

nowa Energia

SICK
Sensor Intelligence.



MERCEM300Z:
CIĄGŁE POMIARY
EMISJI RTĘCI?
PRZYGOTUJ SIĘ
JUŻ DZIŚ.

Najniższe zakresy pomiarowe – unikalny na rynku, certyfikowany system pomiarowy

- Wiarygodny, ciągły pomiar całkowitej zawartości rtęci, dzięki opatentowanej metodzie pomiaru bezpośredniego, bez rozcieńczania próbki
- Certyfikowany zgodnie z normą EN15267-3
- Niskie koszty eksploatacji

Więcej informacji na: www.sick.com/mercem300z



Systemy rur PE i PP

Bezpieczne i niezawodne rozwiązania dla przemysłu

Systemy PE i PP Uponor Infra są stosowane w różnych branżach sektora przemysłowego gdzie wymagane są niezawodne rozwiązania, odporne na wyjątkowo trudne warunki pracy. Systemy te służą do przesyłu: wody, ścieków, substancji chemicznych, roztworów i mediów o wysokiej ścieralności. Zakres produkcji Uponor Infra dla przemysłu obejmuje: rury, kształtki, studzienki, zbiorniki i elementy nietypowe dostarczane na specjalne zamówienie. Nasze produkty od wielu lat znajdują zastosowanie w górnictwie, energetyce, przemyśle papierniczym, hydrotransporcie solanki, przemyśle metalurgicznym i chemicznym. Zapraszamy do współpracy!

Więcej informacji na stronie www.uponor.pl/infra



uponor

**Moving
> Forward**

**Wydawnictwo „Nowa Energia” zaprasza
do udziału w Konferencjach:**



UTRZYMANIE RUCHU

VIII Konferencja Techniczna

„Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”

22-23 marca 2022 r., Kazimierz Dolny (stacjonarnie i on-line)



GAZ I WODÓR W ENERGETYCE

XIII Konferencja

„Gaz i Wodór w Energetyce”

25-26 maja 2022, Warszawa (stacjonarnie i on-line)



CYBERBEZPIECZEŃSTWO

VII Konferencja

„Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo

infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT”

8-9 czerwca 2022, Warszawa (stacjonarnie i on-line)

Szczegóły na: www.nowa-energia.com.pl

UDZIAŁ

tel. 32 777 43 35/577 311 211
biuro@nowa-energia.com.pl

REKLAMA

tel. 32 777 43 36/603 220 011
reklama@nowa-energia.com.pl

MARKETING

tel. 32 777 43 37/730 223 440
marketing@nowa-energia.com.pl

POLECAMY:

KONTROLE I KARY W GOSPODARCE ODPADAMI
A GWARANCJE PRAW PRZEDSIĘBIORCY

Adw. dr Lucyna Staniszevska, Dr Krystian Ziemiński & Partners Kancelaria Prawna Sp. kom.

Str. **24**
TPOKSYGNAŁY W SEKTORZE ENERGETYCZNYM.
OBOWIĄZEK CZY SZANSA NA KONKURENCYJNOŚĆ?

Piotr Żyłka, Compliance & Risk Officer, Prawnik w DGTŁ Kibit Piecuch i Wspólnicy

Str. **34**
CYBERBEZPIECZEŃSTWO

ZASTOSOWANIA RADIOLIZY POLIMERÓW W ENERGETYCE

Wojciech Głuszewski, Adiunkt, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

Str. **41**
TECHNOLOGIECIEPŁOWNICTWO - ZAPOMNIANY SEKTOR ENERGII.
CIĄGŁE Z SZANSĄ NA SUKCES, POMIMO SPÓŹNIONEGO STARTU

Andrzej Rubczyński, Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa, Forum Energii

Str. **52**
CIEPŁOWNICTWO - KOGENERACJANISKOEMISYJNA MOBILNOŚĆ.
CZYLI NOWE OBLCZE MOTORYZACJI W NAJBLIŻSZEJ PRZYSZŁOŚCI

Jakub Faryś, Prezes, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego

Str. **64**
EkoMOBILITYCZY WODÓR ZASTĄPI W PRZYSZŁOŚCI BENZYNĘ?
CZYLI O PLANACH I DZIAŁANIACH REGULACYJNYCH W ZAKRESIE
UPOWSZECZNIEŃ WODORU JAKO PALIWA ALTERNATYWNEGO

Dr Katarzyna Barańska, Radca Prawny; Łukasz Petelski, Radca Prawny

Str. **78**
PALIWAANALIZA TERMODYNAMICZNA I EKONOMICZNA HIERARCHICZNEJ
DWUOBIEGOWEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ Z DWUSTOPNIOWYM
ROZPRĘŻANIEM I DWUSTOPNIOWYM SPRĘŻANIEM W OBIEGU
JOULE'A W ZAKRESIE WYSOKICH TEMPERATUR

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

Str. **82**
OKIEM NAUKI

SPIS TREŚCI:

- 4** Możliwe źródła finansowania TPO. Inwestycje i finansowanie operacyjne w kontekście pomocy publicznej
Maciej Fornalczyk, Partner Założyciel (CEO);
Dr Joanna Fornalczyk (CIA), COMPER Fornalczyk i Wspólnicy sp. j.
- 8** Frakcja poliolefinowa ze strumienia odpadów komunalnych jako surowiec do produkcji paliw
Adam Hańderek, Anna Matuszewska, Wojciech Derej,
HANDEREK TECHNOLOGIES Sp. z o.o.;
Krzysztof Biernat, Sieć Badawcza Łukasiewicz - Przemysłowy Instytut Motoryzacji
- 14** Wielofunkcyjny zakład przetwarzania odpadów
Ole Hedegaard Madsen, Dyrektor ds. Technologii i Inżynierii,
Babcock & Wilcox Renewable
- 16** Port Czystej Energii. Zielona energia dla Gdańska
Port Czystej Energii Sp. z o.o.
- 20** Alternatywna technologia termicznego przekształcania odpadów komunalnych
Danuta Kukielska, Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Mechanizacji Budownictwa i Górnictwa Skalnego
- 24** Kontrole i kary w gospodarce odpadami a gwarancje praw przedsiębiorcy
Adw. dr Lucyna Staniszevska, Dr Krystian Ziemiński & Partners
Kancelaria Prawna Sp. kom.
- 28** Instalacje termicznego przekształcania odpadów jako inwestycja celu publicznego i OZE
Kancelaria Prawna dr Maciej Krus
- 32** Spalarnia odpadów w centrum. Doświadczenia miasta średniej wielkości
ABB
- 34** Sygnaliści w sektorze energetycznym. Obowiązek czy szansa na konkurencyjność?
Piotr Żyłka, Compliance & Risk Officer, Prawnik w DGTL Kibit
Piecuch i Wspólnicy
- 38** IX Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” - za nami
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 41** Zastosowania radiolizy polimerów w energetyce
Wojciech Głuszewski, Adiunkt, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej
- 44** Rury polietylenowe do zadań specjalnych
Monika Tarnawska, Marketing Manager, UPONOR INFRA Sp. z o.o.
- 48** Za nami IX Konferencja „Nowe Kierunki Kogeneracji”
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 52** Ciepłownictwo - zapomniany sektor energii. Ciągłe z szansą na sukces, pomimo spóźnionego startu
Andrzej Rubczyński, Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa,
Forum Energii
- 61** Elektromobilność i OZE na sieci dróg krajowych
Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad
- 64** Niskoemisyjna mobilność. Czyli nowe oblicze motoryzacji w najbliższej przyszłości
Jakub Faryś, Prezes, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego
- 67** Pakiet „Fit for 55”. Co oznacza dla przemysłu chemicznego?
Zespół Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego
- 70** Trolejbusy i tramwaje wodne na paliwo gazowe? W Trójmieście eksperci badają potencjał LNG i bioLNG
Marlena Klepacz, Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot
- 74** Projektowane zmiany w definicji tzw. inwestycji towarzyszących
Dr Łukasz Dubiński, Zespół Badawczy Prawa Administracyjnego,
Nowych Technologii i Prawa Kosmicznego, Wydział Prawa i Administracji, Uniwersytet Szczeciński
- 78** Czy wódór zastąpi w przyszłości benzynę? Czyli o planach i działaniach regulacyjnych w zakresie upowszechnienia wodoru jako paliwa alternatywnego
Dr Katarzyna Barańska, Radca Prawny;
Łukasz Petelski, Radca Prawny
- 82** Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej dwustopniowej elektrowni jądrowej z dwustopniowym sprężaniem w obiegu Joule'a w zakresie wysokich temperatur
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, 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:
Sick



■ Maciej Fornalczyk,
Partner Założyciel (CEO)



■ Dr Joanna Fornalczyk (CIA)
COMPER Fornalczyk i Wspólnicy sp. j.

Możliwe źródła finansowania TPO

Inwestycje i finansowanie operacyjne w kontekście pomocy publicznej

21 grudnia 2021 r. Komisja Europejska opublikowała na swoich stronach projekt Wytycznych w sprawie pomocy państwa na ochronę klimatu, ochronę środowiska i cele związane z energią¹ (dalej: Wytyczne), które, zgodnie z komunikatem prasowym KE, mają wejść w życie w styczniu 2022 r. Jest to dokument niezwykle istotny dla podmiotów odpowiedzialnych za zarządzanie systemem gospodarki odpadami, czyli, na gruncie polskich przepisów, dla gmin.

Odbiór i zagospodarowanie odpadów komunalnych to jedno z zadań własnych samorządu gminy, co powoduje, że inwestycje w zakresie infrastruktury odpadowej są kluczowe w kontekście zwiększania efektywności wykonywania tych zadań.

W warunkach polskiej gospodarki odpadowej, wprowadzenie efektywnych rozwiązań termicznego przetwarzania odpadów wydaje się być pożądanym rozwiązaniem², z pewnością bardziej korzystnym niż składowanie. Z punktu widzenia paliwa wykorzystywanego do produkcji energii, wykorzystanie odpadów komunalnych należy postrzegać także za działanie pro-ekologiczne. Należy oczekiwać, że ilość odpadów będzie rosła, więc realnym rozwiązaniem jest właśnie

inwestowanie w instalacje termicznego przekształcania odpadów komunalnych.

Z powyższego punktu widzenia, podejmowanie działań wspierających rozwój sektora instalacji TPOK w Polsce, jako alternatywy dla składowania, wydaje się być istotne. Zgodnie z przepisami polskiego prawa, organizatorami systemu gospodarki odpadami i jednocześnie jednostkami, na których ciąży odpowiedzialność za jego funkcjonowanie (w tym finansowanie) są gminy. Decyzja o uwzględnieniu ITPOK w gminnym systemie gospodarki odpadami może skutkować bądź poszukiwaniem prywatnego inwestora zainteresowanego stworzeniem instalacji, która następnie mogłaby współpracować także z daną gminą w zakresie zagospodarowania

odpadów zebranych na jej obszarze, bądź też samodzielnym finansowaniem powstania instalacji, budowanej i zarządzanej samodzielnie lub przy udziale spółki komunalnej.

W przypadku decyzji organu o przeprowadzeniu inwestycji w ITPOK samodzielnie (lub poprzez spółkę komunalną), finansowanie inwestycji będzie więc bazować na środkach, którymi dysponuje organ³ wraz z ewentualnym uzupełnieniem ze źródeł zewnętrznych (w tym publicznych). Należy zwrócić uwagę na występowanie określonych uwarunkowań przeprowadzania inwestycji z wykorzystaniem środków publicznych. Ograniczenia w tym zakresie nakłada treść art. 107 ust. 1 TFUE⁴, który to przepis

wprowadza ograniczenia w publicznym finansowaniu przedsięwzięć, jeżeli tylko spełnione są przesłanki wskazane w tym przepisie. Jeżeli dane finansowanie spełniać będzie przesłanki określające występowanie pomocy publicznej, to jej udzielenie jest z zasady zakazane, chyba że zastosowanie będą mieć stosowne wyłączenia spod tego zakazu. Dany środek będzie stanowić pomoc publiczną (względnie i warunkowo zakazaną z mocy prawa), jeżeli łącznie będą spełnione poniższe przesłanki:

- beneficjent musi prowadzić działalność gospodarczą,
- środki muszą pochodzić z budżetu publicznego i być uruchamiane na podstawie interwencji,
- środki muszą przysparzać beneficjentowi nierynkową korzyść,
- uruchomienie środków wiąże się z wpływem na konkurencję,
- środek ma wpływ na wymianę handlową między Państwami Członkowskimi.

Finansowanie powstania instalacji przetwarzania odpadów, w tym odpadów komunalnych, z pewnością będzie

powodować spełnienie wszystkich przesłanek definiujących pomoc publiczną. W związku z powyższym, aby finansowanie inwestycji w ITPOK mogło być uznane za dopuszczalną pomoc publiczną,



W warunkach polskiej gospodarki odpadowej, wprowadzenie efektywnych rozwiązań termicznego przetwarzania odpadów wydaje się być pożądanym rozwiązaniem, z pewnością bardziej korzystnym niż składowanie

musi zostać skonstruowane z poszanowaniem zasad udzielania pomocy obecnie obowiązujących w Unii Europejskiej, a więc także w Polsce.

Pomoc dla inwestycji w ITPOK, traktowanych, zgodnie z podejściem Komisji Europejskiej, jako instalacje do produkcji energii, nieprzekraczających wartości⁵ wskazanych w art. 4 *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*⁶ (dalej: **Rozporządzenie**), obowiązują-

jące zasady umożliwiające legalne finansowanie publiczne instalacji wynikają z przywołanego Rozporządzenia. W szczególności, zasady zgodności pomocy publicznej wskazane są:

- dla instalacji, które spełniają warunki instalacji wysokosprawnej kogeneracji, w art. 40 Rozporządzenia,
- dla odpadów komunalnych wykorzystywanych jako paliwo w instalacji, spełniających definicję odnawialnych źródeł energii, w art. 41 Rozporządzenia.

Inwestycje, montaż finansowy który zostanie zaprojektowany zgodnie z warunkami wynikającymi z treści Rozporządzenia, są uznawane za niewymagające notyfikacji do Komisji Europejskiej, a ich finansowanie stanowi pomoc pu-



bliczną zgodną z wewnętrznym rynkiem UE.

Zgodnie z obowiązującymi przepisami w zakresie pomocy publicznej, wsparcie o wartości przekraczającej wskazane powyżej progi, muszą ex-ante uzyskać indywidualną zgodę Komisji Europejskiej na udzielenie publicznego finansowania w przewidywanej wysokości i przewidywanym kształcie.

Po wejściu w życie nowych uregulowań, ujętych w formie Wytycznych, o których wspomniano na początku niniejszego artykułu, projekty inwestycyjne finansowane z udziałem środków publicznych, czy to pochodzących od gmin, czy też z innych, zewnętrznych publicznych źródeł finansowania, będą musiały być konstruowane zgodnie

nych celów Unii Europejskiej, a także nie doprowadzi do nieuzasadnionego naruszenia zasad konkurencji na rynku UE, będą mogły uzyskać akceptację Komisji. Tym samym, element pomocy publicznej w montażu finansowym inwestycji zostanie uznany za pomoc zgodną z wewnętrznym rynkiem UE.

Niezależnie od wielkości instalacji oraz od wielkości wsparcia publicznego, przepisy pomocy publicznej odnoszące się do ITPOK, co do zasady, dopuszczają finansowanie inwestycji, a zakazane jest finansowanie kosztów utrzymania danej instalacji. Oznacza to, że przedmiotem publicznego finansowania mogą być jedynie takie projekty, których działalność operacyjna nie będzie wymagała bieżącego wsparcia. Modele finansowe planowa-

COMPER Fornalczyk i Wspólnicy sp. j. jest doświadczonym doradcą, specjalizującym się w ekonomicznych i prawnych aspektach pomocy publicznej ze szczególnym uwzględnieniem ustanawiania konstrukcji pozwalających na finansowania zadań publicznych, w tym gospodarki odpadowej. Doświadczenie zdobyte w blisko 600 projektach związanych z powierzeniami, pozwala nam na wprowadzanie rozwiązań łączących efektywność ekonomiczną z efektywnością prawną, a nasze rozwiązania stanowią podstawę do uzyskiwania finansowania zewnętrznego.

W naszym portfolio znajdują się projekty z takich sektorów jak:

- odpady komunalne,
- publiczny transport zbiorowy,
- sport i rekreacja,
- kultura i edukacja,
- rewitalizacja,
- gospodarka wodno-kanalizacyjna,
- pozostałe zadania z zakresu gospodarki komunalnej.

W przypadku jakichkolwiek pytań lub wątpliwości prosimy o skorzystanie z poniższych danych kontaktowych.

Mamy nadzieję, że będziemy mogli się z Państwem spotkać i omówić rozwiązania możliwe do wprowadzenia w Waszym przypadku. Stawiamy na efektywne rozwiązania i nie zostawiamy niedopowiedzeń, gdyż zawsze stawiamy kropkę. □

COMPER.
Fornalczyk & Wspólnicy

„Finansowanie powstania instalacji przetwarzania odpadów, w tym odpadów komunalnych, z pewnością będzie powodować spełnienie wszystkich przesłanek definiujących pomoc publiczną

z zasadami ogólnymi zawartymi w treści Sekcji 3 Wytycznych, a także zasadami szczegółowymi zawartymi w Sekcji 4.1. Wytycznych. Zgodnie z zasadami zawartymi w Wytycznych, pod rozważę Komisji Europejskiej będą wzięte jedynie takie projekty inwestycji w ITPOK, w których odpady komunalne będą spełniać definicję źródeł odnawialnych energii⁷ lub ITPOK będzie instalacją wysoko-sprawną kogeneracji.

Projekty, których montaż finansowy zostanie skonstruowany w sposób, który pozwoli na wykazanie efektu zachęty, przyczynienie się do spełnienia naczel-

nych przedsięwzięć muszą być skonstruowane w taki sposób, aby wyraźnie z nich wynikało, że dana instalacja nie będzie wymagała bieżącego finansowego wsparcia prowadzonej działalności. W przeciwnym przypadku nawet projekty, które w odniesieniu do wsparcia inwestycyjnego spełniają warunki zgodności z prawem pomocy publicznej, generują ryzyko pojawienia się nielegalnej pomocy operacyjnej. W takim kontekście udzielenie finansowania operacyjnego będzie stanowić nieuprawnioną pomoc publiczną i podlegać zwrotowi. Może to doprowadzić również do naruszenia dyscypliny finansów publicznych.

Przypisy

1. https://ec.europa.eu/competition-policy/system/files/2021-12/CEEAG_Guidelines_with_annexes_I_and_II_0.pdf
2. Pomimo faktu, że zgodnie z zasadami wprowadzonymi przez Komisję Europejską, termiczne przetworzenie odpadów nie jest sposobem postępowania z odpadami preferowanym jako, mimo wszystko, przyczyniające się emisji gazów i nieprzyczyniające się do realizacji celów ochrony środowiska skodyfikowanych w ramach European Green Deal w stopniu tak wysokim, jak wykorzystanie innych metod postępowania z odpadami.
3. W przywołanym przypadku mowa oczywiście o inwestycjach w TPOK prowadzonych przez podmioty inne niż oparte na kapitale prywatnym.
4. TFUE - Traktat o Funkcjonowaniu Unii Europejskiej (Dz. Urz. UE C.2008.115).
5. Pomoc o wartości nieprzekraczającej 15 mln EUR na przedsiębiorstwo na projekt.
6. Dz. Urz. UE L 187/1 z 26 czerwca 2014 r. z późn. zm.
7. Definicja zgodna z Dyrektywą (UE) 2018/2001.

Tworzenie Rozwiązań Energetycznych Przyszłości – Zielona Energia

Projektant i producent instalacji pieców/kotłów
o mocy od 10 do 150 MW



 Brignoles (Provence-Alpes-Côte-d'Azur - Francja)

**Partner w dekarbonizacji
Waszych elektrociepłowni
i promowaniu lokalnej
Gospodarki Obiegu
Zamkniętego (GOZ)**



NASZE TECHNOLOGIE

- Ruszt schodkowy
- Złoże fluidalne
- Ruszt Narzutowy (Spreader)

- Kogeneracja o bardzo wysokiej efektywności energetycznej
- Sieci grzewcze o wysokim udziale Zielonej Energii
- Konwersja Waszych kotłów węglowych



 Laval (Pays-de-la-Loire - Francja)

www.lerouxlotz.com

LEROUX & LOTZ TECHNOLOGIES



9001 - 14001 - 45001

FRANCJA : Xavier FORCET – Export sales manager
+33 4 76 14 77 70 +33 6 48 17 34 52

POLSKA : TRIWALOR Inżynieria Środowiska
trivalor-biuro@trivalor.pl +48 605 347 784

SERWIS : Generata Józefa Sowińskiego 11, 44-121 Gliwice

■ Adam Hańderek, Anna Matuszewska, Wojciech Derej,
HANDEREK TECHNOLOGIES Sp. z o.o.

■ Krzysztof Biernat,
Sieć Badawcza Łukasiewicz - Przemysłowy Instytut Motoryzacji

Frakcja poliolefinowa ze strumienia odpadów komunalnych

jako surowiec do produkcji paliw

W e współczesnych koncepcjach rozwoju gospodarczego w coraz większym stopniu akcentowane są kwestie związane z ochroną środowiska naturalnego. Wśród przyczyn tej sytuacji można wymienić: zanieczyszczenie środowiska naturalnego, co jest czynnikiem motywującym do działań ograniczających emisję zanieczyszczeń oraz usuwanie zalegających w środowisku odpadów; ograniczenie zasobów naturalnych, co motywuje do ograniczenia zużycia surowców i wdrażania nowych rozwiązań technologicznych uniezależniających gospodarkę od tego typu ograniczeń oraz wzrost „odpowiedzialności za środowisko” przez społeczeństwa.

Wspomniane kwestie widoczne są w dotychczasowych wizjach rozwoju gospodarczego, jak zrównoważony rozwój, gospodarka cyrkularna, zielony wzrost, czy zielona gospodarka. Jedną z najnowszych koncepcji rozwojowych uwzględniających aspekty środowiskowe jest Europejski Zielony Ład, który jak dotąd najpełniej obejmuje kwestie środowiskowe i zakłada osiągnięcie przez Unię Europejską statusu gospodarki neutralnej dla klimatu poprzez oddzielenie wzrostu gospodarczego od zużycia zasobów przy pełnym wdrożeniu modelu gospodarki cyrkularnej. Głównym czynnikiem determinującym realizację wspomnianych założeń jest prawidłowo funkcjonująca gospodarka odpadami, której jedną z zasadniczych kwestii jest zwiększanie poziomu recyklingu odpadów.

