, Członek Zarządu ds. Operacyjnych oraz Mateusz Nowak, Kierownik Zespołu ds. Nowych Technologii w Enea Elektrownia Połaniec S.A.



Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska



Uczestnicy III Panelu Dyskusyjnego „Organizacja służb remontowych w nowej rzeczywistości - jak to ma dalej funkcjonować?”



Panel Dyskusyjny wywołał spore zainteresowanie i włączenie się do dyskusji



Paweł Gula, Dyrektor Sprzedaży, C.C.JENSEN Polska Sp. z o.o.



Karol Wabik, Kierownik Działu Urządzeń i Instalacji, Departament Inżynierii w PGE Energia Ciepła S.A.

eksploatacyjnej urządzeń energetycznych zaprezentował **prof. dr hab. inż. Adam Zieliński**, Dyrektor Instytutu Łukasiewicz GIT. O diagnostyce urządzeń ciśnieniowych z wykorzystaniem metody Small Punch Test mówił **Wojciech Manaj**, Dyrektor Centralnego Laboratorium w Urzędzie Dozoru Technicznego. „Small Punch Test nieniszczące badania degradacji materiału konstrukcyjnego” - to tytuł referatu, który wygłosił **prof. dr hab. inż. Tadeusz Uhl** z Katedry Robotyki i Mechatroniki na Akademii Górniczo-Hutniczej.

Doświadczenia z realizacji procesów spalania biomasy omówił **Jacek Janas**, Członek Zarządu ds. Operacyjnych oraz **Mateusz Nowak**, Kierownik Zespołu ds. Nowych Technologii w Enea Elektrownia Połaniec S.A.

„Nowa rzeczywistość remontowo-eksploatacyjna - wstęp do dyskusji” - to tytuł referatu, który przedstawił **prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski** z Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej.

### III PANEL DYSKUSYJNY: Organizacja służb remontowych w nowej rzeczywistości - jak to ma dalej funkcjonować?

Moderatorem Panelu Dyskusyjnego był **dr hab. inż. Stanisław Tokarski** z Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej / Główny Instytut Górnictwa. Głos w dyskusji zabrali: **Dr inż. Andrzej Ziółkowski**, Prezes, Urząd Dozoru Technicznego; **Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński**, Dyrektor Instytutu Łukasiewicz GIT; **Dr inż. Jerzy Trzeczyski**, Prezes Zarządu/Dyrektor, Przedsiębiorstwo Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.; **Waldemar Szulc**, Dyrektor, Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie; **Prof. dr hab. inż. Janusz Lewandowski**, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska; **Grzegorz Kotte**, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o. oraz **Jacek Janas**, Członek

Zarządu ds. Operacyjnych, Enea Elektrownia Połaniec S.A.

#### IV PANEL: Bieżące problemy remontowo-eksploatacyjne

Wdrożenie modułu zarządzania warunkami dopuszczenia do pracy - SAP WCM (Work Clearance Management) w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów) zaprezentował **Paweł Koszek**, Główny Specjalista ds. Koordynacji Remontów - Wydział Nadzoru Ogólnotechnicznego w PGE GiEK S.A. - Oddział Elektrownia Bełchatów. „Czas na czas. Skrócenie przestoju dzięki nowoczesnym metodom czyszczenia” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Tomasz Stańczak**, Kierownik Projektów Rozwojowych oraz **Sebastian Szostek**, Key Account Manager w Bio-Circle Surface Technology Sp. z o.o.

Pewność ruchową maszyn wirowych dzięki czystemu olejowi omówił **Paweł Gula**, Dyrektor Sprzedaży w C.C.JENSEN Polska Sp. z o.o. „Ciągła diagnostyka olejowa w monitorowaniu stanu zasobów krytycznych - przykład wdrożenia” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Jacek Stec**, Business Development Manager w Vims Spółka z o.o. Zastosowania filtrów samoczyszczących i osadnikowych w instalacjach przemysłowych zaprezentowała **Karolina Górlicka**, Inżynier Sprzedaży w PFTechnology Sp. z o.o. O serwisie rurowych wymienników ciepła i aktualnym stanie techniki remontowej na świecie mówił **Kazimierz Ruszniak**, Prezes Zarządu Energoremont Sp. z o.o.

#### V PANEL: Bieżące problemy remontowo-eksploatacyjne

„PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów w trosce o środowisko. Zabudowa instalacji do redukcji emisji rtęci” - to tytuł referatu, który wygłosił **Paweł Koszek**, Główny Specjalista ds. Koordynacji Remontów - Wydział



Rozmowy w kularach

Nadzoru Ogólnotechnicznego w PGE GiEK S.A. Oddział Elektrownia Bełchatów. O długoterminowym serwisie turbin parowych zapewniającym ich bezpieczeństwo i dyspozycyjność mówił **Sławomir Rajca**, Główny Specjalista ds. Badań i Serwisu Turbin w Przedsiębiorstwie Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o. oraz **Sebastian Pośpiech**, Dyrektor Zakładu Turbin w Zakładach Remontowych Energetyki Katowice SA. System Zarządzania Majątkiem Produkcyjnym obowiązujący w PGE Energia Ciepła zaprezentował **Karol Wabik**, Kierownik Działu Urządzeń i Instalacji, Departament Inżynierii w PGE Energia Ciepła S.A. Uszkodzenia urządzeń ciepłno-mechanicznych elektrowni związane z ich regulacyjnym trybem pracy - wybrane przykłady omówił **Kamil Staszatek**, Starszy Specjalista ds. Urządzeń Energetycznych w Przedsię-



Wycieczka techniczna - zwiedzanie Elektrowni Kozienice

biorstwie Usług Naukowo-Technicznych „Pro Novum” Sp. z o.o.

„Warta Risk Service - wsparcie utrzymaniu ruchu” - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Bartłomiej Bobrowski**, Radca - Risk Engineer w TOWARZYSTWIE UBEZPIECZEŃ I REASEKURACJI „WARTA” S.A. O cyber zagrożeniach w świecie OT, czyli po co nam ochrona sieci przemysłowych? - na to pytanie odpowiedział **Krzysztof Wójtowicz**, Dyrektor Sprzedaży w ICsec S.A. O prefabrykowanych Kontenerowych Stacjach Transformatorowych mówił **Daniel Świrzydziuk**, Solution Manager w Huawei Polska sp. z o.o. □

Fot.: Nowa Energia

Partner:		Partner Merytoryczny:	
Współpraca:			
Patronat Medialny:		Organizator:	

■ Prof. dr hab. inż. Adam Zieliński,  
Dyrektor Łukasiewicz - GIT

■ Dr inż. Hanna Purzyńska,  
Dyrektor Centrum Badań Materiałów  
Łukasiewicz - GIT

■ Prof. dr hab. inż. Janusz Dobrzański,  
Lider Obszaru Łukasiewicz - GIT

## Łukasiewicz - GIT wiodącą jednostką badawczą w kraju i za granicą

**T**ransformacja energetyczna w Polsce obecnie nie jest możliwością lecz koniecznością, którą trzeba przeprowadzić w sposób zrównoważony, kontrolowany i bezpieczny. Jednym z niezbędnych elementów transformacji jest stosowanie metod służących do oceny stanu technicznego elementów bloków węglowych 200 MW, które zamiast przejść na zasłużoną emeryturę, muszą zapewnić rezerwę w nowym miksie energetycznym Polski, działając w systemie regulacyjnym.

Górnśląski Instytut Technologiczny Sieci Badawczej Łukasiewicz (Łukasiewicz - GIT) tworzeniem zasad diagnostyki, opracowaniem metodologii i sposobu postępowania dla oceny stanu i przydatności do dalszej eksploatacji elementów części ciśnieniowej bloków energetycznych, pracujących po znacznym przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy, zajmuje się od połowy lat 70. ub. w. Opracowywane i wprowadzane do praktyki przemysłowej w przemyśle energetycznym unikalne diagnostyczne metody badań materiałów, przyczyniają się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju, niezawodności pracy i sprawności urządzeń i stanowią niezbędną składową transformacji energetycznej Polski.

Z dniem 1 stycznia 2023 r. został połączony do funkcjonowania Łukasiewicz - Górnśląski Instytut Technologiczny. Powstał on w wyniku połączenia trzech, prężnie działających Instytutów: Łukasiewicz - Instytutu Metalurgii Żelaza, Łukasiewicz - Instytutu Spawalnictwa oraz

Łukasiewicz - Instytutu Napędów i Maszyn Elektrycznych KOMEL. Poprzez synergiję działań, Łukasiewicz - GIT, stał się jednym z największych Instytutów działających w ramach Sieci Badawczej Łukasiewicz, tworząc atrakcyjne miejsce pracy na mapie Śląska, w którym nauka łączy się z biznesem. Połączenie to sprawiło, że Łukasiewicz - GIT, poszerzył swoje możliwości badawcze o silną i wysoce wykwalifikowaną kadrę badawczą oraz o unikatowe wyposażenie badawcze, podnosząc swą pozycję na rynku nie tylko polskim, ale i międzynarodowym. W Łukasiewicz - GIT powstały 4 Centra Badawcze: Centrum Badań Materiałów, Centrum Technologii Metalurgicznych, Centrum Spawalnictwa, Centrum Napędów i Maszyn Elektrycznych, w których realizowane są europejskie oraz krajowe projekty badawcze o charakterze aplikacyjnym, m. in. dla przemysłu obronnego, energetycznego, lotniczego, kosmicznego oraz transportu. Tworzone są innowacyjne rozwiązania pozwalające firmom uzyskać przewagę

w biznesie, co stawia Łukasiewicz - GIT jako jednostkę prowadzącą zaawansowane badania w skali światowej.

W Grupie Badawczej Badania Materiałów dla Energetyki od kilkudziesięciu



Fot. 1. Charakterystyki stali do pracy w temperaturach podwyższonych i obniżonych opracowane w Instytucie Metalurgii Żelaza, Gliwice

lat tworzone są charakterystyki materiałowe stali i stopów żarowytrzymałych i żaroodpornych. Charakterystyki te, uwzględniające zmiany w mikrostrukturze podczas eksploatacji w warunkach pełzania, wykorzystywane są z sukcesem w diagnostyce krytycznych elementów ciśnieniowych urządzeń energetycznych, a więc dla tych pracujących w najcięższych warunkach obciążeniowo-temperaturowych. Pierwsze opublikowane przez Instytut charakterystyki materiałowe [zdj. 1] wykorzystywane były przy budowie w latach 70. bloków 200 MW, a zespół diagnostów prowadził pierwsze badania diagnostyczne części ciśnieniowej kotłów energetycznych. Wraz z rozwojem energetyki konwencjonalnej i planami budowy kotłów na parametry nad i ultra nadkrytyczne - Grupa Badawcza Badania Materiałów dla Energetyki prowadziła szereg prac i projektów badawczo-rozwojowych nad nowymi gatunkami stali i stopów, tworząc kolejne charakterystyki materiałowe, rekomendowane do zastosowania w nowoczesnych kotłach i turbinach energetycznych. Charakterystyki te, mające charakter informacyjny, są niezbędne dla kadry inżynierskiej energetyki, pracowników naukowo-badawczych, doktorantów, studentów oraz w ocenie przydatności elementów ciśnieniowych do dalszej eksploatacji, szczególnie poza obliczeniowym czasem pracy. Przykładem jest szereg stworzonych charakterystyk materiałowych przez wieloletnich pracowników naukowych Instytutu, którzy swoje osiągnięcia naukowe publikują w monografiach [zdj. 2,3], w międzynarodowych czasopiśmie naukowych oraz wygłaszają referaty na międzynarodowych i krajowych konferencjach naukowych.