Wśród nich szczególne znaczenie ma recykling odpadów tworzyw sztucznych, które z uwagi na swą specyfikę stanowią obecnie z jednej strony - znaczący problem środowiskowy, a z drugiej - z uwagi na skład chemiczny, mają ogromny potencjał w zakresie zagospodarowania. Aby ten potencjał właściwie wykorzystać, konieczne jest wdrażanie nowoczesnych, innowacyjnych rozwiązań technologicznych, wśród których można wymienić recykling chemiczny odpadów poliolefinowych w kierunku komponentów paliw silnikowych. Takim rozwiązaniem sprzyjają najnowsze wytyczne unijne, jak dyrektywa RED II [1], która paliwa węglowe pochodzące z recyklingu chemicznego odpadów tworzyw sztucznych traktuje na równi z biokomponentami.

1. Zawartość odpadów poliolefinowych w strumieniu odpadów komunalnych

Z raportów OECD wynika, że na całym świecie generowanych jest 258 mln Mg odpadów tworzyw sztucznych rocznie, z czego ok. 150 mln Mg trafia na składowiska lub do środowiska naturalnego, tj. lasów, rzek, mórz i oceanów. Jedynie 18% odpadów tworzyw sztucznych podlega recyklingowi [5]. Dane te jednoznacznie wskazują, że jako społeczeństwo nie radzimy sobie z zagospodarowaniem odpadów, co znacząco wpływa na degradację środowiska naturalnego. Powodów tego stanu rzeczy nie należy jednak upatrywać w plastiku jako takim, lecz w sposobie, w jakim się z nim

obchodzimy. Trudno znaleźć obecnie materiał, który w skali globalnej mógłby zastąpić plastik. Potwierdza to rosnąca światowa produkcja tworzyw sztucznych. Najnowsze prognozy wskazują, że popyt na tworzywa sztuczne wzrośnie o 90% do 2050 r. [6]. Natomiast z raportu PlasticsEurope wynika, że w samej Polsce w ostatnich 10 latach przemysł tworzyw sztucznych odnotował średnioroczny wzrost na poziomie 7,2%, dając obecnie zatrudnienie 200 tys. pracownikom [2]. Główny sektor branży tworzyw sztucznych stanowią przetwórcy, w postaci producentów wyrobów końcowych, jak np. opakowań, części AGD, RTV, czy też motoryzacyjnych. W ślad za rosnącymi wolumenami produkcyjnymi rosną również ilości odpadów tworzyw sztucznych. Według danych statystycznych za 2019 r. w Polsce wytworzono

w 2019 r. odpadów podlega recyklingowi, natomiast reszta jest spalana 30,3% oraz składowana 42,3%. I te ostatnie liczby są najlepszym opisem problemu, z którym mamy do czynienia.

2. Paliwa Węglowe - definicja zgodnie z dyrektywą RED II - jako uzupełnienie/alternatywa biokomponentów w paliwach silnikowych w ramach konieczności dekarbonizacji transportu

Dyrektywa RED II pozwala na zastosowanie pochodzących z recyklingu paliw węglowych jako komponentów paliwowych na podobnych zasadach jak biokomponenty [1]. Poniżej wymienione są 3 kluczowe artykuły dotyczące tych paliw.

Zgodnie z Art. 2 pkt 16 Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych „pochodzące z recyklingu paliwa węglowe oznaczają paliwa ciekłe lub gazowe, które są produkowane z pochodzących ze źródeł nieodnawialnych ciekłych lub stałych strumieni odpadów nienadających się do odzyskiwania materiałów zgodnie z art. 4 dyrektywy 2008/98/WE lub z pochodzącego ze źródeł nieodnawialnych gazu odlotowego z procesów technologicznych i gazu spalinowego powstałych jako nieuniknione i niezamierzone następstwo procesu produkcyjnego w instalacjach przemysłowych”.

W artykule 25 dotyczącym zwiększenia roli paliw odnawialnych w sektorze transportu zawarte są następujące ustalenia:

Artykuł 25 Zwiększanie roli energii odnawialnej w sektorze transportu

1. Aby zwiększyć stosowanie energii odnawialnej w sektorze transportu, każde państwo członkowskie

wprowadza obowiązek, by dostawcy paliw do 2030 r. zapewni-li co najmniej 14% udział energii odnawialnej w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu (zwany dalej „udziałem minimalnym”), zgodnie z orientacyjnym kursem ustalonym przez dane państwo członkowskie i obliczonym według metody określonej w niniejszym artykule oraz w art. 26 i 27. Komisja dokona oceny tego obowiązku z myślą o przedstawieniu do 2023 r. wniosku ustawodawczego dotyczącego jego zwiększenia w przypadku, gdy koszty produkcji energii odnawialnej ulegną dalszemu znacznemu obniżeniu lub, w razie konieczności, w celu spełnienia międzynarodowych zobowiązań Unii w zakresie obniżenia emisyjności, lub jeśli będzie to uzasadnione istotnym zmniejszeniem zużycia energii w Unii. Ustanawiając ten obowiązek ciążyący na dostawcach paliw, państwa członkowskie mogą wprowadzić zwolnienie dla różnych dostawców paliw i różnych nośników energii lub rozróżnienie między nimi przy zapewnieniu, aby zostały uwzględnione różne stopnie zaawansowania i koszty różnych technologii.

2. Do obliczenia udziału minimalnego, o którym mowa w akapicie pierwszym, państwa członkowskie:
 - a. uwzględniają odnawialne ciekłe i gazowe paliwa transportowe pochodzenia niebiologicznego również wtedy, gdy są one stosowane jako produkt pośredni w produkcji paliw konwencjonalnych; oraz
 - b. mogą uwzględniać pochodzące z recyklingu paliwa węglowe. W ramach udziału minimalnego, o którym mowa w akapicie pierwszym, wkład zaawansowanych biopaliw i biogazu wyprodukowanych z surowców wymienionych w załączniku IX część A jako udział w końcowym zużyciu energii w sektorze transportu ma wy-

”
Dyrektywa RED II pozwala na zastosowanie pochodzących z recyklingu paliw węglowych jako komponentów paliwowych na podobnych zasadach jak biokomponenty

12,8 mln Mg odpadów, przy czym szacuje się, że dane te są zaniżone o ok. 20% z uwagi na to że część odpadów nie trafiając do zbiórki zostaje w środowisku lub niestety kończy swój byt w domowych paleniskach. Ze wspomnianego raportu wynika również, że 12,6% zebranych odpadów stanowią odpady tworzyw sztucznych, co zważywszy na wspomniane 20% zaniżenia wyników daje ok. 1,9 mln Mg, z czego odpady opakowaniowe (poliolefinowe) stanowią ok. 56% (w 2018 r.), tj. 1 mln Mg. Ale nie ilość odpadów jest problemem, lecz sposób ich zagospodarowania. Okazuje się, że jedynie 27,4% wygenerowanych

nieść co najmniej 0,2 % w 2022 r., co najmniej 1 % w 2025 r. oraz co najmniej 3,5 % w 2030 r.

Z kolei w Artykule 27 postanowiono między innymi:

Artykuł 27 „Zasady obliczania w odniesieniu do udziałów minimalnych energii odnawialnej w sektorze transportu

1. Do celów obliczania udziałów minimalnych, o których mowa w art. 25 ust. 1 akapity pierwszy i czwarty, zastosowanie mają następujące zasady:
 - a. do obliczenia mianownika, tj. wartości energetycznej paliw w transporcie drogowym i kolejowym dostarczanych do celów zużycia lub wykorzystania na rynku, uwzględnia się: benzynę, olej napędowy, gaz ziemny, biopaliwa, biogaz, odnawialne ciekłe i gazowe paliwa transportowe pochodzenia niebiologicznego, **pochodzące z recyklingu paliwa węglowe** oraz energię elektryczną dostarczaną do sektorów transportu drogowego i kolejowego”.

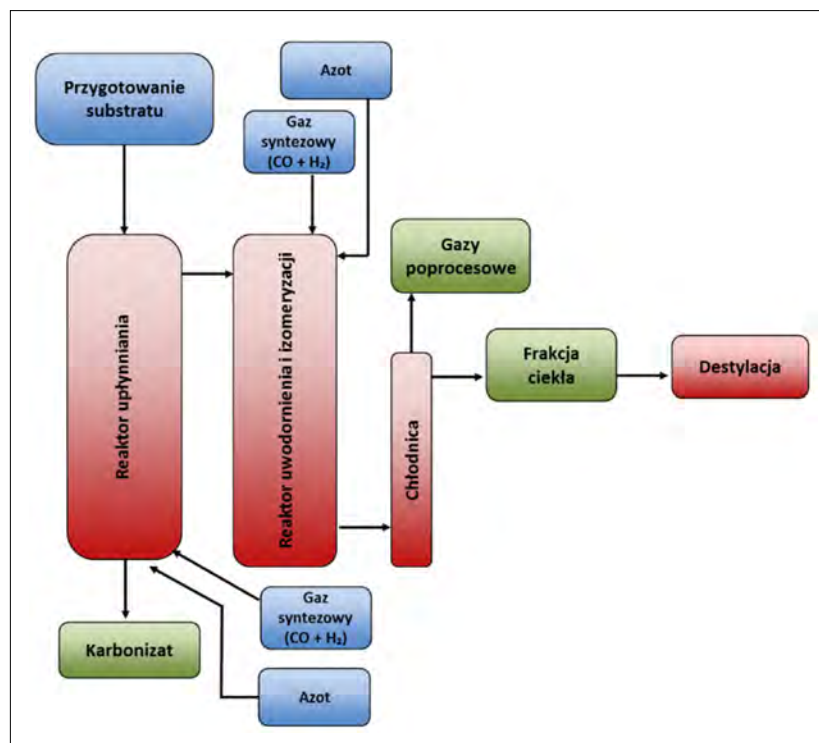
Zapisy dyrektywy RED II wyraźnie definiują „**pochodzące z recyklingu paliwa węglowe**” wskazując na możliwość uzupełniania nimi obowiązku stosowania komponentów biopaliwowych w paliwach. Wymogi tej dyrektywy spełniają w pełni frakcje węglowodorowe produkowane z poliolefinowych odpadów tworzyw sztucznych i odpadów polistyrenu.

3. Technologia produkcji „paliw węglowych” z poliolefin pozyskiwanych ze strumienia odpadów komunalnych

3.1 Nowa technologia termolizy tworzyw sztucznych

Opracowana przez polską firmę Handerek Technologies Sp. z o.o. we współpracy z naukowcami z Sieci Badawczej Łukasiewicz - Przemysłowego Instytutu Motoryzacji (Łukasiewicz - PI-MOT) technologia bezciśnieniowego przekształcania odpadów tworzyw sztucznych (PP, PE, PS) we frakcje węglowodorowe (Technologia HT), stanowi konkurencję dla hydrokrakingu i pirolizy katalitycznej. Technologia upłynniania wraz z uwodornieniem została opatentowana m. in. w: Europie, Stanach Zjednoczonych, Japonii, Chinach i Korei Południowej. Zastosowanie innowacyjnego reaktora działającego na zasadzie destylacji reaktywnej, daje możliwość uzyskania (bez udziału katalizatora) węglowodorów ciekłych, nie zawierających związków długołańcuchowych (jak ma to miejsce w przypadku pirolizy konwencjonalnej), o temperaturach wrzenia np. do 360°C. Wsad do reaktora może stanowić mieszanka wyselekcjonowanych ze składowiska (a więc

zanieczyszczonych) odpadów z PP, PE i PS. Odpady te po wstępnym osuszeniu, pocięciu i zmieszaniu poddawane są upłynnianiu w reaktorze termolizy. W reaktorze tym zachodzi termiczna destrukcja długich łańcuchów polimerowych, w której wyniku otrzymuje się związki o łańcuchach krótszych. O maksymalnej długości łańcuchów decydujemy poprzez ustawienia temperatury na wyjściu z reaktora. Szczegóły procesu zostały opisane w pozycji literaturowej [3] [4]. Oparte na destylacji reaktywnej działanie reaktora (temperatura w reaktorze nie jest stała, lecz zmienia się wzdłuż jego osi (najwyższa na dole reaktora, najniższa w górnej części), powoduje, że opary węglowodorów długołańcuchowych (o wyższej temperaturze wrzenia) kondensują w wyżej położonych partiach reaktora i spływając ponownie w dół ulegają dalszym procesom rozkładu. Proces przebiega bez katalizatora i w atmosferze gazu syntezowego ($H_2 + CO$). Opary pozosta-



Rys. 1. Schemat bezciśnieniowego procesu termolizy odpadów z tworzyw sztucznych do frakcji węglowodorowych

Źródło: Opracowanie własne

ją w reaktorze tak długo, aż uzyskane zostaną związki o temperaturze wrzenia nie wyższej niż temperatura zadana na wylocie z reaktora. Powstające węglowodory nienasycone (podobnie jak w pirolizie katalitycznej) wymagają uwodornienia, jednakże są to związki o stosunkowo małych masach cząsteczkowych i mniejszym rozrzucie mas.

Opracowany w Technologii HT proces uwodornienia jest również procesem innowacyjnym, gdyż w przeciwieństwie do procesu konwencjonalnego, jest realizowany pod ciśnieniem atmosferycznym. Uwodornienie w takich warunkach stało się możliwe dzięki prowadzeniu procesu w atmosferze gazu syntezowego, a nie czystego wodoru, jak ma to miejsce w procesie konwencjonalnym. Ostatnim etapem technologii jest rozdzielenie produktu ciekłego na różne frakcje, np. poprzez rozdestylowanie. Ogólny schemat całego procesu przedstawiono na rys. 1.

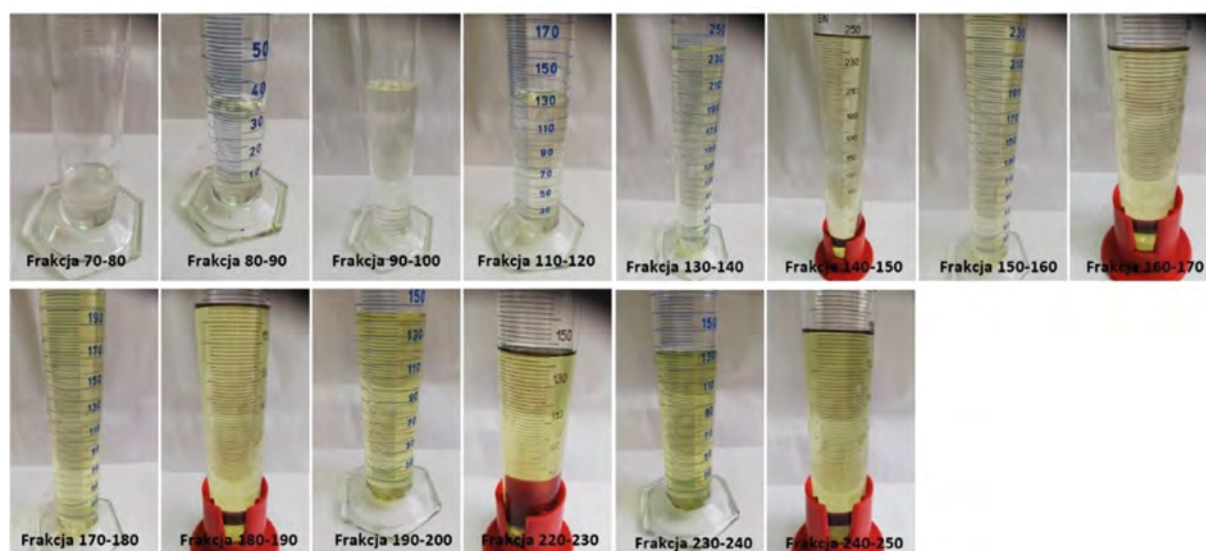
Oprócz produktu ciekłego, w wyniku termolizy tworzyw uzyskuje się również niekondensującą frakcję gazową o dużej kaloryczności (zawierającą np. metan, propan, butan). Gazy te można

wykorzystać do wytwarzania gazu syntezowego, niezbędnego do realizacji procesu lub jako paliwo do ogrzewania reaktorów. Pozostałością po procesie jest sucha frakcja stała, zawierająca karbonizat oraz związki mineralne, które zostały wprowadzone wraz ze wsadem jako zanieczyszczenia (np. piasek, kawałki folii aluminiowej, itp.). W wyniku procesu z 6 kg odsianych odpadowych tworzyw sztucznych można uzyskać około 5 kg (6,3 L) produktu ciekłego, 0,9 kg gazów o wysokiej wartości opałowej oraz 0,1 kg fazy stałej.

3.2 Produkty termolizy jako komponenty do paliw silnikowych

Celem autorów technologii było uzyskanie z odpadowych tworzyw sztucznych produktu ciekłego, który mógłby być wykorzystany do komponowania paliw silnikowych. Założenia Dyrektywy RED II stwarzają możliwość wykorzystania takich produktów upłynniania (np. zamiast biokomponentów), przy wytwarzaniu paliw i zaliczenia ich do Narodowego Celu Wskaźnikowego. Dzięki temu, eliminując przykładowo z kompozycji komercyjnego oleju napędowego

FAME (estry metylowe kwasów tłuszczowych), można by poprawić jego właściwości, a w szczególności odporność na utlenianie. Aby otrzymać odpowiednie dla paliw węglowodory, kluczowym zadaniem staje się właściwy dobór składu surowcowego do procesu termolizy. Niestety, w literaturze praktycznie brak jest informacji na temat dobierania składu wsadu polimerowego do procesu upłynniania pod kątem uzyskania dobrego produktu ciekłego do komponowania paliw silnikowych. Wyniki badań pracy wskazują, że w rezultacie krakingu termicznego odpadów z PP uzyskuje się z większą wydajnością lżejsze węglowodory podobne do benzynowych, zaś z PE cięższe - podobne do tych występujących w oleju napędowym (praca nie zawiera informacji o komponowaniu paliw). Badania przeprowadzone przez badaczy z Handerek Technologies i Łukasiewicz - PIMOT, we współpracy z Zespołem Profesora Macieja Paczuskiego z Politechniki Warszawskiej (Filia w Płocku) wykazały, że sama mieszanka PE i PP jest niewystarczająca do otrzymania dobrego jakościowo produktu, szczególnie jako komponentu



Rys. 2. Wygląd różnych frakcji uzyskanych przez rozdestylowanie produktu ciekłego termolizy mieszanki odpadowych tworzyw PE:PP:PS o wzajemnych udziałach wagowych 60:30:10

Źródło: Opracowanie własne

Parametr	Jednostka	Wymagania	Wyniki	
			ON	ON + 5% komponentu
Liczba cetanowa	-	min. 51,0	51,0	51,7
Indeks cetanowy	-	min. 46,0	51,7	52,4
Gęstość w 15°C	kg/m³	820,0-845,0	838,5	837,2
Zawartość wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych	%(m/m)	max. 8,0	2,4	3,4
Zawartość siarki	mg/kg	max. 10,0	6,0	6,0
Temperatura zapłonu	°C	powyżej 55,0	62,5	62,5
Pozostałość po koksowaniu (z 10% pozostałości destylacyjnej)	%(m/m)	max. 0,30	<0,10	<0,10
Pozostałość po spopieleniu	%(m/m)	max. 0,010	<0,001	<0,001
Zawartość wody	%(m/m)	max. 0,020	0,006	0,005
Zawartość zanieczyszczeń	mg/kg	max. 24	<12	<12
Badanie działania korodującego na miedź (3h w temperaturze 50°C)	klasa	klasa 1	klasa 1a	klasa 1a
Zawartość estrów metylowych kwasów tłuszczowych (FAME)	%(v/v)	max. 7,0	6,5	6,1
Stabilność oksydacyjna	g/m³	max. 25	2	2
	h	min. 20	>30	>30
Smarność, średnica śladu zużycia (WSD) w temperaturze 60°C	µm	max. 460	240	260
Lepkość w temperaturze 40°C	mm²/s	2,000 – 4, 500	2,747	2,742
Skład fakcyjny:				
- do temp. 250°C destyluje	%(v/v)	<65	36,4	36,0
- do temp. 350°C destyluje	%(v/v)	min. 85	93,8	93,8
- 95% (v/v) destyluje do temperatury	°C	max. 360	354,3	354,5
Temperatura zablokowania zimnego filtra	°C	max. -10 (okres przejściowy) max. 0 (okres letni)	-5	-5

Tab. 1. Wyniki badań czystego handlowego oleju napędowego oraz oleju zawierającego 5% komponentu z tworzyw sztucznych
Źródło: Opracowanie własne

benzyn, ze względu na brak w nim węglowodorów aromatycznych. Węglowodory te są istotne z punktu widzenia liczby oktanowej (poprawiają jej wartość). Przeprowadzono szereg testów z mieszankami tworzyw o różnych wzajemnych udziałach PE, PP i PS. Następnie zbadano właściwości fizykochemiczne frakcji benzynowych i frakcji oleju napędowego, uzyskanych przez rozdestylowanie ciekłego produktu termolizy. W wyniku tych prac stwierdzono, że najlepiej do zastosowań paliwowych nadaje się produkt otrzymany z mieszanki PE:PP:PS o wzajemnych udziałach wagowych 60:30:10. Właściwości tego produktu oraz frakcji uzyskanych z jego rozdestylowania zostały zbadane na Politechnice Warszawskiej. Badania te wykazały, że otrzymane frakcje mają duży potencjał jako komponenty do zastosowań paliwowych. Przykładowy wygląd frakcji otrzymanych przez rozdestylowanie produktu ciekłego przedstawiono na rys. 2.

4. Wyniki badań kompozycji paliwowych z zastosowaniem „paliw węglowych” na zgodność z wymaganiami norm EN 590 i EN 228

W celu sprawdzenia możliwości stosowania frakcji lekkiej (wrzącej do 190°C), jako komponentu do benzyn, zaś frakcji cięższej (wrzącej od 190°C do 350°C), jako komponentu oleju napędowego - przygotowano odpowiednie mieszanki paliwowe. Mieszanki te zostały następnie poddane badaniom na zgodność z normami przedmiotowymi PN-EN 228+A1:2017-06 (dla benzyn) i PN-EN 590+A1:2017-06 (dla oleju napędowego) w akredytowanym laboratorium w Łukasiewicz - PIMOT. W mieszankach wykorzystano surową benzynę i surowy olej napędowy (pozbawione wszelkich dodatków, w tym biokomponentów), a także produkty handlowe z pełnym pakietem dodatków i bio-

komponentów. Frakcję benzynową oraz frakcję oleju napędowego otrzymane z termolizy tworzyw, stosowano w mieszankach w ilości 5% v/v.

Badania próbki benzyny surowej (pozbawionej dodatków) wykazały, że benzyna nie spełnia wymagań normy w zakresie liczby oktanowej badawczej i motorowej (zbyt niskie wartości) oraz w zakresie temperatury końca destylacji (zbyt wysoka temperatura). Wprowadzenie do tej benzyny 5% v/v lekkiej frakcji z tworzyw sztucznych spowodowało nieznaczne (o mniej niż 1 jednostkę) obniżenie liczb oktanowych. Problem ten nie stanowi poważnego wyzwania technologicznego i może być w prosty sposób rozwiązany poprzez stosowanie benzyny o wyjściowo wyższych liczbach oktanowych lub poprzez dodanie do mieszanki dodatku podnoszącego wartość liczb oktanowych. Komponent z tworzyw sztucznych poprawił natomiast temperaturę końca destylacji mieszanki (w stosunku do

benzyny bazowej) do wartości zgodnych z normą przedmiotową.

W przypadku badania benzyny handlowej (z pełnym pakietem dodatków i biokomponentem) stwierdzono, że spełnia ona wymagania normy w całym badanym zakresie. Wprowadzenie do niej lekkiej frakcji z tworzyw sztucznych w ilości 5% v/v nie spowodowało zmiany żadnego badanego parametru w takim zakresie, by otrzymana mieszanka nie spełniała wymagań normy przedmiotowej.

Badane oleje napędowe (olej bez dodatków i olej handlowy z biokomponentem) spełniały wymagania normy w zakresie wszystkich badanych parametrów. Przy czym, olej bez dodatków charakteryzował się wartością temperatury zablokowania zimnego filtra (CFPP) typową dla okresu zimowego (-25°C), zaś olej handlowy wykazywał wartość CFPP charakterystyczną dla okresu letniego (-5°C). Wprowadzenie do olejów 5% v/v frakcji z tworzyw sztucznych w przypadku oleju bez dodatków spowodowało, że wartość CFPP wzrosła do -19°C, zaś w przypadku oleju handlowego parametr ten nie uległ zmianie. Generalnie stwierdzono, że wprowadzenie do olejów napędowych komponentu w postaci frakcji z termolizy tworzyw sztucznych w ilości 5% v/v nie wpłynęło negatywnie na normatywne parametry paliw. Przykładowe wyniki dla oleju handlowego z dodatkiem 5% v/v komponentu z odpadów tworzyw sztucznych oraz bez niego podano w tabeli.

Ze względu na interesujące właściwości produktu uzyskanego z termolizy

z mieszanki PE, PP i PS, jako surowce do produkcji komponentów paliw, skład mieszanki wsadu został poddany ochronie poprzez zgłoszenie patentowe nr P.438917.

Podsumowanie

Przeprowadzone badania wskazują, że Technologia HT ma charakter innowacyjny i wpisuje się w gospodarkę o obiegu zamkniętym. Z jej udziałem, w sposób relatywnie tani, bez dodatkowych procesów (jak oczyszczanie z katalizatora, oczyszczanie z węglowodorów długotańcuchowych i ich zwracanie do procesu - jak w tradycyjnej pirolizie) i co ważne pod ciśnieniem atmosferycznym, można uzyskać dobre

Wskazuje to, że uzyskane z wykorzystaniem przedmiotowej technologii komponenty mogą być stosowane jako zamienniki biokomponentów lub stanowić ich uzupełnienie. W kontekście potencjalnej implementacji zapisów Dyrektywy RED II, da to możliwość spełnienia NCW przy jednoczesnej redukcji ilości stosowanych biokomponentów (FAME i etanolu). Komercjalizacja technologii dodatkowo przyczyni się do zwiększenia recyklingu odpadowych tworzyw sztucznych, w szczególności tych, które nie mają możliwości być zagospodarowane innymi metodami, gdyż są np. zanieczyszczone, czy niewłaściwie wysortowane. Potencjał technologii został dostrzeżony na krajowych i międzynarodowych targach innowacji i wynalazków,



Zapisy dyrektywy RED II wyraźnie definiują „pochodzące z recyklingu paliwa węglowe” wskazując na możliwość uzupełniania nimi obowiązku stosowania komponentów biopaliwowych w paliwach. Wymogi tej dyrektywy spełniają w pełni frakcje węglowodorowe produkowane z poliolefinowych odpadów tworzyw sztucznych i odpadów polistyrenu

jakościowo komponenty do paliw. Jednym z warunków jest właściwe przygotowanie składu mieszanki wsadowej do reaktora, czyli zastosowanie w mieszance polietylenu i polipropylenu domieszki polistyrenu. Wydzielone z produktu ciekłego frakcje oleju napędowego i benzyny, wprowadzone w ilości 5% v/v do paliw handlowych, czy też paliw bez dodatków, nie wpływają negatywnie na normatywne parametry paliw.

a jej twórcy otrzymali wyróżnienia (Moskiewski Salon Wynalazków i Innowacyjnych Technologii Archimedes 2017), złote medale (Salon Innowacyjności Innova Barcelona 2017, Międzynarodowa Wystawa INVENT-ARENA w Trzyńcu 2018) oraz Grand Prix (Międzynarodowy Salon Innowacji INTARG Katowice 2017, iENA 2017 Norymberga). Technologia HT wskazuje, że nie ma odpadów są tylko niewykorzystane surowce. □

Bibliografia:

1. DYREKTYWA PARLAMENTU EUROPEJSKIEGO I RADY (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=en>).
2. Fundacja PlasticsEurope Polska (2021): Raport roczny. Branża tworzyw sztucznych w pandemii.
3. Matuszewska A., Hańderek A., Paczuski M., Biernat. K., Hydrocarbon Fractions from Thermolysis of Waste Plastics as Components of Engine Fuels, *Energies* 2021, 14(21), 7245; <https://doi.org/10.3390/en14217245>.
4. Matuszewska A., Hańderek A., Biernat. K., Bukrejowski P., Thermolytic Conversion of Waste Polyolefins into Fuels Fraction with the Use of Reactive Distillation and Hydrogenation with the Syngas under Atmospheric Pressure, *Energy Fuels* 2019, 33, 2, 1363–1371 <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03664>.
5. OECD (2018), Trends, policy responses, and the role of international co-operation and trade, POLICY PERSPECTIVES, OECD ENVIRONMENT POLICY PAPER NO. 12, [policy-highlights-improving-plastics-management.pdf \(oecd.org\)](https://www.oecd.org/env/policy-perspectives/improving-plastics-management.pdf).
6. Wood Mackenzie (2021), Plastic surgery: Reshaping the profile of the plastics industry, <https://www.woodmac.com/horizons/plastic-surgery-reshaping-the-profile-of-the-plastics-industry/>.

■ Ole Hedegaard Madsen,
Dyrektor ds. Technologii i Inżynierii, Babcock & Wilcox Renewable



Wielofunkcyjny zakład przetwarzania odpadów

Amager Bakke (dosłownie w j. duńskim: góra w dzielnicy Amager) zwany również Copenhill, to najnowszy zakład przetwarzania odpadów komunalnych oddany do eksploatacji w Kopenhadze. Obiekt ten ustanowił nowe standardy w kwestii ochrony środowiska, wytwarzania energii z odpadów oraz obróbki termicznej przetwarzanych tam materiałów.

Położony dokładnie naprzeciw zatoki, przy której znajduje się Pałac Królewski w Kopenhadze obiekt Amager Bakke wyróżnia się niezwyklej stokiem zjazdowym dla narciarzy przygotowanym na pochyłym dachu budynku, szlakiem turystycznym i ścianką wspinaczkową wraz z drzewami rosnącymi w poszczególnych sekcjach tego pomysłowo zagospodarowanego miejsca. Zakład zbudowany został przez spółkę Amager Ressourcecenter, będącą własnością pięciu gmin.

Spalarnia Amager Bakke wyposażona jest w dwie linie do termicznego przetwarzania odpadów, zbudowane w oparciu o technologię B&W Vølund™ oraz wspólny układ turbiny parowej i generatora pary. Każda z obydwu linii umożliwia termiczną obróbkę do 35 ton/godz. odpadów i zaprojektowana została do:

- przerobu 400 000 ton odpadów generowanych przez 600 000 mieszkańców oraz nie mniej niż 46 000 firm,
- wytwarzania pary o temperaturze 440°C i ciśnieniu 70 bar, co pozwoliło na podwojenie wydajności elektrycznej obiektu w porównaniu do starej wersji, którą zastąpił,

- zużyciu każdej tony odpadów na wygenerowanie 2,7 MWh energii cieplnej oraz 0,8 MWh energii elektrycznej,
- emitowania znacznie mniejszych stężeń emisji niż dopuszcza rygorystyczna Dyrektywa Unii Europejskiej z 2019 r. dotycząca BAT dla instalacji do przetwarzania odpadów.

Technologia na najwyższym poziomie

Amager Bakke jest wielofunkcyjnym obiektem przyciągającym uwagę i budzącym podziw na całym świecie dzięki atrakcyjności tego miejsca - mówi Ole Hedegaard Madsen, Dyrektor ds. Technologii i Inżynierii w B&W Renewable. Spalarnia zagospodarowuje odpady produkując jednocześnie energię elektryczną i ciepłą i już jest powszechnie traktowana jako architektoniczny punkt orientacyjny oraz popularny cel wycieczek rekreacyjnych. Największą atrakcją tego projektu jest połączenie nowoczesnej technologii z niezwykłą architekturą i przekazanie ich do użytku dla lokalnej społeczności - dodaje Madsen.



Najnowocześniejsza technologia i innowacyjna architektura w projekcie dedykowanym społeczności lokalnej. Spalarnia Copenhill/Amager Bakke wyróżnia się sztucznym stokiem narciarskim stworzonym na dachu budynku

Obiekt wyróżnia się pod względem rozwiązań środowiskowych, produkcji energii oraz otoczenia w jakim funkcjonuje. Zlokalizowany w pobliżu portu lotniczego i oddalony zaledwie pięć km od Placu Ratuszowego w centrum Kopenhagi obiekt nie jest zwykłą instalacją przetwarzania odpadów, lecz stał się

również turystycznym punktem orientacyjnym na mapie stolicy Danii - dodaje Madsen.

Energooszczędna, a zarazem niezatrująca powietrza

Spalarnia Copenhill maksymalizuje ilość energii odzyskiwaną z odpadów i zamienianą na energię elektryczną oraz ciepło. Całkowita sprawność zakładu jest wyjątkowo wysoka i wynosi 107% (biorąc pod uwagę niższą wartość kaloryczną spalanych odpadów), z czego 25% stanowi energia elektryczna.

W kwestii osiągniętych parametrów środowiskowych - emisje siarki zostały zmniejszone o 99,5%, a emisje NO_x utrzymywane są na poziomie nie wyższym niż 15 mg/Nm^3 . Oznacza to zmniejszenie emisji o 90% w porównaniu do poprzedniego zakładu w Kopenhadze i utrzymanie ich na poziomie o 85% niższym niż obecnie stosowane wymagania środowiskowe. Redukcja tlenków azotu (NO_x) jest realizowana przy zastosowaniu technologii selektywnej redukcji katalitycznej (SCR) dostarczonej i zamontowanej przez firmę Babcock&Wilcox we współpracy z producentem katalizatora - firmą Haldor Topsøe. Jest to pierwsza instalacja SCR w obiekcie typu spalarnia odpadów w Danii.

Najnowocześniejsza technologia zastosowana w Copenhill ma niewiarygodnie wysoką wydajność środowiskową, między innymi dlatego, że zakład w pełni i bardzo efektywnie wykorzystuje energię powstającą z odpadów. Przetwarza wszystkie rodzaje odpadów jako paliwo i nadal uzyskuje wysoki poziom odzysku energii. Dla przykładu frakcja organiczna zawarta w odpadach jest wykorzystywana bardzo efektywnie - dodaje Madsen.

Przy realizacji projektu Copenhill/Amager Bakke firma B&W odpowiedzialna była za dostawę następujących systemów:

- Suwnice do podawania odpadów oraz do transportu popiołów dennych,

Parametry procesowe	Wartości gwarantowane*	Jednostka
Wydajność	35	t/h
Niższa wartość opałowa odpadów	11.5	MJ/kg
Produkcja pary	141.1	t/h
Temperatura pary	440	°C
Ciśnienie pary	70	bar
Temp. spalin na wylocie z kotła	160	°C
Temp. wody zasilającej	130	°C

Parametry spalin po oczyszczeniu	Wartości gwarantowane*	Jednostki
NO_x **	15	mg/Nm^3
CO ***	50	mg/Nm^3
NH_3 ***	3	mg/Nm^3
Całkowity węgiel organiczny (TOC) gwarantowany	1	%
TOC zmierzony	0.2	%

Tab. Parametry techniczne spalarni (dla jednej linii technologicznej)

* Wszystkie wartości odniesione do 11% O_2 suchego powietrza;

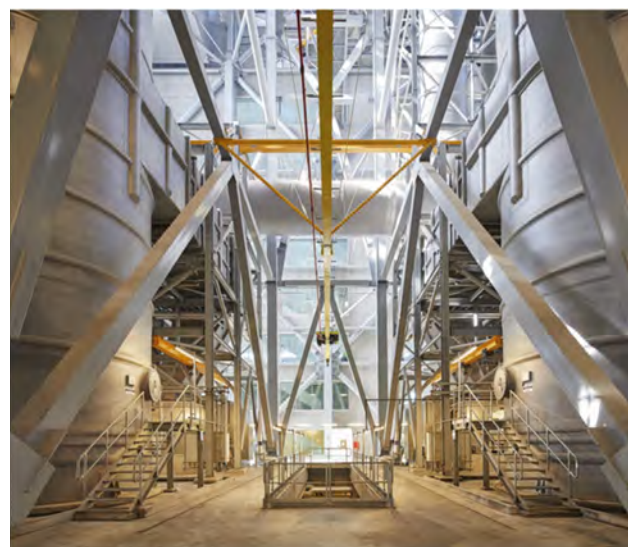
** średnia z 24 godz.; *** średnia z 30 min.

- Układ podawania paliwa wraz z lejem,
- Ruszt DynaGrate® z chłodzonymi wodą strefami szybkowycieralnymi,
- Kocioł,
- Systemy transportu popiołu,
- Układy elektryczne,
- Elektrofiltr (ESP) do redukcji stężenia pyłów,
- System SCR do redukcji emisji NO_x ,
- Ekonomizer do schłodzenia spalin,
- Układ sterowania procesem spalania.

Znakomita sprawność i odzysk energii z przetwarzanych odpadów

Spalarnia Copenhill jest przygotowana do przetwarzania 400 000 ton odpadów rocznie, dzięki czemu:

- osiąga 107% całkowitej sprawności energetycznej,
- dostarcza ciepło do 90 000 gospodarstw domowych,
- zapewnia dostawę energii elektrycznej dla 80 000 gospodarstw domowych,
- umożliwia odzyskanie ok. 100 mln litrów wody dzięki kondensacji spalin,



Wnętrze spalarni Copenhill zawiera technologię dostarczoną przez B&W Renewable, obejmującą system spalania odpadów poczynając od suwnicy poprzez system podawania paliwa, ruszt DynaGrate® i kocioł, aż po system transportu popiołu oraz układ redukcji NO_x i odpylanie spalin

- umożliwia odzyskanie do powtórnego przetworzenia 10 000 ton metali rocznie,
- wytwarza 100 000 ton popiołu rocznie wykorzystywanego do budowy dróg. □

■ Port Czystej Energii Sp. z o.o.

Port Czystej Energii

Zielona energia dla Gdańska

Pprzed Polską i Unią Europejską stoją ważne wyzwania związane z optymalnym zagospodarowaniem odpadów komunalnych. Jakość selektywnej zbiórki wciąż pozostawia wiele do życzenia i wymaga znacznej poprawy. O skali problemu świadczą to, że w Polsce wytwarza się średnio 14,5 mln ton odpadów komunalnych rocznie. Ich ilość co rok wzrasta o około 0,5 mln ton. Wdrożenie racjonalnej gospodarki odpadami powinno być nie tylko priorytetem, ale koniecznością.

Największym problemem dla środowiska i mieszkańców naszego kraju są szczególnie te odpady, które nie nadają się do recyklingu lub ponownego użycia. Ich składowanie nie jest dobrym rozwiązaniem dla środowiska, budżetów samorządów, ani dla okolicznych mieszkańców. Nie jest też prawnie możliwe. W realizacji celów związa-

nych z wprowadzeniem w Polsce zasad gospodarki cyrkularnej, kluczową rolę powinny odgrywać instalacje termicznego przekształcania odpadów. To dzięki spalarniom możliwe jest domknięcie systemu gospodarki odpadami komunalnymi. Tego typu instalacje pokazują, że każdy odpad, także ten nienadający się do wtórnego wykorzystania w roli

surowca, ma swoją wartość i nie powinien stanowić jedynie problemu. Frakcja resztkowa poddawana termicznemu przekształcaniu stanowi wartościowe paliwo służące do produkcji energii cieplnej i elektrycznej. Wykorzystanie w tej roli odpadów wpływa na obniżenie zużycia paliw kopalnych, stanowiących nieodnawialny zasób. Spalanie odpadów ogra-



Fot. Port Czystej Energii

nicza również emisję gazów cieplarnianych w sposób bezpośredni (z instalacji) i wtórny (emisja metanu ze składowisk) i to jest najlepsza droga wszystkich miast w kierunku osiągnięcia neutralności klimatycznej.

Gdańsk jest doskonałym tego przykładem, gdzie cele gospodarki cyrkularnej i zdroworozsądkowego zarządzania, wdrażane są z powodzeniem. To właśnie w tym mieście powstaje nowoczesny zakład termicznego przekształcania odpadów komunalnych - Port Czystej Energii. Instalacja, której oddanie do użytku przewidziane zostało na koniec 2023 r., umożliwi termiczne przekształcanie najbardziej uciążliwych odpadów komunalnych, dodatkowo odzyskując i zwracając do środowiska zawartą w nich energię. *- Znajdujemy się w bardzo ważnym momencie zmian, jeśli chodzi o przyszłość gospodarki odpadami. To czas na poszukiwanie rozwiązań i definiowanie wyzwań, które będą stać przed nami w kolejnych latach - mówi Sławomir Kiskurno, Prezes Portu Czystej Energii i dodaje: W zmieniającej się sytuacji gospodarczej i legislacyjnej niezbędna jest wizja i determinacja oraz potrzeba sprawnego działania, w tym wykorzystania najlepszych praktyk z branży. To czas dla tych, którzy wiedzą czego chcą, dla przewidujących i przygotowanych.*

Zapotrzebowanie na nowoczesne zakłady termicznego przekształcania odpadów jest duże. Tylko w samym 2020 r. w Gdańsku statystyczny mieszkaniec wyprodukował 422 kg odpadów komunalnych. Podobne ilości utrzymują się od 2018 r. Jeśli jednak spojrzeć na liczbę wytwarzanych odpadów w dłuższej perspektywie i szerszym kontekście, to wzrost produkcji odpadów komunalnych jest zauważalny. Dla porównania w 2013 r. statystyczny mieszkaniec Gdańska wyprodukował 359 kg odpadów komunalnych, czyli o 63 kg mniej, niż ma to miejsce obecnie. Długookresowe prognozy wskazują, że problem utylizacji nie jest możliwy do rozwiązania bez przemysłowej, długofalowej i wszechstronnej strategii działań. Zbierane od lat dane wska-

zuja, że ilość wytwarzanych odpadów będzie się zwiększać także w kolejnych latach, jeżeli trend się nie zmieni. Warto wspomnieć, że wykonane na potrzebę przygotowania dokumentów planistycznych - blisko 10 lat temu - analizy morfologii odpadów, również ilościowe oraz prognozy na najbliższe 30 lat sprawdzają się w 100%. Gdańsk systematycznie weryfikuje gromadzone dane i sporządza prognozy. Tylko wtedy można mówić o odpowiedzialnym planowaniu i sprawnym zarządzaniu. Według analiz i prognoz widać systematyczny wzrost konsumpcji spowodowany bogaceniem się społeczeństwa oraz coraz większą ilość odpadów opakowaniowych, które nie nadają się do recyklingu. Jak na dłoni widać, że zakłady termicznego przekształcania odpadów są niezbędne do realizacji ważnych środowiskowo celów. Port

odpadów komunalnych wytwarzanych przez mieszkańców jest praktycznie niemożliwe, a te z nich, które nie nadają się do odzysku surowców, należy skierować do odzysku energii. Stanowią one obecnie około 30-40% wszystkich odpadów komunalnych. Wyzwaniem w kwestii utylizacji odpadów komunalnych jest także zakaz, który ma obowiązywać od 2035 r., mówiący o ograniczeniu składowania do 10% łącznej ilości odpadów komunalnych trafiających do zagospodarowania. To kolejne wyzwanie o charakterze środowiskowym, ale też i prawnym. Obecnie w Polsce składowanych jest przeszło 50% wszystkich odpadów. Tylko zakłady termicznego przekształcania mogą rozwiązać ten problem. Gdy w gminie ich nie ma, konieczne jest znalezienie podmiotu, który zajmie się ich zagospodarowaniem. Taka praktyka



Gdańska instalacja będzie jedną z najbardziej przyjaznych dla środowiska ze wszystkich blisko 500 instalacji eksploatowanych obecnie w Europie

Czystej Energii, który właśnie powstaje, ma w znacznym stopniu w tym pomóc.