Diagnostyka elementów ciśnieniowych urządzeń energetycznych pracujących w warunkach pełzania jest drugim ważnym filarem działalności Grupy Badawczej **Badania Materiałów dla Energetyki**. Wykorzystując kilkudziesięcioletnie doświadczenie w badaniu materiałów dla energetyki, bazę danych

z przeprowadzanych badań niszczących elementów krytycznych po eksploatacji, **zostały opracowane i wprowadzone do praktyki przemysłowej diagnostyczne metody badań materiałowych**.



**Fot. 2.** Trwałość eksploatacyjna żarowytrzymałych stali o osnowie ferrytycznej w warunkach długotrwałego oddziaływania temperatury. Adam Zieliński, 2016



**Fot. 3.** Trwałość eksploatacyjna żarowytrzymałych stali o osnowie ferrytycznej w warunkach długotrwałego oddziaływania temperatury, Adam Zieliński, 2021

W momencie, w którym kotły energetyczne przekroczyły obliczeniowy czas pracy, niezbędne stało się opracowanie charakterystyk materiałowych po długotrwałej eksploatacji, procedur oraz metod badawczych, które mogłyby być wykorzystywane do wiarygodnej oceny stanu elementów części ciśnieniowej bloków energetycznych oraz umożliwiają wyznaczenie czasu dalszej bezpiecznej eksploatacji urządzeń energetycznych. Zespół ekspertów z Łukasiewicza - GIT, procedury takie stworzył i od kilkunastu lat z powodzeniem wykorzystuje w diagnostyce kotłów energetycznych, zapewniając bezpieczną ich dalszą eksploatację, szczególnie po przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy. Metody te, wraz z rozwojem technologicznym, są z biegiem lat dopasowywane i uaktualniane do energetycznych transformacji, poszerzane o nowe zwalidowane możliwości badawcze. Wyniki badań i doświadczenie Instytutu w zakresie tworzenia procedur dotyczących oceny stanu materiału i określenia czasu bezpiecznej pracy elementów ciśnieniowych bloków energetycznych, zaowocowało powstaniem w 2015 r. WYTYCZNYCH UDT pt. **„Zasady diagnostyki i oceny trwałości eksploatacyjnej elementów kotłów i rurociągów pracujących w warunkach pełzania”** [zdj. 4].



**Fot. 4.** Wytyczne UDT nr 1/2015

Opracowany „**System oceny trwałości eksploatacyjnej elementów instalacji ciśnieniowej bloków energetycznych pracujących w warunkach pełzania**” jest niezwykle istotny i niezbędny właśnie teraz, kiedy znajdujemy się w momencie nieuniknionej transformacji energetycznej. Stworzony system ma zastosowanie również w ocenie przydatności bloków 200 MW do pracy w trybie regulacyjnym, aby zapewnić rezerwę w nowym systemie energetycznym. Możliwe jest to poprzez obiektywną ocenę stanu bloków energetycznych sporządzoną w oparciu o zespół zwalidowanych materiałoznawczych metod i technik badawczych, dotyczących zarówno badań metalograficznych, badań właściwości mechanicznych, badań pełzania, jak i odpowiednio dobranych metod obliczeniowych, w tym komputerową analizę obrazu mikrostruktury oraz może być poszerzany o inne metody badawcze, m. in. SPT (Small Punch Test). Zastosowanie opracowanego systemu umożliwi przede wszystkim wyznaczenie trwałości resztkowej i resztkowej trwałości rozporządzalnej elementów (czasu dalszej bezpiecznej eksploatacji), które przekroczyły obliczeniowy czas pracy (np. 100 lub 200 tys. godz.). Możliwość zastosowania systemu w celu przedłużenia eksploatacji jednostek poza obliczeniowy czas pracy zapewnia bezpieczną eksploatację i bezpieczeństwo dostaw energii elektrycznej. Ponadto przynosi ogromne oszczędności z tytułu dłuższej, nawet dwukrotnie, eksploatacji elementów ciśnieniowych kotłów i turbin.

Należy jeszcze raz podkreślić, że dopuszczenie materiału elementów części ciśnieniowej bloków energetycznych do dalszej eksploatacji wymaga stosowania specjalnej procedury. Istotnym elementem tej procedury jest ocena stanu materiału i jego przydatności do dalszej eksploatacji. W szczególności procedura ta wymaga prowadzenia okresowych badań diagnostycznych i każdorazowo dokonywania oceny stanu i stopnia wyczerpania materiału tych elementów. W pierwszej kolejności wyniki badań ma-

teriałowych są podstawą oszacowania czasu dalszej bezpiecznej eksploatacji. **Po przekroczeniu obliczeniowego czasu pracy możliwa jest tylko indywidualna ocena stanu i prognoza dalszej bezpiecznej pracy dla zadanych parametrów dalszej eksploatacji. Taką procedurę w Łukasiewiczu - GIT opracowaliśmy i z powodzeniem wykorzystujemy w badaniach diagnostycznych w większości elektrowni w Polsce.** Wyniki wieloletnich badań prowadzonych przez prof. dr. hab. inż. Janusza Dobrzańskiego zostały zebrane i szczegółowo opisane w jego monografii [zdj. 5].



**Fot. 5.** Trwałość elementów ciśnieniowych bloków energetycznych, J. Dobrzański 2019

Opracowane metody i indywidualny sposób podejścia do każdego elementu części ciśnieniowej bloków energetycznych, są wygłaszane na branżowych konferencjach krajowych. Wykorzystanie systemu w ocenie trwałości materiału nowych elementów, zapewnia bezpieczną eksploatację w obliczeniowym czasie pracy oraz gwarancję jakości dostarczanych materiałów przez producenta urządzeń dla energetyki krajowej.

Potwierdzeniem innowacyjności opracowanych metod badawczych są liczne zdobywane nagrody i medale m. in.

w Stanach Zjednoczonych Ameryki (Gold Medal in Recognition of Innovative Excellence AT, ASIE 2021, Virginia), jak i w Europie. W XIV edycji EUROINVENT - Europejskiej Wystawy Kreatywności i Innowacji złotym medalem został nagrodzony projekt „Methodology of evaluating the service life of steel with austenitic matrix”.

Do tworzenia zarówno charakterystyk materiałowych nowych materiałów dla energetyki, jak i w diagnostyce kotłów energetycznych, wykorzystywana jest unikatowa aparatura badawcza Centrum Badań Materiałów (zdj. 6-8). Posiadamy wykwalifikowany zespół ekspertów, zespół doświadczonych diagnostów, którzy wykorzystują specjalistyczną infrastrukturę badawczą do opracowania zaawansowanych rozwiązań materiałowo-konstrukcyjnych. W zasobach Łukasiewiczu - GIT znajduje się nowoczesne, największe w Polsce Laboratorium Badań Pełzania. Laboratorium, działające od wczesnych lat 50. XX w., w 2009 r. przeszło gruntowną modernizację i stało się w pełni bezobsługowym, zautomatyzowanym Laboratorium, w którym równocześnie może być prowadzonych ponad 900 prób pełzania oraz długotrwałego starzenia.

Warto jest podkreślić, że parametry prowadzonych prób pełzania w Łukasiewiczu - GIT, znacznie przewyższają założenia normy w tym zakresie, co jest szczególnie istotne w przypadku tzw. skróconych prób pełzania. W Łukasiewiczu - GIT znajduje się również unikatowa i stale rozbudowywana aparatura do zaawansowanych badań mikrostruktury materiałów. Przede wszystkim należy wymienić szereg najnowszej generacji skaningowych mikroskopów elektronowych, które są niezbędne w określeniu stopnia degradacji/wyczerpania materiałów badanych elementów ciśnieniowych kotłów energetycznych. Wyposażenie badawcze w Łukasiewiczu - GIT to także transmisyjny mikroskop elektronowy, który stał się niezbędnym urządzeniem w ocenie procesów degradacji stali i stopów o osnowie ferrytycznej i austenitycznej.



**Fot. 6.** Sześciostanowiskowe jednopróbkowe maszyny do prób pełzania z układem pomiaru, regulacji i rejestracji temperatury badania oraz systemem pomiaru i rejestracji wydłużenia umożliwiającą prowadzenie badań pełzania w temperaturze do 1000°C przy obciążeniu do 6 kN



**Fot. 7.** Ultrawysokorozdzielczy skaningowo-transmisyjny (S/TEM) mikroskop elektrony TITAN 80-300



**Fot. 8.** Wysokorozdzielczy elektrony mikroskop skaningowy (SEM) JSM-7200F firmy JEOL

W obecnej chwili, w której słowo transformacja odnieniana jest przez wszystkie przypadki, w odniesieniu do wszystkich gałęzi przemysłu, istotnym elementem w diagnostyce elementów energetycznych jest specjalistyczna kadra badawcza o bardzo wysokich kwalifikacjach. W związku z tym, w Łukasiewicz - GIT uruchamiane są szkolenia z zakresu Nieniszczących Badań Strukturalnych (SBN), zarówno pod względem wykonywania replik matrycowych, jak i oceny stanu materiału. Podczas szkolenia będzie możliwość zapoznania się z podstawowymi sformułowaniami dotyczącymi wykonywania strukturalnych badań nieniszczących, w szczególności bezpośrednio na obiektach przemysłu energetycznego, chemicznego i petrochemicznego. Szkolenie będzie obejmować zagadnienia z zakresu materiałoznawstwa, w szczególności trwałości eksploatacyjnej stali i stopów w warunkach

wysokiej temperatury i ciśnienia pracy. Dla drugiego stopnia kwalifikacji omówione zostaną także metody badawcze pozwalające na ocenę struktury, klasyfikację jej stopnia wyczerpania/degradacji w oparciu o opracowane w Instytucie i sprawdzone w wieloletniej praktyce tablice materiałowe oraz oszacowanie czasu dalszej bezpiecznej eksploatacji badanego materiału. Przedstawione zostaną aspekty prawidłowego wykonywania zglądów metalograficznych w niesprzyjających warunkach środowiskowych oraz metody wykonywania replik matrycowych i ekstrakcyjnych. Będą również prowadzone warsztaty z zakresu prawidłowego wykonywania zglądów metalograficznych oraz zdejmowania i wstępnej preparatyki replik.

Łukasiewicz - GIT to Instytut, który powstał na solidnych fundamentach tradycji oraz doświadczenia, prowadzący szereg innowacyjnych projektów, których

komercjalizacja stanowi znaczący wkład w rozwój przemysłu oraz nauki, nie tylko w kraju, ale przede wszystkim na arenie międzynarodowej. Nowe perspektywy badawcze oraz planowane inwestycje w znaczącym stopniu podwyższą poziom zaawansowania i doskonałości prac badawczych prowadzonych w Instytucie. Mając na uwadze ogromny potencjał ludzki i aparaturowy, Sieć Badawcza Łukasiewicz - Górnośląski Instytut Technologiczny jest wiodącą jednostką badawczą w kraju i za granicą, prowadzącą nowe, innowacyjne i zaawansowane badania mające zastosowanie w praktyce przemysłowej. □



■ Joanna Namojlik,  
Adwokat, DGTŁ Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.

# Prewencyjne kontrole trzeźwości pracowników

Wychodząc naprzeciw uzasadnionym potrzebom pracowników i pracodawców dnia 21 lutego 2023 r. wprowadzono do Kodeksu pracy przepisy dot. prewencyjnej kontroli pracowników na obecność w ich organizmach alkoholu lub środków działających podobnie do alkoholu.

## Przed nowelizacją

Przed nowelizacją Kodeksu pracy, kontrola trzeźwości była przede wszystkim stosowana w wielu przedsiębiorstwach z branży szczególnie narażonych na duże ryzyko wystąpienia wypadków przy pracy, bądź utraty zdrowia lub życia osób trzecich. Mowa tutaj m. in. o branży transportowej, czy budowlanej, ale nie tylko. Do takich z pewnością należy również branża energetyczna, w której kładzie się duży nacisk na zapewnienie bezpiecznych i higienicznych warunków pracy.

## Uprawnienie dokonywania kontroli - dla kogo?

Ustawodawca wprowadzając do Kodeksu pracy instrumenty pozwalające na dokonywanie przez pracodawcę badania trzeźwości pracownika oraz obecności innych środków działających podobnie

do alkoholu nie ograniczył tego uprawnienia do konkretnie wskazanych sektorów. Przyznał takie uprawnienie wszystkim ze względu na to, że jak wskazał - z uwagi na ilość branż, ich zróżnicowanie oraz powstawanie nowych, nie ma możliwości wprowadzenia takiego określenia w akcie powszechnie obowiązującym. Tym samym znajdzie to również zastosowanie w branży energetycznej. Możliwość prowadzenia kontroli przez pracodawcę (bez konieczności korzystania z pomocy odpowiednich służb) uzależniona jest od przesłanek ustawowych, a nie przedmiotu działalności firmy, czy też sektora, w którym się znajduje.

## Kto może zostać objęty kontrolą?

W niektórych firmach możliwe jest objęcie kontrolą całych działów, natomiast w innych jedynie poszczególnych stanowisk. Wszystko zależy od specyfiki

danej organizacji. Decydującą przesłanką, którą należy wziąć pod uwagę przy podejmowaniu decyzji o wprowadzeniu kontroli trzeźwości jest ochrona życia i zdrowia pracowników lub ochrona mienia. To przez jej pryzmat należy spoglądać przy podejmowaniu decyzji kogo taką kontrolą należałoby objąć.

Niektórzy pracodawcy mają wątpliwości, czy z tego uprawnienia skorzystać, bo obawiają się negatywnej reakcji pracowników, którzy mogą czuć dyskomfort ze względu na wprowadzenie badań trzeźwości w firmie. Według niektórych obraz pracodawcy z alkomatem w dłoni może wpłynąć na powszechny odbiór organizacji. Zwolennicy wprowadzenia kontroli trzeźwości z pewnością nie zgodzą się z tym wyobrażeniem. Wszystko tak naprawdę zależy od sposobu przeprowadzania takich kontroli, które w każdym wypadku powinny odbywać się z poszanowaniem godności i innych dóbr osobistych pracowników.



Powinny się one odbywać w odpowiednio wyznaczonych do tego celu miejscach zapewniających poufność i poszanowanie praw człowieka.

## Prawo a nie obowiązek

Warto również podkreślić, że ustawodawca wprowadził możliwość dokonywania takich badań, a nie obowiązek. To do pracodawcy należy decyzja, czy chce z tego uprawnienia skorzystać, czy też nie. Wprowadzenie do Kodeksu pracy przepisów dotyczących kontroli trzeźwości nie powoduje ich automatycznego stosowania we wszystkich przedsiębiorstwach bez podjęcia dodatkowych kroków. Jeśli pracodawca zdecyduje się na wprowadzenie kontroli trzeźwości w firmie, to musi określić zasady i warunki jej przeprowadzania w układzie zbiorowym lub regulaminie pracy. Jeżeli takie dokumenty u pracodawcy nie funkcjonują - wówczas może tego dokonać w formie obwieszczenia. Brak uregulowania powyższych kwestii powoduje brak możliwości przeprowadzania takich kontroli przez pracodawcę.

## Wymagane elementy

We wskazanym dokumencie pracodawca powinien określić grupę lub grupy pracowników objętych kontrolą trzeźwości, sposób przeprowadzania kontroli trzeźwości, w tym rodzaj urządzenia wykorzystywanego do kontroli, czas i częstotliwość jej przeprowadzania. Pracownik powinien wiedzieć, kiedy i w jaki sposób może zostać takiej kontroli poddany. Według niektórych wypacza to sens tej regulacji, ponieważ wówczas pracownicy będą mogli się na takie kontrole przygotować mając świadomość, kiedy wystąpią i nie uda się ich złapać na gorącym uczynku. Czy, aby na pewno taki był właśnie cel ustawodawcy?

Kontrolę trzeźwości można w tym przypadku porównać do kontroli prędkości kierowców. Umieszczenie w wielu miejscach fotoradarów i oznaczeń informujących o przeprowadzanej kontroli

prędkości niewątpliwie pozytywnie oddziałuje na kierowców, którzy zwalniają na drogach. Czy to oznacza, że tylko wtedy, gdy widzimy radar zwalniamy? Nie zawsze. Podobnie w przypadku kontroli trzeźwości. To, że pracodawca zaplanuje wykonywanie takich kontroli na początku tygodnia, nie oznacza od razu, że na końcu tygodnia pracownicy będą zjawiać się w pracy w stanie wskazującym na spożycie alkoholu.

Pamiętajmy także, że wprowadzenie prewencyjnej kontroli trzeźwości nie pozbawia pracodawcy podejmowania działań i reagowania wtedy, gdy poweźmie wątpliwość co do stanu trzeźwości pracownika. Wówczas w dalszym ciągu będzie on mógł (a nawet powinien) nie dopuścić pracownika do pracy, a po drugie będzie mógł skorzystać z pomocy organu powołanego do ochrony porządku publicznego.

## A co gdy pracownik nie zgodzi się na badanie?

Kiedy pracodawca upora się już z uregulowaniem w sposób skuteczny i zgodny z prawem procedury przeprowadzania kontroli trzeźwości w swoim zakładzie pracy, to stanie jeszcze przed wieloma praktycznymi wyzwaniami.

Jednym z takich wyzwań będzie odpowiedź na pytanie: co w przypadku, kiedy pomimo wprowadzenia wewnętrznej procedury badania trzeźwości pracownik nie zgodzi się, a wręcz wyrazi sprzeciw na wykonanie przez pracodawcę badania?

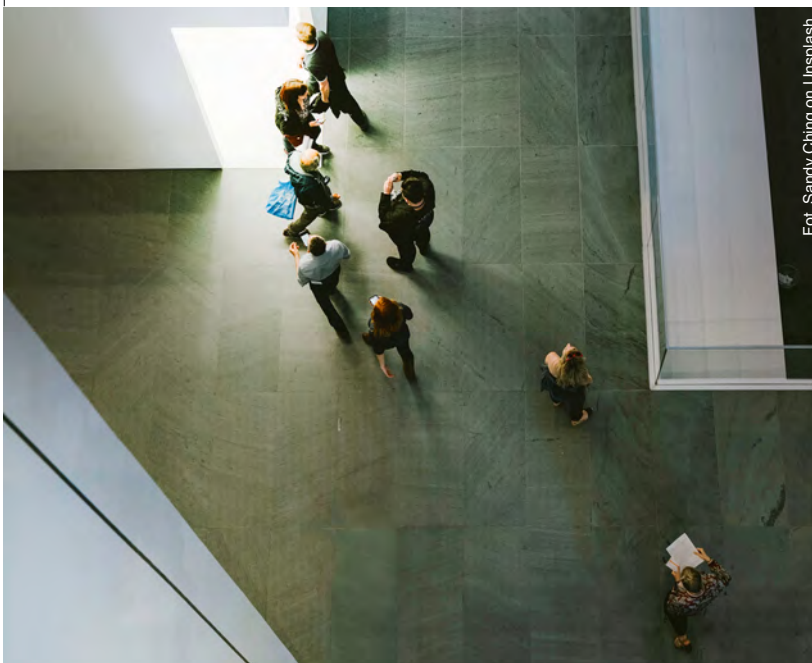
Poprzedni stan prawny wprowadzał różnorodność w zakresie sankcji i rozstrzygnięć sądowych w zakresie odmowy pracownika poddaniu się badaniu trzeźwości, które do wprowadzenia zmian w Kodeksie pracy mogły przeprowadzać organy powołane do ochrony porządku publicznego, czyli co do zasady Policja.

## Stanowisko Sądu Najwyższego

W jednej ze spraw, ale rozpoznawanej jeszcze na bazie poprzedniego stanu prawnego, dotyczącej firmy z branży transportowej Sąd Najwyższy uznał, że w przypadku odmowy pracownika poddania się badaniom trzeźwości - sankcja nałożona przez pracodawcę wobec pracownika powinna być stopniowalna.<sup>1</sup>

Pierwszą z sankcji, która powinna być w ocenie Sądu brana pod uwagę jest niedopuszczenie pracownika do pracy. Sankcja ta znajduje pełne uza-

Wprowadzenie prewencyjnej kontroli trzeźwości nie pozbawia pracodawcy podejmowania działań i reagowania wtedy, gdy poweźmie wątpliwość co do stanu trzeźwości pracownika



Fot. Sandy Ching on Unsplash

sadnienie w ciąży na pracodawcy obowiązku zapewnienia bezpiecznych i higienicznych warunków pracy. Konsekwencją niedopuszczenia pracownika do pracy jest możliwość odmówienia przez pracodawcę zapłaty wynagrodzenia za ten czas niedopuszczenia pracownika do pracy z uwagi na stan nietrzeźwości.

W przypadku, gdy postawa pracownika dezorganizuje pracę, to uzasadnione jest wypowiedzenie pracownikowi umowy o pracę.

Co więcej, Sąd Najwyższy dopuszcza nawet możliwość zwolnienia dyscyplinarnego za odmowę pracownika poddania się badaniom trzeźwości, jednak dopiero w przypadku stwierdzenia nietrzeźwości i ciężkiego naruszenia obowiązków pracowniczych. Jest to więc ostateczna i najbardziej dotkliwa dla pracownika sankcja, dlatego jej stosowanie w ocenie Sądu Najwyższego powinno być rozważane przez pracodawcę dopiero po zastosowaniu innych wspomnianych wyżej sankcji.

Powołane orzeczenie Sądu Najwyższego zapadło jeszcze przed wejściem w życie uprawnień pracodawcy do samodzielnego przeprowadzania prewencyjnych badań kontroli trzeźwości pracowników.

O ile w świetle poprzednio obowiązujących przepisów konieczne było uzyskanie zgody pracownika na badanie, bądź wezwanie Policji - o tyle w świetle nowych przepisów, wystarczy wprowadzenie odpowiednich zasad do wewnętrznych aktów. Skutkiem powyższego, odmowa pracownika na przeprowadzenie badania trzeźwości w świetle znowelizowanych przepisów z pewnością będzie podlegać innej ocenie.

## Niewykonalne polecenia pracodawcy

Należy zatem przyjąć, że jeśli pracownik będzie znajdował się w grupie pracowników, np. ze względu na zajmowane stanowisko - to sprzeciw pracownika będzie niczym innym niż niewy-

konaniem polecenia pracodawcy, które będzie miało swoje uzasadnienie w regulacjach wewnętrznych.

Konsekwencją niewykonania polecenia pracodawcy przez pracownika odmawiającego poddania się badaniu trzeźwości może być zwolnienie dyscyplinarne. Polemizować można z koniecznością uprzedniego zastosowania kar porządkowych przez pracodawcę - zwłaszcza, jeżeli zachowanie pracownika stawiającego się w pracy pod wpływem alkoholu będzie narażało życie lub zdrowie innych osób. Jednakże żaden z przepisów prawa pracy nie wymaga, aby pracodawca przed zastosowaniem art. 52 k.p. zastosował karę porządkową. Ponadto nawet jednorazowe naruszenie obowiązków pracowniczych może być podstawą zastosowania trybu dyscyplinarnego. Tym samym nie zawsze zaproponowana w wyroku Sądu Najwyższego stopniowość kary będzie miała rację bytu.

Warto zatem zachować rozwagę w codziennych działaniach i odmawiając pracodawcy poddania się badaniu trzeźwości należy pamiętać o konsekwencjach, które mogą okazać się dolegliwe.

## Praca zdalna, a kontrola trzeźwości

To jednak nie wszystkie zmiany. Oprócz kontroli trzeźwości, z dniem 7 kwietnia 2022 r. do Kodeksu pracy wprowadzona została również praca zdalna. Wykonywanie pracy spoza zakładu pracy stało się bardzo powszechne i wielu pracowników preferuje taką formę świadczenia pracy. Jednak wielu pracodawców ma wątpliwości co do prawidłowości pracy wykonywanej w ten sposób. Dlatego też przyznano pracodawcom możliwość kontroli pracowników. Pojawiły się pytania i wątpliwości, czy ta kontrola może również dotyczyć trzeźwości pracownika wykonującego w formie zdalnej.