W ostatnich latach regulacje prawne dotyczące zagospodarowania odpadów komunalnych, zarówno w Polsce jak i Unii Europejskiej, zmieniają się każdego roku. Stanowi to duże wyzwanie dla samorządów decydujących się na budowę takich instalacji, jak powstająca w Gdańsku. Przy podjęciu tego typu odważnych kroków gminy muszą liczyć się z ciągłym dostosowywaniem się do zmieniających się warunków prawnych. Niestety, nie wszystkie zmiany wpływają na poprawę tych warunków, tym samym inwestowanie w tak niepewnym otoczeniu prawnym obarczone jest dużym ryzykiem. Od 2016 zgodnie z przepisami nie jest możliwe składowanie odpadów o kaloryczności powyżej 6 MJ/kg. To głównie ta część odpadów, która pozostaje po procesie sortowania odpadów resztkowych (zmieszanych). Wspomniana zmiana przepisów oznacza, że składowanie

nie dość, że nie rozwiązuje problemu, to jeszcze oznacza konieczność wyłonienia wykonawcy tego rodzaju usług i poniesienia znacznych kosztów. Warto dodać, iż przewyższają one obecnie blisko dwukrotnie koszt termicznego przekształcania. Jednak największym problemem jest brak dostępności instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych (ITPOK), który nie tylko powoduje wzrost cen na rynku zagospodarowania tzw. frakcji energetycznej (resztkowej, kalorycznej, nadsitowej, itp.), ale przede wszystkim wzmacnia „szarą strefę” w gospodarce odpadami. Trend wzrostowy ilości odpadów komunalnych wraz z malejącymi możliwościami ich zagospodarowania to czynniki, które będą determinować w kolejnych latach i dekadach konieczność wypracowania rozwiązań w skali kraju. Dlatego też warto brać przykład z państw, w których ITPOK funkcjonują jako zwyczajny, ale zarazem niezbędny element systemu.

- W Polsce mamy zaledwie dziewięć instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych, które mają stosunkowo małe moce. Mówię „zaledwie”, bo dla porównania w Niemczech działa 97 spalarni, we Francji ponad 120. Tam instalacje te bardzo dobrze regulują rynek zagospodarowania odpadów, są komplementarne z systemem recyklingu. Nie zastępują go, ale uzupełniają, odzyskując energię tam, gdzie nie sposób odzyskać już surowca. W Polsce przerób termiczny odpadów jest na poziomie Finlandii, tylko że Finowie mają pięć mln mieszkańców, a my blisko 8 razy więcej. Stąd wynika potrzeba budowy spalarni odpadów, jako przyjaznych dla środowiska elektrociepłowni - mówi Prezes Zarządu Portu Czystej Energii, Sławomir Kiszurno.

Port Czystej Energii, czyli powstający nowoczesny zakład termicznego przekształcania odpadów, zagospodaruje frakcję kaloryczną (po sortowni), która stanowi ogromny problem dla środowiska, problem ekonomiczny oraz w znacznym stopniu również społeczny. Odzysk energetyczny przyniesie też dodatkowe korzyści. Nie tylko ograniczy ilość odpadów, ale przekształci je

w energię elektryczną oraz ciepło dla mieszkańców Gdańska. Tego rodzaju zielona energia będzie doskonałą alternatywą dla węgla i gazu ziemnego, których zasoby są bardzo ograniczone, a ich wykorzystanie niesie za sobą znaczne obciążenia dla środowiska. Proces przekształcania odpadów w energię wpisuje się ponadto w ideę gospodarki obiegu zamkniętego. Port Czystej Energii będzie mógł zapewnić ciepłą wodę aż 70 tysiącom gospodarstw domowych, a zimą ogrzać blisko 19 tysięcy mieszkań. Roczna produkcja energii elektrycznej wyprodukowanej w spalarni wystarczałaby na zasilenie całego taboru tramwajowego w Gdańsku przez 3,5 r.

Port Czystej Energii będzie inwestycją opłacalną pod wieloma względami. Zapewni stabilizację kosztów zagospodarowania odpadów, tym samym i opłat uiszczanych w tym celu przez mieszkańców. Dzięki zmniejszeniu strumienia odpadów trafiających na składowisko, wydłuży się jego żywotność. Port Czystej Energii to także inwestycja, która przyniesie korzyści pozafinansowe: wykorzystanie odpadów do dywersyfikacji źródeł ciepła i energii elektrycznej. Zmniejszy też emisję zanieczyszczeń do

atmosfery, bo termiczne przekształcanie odpadów powoduje znacznie mniejsze emisje zanieczyszczeń niż tradycyjne elektrociepłowni i ciepłowni opalane węglem, czy gazem. To zasługa nowoczesnych systemów oczyszczania spalin oraz bardzo rygorystycznych norm emisji zanieczyszczeń do środowiska.

Przeciwnicy zakładów termicznego przekształcania odpadów podnoszą argument o szkodliwości tego typu rozwiązań. Są to jednak zazwyczaj osoby, które nie zdają sobie sprawy z tego, jaka technologia stoi za takimi instalacjami. Rozbudowany i zaawansowany system oczyszczania spalin jest znacznie efektywniejszy niż w przypadku klasycznych ciepłowni. W przypadku Portu Czystej Energii stosowana będzie rusztowa technologia spalania odpadów, najbardziej optymalna dla tego rodzaju paliwa i co najważniejsze bezpieczna.

- Dzisiejsza świadomość społeczna jest inna niż jeszcze kilka, czy kilkanaście lat temu. Dzieje się tak, bo eksploatowane obecnie tego typu zakłady są praktycznie w zasięgu ręki, a mieszkańcy mogą pojechać, zwiedzić i zobaczyć, że „diabeł” wcale nie taki straszny jak go malują. Przeciwnikami są raczej lob-



być innych metod zagospodarowania odpadów, często niesprawdzonych, nie mających wdrożeń, gdzie można by było na własne oczy ocenić ich funkcjonowanie - mówi Prezes Zarządu Portu Czystej Energii, Sławomir Kiszkurko.

Gdańska instalacja będzie jedną z najbardziej przyjaznych dla środowiska ze wszystkich blisko 500 instalacji eksploatowanych obecnie w Europie. Od samego początku jest projektowana z dużym naciskiem na aspekty ochrony środowiska i spełniać będzie z nawiązką nowe wymogi BAT (*Best Available Technology*), wynikające z Decyzji Wykonawczej Komisji (UE) 2019/2010, dotyczącej norm zanieczyszczeń środowiska, głównie emisji. Odpady będą spalane w temperaturze powyżej 850°C. Tak wysoka temperatura pracy kotła pozwoli na neutralizację szkodliwych związków, w tym dioksyn, które będą ulegać rozkładowi podczas spalania. Instalacja będzie stale monitorowana przez rozbudowaną sieć czujników, monitorujących m. in. zawartość amoniaku i rtęci w spalinach. Spalarnia będzie poddawać termicznemu przekształcaniu 160 tys. ton odpadów rocznie, które nie nadają się do recyklingu. To wielkość, jaką zadeklarowały „wygrane” gminy, które podpisały współpracę z Portem Czystej Energii i są nieprzerwanie od blisko 10 lat interesariuszami realizowanego projektu.

Funkcjonowanie gospodarki odpadami komunalnymi w formie cyrkularnej nie jest możliwe bez zakładów termicznego przekształcania frakcji energetycznej. Tego rodzaju projekty finansowo wspiera obecnie Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Nie inaczej było i jest w przypadku ITPOK w Gdańsku. 25 kwietnia 2018 r. została podpisana umowa o dofinansowanie budowy na kwotę ponad 270 mln zł. Obecnie wartość projektu wynosi blisko 610 mln zł.

Działania NFOŚiGW mają na celu przyspieszenie powstania kolejnych niezbędnych tego typu obiektów w celu uzupełnienia funkcjonujących w gminach

systemów gospodarowania odpadami. Ambitnym celem jest ustabilizowanie ilości wytwarzanych odpadów na poziomie 15 mln ton rocznie. NFOŚiGW patrzy jeszcze szerzej. Działania funduszu mają ułatwić proces zbierania, recyklingu i powtórnego wykorzystania odpadów, z których w efekcie zostanie wytworzona energia i ciepło. Nabory w programie NFOŚiGW „Racjonalna gospodarka odpadami” są przeprowadzane w trzech segmentach: selektywnego zbierania i zapobiegania powstawaniu odpadów, instalacji gospodarowania odpadami oraz wykorzystania paliw alternatywnych na cele energetyczne.

6 lipca 2020 r. rozpoczęły się prace ziemne na terenie budowy gdańskiego zakładu termicznego przekształcania odpadów komunalnych - Portu Czystej Energii. Proces budowlany zaczął się od wymiany gruntów nienośnych w miejscu inwestycji, niezbędnej do bezpiecznego posadowienia instalacji. Od tego czasu prace na budowie Portu Czystej Energii idą zgodnie z planem. - *Minio-*

ny rok był bardzo intensywny, a przed nami kolejny, jeszcze dynamiczniejszy. Instalacja jest niezwykle skomplikowana, a sam system oczyszczania spalin będzie jednym z najbardziej efektywnych spośród wszystkich tego typu instalacji w całej Europie. Możemy śmiało ocenić, że prace na budowie idą bardzo sprawnie i póki co - zgodnie z wyznaczonymi w harmonogramie terminami - mówi Prezes Zarządu Portu Czystej Energii, Sławomir Kiszkurko.

- *Realizacja projektu jest ostatnim, brakującym ogniwem systemu gospodarki odpadami komunalnymi w regionie pomorskim, dzięki któremu będziemy mogli się porównywać i korzystać na bieżąco z doświadczeń miast i krajów, w których od lat z powodzeniem funkcjonują tego typu systemy, gdzie odzysk energetyczny z odpadów jest komplementarny ze stojącymi wyżej w piramidzie gospodarki odpadami formami postępowania z nimi jak recykling, czy powtórne wykorzystanie -* dodaje Sławomir Kiszkurko. □



Fot. Port Czystej Energii

■ Danuta Kukielska,

Sieć Badawcza Łukasiewicz - Instytut Mechanizacji Budownictwa i Górnictwa Skalnego

Alternatywna technologia termicznego przekształcania odpadów komunalnych

Odpady komunalne stanowią tylko ok. 10% wszystkich odpadów, są jednak poważnym problemem. Sposobem na rozwiązanie tego problemu jest przekształcanie termiczne. Taki kierunek można zaobserwować w UE. Udział tej metody stale wzrasta i z reguły jest podstawowym sposobem radzenia sobie z odpadami komunalnymi. Ale czy powinno to dotyczyć wszystkich odpadów komunalnych? Zwłaszcza, że zwykle rozumiane jest jako spalanie w celu uzyskania energii cieplej. Czy dla osadów ściekowych to jest najlepszy sposób?

Według KPGO [1] w 2025 r. w przeliczeniu na suchą masę ich ilość osadów ściekowych wyniesie 630-800 tys. Mg/r. i powstawać będzie ok. 1 mln ton rocznie. Oznacza to konieczność znalezienia dobrego sposobu zagospodarowania osadów ściekowych takiego, którego efekt będzie miał powszechne, masowe zastosowanie. Od kiedy UE rozporządzeniem zakazała od 1 stycznia 2016 r. [2] składowania osadów ściekowych oraz wykorzystywania ich rolniczo, nakazując efektywne ich wykorzystanie, zgodnie z zaleceniami MŚ [3] osady ściekowe mogą być:

- stosowane w rolnictwie,
- kompostowane,
- stosowane w biogazowniach,
- termicznie przekształcanie.

Przyrodnicze stosowanie osadów ściekowych jest ograniczone ze względu na zanieczyszczenia, bezpieczną

metodą jest przekształcanie termiczne i takie są tendencje w rozwiniętych krajach.

Spalanie osadów ściekowych

Proces termicznego przekształcania osadów ściekowych rozumie się głównie jako odzysk energii wykorzystywanej do celów grzewczych lub produkcji innych rodzajów energii.



Proces termicznego przekształcania osadów ściekowych rozumie się głównie jako odzysk energii wykorzystywanej do celów grzewczych lub produkcji innych rodzajów energii

Ze względu na wartość opałową wątpliwa jest możliwość samodzielnego spalania osadów ściekowych. Autotermicznie spalanie osadów jest możliwe

tylko kiedy są odwodnione, tzn. proces termicznego przekształcania musi być poprzedzony odwadnianiem i suszeniem. Wartość opałowa osadów ściekowych nie zawsze pokrywa te potrzeby.

Współspalanie z dodatkowym paliwem (węgiel, olej opałowy, biogaz, słoma) ma swoje wady. Głównie sprowadzają się do faktu, że w efekcie powstają UPS kwalifikowane jako niebezpieczne. Zagospodarowanie tych pozostałości jest trudne i drogie. Koszt składowania

podziemnego, wypełnianie wyeksploatowanych wyrobisk podziemnych, czy składowanie na powierzchni ziemi wynosi w granicach 100-150 €/Mg (dane

2006 r.). Przy czym żaden z tych sposobów nie zmienia ilości odpadu.

Szczególnie popularne jest współspalanie w cementowniach, ale jest też

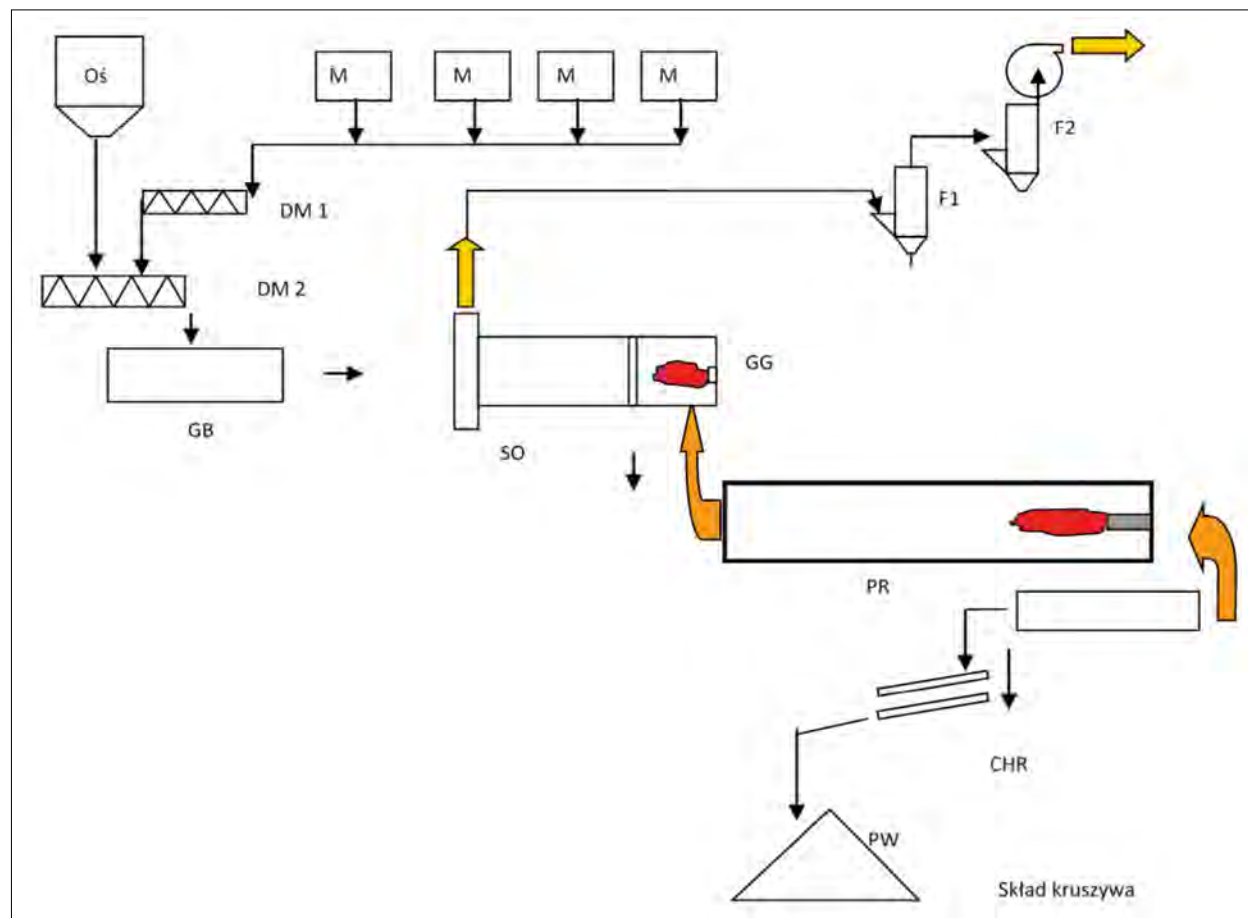
wątpliwe ze względów ekologicznych. Produkcja cementu jest jednym z najbardziej obciążonych emisją CO₂ procesów, więc raczej należy ją ilościowo ograni-

czyć i ewentualnie stosować domieszki do zmielonego klinkieru.

Ogólnie rzecz biorąc, współspalanie jest trudne ze względu na odmienną charakterystykę procesów spalania samego osadu i dodatkowego paliwa. Instalacja musi spełniać odmienne wymagania, co wymusza dodatkowe działania (np. rozdrabnianie, suszenie) podnoszące koszty inwestycyjne i eksploatacyjne. Instalacje tego typu sprawiają kłopoty, czego przykładem może być warszawska Czajka. Wystarczy wspomnieć artykuł Gazety Wyborczej. Wiele mówi tytuł - „Miliony wypływają z Czajki”. Pierwszy akapit pokazuje jak kłopotliwa może być eksploatacja takiej instalacji: „Wodociągi przyznały się do kolejnej awarii: w oczyszczalni Czajka zepsuła się spalarnia osadów ścieko-

Skład chemiczny popiołów (% wag.)	Popioły lotne ze spalarni odpadów komunalnych				Popioły lotne z elektrociepłowni (paliwa konwencjonalne)		
	Badania własne metodą spektrometrii (WDXRF)		Dane literaturowe				
	Spalarnia 1	Spalarnia 2	1	2	Min.	Max.	Średnia
SiO ₂	31,72	31,47	21,00	43,20	41,41	75,61	65,80
Al ₂ O ₃	17,47	9,18	13,75	4,96	9,24	17,19	9,24
Fe ₂ O ₃	7,99	8,64	1,98	2,17	2,16	6,48	3,72
P ₂ O ₅	16,370	23,451	21,19	38,09	0,45	2,87	1,03
CaO	15,71	14,82	17,80	21,29	1,91	29,23	10,45
MgO	0,209	0,115	3,86	3,81	0,84	4,00	2,13
BaO	2,78	5,36	0,05	0,08			
K ₂ O			1,05	1,49	0,07	1,70	0,81
Na ₂ O	1,38	2,26	0,44	0,41	0,10	0,75	0,68
SO ₃	0,90	0,97	0,61	1,0	0,30	17,40	3,59

Tab. 1. Skład chemiczny popiołów lotnych (badania własnych i danych literaturowych [5,6])



Rys. 1. Schemat technologii termicznego przetwarzania odpadów komunalnych

Os - zbiornik osadów ściekowych; M - zbiorniki pozostałych surowców odpadowych; DM 1, DM 2 - mieszalniki; GB - granulator bębnowy; SO - suszarnia obrotowa; GG - generator gazów suszących; PR - piec rurowy; CHR - chłodnik rurowy; PW - przesiewacz wibracyjny; KR - kruszarka; F1 - filtr mechaniczny tkaninowy; F2 - filtr chemiczny

wych. Nie działa już od 10 miesięcy! Ponad 100 tys. ton osadów wywieziono już stąd do utylizacji"[4].

A więc co w zamian?

Trudne problemy generowane spalaniem odpadów komunalnych

Odpady komunalne przed spalaniem nie są kwalifikowane jako odpady niebezpieczne, po procesie spalania pozostają resztki, w których substancje potencjalnie niebezpieczne (związki metali ciężkich) kumulują się i to w postaci bardziej mobilnej, np. chlorków i tlenków. Wytworzony odpad jest niestabilny i zgodnie z przepisami musi być unieszkodliwiony lub stabilizowany. Dotychczasowe procedury postępowania są albo drogie, albo nie gwarantują odpowiedniej skuteczności. Wraz ze wzrostem liczby spalarni odpadów komunalnych należy spodziewać się wzrostu ilości odpadów niebezpiecznych.

Stosowane metody gospodarczego wykorzystania popiołów lotnych z procesów spalania paliw konwencjonalnych nie mają zastosowania do UPS ze spalania odpadów komunalnych, co wynika z zasadniczo różnego składu chemicznego. W przypadku pyłów ze spalarni odpadów komunalnych nie ma możliwości stosowanie ich jako zamiennika surowców naturalnych do wytwarzania materiałów budowlanych. Różnice pokazuje tablica 1. Czy jest inny sposób?

Termiczne przekształcanie osadów ściekowych inaczej

Odpowiedzią na postawione pytania może być inny sposób przekształcania termicznego osadów ściekowych. Przekształcanie termiczne osadów ściekowych nie musi oznaczać tylko spalania. Proces ten nie musi być nakierowany na odzysk energii do celów grzewczych lub innych rodzajów energii. Dobrą alternatywą jest termiczne przekształcanie osadów ściekowych w wyniku, którego otrzymuje się lekkie kruszywo sztuczne.



Zrealizowanie założeń Polityki Zrównoważonego Rozwoju w obszarze odpadów komunalnych jest możliwe. Idealnym rozwiązaniem byłoby tworzenie całego kompleksu instalacji dedykowanych gospodarce odpadami komunalnymi

Proces polega na przeprowadzeniu syntezy termicznej kilku surowców odpadowych (tylko odpadowych), w tym osadów ściekowych - jako głównego składnika. W wyniku reakcji powstaje struktura, wytworzona na bazie związków krzemianowych, analogiczna jak w minerałach naturalnych. Proces przebiega w prostej instalacji wg schematu na rys. 1.

Taki proces jest także nowatorskim rozwiązaniem w dziedzinie unieszkodliwiania odpadów niebezpiecznych. Dotychczasowe metody dla popiołów lotnych i innych UPS zawierających związki

metali ciężkich wyłącznie stabilizowały je (często mało skutecznie), a następnie składowały. W związku z tym konieczna była budowa nowych składowisk i ich obsługa (koszty). Przedstawione rozwiązanie w wyniku stabilizacji pozwala otrzymać wyrób rynkowy (nie odpad do składowania).

Materiał, który jak osady ściekowe jest wytwarzany masowo - musi być zagospodarowany w taki sposób, aby rezultat procesu mógłby być masowo konsumowany. Ten warunek spełnia kruszywo. Kruszywa są ilościowo największą grupą eksploatowanych kopa-

lin i stanowią ok. 1/3 zużywanych przez ludzkość surowców. W Polsce wydobyć i produkcja kruszyw naturalnych stanowi 75-80% wydobyć surowców skalnych i ponad 50% łącznego wydobyć wszystkich kopalin stałych. W początkowym okresie transformacji ustrojowej Polska była znaczącym eksporterem kruszyw naturalnych. Obecnie importujemy 5-6 mln t kruszyw rocznie. Dostępność naturalnych surowców jest ograniczona (wielkość zasobów, wyczerpywanie się złóż, ochrona środowiska, rozwój urbanistyczny). Zapotrzebowanie na kru-



Mieszanie i ważenie



Piec obrotowy

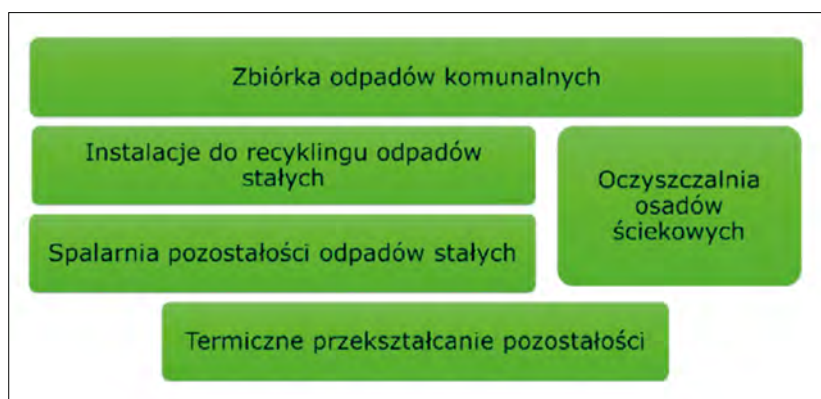


Unieszkodliwiania gazów poreakcyjnych

Rys. 2. Elementy linii do syntezy termicznej osadów ściekowych



Rys. 3. Przykłady kruszyw z osadów ściekowych



Rys. 4. Idea kompleksu do zagospodarowania odpadów komunalnych w ramach GOZ

szywa alternatywne jest duże, zwłaszcza na kruszywa lekkie jest bardzo duże i nie zaspokojone. Atrakcyjne są także właściwości tego kruszywa (rys. 3), a zwłaszcza stosunek wytrzymałości do izolacyjności oraz możliwość kreowania właściwości.

Racjonalna gospodarka odpadami komunalnymi

Zrealizowanie założeń Polityki Zrównoważonego Rozwoju w obszarze od-

padów komunalnych jest możliwe. Idealnym rozwiązaniem byłoby tworzenie całego kompleksu instalacji dedykowanych gospodarce odpadami komunalnymi. Aktualnie jednostki zobowiązane do zbiórki odpadów komunalnych skupiają się na umożliwieniu recyklingu, tzn. na selektywnej zbiórce. Niemniej istnieje spora część odpadów, które odbierane są jako odpady zmieszane, które łącznie z pozostałościami stanowią frakcję palną (łącznie ok. 2-3 mln Mg wykorzystane w spalarni odpadów stałych).

Równolegle odbierane są osady ściekowe, które po obróbce w oczyszczalni (np. odzysk wody) muszą zgodnie z rozporządzeniem UE zostać zagospodarowane. Włączenie do tego kompleksu (instalacje recyklingowe, spalarnia odpadów stałych, oczyszczalnia ścieków) instalacji do przekształcania termicznego osadów ściekowych, której końcowym wyrobem jest kruszywo, wyrób rynkowy, pozwoliłoby domknąć obieg. W tym procesie termicznym można oprócz osadów ściekowych użyć UPS ze spalarni, a także popioły lotne z instalacji, zaś sam proces jest bezodpadowy. Byłoby to więc ogniwo dopinające obieg zamknięty. Z zestawu surowców odpadowych uzyskano by wyrób rynkowy o szerokim zastosowaniu, bardzo poszukiwany na rynku.

Przedstawione rozwiązanie pozwala ostatecznie pozbyć się odpadów trudnych do zagospodarowania, realizując ideę GOZ (proces jest bezodpadowy). W ramach jednego procesu można wyprodukować atrakcyjny materiał budowlany i unieszkodliwić niebezpieczne odpady (UPS), realizując ideę Polityki Zrównoważonego Rozwoju (odpady wytwarzane aktualnie nie zostają dla następnych generacji, lecz są zagospodarowane przez pokolenie, które je wytworzyło). Zaspokajane są potrzeby obecnej generacji bez ograniczania praw przyszłych pokoleń. Rozwój gospodarczy obecnego pokolenia nie jest ograniczony. Ma ono dostęp do nowoczesnych wyrobów o większych możliwościach, a zasoby nieodnawialne są chronione i nie jest niszczone środowisko naturalne. □

Literatura:

- [1] Krajowego Planu Gospodarowania Odpadami 2022.
- [2] Dyrektywa Rady (86/278/EWG) w sprawie ochrony środowiska, w szczególności gleby, w przypadku wykorzystywania osadów ściekowych w rolnictwie.
- [3] Strategia postępowania z komunalnymi osadami ściekowymi na lata 2019-2022.
- [4] Gazeta Wyborcza, dodatek Stołeczna 21.09.19.
- [5] [1] Waldemar KĘPYS, Radosław POMYKAŁA, Jacek PIETRZYK. Właściwości popiołów lotnych z termicznego przekształcania komunalnych osadów ściekowych. Journal of the Polish Mineral Engineering Society Styczeń - czerwiec 2103, str. 11-18.
- [6] Dominika Szponder. Badania wybranych właściwości popiołów lotnych z zastosowaniem analizy obrazu. Rozprawa doktorska AGH 2012 r.

■ Adw. dr Lucyna Staniszevska,
Dr Krystian Ziemiaki & Partners Kancelaria Prawna Sp. kom.

Kontrole i kary w gospodarce odpadami a gwarancje praw przedsiębiorcy

Kontrole w zakresie ochrony środowiska, a zwłaszcza gospodarki odpadami budzą wiele emocji i wątpliwości przedsiębiorców. Przedsiębiorcy często zadają pytania: jakie uprawnienia posiada kontrolujący, czy korzystający z władztwa organ kontrolujący może żądać dokumentów niezwiązanych bezpośrednio z zakresem kontroli, czy i kiedy może dojść do wyłączenia pracownika organu? Jakie są środki ochrony prawnej przeciwko ustaleniom zawartym w protokole kontroli, a także jakie są skutki podpisania protokołu z pokontrolnego? Są to tylko niektóre istotne zagadnienia związane z prowadzoną kontrolą.

Rodzaje kontroli w gospodarce odpadami

Ustawa z dnia 20 lipca 1991 r. o Inspekcji Ochrony Środowiska (u.i.o.ś.) przyznaje organom inspekcji ochrony środowiska szereg kompetencji kontrolnych. Jednym z tych organów jest Inspektor Ochrony Środowiska (IOŚ), który kieruje działalnością Inspekcji Ochrony Środowiska. Na podstawie art. 9 ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska, prowadzi on kontrole planowe oraz pozaplanowe. Wśród kontroli pozaplanowych ustawodawca wyróżnił kontrole przeprowadzane, na wniosek organów administracji publicznej lub podmiotów, o ile przepisy szczególne przewidują możliwość występowania z takim wnioskiem oraz kontrole interwencyjne. Natomiast kontrole interwencyjne w rozumieniu

ustawy oznaczają, kontrole przeprowadzane w związku z rozpatrywaniem skarg i interwencji dotyczących zanieczyszczenia środowiska lub podejrzenia wystąpienia takiego zanieczyszczenia, wystąpienia poważnych awarii lub w celu przeciwdziałania popełnieniu przestępstwa lub wykroczenia.

O ile regulacje dotyczące kontroli planowych odsyłają do rozdziału 5 ustawy Prawo Przedsiębiorców, o tyle kontrole pozaplanowe odbywają się z wyłączeniem przepisów ww. ustawy. Wyłączenie ustawy prawo przedsiębiorców powoduje wiele konsekwencji prawnych. Art. 9 ust. 2 ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska wyłącza z zastosowania art. 47, art. 48, art. 50, art. 51, art. 54, art. 55 oraz art. 58 Prawa przedsiębiorców.

Oznacza to między innymi to, że do kontroli pozaplanowych nie ma zastoso-

wania instytucja zawiadomienia przedsiębiorcy o zamiarze wszczęcia kontroli. Kontrola może zostać przeprowadzona bez obecności przedsiębiorcy lub osoby przez niego upoważnionej. Wyłączone zostały ograniczenia w zakresie prowadzenia kontroli, co jest równoznaczne z tym, że równocześnie może być prowadzona więcej niż jedna kontrola działalności przedsiębiorcy. Organ może przeprowadzić ponowną kontrolę w tym samym zakresie, co uprzednio prowadzona kontrola. Uprawnienia organów kontrolnych Inspekcji Ochrony Środowiska są niezwykle szerokie. Nowelizacja ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska z 2018 r. upoważniła IOŚ do ścigania przestępstw przeciwko środowisku, określonych w kodeksie karnym i wykroczeń wskazanych w kodeksie wykroczeń, wraz z możliwością wno-

szenia i popierania aktów oskarżenia. Wyłączenie ww. przepisów oraz rozpiętość kompetencji Inspekcji jest związana z tzw. „szarą strefą” w zakresie odpadów. Niestety w praktyce dotyka to także leganie i prawidłowo działających przedsiębiorców gospodarujących odpadami.

Rozszerzenie uprawnień Inspekcji, wprowadzone nowelizacją ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska, jak wskazano w jej uzasadnieniu miało na celu „skuteczne prowadzenie kontroli w zakresie korzystania ze środowiska oraz wzrost konkurencyjności przedsiębiorstw poprzez wyeliminowanie szarej strefy w gospodarce odpadami. Jednak w następstwie szerokiego spektrum uprawnień IOŚ, dochodzi do nadużycia organów poprzez nieuzasadnione ingerencje w działalność legalnych przedsiębiorców.

Pamiętać należy, że podstawowe zasady prawa przedsiębiorców takie jak domniemanie uczciwości przedsiębiorcy; rozstrzyganie wątpliwości faktycznych na korzyść przedsiębiorcy; przyjaznej interpretacji prawa; zasada pogłębiania zaufania, proporcjonalności, bezstronności i równego traktowania znajdują zastosowanie do przedsiębiorców gospodarujących odpadami.

Postępowanie kontrolne - porady praktyczne

Zgodnie z art. 11 ust. 1 ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska z czynności kontrolnych inspektor sporządza **protokół**, którego jeden egzemplarz doręcza kierownikowi kontrolowanej jednostki organizacyjnej lub kontrolowanej osobie fizycznej. Protokół powinien odzwierciedlać czynności rzeczywiście przeprowadzone, w tym stanowiska wszystkich biorących udział w czynności. Przedsiębiorca może zgłaszać do protokołu zastrzeżenia, może składać oświadczenia, czy też dołączać dowody. Ponadto, protokół powinien być sporządzany na miejscu, a nie w siedzibie organu. Sporządzanie w terminie późniejszym protokołu powoduje, że wszelkie twierdzenia

strony, czy pełnomocników muszą być przedstawiane Organowi w osobnych pismach, bowiem nie znajdują one odzwierciedlenia w protokole czynności. Protokół ma służyć kontroli czynności procesowej, a także zabezpieczać stronę postępowania przed utworem ustaleń w sposób niezgodny z faktycznym przebiegiem czynności. Stronie przed podpisaniem protokołu przysługuje możliwość zgłoszenia żądania jego sprostowania albo uzupełnienia. Zarówno w doktrynie, jak i orzecznictwie sądów administracyjnych podkreśla się, że organ ma obowiązek sporządzić i odczytać protokół niezwłocznie po zakończeniu danej czynności”.

Istotnym instrumentem dla przedsiębiorcy w ochronie jego praw jest sprzeciw wobec podejmowania i wykonywania przez organ kontroli czynności z naruszeniem m. in. przepisów dotyczących zawiadamiania o zamiarze kontroli; zasad dokonywania oględzin, czynności związanych z pobieraniem próbek; prze-

kroczenia zakresu upoważnienia do kontroli, czyli często spotykane prowadzenie kontroli tzw. przy okazji; prowadzenia kontroli przy nieobecności przedsiębiorcy; przekroczenia dopuszczalnego czasu trwania kontroli, czy też ponownego kontrolowania w tym samym zakresie (art. 59 ust. 1 P.p.). W rezultacie rozpatrzenia sprzeciwu organ kontroli odstępuje od czynności kontrolnych lub je kontynuuje, w drodze stosownego postanowienia, na które przedsiębiorcy przysługuje zażalenie.

Problemy następczo możliwość wyłączenia pracownika organu kontrolnego z uwagi na wyłączenie stosowania prawa przedsiębiorców i kodeksu postępowania administracyjnego w tym zakresie. Podstawą wniosku o wyłączenie pracownika nie może być art. 24 § 3 k.p.a., bowiem ma on zastosowania do kontroli działalności gospodarczej prowadzonej w gospodarce odpadami, nie dotyczy on bowiem postępowania kontrolnego. Także art. 49 ust. 5 ustawy



foto: Nowa Energia

prawo przedsiębiorców odsyłający do instytucji wyłączenia pracownika z k.p.a. nie ma w sprawie zastosowania, bowiem do kontroli ma zastosowanie art. 65 ust. 3 ustawy prawo przedsiębiorców, który wyłącza zastosowanie art. 49 ust. 5 do kontroli prowadzonej na podstawie ustawy o Inspekcji Ochrony Środowiska w zakresie gospodarki odpadami. Kuriozalnym byłoby jednak niemożliwość wyłączenia pracownika chociażby na zasadach ogólnych prawa przedsiębiorców. W praktyce, gdy organ nie wyłącza pracownika z uwagi na brak podstawy prawnej należy ponownie taki wniosek w postępowaniu administracyjnym o nałożenie kary, które zwykle prowadzi ten sam pracownik, który prowadził kontrolę.

W myśl art. 12 ust. 1 pkt 1 u.i.o.ś. na podstawie ustaleń kontroli, wojewódzki inspektor ochrony środowiska może wydać zarządzenie pokontrolne

ności administracyjnej. Kontrolowany powinien złożyć umotywowane zastrzeżenia. Sankcjonowany jest jedynie obowiązek informacyjny względem IOŚ, którego zaniechanie może skutkować karą grzywny. Na zarządzenie pokontrolne przysługuje skarga do wojewódzkiego sądu administracyjnego, która może zostać złożona za pośrednictwem Inspekcji Ochrony Środowiska, w terminie 30 dni, od daty, w której zobowiązany dowiedział się o wydaniu zarządzenia pokontrolnego.

Z orzecnictwa sądów, a konkretnie z wyroku Wojewódzkiego Sądu Administracyjnego w Gliwicach (II SA/Gd 395/21) wynika, że zarządzeniu pokontrolnemu nie można odmówić charakteru aktu administracji publicznej, ponieważ ma ono charakter władczy i rozstrzyga indywidualną sprawę konkretnego podmiotu. Wpływa ono na prawa i obowiązki kontrolowanego, ponieważ niewykonanie

na zapoznanie się z aktami postępowania. Każde postępowanie kończy się wydaniem decyzji administracyjnej, wśród których wymienić można decyzję o nałożeniu na podmiot administracyjnej kary pieniężnej.

Od każdej decyzji przysługuje stronom prawo wniesienia odwołania do Głównego Inspektora Ochrony Środowiska (GIOŚ) w terminie 14 dni od dnia doręczenia decyzji. GIOŚ może utrzymać zaskarżoną decyzję w mocy, albo ją uchylić i wydać decyzję merytoryczną, bądź przekazać sprawę do ponownego rozpoznania.

Przy ustalaniu wysokości administracyjnej kary pieniężnej wojewódzki inspektor ochrony środowiska uwzględnia rodzaj naruszenia i jego wpływ na życie i zdrowie ludzi oraz środowisko, okres trwania naruszenia i rozmiary prowadzonej działalności oraz bierze pod uwagę skutki tych naruszeń i wielkość zagrożenia (art. 199 ustawy o odpadach).

Orzecnictwo sądów administracyjnych, dotyczące kar i kontroli administracyjnych jest bardzo rozbudowane. Przepisy ustawy o gospodarce odpadami są niejednoznaczne. Problem wzbudza ustalenie podstaw zastosowania poszczególnych instytucji łagodzenia kar, czy to z ustawy o odpadach, działu IVA k.p.a., czy wreszcie i ordynacji podatkowej. Najczęściej przedsiębiorcy zainteresowani są zastosowaniem w praktyce instytucji odstąpienia od nałożenia kary. Z treści przepisu art. 199 ustawy z 2012 r. o odpadach w sposób jednoznaczny wynika, że stanowi on wyłącznie dyrektywę ustalania wysokości administracyjnej kary pieniężnej w granicach („widełekach”) wskazanych przez właściwe dla danej kary przepisy. Nie może natomiast stanowić podstawy do odstąpienia od wymierzenia administracyjnej kary pieniężnej, stosować zatem należy regulację art. 189 f § 1 i 2 k.p.a. □



Przy ustalaniu wysokości administracyjnej kary pieniężnej wojewódzki inspektor ochrony środowiska uwzględnia rodzaj naruszenia i jego wpływ na życie i zdrowie ludzi oraz środowisko, okres trwania naruszenia i rozmiary prowadzonej działalności oraz bierze pod uwagę skutki tych naruszeń i wielkość zagrożenia

do kierownika kontrolowanej jednostki organizacyjnej lub osoby fizycznej. Zarządzeniem pokontrolnym Inspekcja Ochrony Środowiska stwierdza, w sposób formalny, dostrzeżone w trakcie kontroli nieprawidłowości. Zarządzeniem tym, organ kontroli wskazuje podmiotowi kontroli obowiązki prawne, których zaniechał. Wyznaczony zostaje w nim termin, w którym podmiot ten powinien poinformować IOŚ o czynnościach podjętych w celu wyeliminowania wskazanych naruszeń.

Niewykonanie zarządzenia pokontrolnego nie wywołuje odpowiedzial-

tego zarządzenia lub niezgodne z prawem poinformowanie o jego wykonaniu zagrożone jest odpowiedzialnością karną.

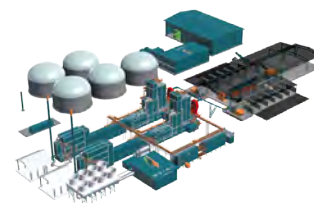
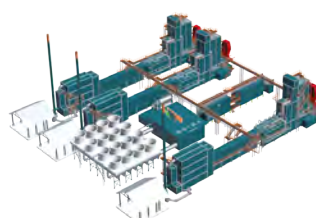
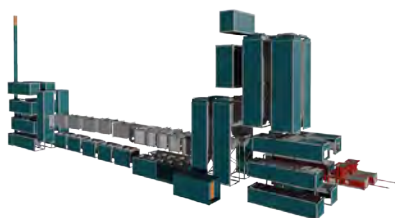
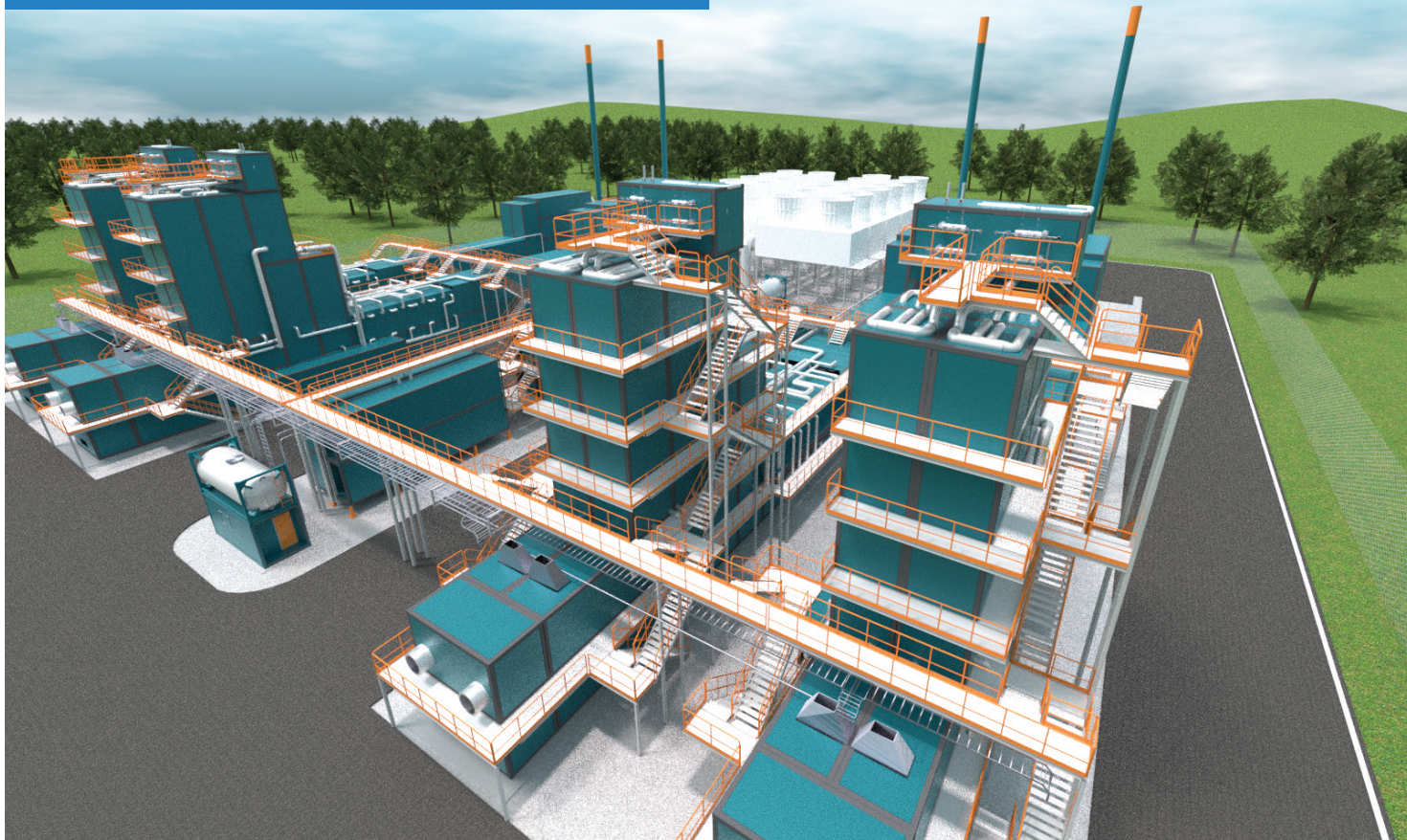
Postępowanie o nałożenie kary

Postępowania administracyjne są wszczynane po zakończeniu kontroli, na podstawie informacji zawartych w protokole pokontrolnym, zatem jego podpisanie oznacza przyznanie podniesionych w nim okoliczności przez stronę. Organ zawiadamia stronę postępowania o jego wszczęciu, wyznaczając termin

Przypisy

1. Gołęba [w:] Kodeks postępowania administracyjnego. Komentarz, wyd. II, red. H. Knysiak-Sudyka, Warszawa 2019, art. 68.
2. A. Pietrzak (red.) Prawo przedsiębiorców, Komentarz, WKP 2019, L. Bielecki i in., Komentarz do ustawy – Prawo przedsiębiorców [w:] Konstytucja biznesu. Komentarz, WKP 2019.