Należy pamiętać, że kontrola trzeźwości nie może naruszać godności oraz innych dóbr osobistych pracowni-

ka. W przypadku kontroli w domu może pojawić się zarzut ze strony pracownika, iż jego godność została naruszona, ponieważ ciekawski sąsiad zauważył, że pracownika odwiedza pracodawca z alkomatem, bądź co gorsza jego dziecko, które aktualnie przebywa razem z nim w domu.

Pracownik może także postawić zarzut, że ze względu na jego stanowisko i zakres obowiązków oraz miejsce świadczenia pracy, przeprowadzenie kontroli nie jest to niezbędne dla ochrony zdrowia życia innych osób i mienia. Dlatego też trudno sobie wyobrazić przeprowadzenie takiej kontroli z zachowaniem przesłanek ustawowych w zaciszu domowym.

Poza tym pamiętajmy, że w przypadku wykonywania pracy zdalnej może się również odbywać kontrola przestrzegania w ramach jej wykonywania bezpieczeństwa i higieny pracy. W ten sposób pracodawca może powziąć wiedzę na temat sposobu wykonywania pracy zdalnej przez pracownika i w przypadku wątpliwości co do prawidłowości wykonywanych zadań, czy też stanu w jakim znajduje się pracownik - cofnąć zgodę na świadczenie pracy w tej formie.

## Decyzja należy do pracodawcy

Wprowadzenie kontroli trzeźwości w firmie pozostawiono do swobodnej decyzji każdego z pracodawców, którzy najlepiej znają specyfikę swojej organizacji i jej potrzeby. To od pracodawcy zależy, czy taką kontrolę zdecyduje się wprowadzić, czy też nie. Pamiętajmy, że pracownik ma obowiązek zachowania trzeźwości w pracy, a pracodawca ma obowiązek zapewnić bezpieczne i higieniczne warunki pracy. Brak możliwości zweryfikowania trzeźwości pracownika, może pracodawcy utrudniać realizację obowiązków wynikających z Kodeksu pracy. Dlatego też warto rozważyć, czy nawet pomimo pełnego zaufania do swoich pracowników, takich kontroli jednak nie wprowadzić, tak po prostu na wszelki wypadek. □

VIII Konferencja Warsztatowa

„Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo Infrastruktury Krytycznej i Przemysłowej - IT/OT”

14-15 czerwca 2023, Warszawa



# CYBERBEZPIECZEŃSTWO



- 🔒 AKTUALNY STAN PRAWNY ZAGADNIĘŃ W ZAKRESIE CYBERBEZPIECZEŃSTWA,
- 🔒 STRATEGIA W ZAKRESIE PRZECIWDZIAŁANIA CYBERPRZESTĘPCZOŚCI,
- 🔒 ROZWIĄZANIA CHMUROWE I TELEINFORMATYCZNE,
- 🔒 JAK BEZPIECZNIE KUPOWAĆ INFRASTRUKTURĘ OT/IT,
- 🔒 ZAGROŻENIA CYBERNETYCZNE DLA PROCESÓW ZARZĄDCZYCH I TECHNOLOGICZNO-PRODUKCYJNYCH W PRZEDSIĘBIORSTWACH,
- 🔒 OCHRONA PRZED CYBERATAKAMI,
- 🔒 SKUTKI TECHNICZNO-FINANSOWE CYBERATAKÓW,
- 🔒 BEZPIECZEŃSTWO INFRASTRUKTURY OT I IT - PRAKTYCZNE ROZWIĄZANIA I TRENDY W PRZECIWDZIAŁANIU ZAGROŻENIOM W CYBERPRZESTRZENI,
- 🔒 BEZPIECZEŃSTWO SYSTEMÓW ZASILANIA,
- 🔒 NIEZAWODNOŚĆ SYSTEMÓW POMIAROWYCH I STEROWANIA, A CYBERBEZPIECZEŃSTWO,
- 🔒 UBEZPIECZENIA INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH,
- 🔒 OCHRONA DANYCH OSOBOWYCH.

Szczegóły: [www.nowa-energia.com.pl](http://www.nowa-energia.com.pl)

Partner Główny:

**OpenBIZ**

Partner Merytoryczny:

**DGTL**  
KIBIL PIECUCH I WSPÓLNICY

Organizator:

nowa  
**Energia**



- Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr inż. Dariusz Pączko,  
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

# Metodyka i wyniki analizy jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE)

Z uwagi na nieustający trend budowy turbozespołów wiatrowych i ogniw fotowoltaicznych, tzw. odnawialnych źródeł energii (OZE), istotne jest opracowanie modelu matematycznego pozwalającego analizować ekonomiczną opłacalność ich działania. W niniejszej pracy taki właśnie model przedstawiono oraz, co najważniejsze, zaprezentowano wykonane za jego pomocą wyniki wielowariantowych obliczeń jednostkowych kosztów produkcji w nich elektryczności. Zaprezentowano także wartości koniecznych subwencji ze Skarbu Państwa do każdej wyprodukowanej w OZE megawatogodziny energii elektrycznej. Bez tych subwencji energia z OZE, jako wielokrotnie droższa od energii elektrycznej produkowanej w każdej innej technologii [1, 7, 9, 11-15], byłaby niesprzedawalna.

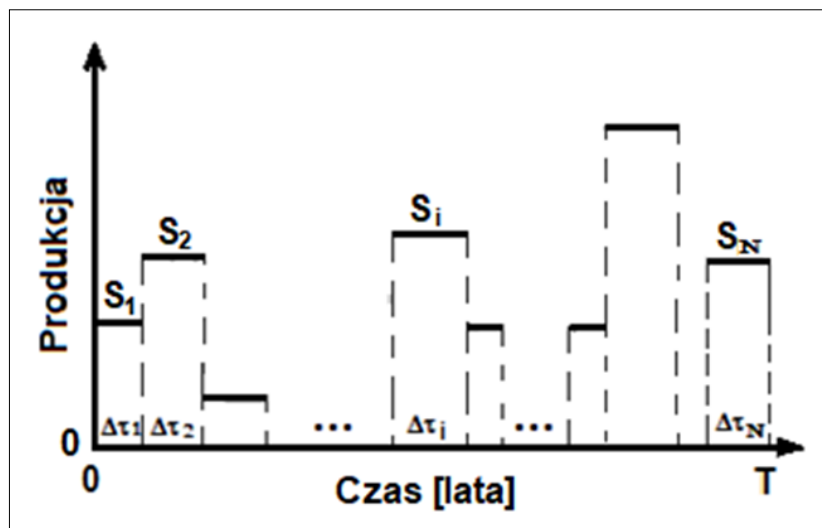
Zaprezentowane w pracy wykresy mają, co szalenie ważne, charakter uniwersalny. Można bowiem za ich pomocą od ręki szacować opłacalność ekonomiczną działania OZE dla dowolnych ich mocy oraz dowolnych rocznych czasów ich pracy. Można także ocenić konieczną subwencję do każdej wyprodukowanej w OZE megawatogodziny energii elektrycznej.

## Metodyka w zapisie „ciągłym” analizy efektywności ekonomicznej pracy OZE uwzględniająca czasową zmienność produkcji w nich elektryczności oraz ich postoje

Aby uniwersalny model odzwierciedlał rzeczywistą pracę OZE, musi uwzględniać nie tylko produkcję w nich elektryczności, ale także przesunięcia czasowe pomiędzy nią, a postojami. Na rysunku 1 za pomocą funkcji schodkowej przedstawiono taki rzeczywisty przebieg działania OZE we wszystkich  $T$  latach ich eksploatacji. Przychody  $S$  ze sprzedaży wytwarzanej w nich elektryczności są zatem, co oczywiste, rozłożone losowo w przedziale lat  $<0, T>$ .

Dla tego rzeczywistego przebiegu należy wyznaczyć całkowity zdyskontowany zysk netto  $NPV$  (wzór (1)). Pozostałe mierniki efektywności ekonomicznej działania OZE, jak  $IRR$ ,  $DPBP$ ,  $BEP$ , jednostkowy koszt produkcji elektryczności  $k_{el}$ , wartość rynkowa OZE, wartość rynku zasilanego w energię elektryczną przez OZE, itd. - są pochodnymi miernika  $NPV$  [1-7]. Wykorzystując go zatem można także bardzo łatwo i dla nich opracować nomogramy opłacalności ekonomicznej pracy OZE.



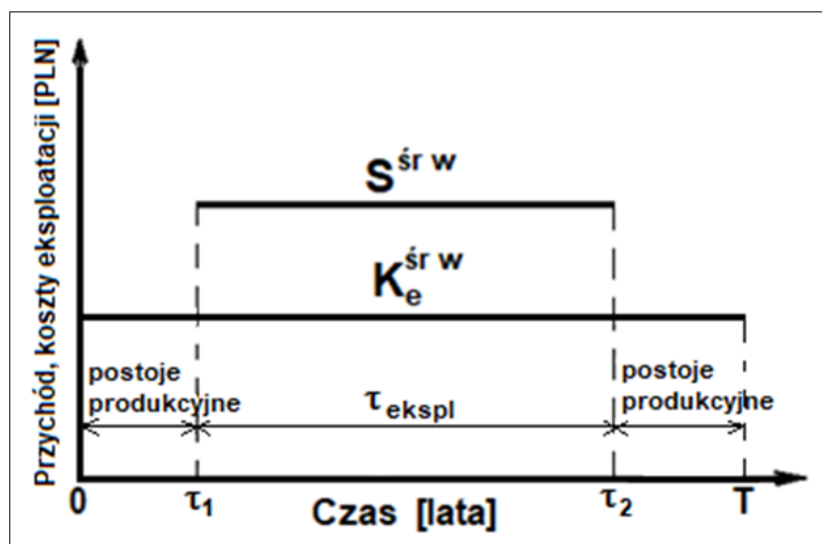


Rys. 1. Funkcja schodkowa rzeczywistego przebiegu działania OZE we wszystkich  $T$  latach jego eksploatacji

Jako wielkości wejściowe do budowy uniwersalnego modelu matematycznego zysku  $NPV$  wystarczają wyłącznie, co oczywiste, moc elektryczna  $N_{el}^{OZE}$ , wartości przychodów  $S$  i kosztów eksploatacji  $K_e$ , a także zdyskontowanych nakładów finansowych  $J_0$  na budowę OZE. To one są bowiem wielkościami charakteryzującymi ich efektywność ekonomiczną. Ponadto należy w tym modelu uwzględnić stopę oprocentowania  $r$  kapitału inwestycyjnego  $J_0$ . Następnie w wielowariantowych obliczeniach należy wykorzystać szerokie spektrum wartości tych wielkości, a także relacji pomiędzy nimi, co pozwoli na sporządzenie nomogramów uniwersalnych, dzięki którym można będzie od ręki wyznaczać efektywność ekonomiczną pracy OZE.

### Ogólna postać wzoru na zysk $NPV$ osiągnąony z eksploatacji OZE

Na rysunku 2 zaprezentowano ogólny skumulowany przebieg czasowy średnio ważonych kosztów eksploatacji  $K_e^{srw}$  przychodów  $S^{srw}$  ze sprzedaży wyprodukowanej w OZE elektryczności. Sporządzono go na bazie rzeczywistego schodkowego przebiegu pracy OZE przedstawionego na rysunku 1. Przebiegi skrajne, tj. najkorzystniejszy i najmniej korzystny ekonomicznie zaprezentowano na rysunkach 3 i 4.