MODUŁOWE INSTALACJE TERMICZNEGO PRZEKSZTAŁCANIA ODPADÓW



KORZYŚCI DLA KLIENTÓW

- Produkcja energii elektrycznej i ciepła sieciowego w kogeneracji
- Prefabrykowane standardowe moduły – szybki montaż i niskie koszty
- Moc cieplna jednej linii 15 MWt energii w paliwie – 30-50 tys. ton odpadów rocznie
- Możliwość zabudowy do 4 linii
- Termiczne przekształcanie odpadów komunalnych, RDF oraz odpadów przemysłowych
- Spełnienie surowych norm środowiskowych UE
- Niższe koszty eksploatacji
- Wysoka dyspozycyjność instalacji – zapewniona przez długoterminową umowę serwisową i zdalne monitorowanie
- Wsparcie dla decentralizacji gospodarki odpadami i lokalnej produkcji energii i ciepła
- Wydajność instalacji termicznego przekształcania odpadów dostosowana do ilości odpadów z małych i średnich miast

Sumitomo SHI FW Energia Polska Sp. z o.o.

41-200 Sosnowiec, Staszica 31

Nr. tel.: 032 3681300

shi-fw.com

■ Kancelaria Prawna dr Maciej Krus

Instalacje termicznego przekształcania odpadów

jako inwestycja celu publicznego i OZE

Globalnie co roku wytwarza się w przybliżeniu dwa mld ton stałych odpadów komunalnych. Składowanie odpadów stanowi w Polsce istotny problem, bowiem 43% z nich trafia na składowiska często uchybiające standardom prawnym, podczas gdy średnia unijna wynosi ok. 24%.

Docelowo przepisy dotyczące odpadów dążą do stworzenia gospodarki bezodpadowej, czyli gospodarki o obiegu zamkniętym. Jest to na ten moment cel bardzo odległy, jednakże przepisy wciąż się zmieniają i kładą na tę kwestię coraz większy nacisk.

Wymagające i rygorystyczne podejście do tematu odpadów i odnawialnych źródeł energii przez regulacje UE sprawia, że istotna staje się nie tylko efektywna gospodarka odpadami, ale także skuteczna eksploatacja elektrociepłowni, która umożliwi wytworzenie przy jak najniższym koszcie, jak największej ilości energii z przetwarzanych odpadów.

Proces spalania odpadów miałby stanowić uzupełnienie recyklingu oraz być alternatywą pozwalającą na uniknięcie składowania odpadów, które jest marnowaniem energii oraz powoduje emisję do atmosfery gazu cieplarnianego - metanu. Szacunki ekspertów wskazują, że wszelkie koszty związane z przekazaniem odpadów do nowoczesnej spalarni

są trzykrotnie niższe, niż koszty składowania odpadów.

Liberalizacja przepisów dotyczących instalacji termicznego przekształcania odpadów

Ramy systemu gospodarki odpadami w Polsce są wyznaczone Ustawą z 14 grudnia 2012 r. o odpadach (Dz.U.2021.779 t.j.). Z kolei narządziem służącym osiągnięciu wyznaczonych celów polityki ochrony środowiska są plany gospodarki odpadami. Ich realizacja przypada województwom, na których spoczywa obowiązek wydawania wojewódzkich planów gospodarki odpadami (WPGO), które są zgodne z postanowieniami ustalonymi przez Radę Ministrów w krajowym planie gospodarki odpadami (KPGO).

Działania ustawodawcy w ostatnich latach wskazują jednoznacznie na osłabienie rygoru przepisów regulujących

kwestie gospodarki odpadami, co stanowi ułatwienie dla podmiotów chcących do takiej inwestycji przystąpić.

Tak też poprzez nowelizację ustawy o odpadach z 2019 r. uchylony został przepis z art. 38a, uzależniający wydanie decyzji umożliwiającej wybudowanie i uruchomienie instalacji służących do termicznego przetwarzania odpadów od tego, czy ten rodzaj instalacji został wprost ujęty w danym WPGO. Jeśli warunek z art. 38a nie został spełniony, odpadła zarazem możliwość uzyskania decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach, pozwolenia na budowę oraz pozwolenia zintegrowanego lub zezwolenia na przetwarzanie odpadów w instalacji.

Dalszymi zmianami idącymi w kierunku złagodzenia wymogów były nowelizacje polegające na uchyleniu art. 35b oraz art. 35c, stanowiących kolejno o:

- dopuszczalnym udziale masy termicznie przekształconej w stosunku do masy wytworzonych

- odpadów komunalnych nieprzekraczającej 30%,
- możliwości dokonania termicznego przekształcenia wyłącznie w instalacjach ujętych na liście ogłoszonej przez ministra właściwego ds. klimatu.

Powyższe zmiany są wynikiem postulatów zgłaszanych przez samorządy w zakresie ułatwienia dostępu do tworzenia instalacji takich jak spalarnie. Chęć uproszczenia procedury i wymagań dla powstania spalarni była z kolei podyktowana wysokimi cenami za odbiór odpadów komunalnych spowodowany m. in. niedoborem w kraju instalacji mogących zagospodarować odpady.

Kwalifikacja energii wytworzonej w spalarni jako OZE

Zalety instalacji termicznego przekształcania odpadów w aspekcie środowiskowym są liczne i mogą zbliżyć nas do wyznaczonych przez wspólnotę ce-

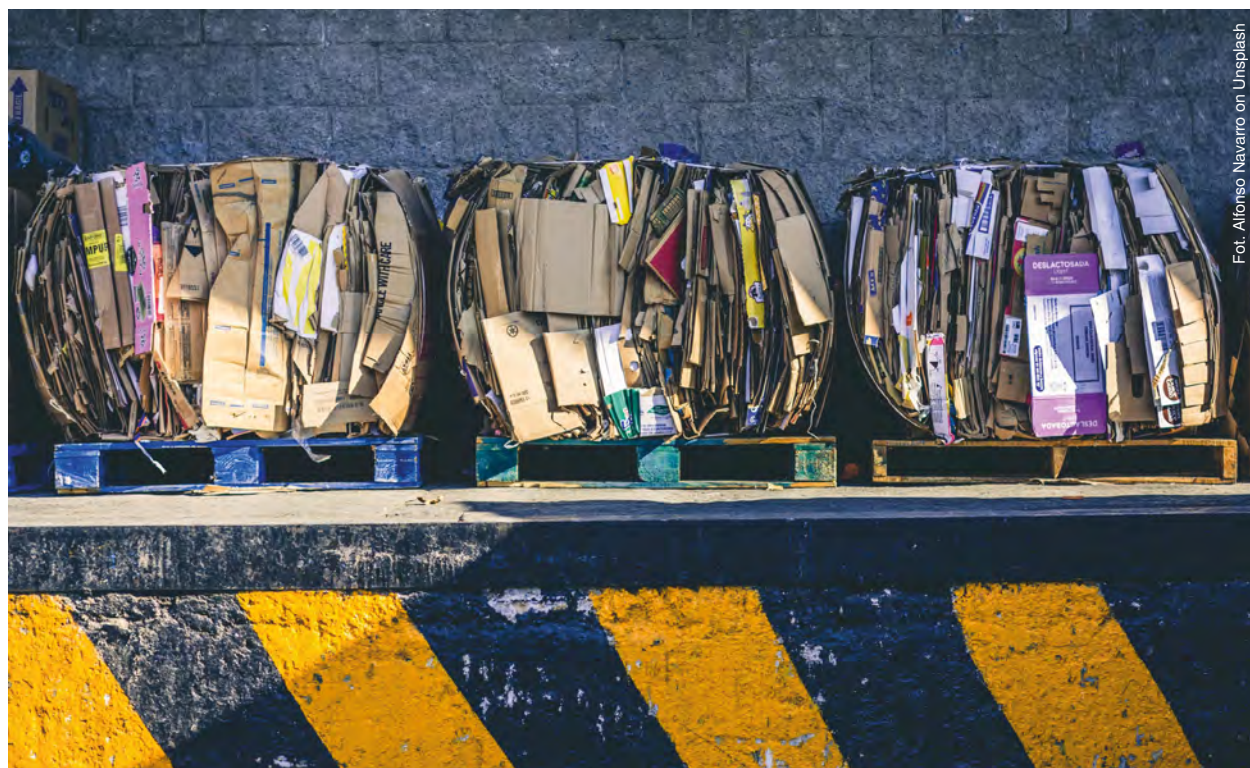
lów. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) do końca grudnia 2022 r. prowadzi nabór wniosków na dofinansowanie budowy instalacji termicznego przekształcania odpadów w ramach programu „Racjonalna gospodarka odpadami”. Środki mają pochodzić z Funduszu Modernizacyjnego, czyli instrumentu UE. Jest to dla inwestorów bardzo dobra informacja, która pozwoli im uzyskać dotację na budowę spalarni, pomimo tego, że KE odebrała właśnie tego typu inwestycjom status zielonych, co początkowo miało oznaczać trudności w uzyskaniu dofinansowania.

Tak też, rozporządzenie Ministra Środowiska z dnia 8 czerwca 2016 r. w sprawie warunków technicznych kwalifikowania części energii odzyskanej z termicznego przekształcania odpadów (Dz.U. 2016 poz. 847) w § 4 wskazuje wprost, że część energii z termicznego przekształcania odpadów, przy łącznym spełnieniu wskazanych w przepisie warunków należy kwalifikować, jako odnawialne źródło energii (OZE). Nale-

żą do nich: (1) prowadzenie pomiarów masy i właściwości fizykochemicznych poszczególnych rodzajów paliw, (2) obliczanie udziału OZE na podstawie wyników badań poszczególnych rodzajów paliw zgodnie z metodyką wskazaną rozporządzeniem, (3) przeprowadzanie termicznego przekształcania odpadów zgodnie z wymaganiami przepisów o tym mówiących - z uwzględnieniem emisji zanieczyszczeń powietrza oraz (4) prowadzenie w zakresie działalności instalacji odpowiedniej dokumentacji.

Spalarnia odpadów jako inwestycja celu publicznego

Inwestycje celu publicznego będące realizacją celów wskazanych w art. 6 ustawy z dnia 21 sierpnia 1997 r. o gospodarce nieruchomościami są - co do zasady - wskazywane w miejscowym planie zagospodarowania przestrzennego. Jednakże takie inwestycje mogą powstać także na obszarach, dla których plan zagospodarowania nie powstał.



Fot. Alfonso Navarro on Unsplash

W takim przypadku należy ustalić inwestycję celu publicznego w drodze uzyskania decyzji na wniosek inwestora, złożony organowi wykonawczemu gminy.

Art. 6 w ust. 3 zalicza do tej kategorii budowę i utrzymywanie publicznych urządzeń służących do odzysku i unieszkodliwiania odpadów. Należy zauważyć, że termiczne przekształcanie odpadów jest jedną z form unieszkodliwiania odpadów. Stanowi o tym załącznik nr 2 do ustawy o odpadach, który zawiera niewyczerpujący wykaz procesów unieszkodliwiania. W punkcie D10 wskazano mianowicie, że za jeden z tych procesów uznaje się *przekształcanie termiczne na lądzie*.

Tak też Naczelny Sąd Administracyjny w wyroku II OSK 998/17 z dnia 6 marca 2019 r. wskazał, że: „Zarówno odzysk energii z odpadów (realizowany przede wszystkim we współspalarni)

jak i ich unieszkodliwianie (realizowane przede wszystkim w spalarni) zostało zaliczone w oparciu o art. 6 pkt 3 u.g.n. do celów publicznych”. Tak samo postanowił w orzeczeniu Wojewódzki Sąd Administracyjny w Białymstoku w sprawie II SA/Bk 655/11 podtrzymując decyzję lokalizującą inwestycję celu publicznego, polegającą na: budowie Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów Komunalnych składającego się z instalacji termicznego przekształcania odpadów.

Podsumowanie

Dla samorządów terytorialnych spalanie odpadów oznacza ułatwienie i zwiększenie efektywności gospodarki odpadami. Najskuteczniejsze spalarnie mogą poddać obróbce termicznej znaczny procent całkowitej ilości wy-

tworzonych przez miasto odpadów. W przeciwieństwie do tego, składowiska odpadów skutkują w stopniowym gromadzeniu się śmieci na dużych obszarach terenu.

Oprócz energii elektrycznej spalarnie mogą wytwarzać energię ciepłą, która w momencie powstania spalarni w pobliżu potencjalnych odbiorców, może zaopatrzyć ich w ciepło, jednocześnie oszczędzając na kosztach dostawy energii na dalekie odległości.

W kwestii często problematycznego zagospodarowania popiołu paleniskowego, będącego produktem procesu spalania odpadów nieustannie znajdowane są nowe rozwiązania. Obecnie popiół wykorzystuje się choćby w budowie infrastruktury drogowej oraz materiałów budowlanych, np. produkcji płytek klinierowych. □

Reklama

KOMPLETNE UKŁADY WYDECHOWE SILNIKÓW SPALINOWYCH



NASZE PRODUKTY:

- TŁUMIKI WYDECHOWE
- FILTRY SADZY I KATALIZATORY
- SYSTEMY SCR
- KOMINY STALOWE

WSPÓŁPRACUJEMY Z PRODUCENTAMI:

- WYMIENNIKÓW CIEPŁA
- WYTWORNIC PARY
- KOMPENSATORÓW



AXCES PRODUCTION SP. Z O.O., MŁYNY 16B, 37-550 RADYMNO
TEL. +48 603 676 903, E-MAIL: AXCES@AXCES.PL, WWW.AXCES.PL

Kalorymetr C 6000

Global standards & Isoperibol

C 6000, klasyczny & tradycyjny z
zaawansowaną technologią!

Model C 6000 Global Standards oferuje szybką
metodę dynamiczną, klasyczną adiabatyczną jak
również pomiar metodą izoperiboliczną. Model C
6000 Isoperibol, cechują te same kluczowe zalety
poza pomiarem metodą adiabatyczną.

IKA

analytical equipment
designed for scientists



DANE TECHNICZNE

Maksymalny zakres pomiaru	40,000 J
Rozdzielczość czujnika temperatury PT 1000	0.0001 K
Maks. czas włączenia	100 %
Ciśnienie robocze tlenu	30 bar
Wyświetlacz	Dotykowy ekran TFT
Metody pomiaru / Pomiary na godzinę	Adiabatyczna (tylko Global Standards) 5 Izoperiboliczna (Regnault Pfaundler) 4 Dynamiczna 6
Temperatura początkowa	3 możliwe ustawienia: 22 °C, 25 °C, 30 °C
Wymagany czas pracy obsługującego	< 1 min
Odtwarzalność RDS (przy użyciu NIST Kwasu benzoowego 39j)	Adiabatyczna (tylko Global Standards) 0.05% Izoperiboliczna (Regnault Pfaundler) 0.05% Dynamiczna 0.15%
Ilość bomb kalorymetrycznych na jednostkę	do 4
Dostępność bomb kalometrycz- nych odpornych na Halogenki i aktywowanych katalitycznie?	Tak
Identyfikacja bomb kalometrycz- nych	Automatyczna (RFID)



Sferyczny kształt górnej części bomby
kalorymetrycznej zapewnia lepszą
wymianę ciepła i skraca czas pomiaru



Technologia RFID do automatycznej
identyfikacji bomb kalorymetrycznych



Wybór pomiędzy trzema startowymi
temperaturami dla każdej z metod po-
miaru: adiabatyczna, izoperiboliczna czy
dynamiczna

IKA Poland Sp. z o.o.
ul. Poleczki 35, Budynek Amsterdam
02-822 Warszawa
Tel.: +48 22 201 99 79
eMail: sales.poland@ika.com



www.ika.com



IKAworlwide // #lookattheblue

Artykuł sponsorowany

■ ABB



Spalarnia odpadów w centrum

Doświadczenia miasta średniej wielkości

Ulm znajduje się w południowej części Niemiec w kraju związkowym Badenia-Wirtembergia. Jest to malownicze miasto leżące nad Dunajem i liczące ok. 120 tys. mieszkańców. Jest słynne ze swojej katedry, której iglica o wysokości 163,5 m jest prawdopodobnie najwyższą na świecie. Inną ciekawostką jest fakt, że Ulm to miejsce urodzin Alberta Einsteina. To wszystko sprawia, że miasto bardzo chętnie odwiedzają liczni turyści. W ostatnim przed pandemicznym sezonie ich liczba przekroczyła rekordowe 900 tys. osób.

W tym kontekście pomysł spalarni odpadów w centrum tego zabytkowego miasta może wydawać się nieco kontrowersyjny. Zwłaszcza, że mówimy tutaj o bardzo bliskich odległościach. W linii prostej odległość od spalarni do słynnej katedry nie przekracza bowiem dwóch km!

Jednak okazuje się, że dla chcącego nic trudnego.

FUG

A tym chcącym okazała się firma FUG, czyli Fernwärme Ulm GmbH (FUG). Zakład ten prowadzący od 1997 r. działalność w ramach związku Zwecverband Thermische Abfallverwertung Donautal (TAD) i zatrudniający 200 pracowników, jest dostawcą ciepła dla miasta Ulm. Do podstawowych kompetencji FUG należy obsługa, utrzymanie i optymalizacja systemów produkcji i dystrybucji. Około połowa mieszkańców miasta Ulm zaopatrywana jest w ciepło z rozległej sieci ciepłowniczej FUG. W 2018 r.



FUG Fernwärme GmbH w Ulm, Niemcy



Żuraw przeladunkowy w FUG, Ulm, Niemcy. Maksymalna ładowność 4 - tony

firma zainwestowała w odnowienie swoich urządzeń do pomiaru emisji. W przetargu na projekt postawiono surowe wy-

magania dla wszystkich uczestniczących w przetargu oferentów. Celem było zastąpienie przestarzałych urządzeń nową, wysokowydajną i przyszłościową technologią, która pod każdym względem spełniałaby wymagania stawiane homologowanym urządzeniom do pomiaru emisji.

Kluczowe kryteria w procesie oceny odnowienia systemu pomiarowego, który miał ponad 20 lat, obejmowały następujące elementy:

- szybka dostawa części zamiennych w razie potrzeby: obecny system dostawy części zamiennych nie spełniał wymienionych wymagań,
- minimalizacja kosztów eksploatacji i utrzymania: stare urządzenia generowały bardzo wysokie koszty,
- utrzymanie wysokiej dostępności >97% podczas rocznej eksploatacji w celu spełnienia wymogów prawnych dotyczących zapewnienia jakości,
- poprawiona stabilność wartości pomiarowych przy zredukowa-

nych wartościach granicznych zanieczyszczeń,

- zwiększona wydajność operacyjna,
- długi okres międzyprzeglądowy w celu zminimalizowania kosztów konserwacji.

Po dokonaniu oceny wszystkich aspektów dostawcy, firma FUG GmbH zdecydowała się na wybór ABB. Dzięki inwestycji w stabilny i niezawodnie działający system CEMS ACF5000, monitorowanie emisji zanieczyszczeń stało się najnowocześniejsze, przy jednoczesnym obniżeniu kosztów operacyjnych.

Firma ABB wprowadziła pierwszy spektrometr FTIR do pomiaru emisji 25 lat temu. ACF5000 jest czwartą generacją udanego spektrometru FTIR. System może mierzyć do 15 składników gazu jednocześnie, zapewniając przy tym wyraźnie ulepszone charakterystyki pomiarowe, takie jak pomiar HCl , CO_2 , NH_3 , NO_x , SO_2 , CO i O_2 .

Jakie są główne zalety ABB i systemu CEMS ACF5000?

Pytamy Huberta Vogela, Zastępcę Kierownika MHKW Müllheizkraftwerk, Ulm, Niemcy: *Rocznie przetwarzamy w energię 160 000 ton odpadów z gospodarstw domowych. Wszystkie odpady pochodzą z Ulm i graniczących z nim gmin położonych wzdłuż doliny Dunaju, zamieszkałych przez ok. mln mieszkańców. Dzięki temu możemy zagwarantować dostawę ciepła dla około 50% mieszkańców miasta Ulm. Do związanych z tym pomiarów emisji potrzebu-*



Hubert Vogel, FUG, Ulm Niemcy
Henrik Noss, ABB, Niemcy



Wnętrze instalacji do spalania odpadów,
około 1000°C

jemy niezawodnych, niewymagających konserwacji urządzeń do pomiaru emisji.

- System ACF5000 CEMS został zainstalowany w 2018 r. Pomiary są bardzo stabilne i działają bezbłędnie. Do prawie wymaganego monitorowania QAL3 zgodnie z normą EN 14181 stosowane są wewnętrzne celki walidacyjne, dzięki czemu nie występują w związku z tym żadne przerwy konserwacyjne ani przestoje - uzupełnia. - Uważam nawet, że ACF5000 działa znacznie lepiej niż oczekiwano - dodaje.

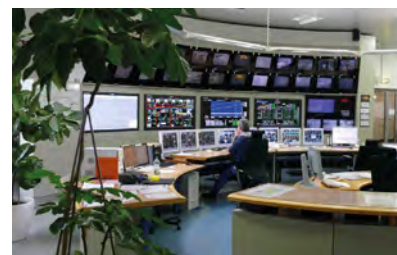
Hubert Vogel podsumowując: *Ponieważ spalarnia odpadów w Ulm wykazuje najniższe dopuszczalne wartości emisji w całych Niemczech, przy realizacji tego projektu wymagane były specjalne procedury. Ryzykownym posunięciem ze strony FUG GmbH było postawienie na nowo opracowany system ACF5000. Jednak ABB od same-*

go początku było absolutnie pewne, że spełni wymagania.

Jak w każdym projekcie, pojawiały się problemy, ale nigdy nie było problemu, którego nie moglibyśmy rozwiązać z ABB. Dlatego nie widzimy innej alternatywy niż ACF5000 do monitorowania emisji w sposób stabilny i niezawodny.

W tym zakresie współpraca z ABB układa się bardzo dobrze i jest to jeden z najważniejszych czynników sukcesu. W wyniku tej znakomitej współpracy firma FUG GmbH otrzymuje jako klient profesjonalne kompetencje i obsługę w najlepszy możliwy sposób.

ABB jest liderem na światowym rynku systemów ciągłego monitorowania emisji (CEMS). Obejmuje to również rozwiązanie, które zostało zainstalowane w firmie Fernwärme GmbH w Ulm.



Pomieszczenie operatora w FUG
Fernwärme, Ulm, Niemcy



Frank Schneider, ABB Niemcy, Martin
Ottosson, ABB Szwecja i Hubert Vogel,
FUG, Ulm Niemcy

Dzięki tej inwestycji FUG zyskał stabilny i niezawodny pomiar, ale co na to miasto Ulm?

Otóż wspomniany obiekt stał się kolejną atrakcją miasta. Zapisy na zwiedzanie odbywają się na stronie: <https://www.fernwaerme-ulm.de/> w zakładce: „KRAFTWERKS BESICHTIGUNG”. □



Instalacja ACF5000



■ Piotr Żyłka,
Compliance & Risk Officer, Prawnik w DGTŁ Kibil Piecuch i Wspólnicy

Sygnaliści w sektorze energetycznym

Obowiązek czy szansa na konkurencyjność?

Zgodność z prawem rozumiana jest w sposób binarny, tj. zero-jedynkowy. Mianowicie poprzez wspomnianą zgodność, niejednokrotnie pojmując się sam fakt wdrożenia w danym przedsiębiorstwie określonej polityki, procedury, regulaminu. Często z uwagi na brak wystarczających zasobów, kompetencji, regulacje te pozostają w oderwaniu od faktycznych procesów wewnątrz firmy. Nie przystają do uwarunkowań, charakteru, skali i rodzaju prowadzonej działalności, a nierzadko także do doświadczeń oraz stanu świadomości personelu. Spełnienie wymogu prawnego realizowane jest wyrywkowo, bez uprzedniej analizy oraz wykładni.

Wina za taki stan rzeczy, jak zwykle zresztą, leży po środku. Nie bez winy w tym przypadku jest, zarówno ustawodawca, który tworzy niejednoznaczne i często niezrozumiałe dla przedsiębiorców przepisy, informując o kolejnych obowiązkach nakładanych na przedsiębiorców, „na ostatnią chwilę”, ale także przedsiębiorcy, którzy w swej zdecydowanej większości, każdą kolejną inicjatywę ustawodawczą, traktują jako zło konieczne.

Nie inaczej sytuacja wygląda w przypadku dochowania zgodności, a w szczególności jej zapewnienia poprzez wdrożenie kanałów informowania

o przypadkach jej naruszenia, jak i ochronie osób, które zdobyły się na odwagę i dokonały takiego zgłoszenia, przed ewentualnymi działaniami odwetowymi.

Temat ochrony sygnalistów (ang. *whistleblowers*), gdyż to o nich mowa, swą „popularność”, zawdzięczają unijnej dyrektywie o ochronie osób zgłaszających naruszenia prawa Unii, którą państwa członkowskie obowiązane były implementować do krajowych systemów prawnych do dnia 17 grudnia 2021 r.

Dyrektywa o ochronie osób informujących o naruszeniach prawa Unii nakłada na podmioty zatrudniające powyżej 250 pracowników, a w dalszej kolejno-

ści również te zatrudniające powyżej 50 pracowników (po 17 grudnia 2023 r.), obowiązki w zakresie wdrożenia kanałów informowania o naruszeniach wraz z ochroną wspomnianych sygnalistów. Przedsiębiorstwa z sektora energetycznego nie pozostaną wolne od tego obowiązku. Co więcej, projekt dyrektywy wprost wskazuje, iż jednym z głównych obszarów, w których wspomniani sygnaliści powinni odegrać kluczową rolę jest sektor energetyczny. W jednym z tzw. motywów dyrektywy czytamy:

„(14) (...) sygnaliści mogą również pomóc w ujawnianiu naruszeń dyrektywy PE i Rady UE w sprawie bezpieczeństwa

sieci i informacji (...) w tym incydentów niewiązanych się z naruszeniami danych osobowych, (...) przykładowo w sektorze energetycznym (...)."

Ponadto, dyrektywa jako jeden z fundamentalnych obszarów w ramach jej zakresu przedmiotowego wskazuje naruszenia dotyczące dziedziny zamówień publicznych z uwzględnieniem postępowań z zakresu energetyki, ochrony środowiska naturalnego oraz telekomunikacji.

Dyrektywa, a sprawa polska

Polski ustawodawca w październiku ub. r. przedstawił projekt ustawy o ochronie osób zgłaszających naruszenia prawa, który miał na celu transpozycję do polskiego porządku prawnego przepisów ww. dyrektywy. Niemniej jednak na dzień oddania tego tekstu do publikacji (21 stycznia 2022 r.), ustawa wciąż znajduje się w fazie uzgodnień. Konsultacje publiczne ww. projektu ustawy, zakończone w dniu 30 grudnia ub. r. potwierdziły wagę i znaczenie tematu ochrony sygnalistów, zarówno dla przedstawicieli sektora publicznego, jak i prywatnego. W toku konsultacji zgłoszono bowiem ponad 800 stron uwag do projektu ustawy składającego się z *nota bene* 63 artykułów.

Zgodnie z informacjami dopływającymi z Ministerstwa Rodziny i Polityki Społecznej (MRIPS), odpowiedzialnego

za koordynację prac nad ustawą, jeszcze w pierwszym kwartale br. projekt uwzględniający przeprowadzone konsultacje publiczne, ma zostać przedstawiony Radzie Ministrów.

Niezależnie jednak od prac legislacyjnych, które prędzej czy później, odnajdą swój szczęśliwy finał na biurku Prezydenta RP, z punktu widzenia przedsiębiorców, na których obowiązki ustawowe nałożone zostaną w pierwszej kolejności (przyp. podmioty sektora publicznego i prywatnego zatrudniające powyżej 250 pracowników), niezbędnym jest niezwłoczne podjęcie działań zmierzających do dostosowania wewnętrznych procesów do wymogów ustawowych. W szczególności mając na uwadze fakt, iż projekt ustawy zakłada jedynie 14 dniowe *vacatio legis*. W przypadku, w którym informacje przekazywane przez MRIPS odnośnie przedstawienia projektu ustawy jeszcze w I kwartale 2022 r., znajdą potwierdzenie w rzeczywistości, podmiotom obowiązanych do dostosowania swoich wewnętrznych procesów do wymogów ustawowych, pozostało raptem parę tygodni na przeprowadzenie całego projektu pt. wdrożenie kanałów informowania o naruszeniach wraz z ochroną sygnalistów lub dostosowanie już istniejących, do wymogów polskiej ustawy. Staje się to o tyle problematycznym, iż projekt ustawy zakłada m. in. konieczność konsultacji projektu regulaminu zgłoszeń wewnętrznych

z zakładową organizacją związkową, albo przedstawicielami pracowników, jeżeli u danego pracodawcy nie działa zakładowa organizacja związkowa. Co więcej, omawiany projekt ustawy zakłada, iż regulamin zgłoszeń wewnętrznych wchodzi w życie nie wcześniej niż po upływie 2 tygodni od dnia podania go do wiadomości pracowników. Jak widać, prace nad samym regulaminem zgłoszeń wewnętrznych wymagają zachowania co najmniej kilkutygodniowego marginesu błędu.

Czas działania

W podręcznikowym wydaniu, budowa systemu zgłaszania nieprawidłowości w organizacji to proces, który wymaga czasu, pracy u podstaw, a przede wszystkim współpracy, w tym wypadku trójstronnej. Współdziałania na linii: ustawodawca-pracodawca-pracownicy. Ustanowienia odpowiednich filarów, na których to rozwiązanie ma zostać osadzone, gdy mówimy o urzeczywistnieniu zasad w praktyce, a nie natomiast o pozornym spełnieniu obowiązku.

W tym wypadku, biorąc pod uwagę stan faktyczny, jak i tempo oraz harmonogram prac polskiego ustawodawcy nad wdrożeniem do polskiego porządku prawnego, przepisów dyrektywy datowanej na dzień 23 października 2019 r., wspomniana trójstronna idea, staje się wyłącznie utopią.



foto: Patrick Fore, Kirill Shavlo on Unsplash

Przedsiębiorcy, chcąc dochować zasadzie legalności oraz efektywności w zakresie minimalizowania ryzyka narażenia na odpowiedzialność, muszą podjąć zdecydowane działania mające na celu dołożenie należytej staranności do kwestii zgodności z wymogami projektowanego prawa.

Doniosła rola kierownictwa

Należy podkreślić, iż wspomniane działania nie mogą odbywać się z pominięciem, bądź bez aktywnego zaangażowania kierownictwa. Rola szeroko rozumianego kierownictwa tudzież kadry zarządzającej jest nie do przecenienia w kwestii budowania organizacji działającej w sposób zgodny z wymogami obowiązującego prawa. Podejmując się wdrożenia kanałów informowania o naruszeniach wraz z ochroną sygnalistów nie należy koncentrować się wyłącznie na opracowaniu i uzgodnieniu regulaminu. Sprowadzenie idei informowania o naruszeniach wraz z ochroną sygnalistów do uchwalenia regulacji wewnętrznej jest wypaczeniem, a wręcz niezrozumieniem fundamentalnego założenia ochrony sygnalistów.

Rola szeroko rozumianego kierownictwa tudzież kadry zarządzającej jest nie do przecenienia w kwestii budowania organizacji działającej w sposób zgodny z wymogami obowiązującego prawa. Sposób i styl zarządzania, prowadzenia spraw spółki, a w rezultacie wyznaczania określonego modelu postępowania przez kierownictwo organizacji jest o tyle istotny, iż samo zapoznanie się z regulacjami wewnętrznymi, przeprowadzenie szkoleń, czy to „*twarzą w twarz*”, czy też cyklicznych szkoleń online, jak ma to miejsce obecnie w dobie powszechnej cyfryzacji pracy, nie jest równoznaczne ze wdrożeniem tych zasad w życie i stosowaniem ich w codziennej pracy przez szeregowych pracowników.

Uświadamianie istotnej roli wszystkich, bez wyjątku, pracowników danej organizacji w realizacji procesu zapewnienia

zgodności i etycznego prowadzenia działalności gospodarczej jest kluczową przesłanką, niezbędną dla właściwego zrozumienia roli systemów zgodności, których nieodłącznym elementem są kanały zgłaszania nieprawidłowości.

Efektywny system compliance bez kanałów zgłaszania nieprawidłowości to oksymoron, niemający szans na odniesienie sukcesu.

Świadome organizacje, dążące do minimalizacji ryzyka występującego w ramach prowadzonej działalności, poprzez efektywne szkolenie i uświadamianie pracowników, a przede wszystkim urzeczywistnienie wymogów obowiązującego prawa i regulacji wewnętrznych poprzez zastosowanie ich w praktyce, zyskują nie tylko możliwość na efektywne zarządzanie ryzykiem, ale przede wszystkim na budowę

Brak przykładu z góry, tj. określenia katalogu wartości i kierowania się nimi w codziennej pracy powoduje, iż wartości i zasady zebrane w ramach regulacji wewnętrznych, stanowią jedynie pozorną realizację obowiązku prawnego.

Binarna regulacja

Każda z organizacji, która dąży do pełnego i właściwego zarządzania zgodnością, zmuszona jest do identyfikacji źródła i podłoża zasad w niej obowiązujących.

Przyjmując postawę opartą o prymat prawa stanowionego, a wraz za nią budowę systemu zgłaszania nieprawidłowości w oparciu o legislację wewnętrzną, należy mieć na uwadze, iż regulacja wewnętrzna, pozbawiona odpowiednich działań okalających, zmierzających do urzeczywistnienia jej postanowień

”

„(14) (...) sygnaliści mogą również pomóc w ujawnianiu naruszeń dyrektywy PE i Rady UE w sprawie bezpieczeństwa sieci i informacji (...) w tym incydentów niewiązanych się z naruszeniami danych osobowych, (...) przykładowo w sektorze energetycznym (...)”

organizacji opartej o zasady legalności, transparentności i uczciwości, które są fundamentem dla funkcjonowania każdego bytu prawnego.

Powyższą tezę potwierdzają wyniki badania HR Compliance, przeprowadzonego przez kancelarię DGTL.LAW, w którym to respondenci wskazali, iż działania zmierzające do zapewnienia odpowiedniego poziomu zaufania co do organizacji, jak i kierownictwa, stanowią kluczowy aspekt budowy systemów zgłaszania nieprawidłowości. Ponad 2/3 ankietowanych wskazało, iż rola *tone from the top*, stanowi warunek *sine qua non* dla sukcesu systemów whistleblowing, tuż zaraz za działaniami „prewencyjnymi”, tj. szkoleniami i działaniami budującymi odpowiedni poziom świadomości co do istoty i znaczenia systemu zgłaszania nieprawidłowości i ochrony sygnalistów w organizacji.

w praktyce, nie gwarantuje pełnego, a przede wszystkim właściwego wdrożenia systemu ochrony sygnalistów.

W sensie formalnym, uchwalenie regulacji wewnętrznej, spełniającej wymogi nakładane na daną instytucję, np. na mocy ustawy, jest przesłanką realizacji nałożonego obowiązku, niemniej co warto podkreślić, jedynie przesłanką. Wdrożenie danego rozwiązania, niezależnie od źródła tego obowiązku nie może pozostać w oderwaniu od praktyki, która to wskazuje, iż koncentracja na legislacji bez uwzględnienia pozostałych elementów procesu wdrożenia, takich jak wywodząca się z zarządzania ryzykiem - samoocena (ang. *self assessment of risks*), efektywna komunikacja w zakresie wdrożenia, zarządzania, funkcjonowania i ewaluacji systemu zgłaszania nieprawidłowości w organizacji, stanowi jedynie pozorną jego realizację.

Uchwalenie odpowiednich regulacji wewnętrznych to emanacja zasady *compliance in books*. Zasady, która w przypadku skoncentrowania się jedynie na aspekcie formalnym, prowadzi do pozornej i fasadowej implementacji ochrony sygnalistów.

Być może wynika to z literalnej interpretacji przepisów. Niejednokrotnie nazbyt matematycznej, posługując się terminem zero-jedynkowej (binarnej) interpretacji nakładanego obowiązku. Pojmowanie uchwalenia regulacji wewnętrznej jako wyłącznej przesłanki spełnienia obowiązku, nie niesie za sobą ryzyka braku zgodności *per se*, ponieważ w sensie formalnym, wymóg został zrealizowany. Niemniej jednak, nieś może za sobą prawdopodobieństwo materializacji ryzyka operacyjnego, jako konsekwencji braku urzeczywistnienia postanowień regulacji wewnętrznych w praktyce.

Pojmowanie uchwalenia regulacji wewnętrznej jako wyłącznej przesłanki spełnienia obowiązku, nie niesie za sobą ryzyka braku zgodności *per se*, ponieważ w sensie formalnym, wymóg został zrealizowany. Niemniej jednak, nieś może za sobą prawdopodobieństwo materializacji ryzyka operacyjnego, jako konsekwencji braku urzeczywistnienia postanowień regulacji wewnętrznych w praktyce.

Określenie podstawy działalności i funkcjonowania organizacji, stanowi kamień węgielny dla procesu wdrożenia rozwiązań z zakresu ochrony sygnalistów, a także determinuje kolejne jego fazy, czy też etapy.

Czy wspomniana podstawa działalności określona została jako klarowny, a co istotniejsze odzwierciedlony w praktyce kodeks wartości, którego emanacją stanowi regulacja wewnętrzna, czy też *a contrario* jest nim atrybut prawa stanowionego, na podstawie którego - organizacja dąży do urzeczywistnienia określonych norm i wzorców zachowania.

Niewątpliwie na uprzywilejowanej pozycji stoją te organizacje, w których regulacja wewnętrzna stanowi jedynie formalne potwierdzenie zasad kultury

organizacyjnej, ładu wewnętrznego obowiązującego w przedsiębiorstwie. Budowa odpowiedniej kultury organizacyjnej wraz z percepcją odpowiedzialności za zgodność, na każdym szczeblu organizacji, to długotrwały i żmudny proces. Swoista praca u podstaw zgodności, której nie sposób wykonać jedynie poprzez utworzenie zhierarchizowanego systemu regulacji wewnętrznych.

Urzeczywistnienie zasad

Reasumując, określenie podstawy funkcjonowania organizacji, a w konsekwencji fundamentu jej zgodności, determinuje szereg działań następczych, a w rezultacie określa tryb, sposób i charakter implementacji systemu zgłaszania nieprawidłowości.

Organizacja powinna dążyć do urzeczywistnienia zasad i reguł, którymi kieruje, bądź docelowo ma się kierować. W szczególności poprzez dołożenie należytej staranności do zapewnienia odpowiedniego poziomu bezpieczeństwa, pewności i stabilności pracowników względem kultury organizacyjnej oraz zasad ją konstytuujących.

W ostateczności bowiem, nie może być mowy o właściwie funkcjonującym systemie zgłaszania nieprawidłowości bez zaangażowania, akceptacji i dobrego przykładu kierownictwa. Bez którego zasada braku działań odwetowych wobec sygnalistów, stanowiąca emanację sprawiedliwości społecznej, nawet w przypadku najbardziej kompleksowej i drobiazgowej zarazem regulacji wewnętrznej, nie zostanie urzeczywistniona.

Wyniki badania przeprowadzonego przez DGTL.LAW, wskazują na dużą świadomość organizacji działających na polskim rynku co do konieczności ustanowienia odpowiednich kanałów zgłaszania nieprawidłowości, jak i ochrony sygnalistów. Respondenci wskazywali ryzyko utraty reputacji, jako jeden z głównych powodów, dla których rola whistleblowing w organizacji, w szczególności w zakresie ustanowienia efek-

tywnych kanałów wewnętrznych, jest nie do przecenienia.

Mając na uwadze znaczenie i wagę informacji medialnej, organizacje odpowiedzialne, dążące do stabilnego rozwoju, realizujące długofalowe strategie, nie mogą pozwolić sobie choćby na najmniejszą wątpliwość co do sposobu ich postępowania i funkcjonowania. Biorąc pod uwagę fakt, iż negatywne informacje nt. danego przedsiębiorstwa, bezpośrednio rzutują na wynik finansowy. W szczególności, w obliczu kolejnych wymogów regulacyjnych nakładanych na podmioty rynku energetycznego. Odpowiedni system zarządzania zgodnością, a w konsekwencji mechanizmy informowania o naruszeniach wraz z ochroną sygnalistów pozwalają na odpowiednie przygotowanie danego przedsiębiorstwa do zmieniającego się otoczenia regulacyjnego. Przedsiębiorstwom energetycznym nie jest obce pojęcie CSR (ang. *corporate social responsibility*), czy też ESG (ang. *environmental, social, governance*), które w obliczu inicjatywy UE w sprawie Europejskiego Zielonego Ładu, a w konsekwencji nałożenia dodatkowych obowiązków wynikających ze zrównoważonego ładu korporacyjnego, stanowiącego element inicjatywy europejskiej, implikować będą kolejne wyzwania i jednocześnie ryzyka dla przedstawicieli sektora energetycznego.

Dlatego też efektywny system *compliance* wraz z systemami zgłaszania nieprawidłowości, dla dojrzałych organizacji sektora energetycznego, to przede wszystkim szansa na identyfikację obszarów wymagających wzmocnienia, czy też dodatkowej uwagi ze strony kierownictwa. Jednocześnie organizacje dążące do ekspansji poza rodzimny rynek, nie mogą pozwolić sobie na niedostosowanie się do europejskich standardów.

To ostatni moment na podjęcie zdecydowanych kroków w celu zachowania zgodności, nie tylko tej wprost wynikającej z przepisów ustawy, ale przede wszystkim tej dającej komfort i poczucie bezpieczeństwa przedsiębiorstwom planującym długofalową strategię rozwoju. □

■ Wydawnictwo „Nowa Energia”

IX Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” - za nami

Tegoroczna edycja [IX Konferencji Technicznej „Nowy Model Energetyki”](#) odbyła się formule stacjonarnej i on-line. Wydarzenie skierowane było do biznesu w obszarze energetyki i środowiska. W sumie zgromadziło ponad 170 uczestników - przedstawicieli kadry zarządzającej i inżynierskiej przedsiębiorstw energetycznych, ciepłowniczych i przemysłowych odbiorców energii, specjalistów ds. inwestycji i wdrażania nowych technologii, firm oferujących technologie oraz zainteresowane instytucje i uczelnie techniczne.

Uroczystego otwarcia dokonali: Józef Węgrecki, Członek Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN SA, prof. Wojciech Nowak, Dyrektor Centrum Energetyki, Akademia Górniczo-Hutnicza oraz Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.