Rys. 2. Przebieg w czasie średnio ważonych kosztów eksploatacji i przychodów osiągnanych z eksploatacji OZE

Maksymalna wartość lat  $\tau_1$  wynosi  $\tau_{1max} = T - \tau_{eksp}$ , minimalna  $\tau_{1min} = 0$ . Gdy  $\tau_1 = \tau_{1min} = 0$  wówczas jest to najkorzystniejszy ekonomicznie przebieg rzeczywistej pracy OZE z rysunku 1 (rozdział 2.1.1). Najmniej korzystny przebieg ma miejsce, gdy  $\tau_1 = \tau_{1max} = T - \tau_{eksp}$  (rozdział 2.1.2). Gdy natomiast  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max} = 0,5(T - \tau_{eksp})$ , to wówczas interwały lat



postojów produkcyjnych  $\tau_1$  i  $T - \tau_2$  są sobie równe i można przyjąć, że jeśli nie jest to najbardziej prawdopodobny przebieg pracy OZE w latach  $T$ , to jest on najbliższym prawdopodobnego, i tym samym jednostkowy koszt produkcji elektryczności  $k_{el}$  w OZE (wzór (15)) przyjmuje wartości najbliższe najbardziej prawdopodobnych.

Ogólną postać całkowitego zdyskontowanego zysku netto  $NPV$  osiąganego w przedziale lat  $\langle 0, T \rangle$  można zgodnie z ry-sunkiem 1 w zapisie ciągłym [7] wyrazić równaniem (por. ze wzorami (18) i (22)):

$$NPV = \int_{\tau_1}^{\tau_2} [S^{srw} - K_e^{srw} - F - R - (S^{srw} - K_e^{srw} - F - R)p] e^{-rt} dt + \int_0^{\tau_1} (K_e^{srw} + F + R) e^{-rt} dt - \int_{\tau_2}^T (K_e^{srw} + F + R) e^{-rt} dt + \int_{\tau_1}^{\tau_2} S_{sub} e^{-rt} dt \quad (1)$$

gdzie:

$e^{-rt}$  - czynnik dyskontujący pieniądze wstecz,

$K_e^{srw}$  - koszt eksploatacji średnio ważony w przedziale czasu  $\langle 0, T \rangle$  wynikający z funkcji schodkowej działania OZE (zmienne w czasie koszty eksploatacji  $K_e$  wraz kosztami kapitałowymi  $K_{kap}$  ponoszone są oczywiście we wszystkich latach  $T$ , a więc także w tych, w których przychody  $S$  ze sprzedaży elektryczności są równe zero, rys. 1,

$p$  - stopa podatku dochodowego od zysku brutto,

$r$  - stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego (w obliczeniach przyjęto  $r = 5\%$ ),

$S_{sub}$  - subwencja do OZE ze Skarbu Państwa (subwencje nie powinny mieć miejsca, korzystają z nich pojedyncze osoby, a muszą składać się na nie wszyscy podatnicy),

$S^{srw}$  - przychód średnio ważony wynikający z funkcji schodkowej przychodów z działania OZE, w których przychód  $S_i$  jest różny od zera,  $S_i \neq 0$ , rys. 1.;

$$S^{srw} = \sum_{i=1}^N \frac{S_i}{N}, \quad (N - \text{liczba interwałów czasu } \Delta\tau_i, \quad (2)$$

$t$  - czas,

$T$  - wyrażony w latach czas działania OZE (suma lat eksploatacji  $\tau_{eksp}$  i sumarycznych lat postojów produkcyjnych; w obliczeniach przyjęto  $T = 20$  lat), rys. 1, 2, 3,

$(T - \tau_{eksp})$  - sumaryczne lata postojów, w którym OZE generują wyłącznie koszty eksploatacji i kapitałowe,

$\tau_{eksp}$  - liczba pełnych lat pracy OZE (turbozespołu lub ogniwa fotowoltaicznego), tj. gdy turbozespół wiatrowy (ogniwo fotowoltaiczne) pracuje w czasie  $T$  lat jego działania przez 8760 h/r., tj. lata, w których OZE generują przychód ze sprzedaży elektryczności:

$$\tau_{eksp} = zT = \sum_{i=1}^N \Delta\tau_i \quad (\text{rys. 1, 2, 3}), \quad (3)$$

$z$  - współczynnik rocznej pracy OZE:

$$z = \tau_R / 8760 \quad (4)$$

$\tau_R$  - liczba godzin w roku, w których OZE generują przychód ze sprzedaży elektryczności (w warunkach polskich roczny czas pracy turbozespołu wiatrowego wynosi zaledwie  $\tau_R^{tur} \approx 1500$  h/a, a fotoogniwa  $\tau_R^{fot} \approx 750$  h/a), 8760 - liczba godzin w roku (8760 = 365 dni  $\times$  24 h),

przy czym w przypadku OZE:

$$K_e^{srw} = (\delta_{rem} + \delta_{pl,subezp}) J_0 \quad (5)$$

$$S^{srw} = 8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el}) e_{el} \quad (6)$$

$$S_{sub} = 8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el}) e_{el,sub} \quad (7)$$



gdzie:

$e_{el}$  - cena sprzedaży energii elektrycznej,

$e_{el,sub}$  - subwencja ze Skarbu Państwa do każdej wyprodukowanej megawatogodziny energii elektrycznej w OZE,

$N_{el}^{OZE}$  - elektryczna moc brutto OZE,

$\delta_{rem}^{el}, \delta_{pl,ubezp}^{el}$  - stopy kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych (kosztów konserwacji i remontów oraz płac i ubezpieczeń; w obliczeniach przyjęto  $\delta_{rem}^{el} = \delta_{pl,ubezp}^{el} = 0,03$ ),

$\varepsilon_{el}$  - wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych OZE (w obliczeniach przyjęto  $\varepsilon_{el} = 0,01$ ).

Odsetki (koszt finansowy)  $F$  od zdyskontowanego kapitału inwestycyjnego  $J_0$  i rata  $R$  jego spłaty (suma  $F + R$  stanowi roczny koszt kapitałowy  $K_{kap}$  działania OZE; oczywiście suma rocznych kosztów kapitałowych  $K_{kap}$  i rocznych kosztów eksploatacji  $K_e$  stanowi roczne koszty  $K_R$  działania OZE,  $K_R = K_{kap} + K_e$ ) wyrażają się wzorami [1, 2, 7]:

■ koszt finansowy (odsetki od kapitału inwestycyjnego  $J_0$ ):

$$F = r[J_0 - (t-1)R] \quad (8)$$

■ rata spłaty kapitału inwestycyjnego  $J_0$ :

$$R = \frac{J_0}{T} \quad (9)$$

Zdyskontowane na moment rozpoczęcia działania OZE nakłady inwestycyjne  $J_0$  wyrażają się wzorem [1, 2, 7]:

$$J_0 = z_{zamar} J \quad (10)$$

gdzie:

$z_{zamar}$  - współczynnik zamrożenia kapitału inwestycyjnego  $J$  w trakcie  $b$  lat trwania budowy OZE ( $z_{zamar} > 1$ ) wynosi [1, 2, 7] (w obliczeniach przyjęto  $b = 1$  rok):

$$z_{zamar} = \frac{(1+r)^{b+1} - 1}{(b+1)r} \quad (11)$$

Nakłady inwestycyjne  $J$  przedstawiają się równaniem:

$$J = N_{el}^{OZE} i \text{ [PLN]} \quad (12)$$

przy czym jednostkowe (na jednostkę mocy) nakłady inwestycyjne na turboszespoły wiatrowe i ogniwa fotowoltaiczne budowane na lądzie opisane są zależnością:

$$i = 6,5 \times 10^6 \times (N_{el}^{OZE})^{-0,103} \text{ [PLN/MW]} \quad (13)$$

a moc  $N_{el}^{OZE}$  w (12) i (13) wyrażona jest w megawatach.

Po podstawieniu do wzoru (1) równań (8) i (9), i po wykonaniu operacji całkowania otrzymuje się:

$$\begin{aligned} NPV = (1-p) & \left\{ \frac{(S_e^{srw} - K_e^{srw} - R)(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})}{r} - (J_0 + R)(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2}) + \right. \\ & \left. + \frac{R}{r} [e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1) - e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1)] \right\} - \frac{(K_e^{srw} + R)(1 - e^{-r\tau_1})}{r} + \\ & - (J_0 + R)(1 - e^{-r\tau_1}) + \frac{R}{r} [1 - e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1)] - \frac{(K_e^{srw} + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT})}{r} + \\ & - (J_0 + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT}) + \frac{R}{r} [e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1) - e^{-rT}(rT + 1)] + \frac{S_{sub}(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})}{r} \end{aligned} \quad (14)$$



Oczywiście, gdy  $\tau_1 \rightarrow 0$ , to  $NPV \rightarrow NPV_{\max}$  (wzory (18), (19)), a natomiast gdy  $\tau_1 \rightarrow \tau_{1\max} = T - \tau_{\text{ekspl}}$ , tj. gdy  $\tau_2 \rightarrow T$ , to  $NPV \rightarrow NPV_{\min}$  (wzory (22), (23)).

Ze wzoru (14) przy założeniu, że  $NPV = 0$  oblicza się wartość jednostkowego kosztu  $k_{el}$  produkcji energii elektrycznej w OZE (wzór (15)). Należy wówczas we wzorze (6) za cenę energii elektrycznej  $e_{el}$  podstawić koszt  $k_{el}$ . Oczywiście, najmniejszy jednostkowy koszt, tj.  $k_{el} = k_{el, \min}$  jest wówczas, gdy  $NPV = NPV_{\max}$ , a największy, tj.  $k_{el} = k_{el, \max}$ , gdy  $NPV = NPV_{\min}$ .

$$\begin{aligned}
 k_{el} = & \frac{K_e^{srw} + R + r(J_0 + R)}{8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})} - \frac{R[e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1) - e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1)]}{8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})} + \\
 & + \frac{1}{(1-p)8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})} \left\{ (K_e^{srw} + R)(1 - e^{-r\tau_1}) + \right. \\
 & \quad \left. + r(J_0 + R)(1 - e^{-r\tau_1}) - R[1 - e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1)] + \right. \\
 & \quad \left. + (K_e^{srw} + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT}) + r(J_0 + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT}) + \right. \\
 & \quad \left. - R[e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1) - e^{-rT}(rT + 1)] - S_{sub}(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2}) \right\}
 \end{aligned} \tag{15}$$

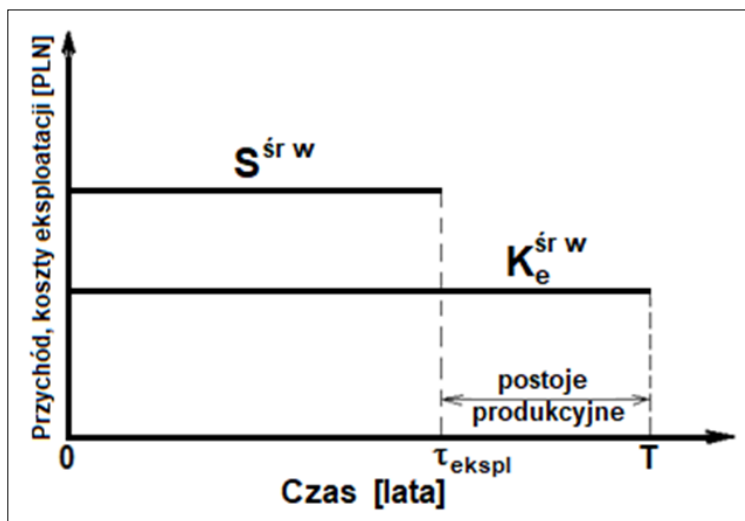
Ze wzoru (15) przy założeniu, że  $k_{el} = 0$  oblicza się maksymalną subwencję  $e_{el, sub, \max}$  ze Skarbu Państwa do każdej wyprodukowanej w OZE megawatogodziny energii elektrycznej. We wzorze (15) należy wówczas za  $S_{sub}$  podstawić zależność:

$$S_{sub} = 8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el}) e_{el, sub, \max} \tag{16}$$

i wówczas:

$$\begin{aligned}
 e_{el, sub, \max} = & (1-p) \left\{ \frac{K_e^{srw} + R + r(J_0 + R)}{8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})} - \frac{R[e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1) - e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1)]}{8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})} \right\} + \\
 & + \frac{1}{8760 N_{el}^{OZE} (1 - \varepsilon_{el})(e^{-r\tau_1} - e^{-r\tau_2})} \left\{ (K_e^{srw} + R)(1 - e^{-r\tau_1}) + \right. \\
 & \quad \left. + r(J_0 + R)(1 - e^{-r\tau_1}) - R[1 - e^{-r\tau_1}(r\tau_1 + 1)] + (K_e^{srw} + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT}) + \right. \\
 & \quad \left. + r(J_0 + R)(e^{-r\tau_2} - e^{-rT}) - R[e^{-r\tau_2}(r\tau_2 + 1) - e^{-rT}(rT + 1)] \right\}
 \end{aligned} \tag{17}$$

### Największa możliwa do osiągnięcia wartość zysku $NPV_{\max}$ z eksploatacji OZE



**Rys. 3.** Przebieg w czasie średnio ważonych przychodów i kosztów eksploatacji OZE dla hipotetycznie najkorzystniejszego wariantu ich pracy



Na rysunku 3 zaprezentowano hipotetycznie najkorzystniejszy ekonomicznie przebieg rzeczywistej pracy OZE z rysunku 1. Największy jest bowiem wówczas możliwy do osiągnięcia zysk  $NPV_{\max}$  z ich pracy (wzory (18), (19)). Jest tak dlatego, gdyż wszystkie coroczne przychody o wartości średniej ważonej  $S^{sr,w}$  skumulowane są w przedziale lat  $\langle 0, \tau_{eksp} \rangle$  - rys. 3 - i dzięki temu we wzorze (14) czynnik dyskontujący  $(1 - e^{-r\tau_{eksp}})$  przychody  $S^{sr,w}$  wstecz na chwilę 0 jest największy. W praktyce coroczne przychody  $S$  są losowo rozłożone w latach  $\langle 0, T \rangle$  - rys. 1 - i zysk  $NPV$  z eksploatacji OZE, jak już wyżej zaznaczono, przyjmuje wartość pośrednią pomiędzy zyskami  $NPV_{\min}$  i  $NPV_{\max}$  (patrz wzory (19), (23)).

Całkowity maksymalny zdyskontowany zysk netto i  $NPV_{\max}$  osiągnany w całym przedziale lat  $\langle 0, T \rangle$  działania OZE wyznacza się z równania (por. ze wzorem (1)):

$$NPV_{\max} = \int_0^{\tau_{eksp}} [S^{sr,w} - K_e^{sr,w} - F - R - (S^{sr,w} - K_e^{sr,w} - F - R)p] e^{-rt} dt + \int_{\tau_{eksp}}^T (K_e^{sr,w} + F + R) e^{-rt} dt + \int_0^{\tau_{eksp}} S_{sub} e^{-rt} dt \quad (18)$$

Po podstawieniu do wzoru (18) równań (8) i (9), i po wykonaniu operacji całkowania otrzymuje się:

$$NPV_{\max} = (1-p) \left\{ \frac{(S^{sr,w} - K_e^{sr,w} - R)(1 - e^{-r\tau_{eksp}})}{r} - (J_0 + R)(1 - e^{-r\tau_{eksp}}) \right\} + \frac{R}{r} [1 - e^{-r\tau_{eksp}} (r\tau_{eksp} + 1)] - \frac{(K_e^{sr,w} + R)(e^{-r\tau_{eksp}} - e^{-rT})}{r} + (J_0 + R)(e^{-r\tau_{eksp}} - e^{-rT}) + \frac{R}{r} [e^{-r\tau_{eksp}} (r\tau_{eksp} + 1) - e^{-rT} (rT + 1)] + \frac{S_{sub}(1 - e^{-r\tau_{eksp}})}{r} \quad (19)$$

Wzór (19) otrzymuje się oczywiście także ze wzoru (14), gdy podstawisz w nim za czas  $\tau_1$  wartość  $\tau_1 = 0$ .

Z warunku  $NPV_{\max} = 0$  oblicza się oczywiście najmniejszy wówczas jednostkowy koszt produkcji elektryczności  $k_{el, \min}$  w OZE. Pomiedzy wartościami  $NPV$  i  $NPV_{\max}$  oraz  $k_{el}$  (wzór (15)) i  $k_{el, \min}$  zachodzą oczywiste relacje:

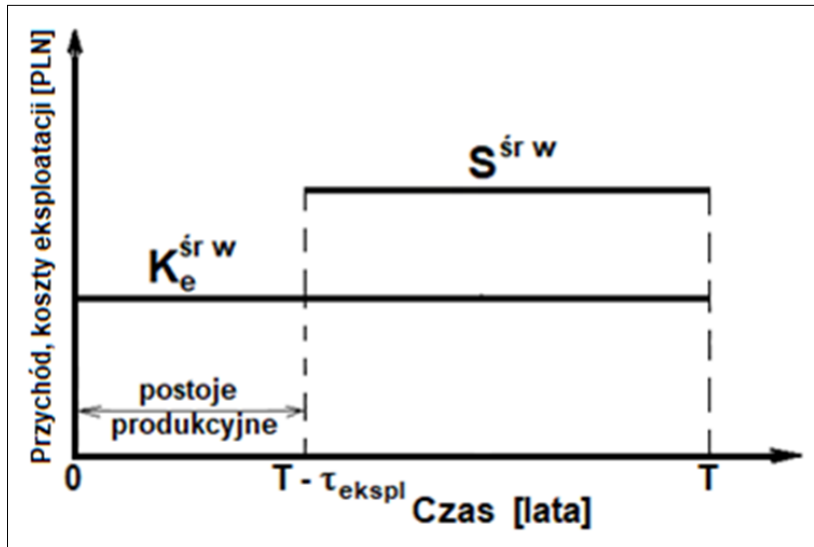
$$NPV < NPV_{\max} \quad (20)$$

$$k_{el, \min} < k_{el} \quad (21)$$

### Najmniejsza możliwa do osiągnięcia wartość zysku $NPV_{\min}$ z eksploatacji OZE

Hipotetycznie najmniej korzystny ekonomicznie przebieg pracy OZE zaprezentowano na rysunku 4. Najmniejszy jest bowiem wówczas możliwy do osiągnięcia zysk  $NPV_{\min}$  z jego eksploatacji (wzory (22), (23)). Wynika to ze skumulowania corocznych przychodów OZE  $S^{sr,w}$  wyłącznie w ostatnich latach jego działania  $\langle T - \tau_{eksp}; T \rangle$  - rys. 4 - w wyniku czego we wzorze (23) czynnik dyskontujący  $[e^{-r(T - \tau_{eksp})} - e^{-rT}]$  przychody  $S^{sr,w}$  wstecz na chwilę 0 jest najmniejszy.





**Rys. 4.** Przebieg w czasie średnio ważonych przychodów i kosztów eksploatacji OZE dla hipotetycznie najmniej korzystnego wariantu jego pracy

Całkowity zdyskontowany zysk netto  $NPV_{\min}$  osiągnięty w przedziale lat  $(0, T)$  działania OZE wyraża się wówczas równaniem (por. z wzorami (1) i (18)):

$$\begin{aligned}
 NPV_{\min} = & \int_{T-\tau_{eksp}}^T [S^{srw} - K_e^{srw} - F - R - (S^{srw} - K_e^{srw} - F - R)p] e^{-rt} dt + \\
 & - \int_0^{T-\tau_{eksp}} (K_e^{srw} + F + R) e^{-rt} dt + \int_{T-\tau_{eksp}}^T S_{sub} e^{-rt} dt
 \end{aligned} \quad (22)$$

Po scałkowaniu otrzymuje się:

$$\begin{aligned}
 NPV_{\min} = & (1-p) \left\{ \frac{(S^{srw} - K_e^{srw} - R) [e^{-r(T-\tau_{eksp})} - e^{-rT}]}{r} - (J_0 + R) [e^{-r(T-\tau_{eksp})} - e^{-rT}] - \right. \\
 & \left. + \frac{R}{r} [e^{-r(T-\tau_{eksp})} (r(T-\tau_{eksp}) + 1) - e^{-rT} (rT + 1)] \right\} - \frac{(K_e^{srw} + R) [1 - e^{-r(T-\tau_{eksp})}]}{r} + \\
 & - (J_0 + R) [1 - e^{-r(T-\tau_{eksp})}] + \frac{R}{r} [1 - e^{-r(T-\tau_{eksp})}] [r(T-\tau_{eksp}) + 1] + \\
 & + \frac{S_{sub} [e^{-r(T-\tau_{eksp})} - e^{-rT}]}{r}
 \end{aligned} \quad (23)$$

Wzór (23) otrzymuje się oczywiście także ze wzoru (14), gdy podstawi się w nim za czas  $\tau_1$  wartość  $\tau_1 = \tau_{1\max} = T - \tau_{eksp}$ , a za czas  $\tau_2$  wartość  $\tau_2 = T$ .

Z warunku  $NPV_{\min} = 0$  oblicza się oczywiście największy wówczas jednostkowy koszt produkcji elektryczności  $k_{el, \max}$  w OZE. Pomiędzy wartościami  $NPV$  i  $NPV_{\min}$  oraz  $k_{el}$  i  $k_{el, \max}$  zachodzą oczywiście relacje:

$$NPV_{\min} < NPV, \quad (24)$$



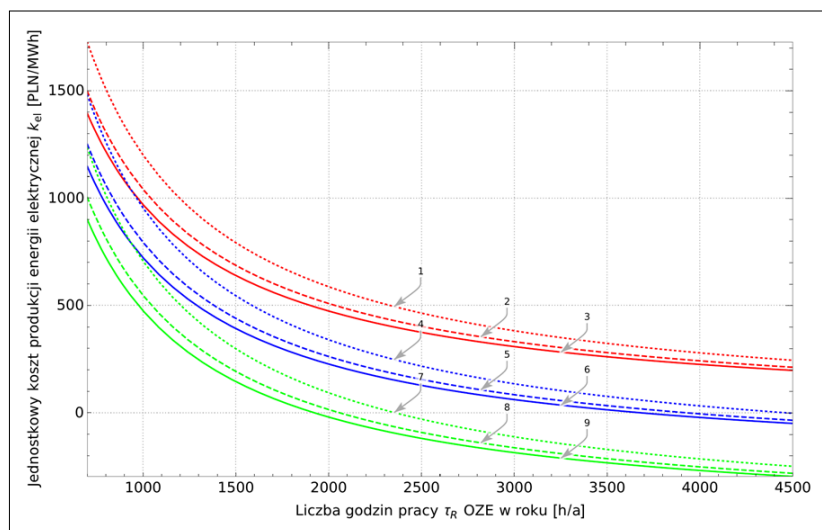
$$k_{el} < k_{el\max} \quad (25)$$

Wariant z rysunku 4, tak jak i z rysunku 3, jest oczywiście wariantem teoretycznym nie mającym praktycznego znaczenia. Należało go jednak pokazać, by porównać uzyskane dla niego wyniki ekonomiczne z wynikami dla wariantu najkorzystniejszego przedstawionego we wzorach 18-25. Oba te wyniki bowiem stanowią skrajne wartości dla rzeczywistego przebiegu pracy OZE przedstawionego na rysunkach 1 i 2.

## Uniwersalne wykresy jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w OZE

Na rysunkach 5, 6 i 7 przedstawiono wartości jednostkowych kosztów  $k_{el}$  produkcji elektryczności w OZE. Na rysunku 8 wartości maksymalnych dopłat  $e_{el,sub,max}$  ze Skarbu Państwa do każdej wyprodukowanej w OZE megawatogodziny energii elektrycznej, tj. wartości  $e_{el,sub,max}$ , dla których jednostkowy koszt  $k_{el}$  przyjmuje wartości zero,  $k_{el} = 0$ .

Na rysunku 5 przedstawiono jednostkowy koszt  $k_{el}$  dla sytuacji, gdy liczba lat  $\tau_1$  (rys. 2) przyjmuje wartość:  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max} = 0,5(T - \tau_{eksp})$ . Wówczas interwały lat postojów produkcyjnych  $\tau_1$  i  $T - \tau_2$  są zatem sobie równe, a więc tym samym lata  $\tau_{eksp}$  eksploatacji OZE są symetrycznie położone w przedziale lat  $(0; T)$  - rys. 2. Oczywiście wartości tych interwałów zmieniają się ze zmianą liczby godzin  $\tau_R$  pracy OZE w roku. Im większa jest bowiem wartość  $\tau_R$ , tym większa jest liczba pełnych lat  $\tau_{eksp}$  (wzór (3)) i tym samym mniejsze są interwały  $\tau_1$  i  $T - \tau_2$ . Nie zmienia to jednak faktu, że pozostają one dalej sobie równe, i że lata  $\tau_{eksp}$  są dalej symetrycznie położone. Co istotne, można (należy) wówczas uznać, że obliczone wówczas koszty  $k_{el}$  są najbardziej prawdopodobnymi, że są wartościami rzeczywistymi, a jeśli nimi nie są, to są najbardziej do nich zbliżone.



**Rys. 5.** Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej  $k_{el}$  w funkcji czasu  $\tau_R$  dla  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max}$

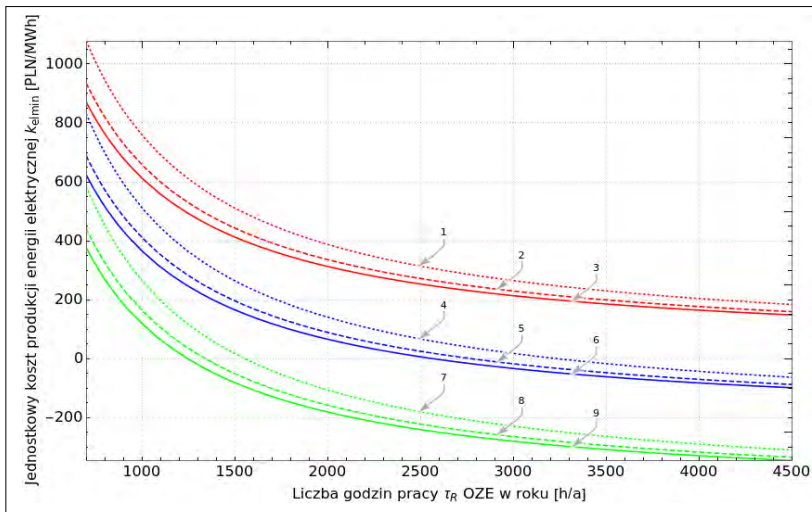
- 1 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 0 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 2 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 0 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 3 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 0 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 4 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 200 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 5 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 200 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 6 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 200 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 7 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 400 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 8 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 400 \text{ PLN/MWh}$ ;
- 9 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $e_{el,sub} = 400 \text{ PLN/MWh}$

Jak wynika z rysunku 5 rzeczywisty jednostkowy koszt produkcji elektryczności  $k_{el}$  (tj. oczywiście przy zerowej subwencji,  $e_{el,sub} = 0$ ; krzywe 1, 2, 3) dla realnych wartości liczby godzin  $\tau_R$ , tj. dla wartości mniejszych od 1500 h/a jest bardzo duży, wynosi znacznie powyżej 600 PLN/MWh. Jest zatem kilka razy wyższy od kosztów  $k_{el}$  uzyskiwanych we wszystkich innych technologiach energetycznych [7]. Na przykład dla ogniw fotowoltaicznych o mocy  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$  (krzywa 1 na rys. 5) dla realnego czasu  $\tau_R \approx 750 \text{ h/a}$  koszt ten wynosi aż  $k_{el} \approx 1700 \text{ PLN/MWh}$ . Aby zatem OZE mogły istnieć na rynku energii konieczne są więc subwencje ze Skarbu Państwa do każdej wyprodukowanej w nich megawatogodziny energii elektrycznej. Oczywiście subwencje te powinny być tym mniejsze, im większa jest liczba godzin  $\tau_R$  pracy OZE w roku (rys. 8). Dla relatywnie dużych wartości  $\tau_R$  i dużych wartości subwencji  $e_{el,sub}$  koszty  $k_{el}$  na rysunku 5 przyjmują wartości ujemne. Na przykład dla krzywej nr 9 ( $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ) ma to miejsce dla wartości  $\tau_R > 1900 \text{ h/a}$ . Wynika to z faktu, że przedstawione na rysunku 8 wymagane maksymalne subwencje  $e_{el,sub,max}$  dla  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$  i  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max}$  przy  $\tau_R > 1900 \text{ h/a}$  (krzywa nr 6) są mniejsze od wartości  $e_{el,sub} = 400 \text{ PLN/MWh}$ , dla których krzywa nr 9 na rysunku 5 została sporządzona. Ujemne koszty dla właścicieli OZE są wyjątkowo bardzo korzystne, gdyż mają już za wyprodukowaną energię elektryczną z nadatkiem zapłacone z kieszeni podatników przez Skarb Państwa właśnie subwencjami. Gdyby zatem oddawali energię do sieci



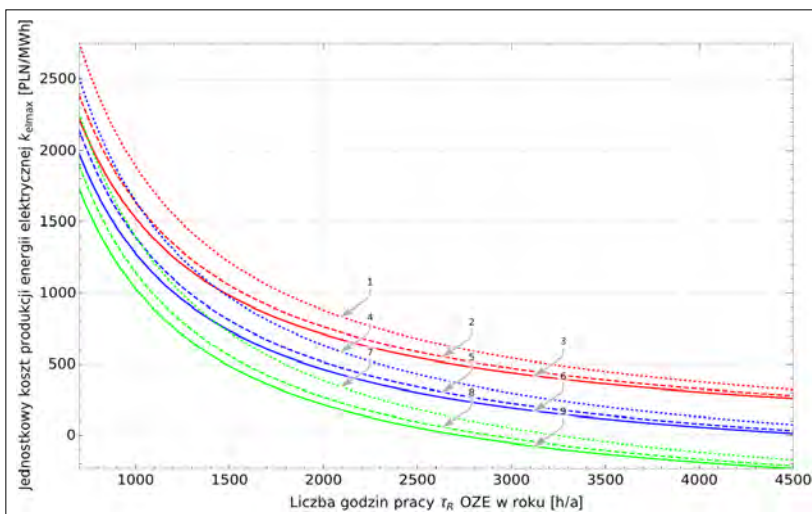
elektroenergetycznej nawet za darmo, to i tak osiągaliby już zyski. Oczywiście tego nie robią, i choć sprzedają ją po cenie np. tylko ok. 200 PLN/MWh, a więc po cenie nawet znacząco poniżej kosztów jej wytwarzania w każdej innej technologii energetycznej, osiągają przeogromne coroczne zyski. To zatem dzięki subwencjom mówi się wbrew prawdzie (sic!) o energii z OZE, że jest tania. Gdy tymczasem gdyby nie subwencje, to wielokrotnie droższa energia z OZE od energii produkowanej we wszystkich innych technologiach energetycznych byłaby absolutnie niesprzedawalna.

Na rysunku 6 przedstawiono wartość jednostkowego kosztu produkcji elektryczności dla najkorzystniejszego (w rzeczywistości nierealnego) ekonomicznie przebiegu pracy OZE przedstawionego na rysunku 3, a więc gdy liczba lat  $\tau_1 = 0$ . Jest to więc wartość minimalna kosztu,  $k_{el} = k_{el\ min}$ . Na rysunku 7 przedstawiono natomiast wartości jednostkowego kosztu dla najmniej korzystnego przebiegu (również nierealnego) przedstawionego na rysunku 4, a więc gdy koszt  $k_{el}$  ma wartość największą,  $k_{el} = k_{el\ max}$ . Należy zaznaczyć, że pomimo tego, że wartości  $k_{el\ min}$ ,  $k_{el\ max}$  są nierealne, to należało je jednak zaprezentować, gdyż mają istotne wartości poznawcze. Stanowią bowiem skrajne wartości dla najbardziej prawdopodobnej wartości jednostkowego kosztu  $k_{el}$  produkcji elektryczności w OZE przedstawionego na rysunku 5.



**Rys. 6.** Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej  $k_{el\ min}$  w funkcji czasu  $\tau_R$  dla  $\tau_1 = 0$

- 1 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 2 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 3 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 4 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 5 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 6 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 7 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$ ;
- 8 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$ ;
- 9 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$

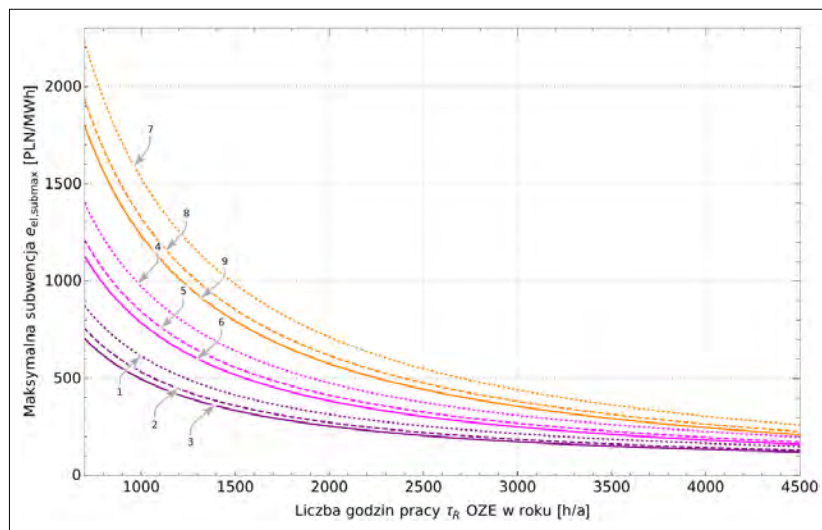


**Rys. 7.** Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej  $k_{el\ max}$  w funkcji czasu  $\tau_R$  dla  $\tau_1 = \tau_{1\ max}$

- 1 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 2 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 3 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 0\ PLN/MWh$ ;
- 4 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 5 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 6 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 200\ PLN/MWh$ ;
- 7 -  $N_{el}^{OZE} = 1\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$ ;
- 8 -  $N_{el}^{OZE} = 4\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$ ;
- 9 -  $N_{el}^{OZE} = 8\ MW$ ,  $e_{el,sub} = 400\ PLN/MWh$

Rysunek 8 przedstawia wartości maksymalnej subwencji  $e_{el,sub\ max}$  (wzór (17)) do każdej wyprodukowanej w OZE megawatogodziny energii elektrycznej. Oczywiście im czas  $\tau_R$  jest krótszy, tym subwencja jest większa.





**Rys. 8.** Maksymalna subwencja  $e_{el,submax}$  w funkcji czasu  $\tau_R$  (1 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0$ ; 2 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0$ ; 3 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0$ ; 4 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max}$ ; 5 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max}$ ; 6 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = 0,5\tau_{1max}$ ; 7 -  $N_{el}^{OZE} = 1 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = \tau_{1max}$ ; 8 -  $N_{el}^{OZE} = 4 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = \tau_{1max}$ ; 9 -  $N_{el}^{OZE} = 8 \text{ MW}$ ,  $\tau_1 = \tau_{1max}$ )

## Podsumowanie i wnioski końcowe

W podsumowaniu należy *expressis verbis* powiedzieć, że jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej w odnawialnych źródłach energii (OZE) z uwagi na bardzo wysokie na nie jednostkowe (na jednostkę mocy, wzór (13)) nakłady inwestycyjne (równe nakładom na elektrownie na parametry nadkrytyczne pary świeżej) oraz bardzo krótkie roczne czasy ich pracy jest bardzo wysoki. Jest wielokrotnie wyższy od kosztów uzyskiwanych we wszystkich innych dostępnych technologiach energetycznych [7]. Roczny czas pracy turbozespołów wiatrowych w Polsce to ok. 1500 h, ogniw fotowoltaicznych natomiast to tylko ok. 750 h (w Niemczech roczny czas wykorzystania turbozespołów wiatrowych nie przekracza 1400 h, ogniw fotowoltaicznych 900 h [10]; należy zaznaczyć, że rok liczy 8760 h). Jedynie na morzu i wysoko w górach czas pracy turbozespołów wiatrowych jest dłuższy, nawet ponad dwa razy. Należy się jednak wówczas liczyć z istotnie większymi, nawet kilka razy, jednostkowymi nakładami inwestycyjnym w porównaniu z nakładami „lądowymi” równymi ok. 1,5 €/W - wzór (13). Nakłady na turbozespoły na morzu zawierają się bowiem w przedziale od ok. 4 do ok. 7 €/W [16]. Są więc nawet bardzo istotnie wyższe od nakładów wynoszących ok. 3,5 €/W na elektrownie jądrowe, w których realizowany jest obieg *Clausiusa-Rankine’a*. Tak wysokie nakłady pomimo znacznie dłuższych rocznych czasów pracy wynoszących ok. 3000-3500 h/r. powodują, że turbozespoły na morzu w jeszcze wyższym stopniu niż „lądowe” nie mają sensu ekonomicznego. Jednostkowy koszt wytworzenia w nich energii elektrycznej jest rzędu 2500 PLN/MWh (obliczając ten koszt należy jednostkowe nakłady inwestycyjne na OZE budowane na lądzie opisane wzorem (13) przemnożyć przez czynnik  $(4 \div 7) \text{ €} / 1,5 \text{ €}$ ; również stopy kosztów stałych zależnych od nakładów inwestycyjnych, wzór (5), należy przemnożyć co najmniej przez 2). Subwencje zatem dla turbozespołów na morzu muszą być więc istotnie wyższe niż dla OZE lądowych. Co bardzo ważne, OZE, zarówno te na lądzie jak i morzu, nie mają również sensu ekologicznego, zaśmiecają bowiem i niszczą w wysokim stopniu środowisko naturalne. Zaśmiecają także krajobraz. Na przykład zużyte łopaty turbozespołów wiatrowych po ich zakopaniu w ziemi nigdy się nie rozłożą, będą zaśmiecały środowisko raz na zawsze. Co więcej, zużycie energii w rachunku ciągnionym, tj. zużycie całkowitej energii począwszy od wydobycia surowców potrzebnych do wyprodukowania i zainstalowania OZE, szczególnie paneli fotowoltaicznych, jest większe niż są one w stanie same wytworzyć w czasie swojej pracy [23]. A jeszcze należy doliczyć energię potrzebną do ich utylizacji. Należy zatem bardzo wyraźnie powiedzieć, że odnawialne źródła energii, tak jak i rzekome spowodowane działalnością człowieka ocieplenie klimatu, które jest „siłą napędową” budowy OZE, są kłamstwem wymierzonym w naszą cywilizację [18-22]. Klimat na Ziemi na przestrzeni 4 mld lat jej istnienia zmieniał się, zmienia i będzie się zmieniał, i o tych zmianach decyduje Słońce, nie człowiek.

Sumując, produkcja energii elektrycznej w OZE, zarówno lądowych, jak i morskich, jest rozwiązaniem, które nie jest w stanie zapewnić wystarczających, ciągłych i stabilnych dostaw elektryczności przez cały rok. Źródła OZE są w stanie zapewnić jej dostawy zaledwie średnio w roku przez sto kilkadziesiąt godzin w miesiącu i, jak już zaznaczono, po horrendalnie przy tym wysokiej cenie i z całkowitą nieprzewidywalnością czasową tych dostaw. Elektryczność z OZE jest zatem bardzo luksusowym towarem (sic!). Z uwagi na powyższe, aby elektryczność z OZE mogła istnieć na rynku energii elektrycznej wymaga przeogromnych, kilkudziesięciu miliardowych rocznych dotacji ze Skarbu Państwa. Na przykład w Niemczech kilka



lat temu dotacje te wynosiły rocznie 30 mld € (sic!), gdy moc zainstalowanych turbozespołów wiatrowych wynosiła 36 000 MW, a fotowoltaiki 38 000 MW (dopłaty do każdej megawatogodziny wyprodukowanej energii elektrycznej w turbozespołach wiatrowych wynosiły 160 €, w źródłach fotowoltaicznych 430 €; obecnie w Niemczech moc turbozespołów to już 56 GW). W Polsce od 2006 do 2020 r. subwencje wyniosły 76 mld PLN, obecnie wynoszą ponad 10 mld PLN rocznie [10]. OZE to zatem rak, który toczy nie tylko środowisko naturalne, ale i finanse państwa. Za te już wypłacone ze Skarbu Państwa pieniądze można by wybudować w Polsce elektrownie jądrowe pracujące według obiegu *Clausiusa-Rankine'a* o mocy rzędu 5 tys. MW. OZE są zatem wyłącznie źródłem nieuzasadnionych, przeogromnych corocznych korzyści finansowych dla ich właścicieli. W Polsce są to w głównej mierze właściciele niemieccy [17].

Jeśli chcemy mieć energetykę bezemisyjną i tanią energię elektryczną przez cały rok, tj. przez 8760 h, to należy budować elektrownie jądrowe pracujące w podstawie obciążenia systemu elektroenergetycznego. Szczególnie należałoby budować innowacyjne, inwestycyjnie tanie elektrownie pracujące według hierarchicznego układu *gazowo-gazowego* z dwoma obiegami *Joule'a* i wysokotemperaturowym reaktorem (HTGR - *High Temperature Gas-cooled Reactor*), w którym chłodziwem rdzenia reaktora oraz czynnikiem obiegowym w układzie jest hel [9, 11-15]. Są one bowiem inwestycyjnie tańsze o kilkadziesiąt procent od elektrowni jądrowych, w których realizowany jest wspomniany powyżej obieg *Clausiusa-Rankine'a*. Ponadto bardzo istotną zaletą hierarchicznych elektrowni *gazowo-gazowych* jest to, że w przeciwieństwie do elektrowni pracujących według obiegu *Clausiusa-Rankine'a* mogą być budowane na terenach, na których nie ma wody. Jednostkowy koszt wytwarzania w nich elektryczności nie przekracza 200 PLN/MWh, a po zamortyzowaniu elektrowni jest istotnie mniejszy od 100 PLN/MWh [11-15]. □

#### Bibliografia

1. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012, 2017).
2. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, WNT, Warszawa 2014.
3. Bartnik R., Bartnik B.: Model matematyczny poszukiwania optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce, *Energetyka*, nr 1, 2015.
4. Bartnik R., Bartnik B.: Modele matematyczne z czasem ciągłym analizy i wyceny wartości rynku ciepła i energii elektrycznej oraz rynkowej wartości elektrowni i elektrociepłowni go zasilających, *Energetyka* nr 7, 2015.
5. Bartnik R.: Poszukiwanie optymalnej strategii inwestycyjnej w energetyce. Metodyka i wyniki przykładowych obliczeń, *Energetyka*, nr 10, 2015.
6. Bartnik R., Bartnik B.: Mierniki i modele matematyczne w zapisie z czasem ciągłym analizy efektywności ekonomicznej inwestycji w energetyce, wyceny wartości rynku ciepła i elektryczności oraz rynkowej wartości przedsiębiorstw energetycznych, *Energetyka*, nr 8, 2016.
7. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: *Ekonomika Energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym*. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.
8. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: *Investment Strategy in Heating and CHP. Mathematical Models*. Wydawnictwo Springer, London 2017.
9. Bartnik R., Kowalczyk T.: *Hierarchical gas-gas systems. Thermal and Economic Effectiveness*. Wydawnictwo Springer, London 2021.
10. Chmielewski A., Smoliński T.: Polityka energetyczna wybranych krajów Europy, rola energetyki jądrowej, *Instal*, nr 2, 2015.
11. Bartnik R., Kowalczyk T.: Efektywność ekonomiczna hierarchicznej gazowo-gazowej elektrowni jądrowej z wysokotemperaturowym reaktorem i helem jako czynnikiem obiegowym, *Nowa Energia*, nr 2, 2021.
12. Bartnik R.: [Hierarchiczne dwuobiegowe gazowo-gazowe i gazowo-parowe elektrownie i elektrociepłownie jądrowe z wysokotemperaturowymi reaktorami i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi](#), *Nowa Energia*, nr 05-06, 2021.
13. Bartnik R.: [Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej dwuobiegowej elektrowni jądrowej z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem w obiegu Joule'a w zakresie wysokich temperatur](#), *Nowa Energia*, nr 1, 2022.
14. Bartnik R.: [Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej, dwuobiegowej elektrowni jądrowej z regeneracją ciepła](#), *Nowa Energia*, nr 2, 2022.
15. Bartnik R.: Elektrownia w technologii gazowo-parowej z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym chłodzonym helem, *Nowa Energia*, nr 1, 2023.
16. Majcher J.: O wyższości jednych świat nad drugimi, czyli o OZE vs EJ, *Nowa Energia*, nr 1, 2021.
17. <https://www.cire.pl/item.174425.1.0.0.0.0.firmy-z-niemiec-zdominuja-inwestycje-w-polskim-wietrze.html>
18. <http://www.klubinteligencjipolskiej.pl/2015/09/Ocieplenie-Klimatu-to-Klamstwo-Wymierzone-w-Nasza-Cywilizacje/>
19. <http://zmianyziemi.pl/wiadomosc/raport-o-stanie-klimatu-wskazuje-ze-nadciaga-nowa-epoka-lodowcowa>
20. <https://www.tysoi.pl/a34037--Wideo-Globalny-kryzys-klimatyczny-nie-istnieje-James-Taylor-z-Heartland-Institute-z-USA->
21. <https://menway.interia.pl/historia/news-chlod-zamiast-ocieplenia-epoka-lodowcowa-nadejdzie-w-2021.nld.3210028>
22. <https://dorzeczy.pl/kraj/175652/co-ma-wplyw-na-zmiany-klimatyczne-na-pewno-nie-czlowiek.html>
23. [Czy zielona transformacja zniszczy środowisko naturalne? \(wpolityce.pl\)](#)



XIV Konferencja  
„Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja  
Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych”  
22-24 maja 2023, Sandomierz

 **GAZ  
W ENERGETYCE**



- > RYNEK GAZU: BEZPIECZEŃSTWO I STABILNOŚĆ DOSTAW, PRZYSZŁOŚĆ PALIWA GAZOWEGO.
- > ASPEKTY PRAWNO-EKONOMICZNE.
- > REALIZACJA BLOKÓW GAZOWO-PAROWYCH: BIEŻĄCE I PRZYSZŁE INWESTYCJE, DOŚWIADCZENIA EKSPLOATACYJNE.
- > KOGENERACJA OPARTA NA SILNIKACH GAZOWYCH: TECHNOLOGIE, DOŚWIADCZENIA EKSPLOATACYJNE, NAJNOWSZE REALIZACJE.
- > LNG PALIWO DLA ENERGETYKI GAZOWEJ: ROZWIĄZANIA DLA CIEPŁOWNICTWA I PRZEMYSŁU, INSTALACJE REGAZYFIKACJI.
- > FINANSOWANIE INWESTYCJI GAZOWYCH.

Szczegóły: [www.nowa-energia.com.pl](http://www.nowa-energia.com.pl)

Partner:



Partner Technologiczny:



Patronat Naukowy:



Współpraca:



Organizator:





nowa  
Energia

# ZAPISZ SIĘ DO NEWSLETTERA



nowa  
Energia **com.pl**  
wortal energetyczny