Podczas wydarzenia dyskutowano o kluczowych kwestiach związanych

z rozwojem polskiej energetyki stojących przed dynamiczną transformacją. Program składał się z VI Paneli tematycznych: Polska Energetyka - co dalej?, Nowy Model Energetyki, Energetyka Przemysłowa, Nowy Model Ciepłownictwa - ciepłownictwo powiatowe, Energetyka Jądrowa oraz technicznego, w trakcie którego wygłoszone zostały referaty i prezentacje techniczne. W sumie wy-

głoszonych zostało 17 referatów technicznych.

Konferencja Techniczna NME 2021 została opracowana pod kierownictwem prof. Wojciecha Nowaka, Dyrektora Centrum Energetyki na Akademii Górniczo-Hutniczej, który poprowadził dwa pierwsze Panele tematyczne.

Pierwszy referat wprowadzający w I Panelu wygłosił przedstawiciel Partnera Głównego - Józef Węgrecki, Członek Zarządu ds. Operacyjnych w PKN ORLEN SA, wygłaszając referat pt. „Polska Energetyka. Co dalej?”.

Kolejny referat wygłosił przedstawiciel Partnera - Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych w Enea Wytwarzanie Sp. z o.o., omawiając temat: „Zielony zwrot dla Polski - Transformacja Energetyki”. O możliwościach finansowania projektów związanych z realizacją zobowiązań pakietu energetyczno-klimatycznego mówił przedstawiciel NFOŚiGW - Artur Michalski, Z-ca Prezesa Zarządu. O prognozach zmian niezawodności krajowego systemu energetycznego do roku 2035 mówił prof.



Gości przywitali Dorota Kubek oraz Mariusz Marchwiak z Wydawnictwa „Nowa Energia”



Józef Węgrecki, prof. Wojciech Nowak i Grzegorz Kotte



Uczestnicy konferencji



II Panel Dyskusyjny „Nowy Model Energetyki” poprowadził prof. Wojciech Nowak



III PANEL DYSKUSYJNY „Energetyka Przemysłowa” poprowadził dr inż. Stanisław Tokarski

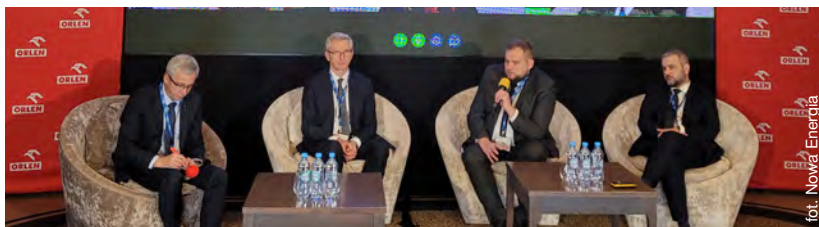
Andrzej Rusin z Wydziału Inżynierii Środowiska i Energetyki na Politechnice Śląskiej. Ocena PEP2040 w perspektywie neutralności klimatycznej w 2050 r. dokonał natomiast prof. Artur Wyrwa z Wydziału Energetyki i Paliw na AGH.

Na wstępie II Panelu Dyskusyjnego „Nowy Model Energetyki”, który poprowadził prof. Wojciech Nowak z AGH wygłoszony został referat wprowadzający pt. „Dominujące „D” - trendy transformacji energetyczno-klimatycznej w Unii

Europejskiej i w Polsce - czy czeka nas swoisty D-Day dla zastanego porządku?” przez Kamila Zawickiego z Kancelarii Prawnej KUBAS, KOS, GAŁKOWSKI. Głos w tym Panelu zabrali: prof. Krzysztof Badyda, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska; Piotr Czopek, Dyrektor ds. Regulacji, Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej; Jarosław Głowacki, Członek Zarządu - Wiceprezes ds. Technicznych, PGNiG TERMIKA SA; Grzegorz Kotte, Wiceprezes Zarządu ds. Technicznych, Enea Wytwarzanie Sp. z o.o.; Włodzimierz Pomierny, Koordynator Projektu Morskiej Energetyki Wiatrowej, AGENCJA ROZWOJU PRZEMYSŁU S.A.; Grzegorz Szastok, Dyrektor Handlowy, Członek Zarządu, SUMITOMO SHI FW ENERGIA POLSKA Sp. z o.o. oraz Józef Węgrecki, Członek Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN SA.

III PANEL DYSKUSYJNY „Energetyka Przemysłowa” poprowadził dr inż. Stanisław Tokarski z Centrum Energetyki na AGH. Przed dyskusją wygłoszone zostały m. in. referaty przedstawiciela KGHM Polska Miedź S.A. - Radosława Żydoka, Dyrektora Departamentu Analiz Regulacyjnych i Strategicznych („Polityka klimatyczna KGHM”) oraz prof. Krzysztofa Badydę z Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej („Wyzwania dla przemysłu związane z transformacją energetyczną”). W dyskusji głos zabrali: prof. Krzysztof Badyda, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska; Jarosław Głowacki, Członek Zarządu - Wiceprezes ds. Technicznych, PGNiG TERMIKA SA; Jakub Misztal, Head of Sales Poland and Baltic, Mitsubishi Power Europe GmbH; Paweł Pikus, Dyrektor Departamentu Elektroenergetyki i Gazu, Ministerstwo Klimatu i Środowiska; Mirosław Rokicki, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o. oraz Radosław Żydok, Dyrektor Departamentu Analiz Regulacyjnych i Strategicznych, KGHM Polska Miedź S.A.

V Panel Dyskusyjny pt. „Nowy Model Ciepłownictwa - ciepłownictwo powiatowe” poprowadził prof. Wojciech Bujalski,



V Panel Dyskusyjny pt. „Nowy Model Ciepłownictwa - ciepłownictwo powiatowe” poprowadził prof. Wojciech Bujalski



VI Panel Dyskusyjny pt. „Energetyka Jądrowa” poprowadził prof. Ludwik Pieńkowski



Rozmowy w kuluarach



Uczestnicy mieli okazję zwiedzić Kazimierz Dolny nocą



Losowanie nagród ufundowanych przez firmy biorące udział w Konferencji NME 2021

ds. Produkcji i Dystrybucji, Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.; Justyna Mirek, Sustainable Development Manager, Energoprojekt-Katowice S.A.; Piotr Skrabaczewski, Z-ca Burmistrza Miasta Tarnowskie Góry; Tomasz Szatkowski, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej w Końskich Sp. z o.o.; Dr inż. Mariusz Twardawa, Wiceprezes Zarządu, RAFAKO INNOVATION Sp. z o.o. oraz Aneta Więcka, Doradca Strategiczny, Dział Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami, NCBR.

VI Panel Dyskusyjny pt. „Energetyka Jądrowa” poprowadził prof. Ludwik Pieńkowski z AGH, wygłaszając na wstępie referat wprowadzający pt. „Perspektywy rozwoju energetyki jądrowej w Polsce. Głos w Dyskusji zabrali: Dr hab. inż. Arkadiusz Kamiński, Ekspert w Obszarze Członka Zarządu ds. Operacyjnych, PKN ORLEN SA; Maciej Lipka, Kierownik Działu Analiz i Pomiarów Reaktorowych, Narodowe Centrum Badań Jądrowych; Patrycja Nowakowska, Senior Associate, Kancelaria Prawna KUBAS, KOS, GAŁKOWSKI, a także Łukasz Sawicki, Główny Specjalista, Departament Energii Jądrowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska. □

Patronat Honorowy:			
Patronat Naukowy:		Partner Główny:	
Partner:		Partner Prawny:	
Współpraca:		Patronat Medialny:	Organizator:

■ Wojciech Głuszewski,
Adiunkt, Instytut Chemii i Techniki Jądrowej

Zastosowania radiolizy polimerów w energetyce

Słowo radioliza (przez analogię do elektrolizy) wprowadziła do nauki Maria Skłodowska-Curie. Termin ten oznacza obecnie ogół procesów chemicznych wywołanych działaniem promieniowania jonizującego na materię. W przypadku radiolizy węglowodorowych tworzyw polimerowych głównym produktem gazowym jest wodór (H_2). W miejscu oderwania atomu wodoru, który w formie cząsteczkowej bezpowrotnie opuszcza materiał powstaje wolny rodnik.

W atmosferze powietrza to chemiczne reaktywne indywiduum jest natychmiast atakowane przez tlen, zapoczątkowując proces postradiacyjnej oksydegradacji. W wielu przypadkach rodniki mogą również rekombinować, tworząc wiązania poprzeczne. Polimer w zależności od stosunku wydajności degradacji do trójwymiarowego sieciowania może w wyniku radiacyjnej obróbki polepszać, bądź obniżać właściwości użytkowe.

Składowiska odpadów promieniotwórczych

Jeżeli w repozytorium odpadów promieniotwórczych składowane są naturalne i sztuczne tworzywa polimerowe, to w wyniku działania emitowanego przez radioizotopy promieniowania jonizującego wydziela się H_2 . Powstaje pytanie: czy w perspektywie wieloletniego działania składowiska zjawisko to może mieć

znaczenie z punktu widzenia zagrożenia wybuchem? Instytut Chemii i Techniki Jądrowej brał udział w badaniach prowadzonych pod tym kątem na zlecenie Los Alamos National Laboratory. Prace miały związek z eksploatacją WIPP (Waste Isolation Pilot Plant), pilotażowego geologicznego zakładu składowania odpadów promieniotwórczych, znajdujące-

unieszkodliwiania na powierzchni zajmuje obszar 16 mil kwadratowych (41,5 km²). Rozpoczął on działalność w 1999 r. i przyczynił się w pierwszej kolejności do likwidacji 22 tymczasowych przechowywanych promieniotwórczych odpadów z okresu zimnej wojny.

Do analizy chemicznej zastosowano specjalnie przygotowany dla tych celów



Wydajność wydzielania wodoru jest również cenną informacją z punktu widzenia radiacyjnej modyfikacji polimerów

go się około 26 mil (42 km) na wschód od miejscowości Carlsbad w Nowym Meksyku. Szacuje się, że mogłyby one bezpiecznie pozostawać w składowisku nawet przez 10 000 lat. Okres zbierania odpadów przewidziano wstępnie na 35 lat. Głębokie na 655 m podziemne repozytorium zbudowane zostało w soli kamiennnej w latach 80. ub. w. Cały zakład

chromatograf gazowy Shimadzu 2014, z kolumną pakowaną i detektorem cieploprzewodnościowym. Gazem nośnym był argon. W celu symulacji dużych dawek promieniowania (okres składowania do 10 000 lat), próbki organicznych materiałów napromieniowywano wiązką prostą lub przemiętą elektronów przyspieszanych w akceleratorze elek-



Fot. 1. Próbkę soli z podziemnego składowiska odpadów promieniotwórczych w Carlsbadzie. Ich wiek szacowano na 225 mln lat. Skoro sól nie została w tym czasie wymyta, to można przyjąć z dużym prawdopodobieństwem, że repozytorium nie będzie przez najbliższe kilkadziesiąt tysięcy lat narażone na działanie wody

tronów o energii 10 MeV i mocy 10 kW. Wydajności radiolitycznie wydzielanego wodoru (GH_2) oznaczano w $\mu\text{mol/J}$. Inaczej mówiąc, w liczbie cząsteczek H_2 na jeden dżul (J) pochłoniętej energii promieniowania. Aby ocenić faktyczne zagrożenie związane z emisją produktów gazowych powstających w wyniku działania promieniowania jonizującego, należałoby znać dokładną zawartość radioizotopów w każdym opakowaniu, temperaturę w pojemniku, masę i rodzaj składowanych związków chemicznych. Uniwersalne podanie chemoradiacyjnych wydajności pozwala na szacunkowe wyliczenia uwzględniające jeszcze czas i skalę przedsięwzięcia. Z doświadczeń chemii radiacyjnej polimerów można rekomendować stosowanie raczej związków aromatycznych, których wydajności radiolizy są o dwa rzędy mniejsze w porównaniu ze związkami alifatycznymi, np. polietylenem.

Sieciowanie kabli i przewodów elektrycznych

Wydajność wydzielania wodoru jest również cenną informacją z punktu widzenia radiacyjnej modyfikacji polimerów. W pewnym przybliżeniu (po pomnożeniu przez dwa) opisuje ona liczbę powstających w wyniku działania promieniowania jonizującego makroradników, które inicjują wtórne procesy sieciowania i degradacji. Jest to istotne zagadnienie np. z punktu widzenia eksploatacji kabli i przewodów elektrycznych w elektrowniach jądrowych. Szacuje się, że w otoczeniu jednego reaktora zainstalowanych jest ok. 1000 km różnego typu kabli. Aktualne wymagania bezpieczeństwa, jak również wysokie koszty operacji, nie pozwalają na ich wymianę w czasie pracy EJ przewidywanej na 40-60 lat. Dlatego przy projektowaniu EJ uwzględnia się czynniki środowiskowe, na jakie narażo-

ne będą przewody elektryczne w czasie tak długiej eksploatacji, jak również przewiduje wszystkie możliwe nagłe niekorzystne zmiany warunków pracy będące skutkiem ewentualnych awarii. Uważa się, że największy udział w degradacji kabli mają czynniki termiczne. Powodują one niekorzystne zmiany strukturalne pogarszające właściwości mechaniczne i izolacyjne. Istotny udział w modyfikacji kabli ma również promieniowanie gamma towarzyszące przemianom jądrowym zachodzącym w reaktorze. Szacuje się, że w trakcie eksploatacji elektrowni jądrowej całkowita dawka pochłonięta przez kabel może sięgać od 30 do ponad 50 kGy.

Paradoksalnie izolacje kabli i przewodów dzięki zjawisku sieciowania mogą w zakresie dawek do 120 kGy podnieść walory użytkowe. Jak już było powiedziane, obróbka radiacyjna powoduje zmniejszenie ilości wodoru w tworzywie polimerowym, co między innymi przekłada

się na: wzrost odporności na działanie wysokich temperatur, przeciążeń przewodów, wzrost odporność na płomień, ścieranie, chemikalia, itd. Sieciowanie zapobiega skutkom zwarcia (izolacja nie ulega stopieniu). Podczas kontaktu z płomieniem nie pali się i nie kapie, a także nie rozprzestrzenia ognia. Izolacja może być cieńsza. Surowcem do prawie wszystkich PEX (polietylen sieciowany) jest LDPE (Low Density Polyethylene).

Rodzaj polimeru	G [$\mu\text{mol/J}$]
PP pierwotny	0,40
PP izotaktyczny	0,26
PE	0,42
Parafilm	0,34
NBR N33	0,12
Therban A3407	0,14
Polystyren	0,008

Tab. 1. Porównanie wydajności radiolitycznej emisji wodoru z przykładowych alifatycznych poliolefin i aromatycznego polistyrenu

Wiązania poprzeczne powodują, że polimer (PE) z termoplastu zmienia się w elastomer. Zaletą technologii radiacyjnych jest możliwość modyfikacji wyrobu już po jego uformowaniu. Sieciowanie nie wymaga stosowania nadtlenu i łatwo je kontrolować wielkością dawki promieniowania. Eksperymentalnie można dobrać optymalny dla końcowych właściwości tworzywa czas przebywania pod wiązką elektronów. Sieciowanie można przeprowadzić również chemicznie, z użyciem np. nadtlenu dikumylu w trakcie wytłaczania. W tym przypadku dodatkowe związki chemiczne wpływają niekorzystnie na własności dielektryczne wyrobu, a ogrzewanie do wysokich temperatur (w celu rozkładu nadtlenu do rodników nadtlenkowych) prowadzi do obniżenia zawartości fazy krystalicznej. Wg normy ASTM F 876-93 stopień usieciowania powinien wynosić pomię-

dzy 65, a 89%. Wyższy może prowadzić do kruchości polimeru i utraty odporności na uderzenie. Przewiduje się, że wyroby wykonane z PEX mogą być używane od 50 do 200 lat. To dobra wiadomość również dla właścicieli np. obiektów zabytkowych. Przykład remontu pałacu Buckingham, którego koszt oszacowano na 2 mld zł pokazuje jak istotne jest zastosowanie dobrej jakości przewodów elektrycznych. Pamięając lata 40. ub. w. instalację elektryczną pałacu należało wymienić w całości.

Pamięć kształtu

Silne połączenia mostkami sąsiednich łańcuchów polimerowych wykorzystuje się w produkcji tzw. materiałów z pamięcią kształtu. Podgrzanie usieciowanego polietyleny powyżej temperatury topnienia kryształów, zmienia go w miękką, elastyczny materiał, który łatwo rozciągać. Polimer nieusieciowany w tych warunkach staje się ciągliwą płynną masą, która przy wydłużaniu łatwo pęka. W produkcji materiałów z pamięcią kształtu z polietyleny wykonuje się przedmiot o wymiarach, jakie ma przyjąć po obkurczeniu. Potem przedmiot poddaje się napromieniowaniu. Polietylen zostaje usieciowany, a materiał niejako zapamiętuje pożądany kształt. Następnie jest on podgrzewany do odpowiedniej temperatury, rozciągany mechanicznie i w takiej postaci chłodzony. Jeżeli przygotowaną tak np. rurę ponownie podgrzejemy powyżej temperatury topnienia kryształów, to powróci ona do swojego pierwotnego kształtu i zaciśnie się na wybranym elemencie (np. połączeniu przewodów elektrycznych). Modyfikowane radiacyjnie rury i taśmy termokurczliwe tworzą szczelnie przylegającą warstwę o charakterze izolacyjnym, ochronnym, antykorozyjnym i dekoracyjnym. Taśmy termokurczliwe z termoplastycznym klejem

stosuje się do izolacji między innymi rurociągów gazowych.

Produkcja wodoru

Jak było powiedziane, w wyniku działania promieniowania jonizującego na tworzywa sztuczne następuje emisja H_2 i pękanie łańcuchów polimerowych. Gdyby zastosować bardzo duże dawki, to zjawisko radiacyjnej degradacji zaczyna przeważać nad sieciowaniem. Teoretycznie można brać pod uwagę radiacyjny proces przeprowadzenia polimeru z powrotem w związki niskocząsteczkowe. Przy obecnych cenach energii będzie to jednak nieopłacalne ekonomicznie, chociaż bardzo atrakcyjne z punktu widzenia recyklingu tworzyw sztucznych i ochrony środowiska. W przyszłości być może powstaną instalacje, w których za pomocą promieniowania jonizującego będzie można przerabiać odpady polimerowe na paliwo wodorowe i ciekłe węglowodory.

W skrajnym przypadku produktem radiolizy będzie wodór i węgiel. Oczywiście dla polichlorku winylu produktem gazowym jest chlor, a teflonu fluor. Zjawiska radiacyjnej degradacji były analizowane również z punktu widzenia panspermii. Hipoteza ta zakłada, że życie dotarło do Ziemi z kosmosu w postaci prostych organizmów lub form przetrwalnikowych razem z meteorytami, kometami lub planetoidami. Mało prawdopodobne wydaje się jednak, aby w bardzo długim czasie podróży (mld lat) te naturalne polimery nie uległy degradacji w wyniku działania promieniowania kosmicznego.

Na marginesie rozważań na temat radiolizy polimerów warto na koniec zwrócić uwagę na ochronę środowiska, jako tę dziedzinę, w której w przyszłości nastąpi znaczący wzrost liczby zastosowań technologii radiacyjnej (wykorzystanie akceleratorów do oczyszczania wody, ścieków, gazów odlotowych). □

Bibliografia

1. W. Gluszeński, The use of gas chromatography for the determination of radiolytic molecular hydrogen, the detachment of which initiates secondary phenomena in the radiation modification of polymers, *Polimery*, 64, 10, 2019, 44-49.
2. Innowacje dla energii i nie tylko. Zaawansowane materiały polimerowe dla energetyki i innych dziedzin wspomagane technologiami radiacyjnymi. Instytut Chemii i Techniki Jądrowej i Ministerstwo Energii, Warszawa 2017, 112 stron.

Artykuł sponsorowany

uponor

■ Monika Tarnawska,
Marketing Manager, UPONOR INFRA Sp. z o.o.

Rury polietylenowe do zadań specjalnych

Od ponad 60 lat Uponor Infra dostarcza systemy polietylenowe PEHD, które sprawdzają się w najtrudniejszych warunkach eksploatacyjnych i są z powodzeniem stosowane m. in. jako rurociągi technologiczne dla zakładów chemicznych, papierniczych i celulozowych, zakładów wzbogacania rud, hut miedzi, rafinerii, a także jako rurociągi wody chłodzącej w elektrowniach, czy rurociągi derywacyjne w elektrowniach wodnych. Warto podkreślić, że systemy polietylenowe doskonale sprawdzają się także na terenach eksploatacji górniczej i składowiskach odpadów poprodukcyjnych.

Rurociągi polietylenowe - idealne dla rozwiązań przemysłowych

Przemysłowa infrastruktura podziemna to z definicji niezwykle rozbudowany i złożony system. W tak skomplikowanych i silnie zurbanizowanych sieciach pierwszorzędne znaczenie ma zastosowanie rurociągów wykonanych z najlepszych materiałów. Uponor Infra do produkcji swoich wyrobów stosuje najwyższej klasy surowce dostępne na światowych rynkach. Rury ciśnieniowe wykonywane są z czystego surowca bez dodatku regranulatów, co znacznie przewyższa wymogi normy EN 12201.

Rury przemysłowe muszą być odporne na ścieranie, korozję, zarastanie i działanie związków chemicznych znajdujących się w glebie, wodzie, czy w transportowanym medium. Mają być także trwałe, szczelne i elastyczne, przystosowane do dynamicznego otoczenia. Rury polietylenowe spełniają wszystkie te wymagania. Dodatkowo, w porównaniu z tradycyjnymi materiałami, cechuje

je niska masa, co przekłada się na łatwość i szybkość instalacji, która może być prowadzona bez względu na warunki atmosferyczne (również w temperaturach ujemnych). Rury polietylenowe to zatem niższe koszty instalacji, jak również eksploatacji. Wyjątkowa trwałość

i długa gwarantowana żywotność rurociągów sprawia, że nie wymagają one konserwacji, malowania, doszczelniania, itp. Łączenie elementów rurociągu odbywa się metodą zgrzewania doczołowego lub spawania ekstruzyjnego, które gwarantują jednorodność połączeń



Budowa rurociągów derywacyjnych dla małej elektrowni wodnej na rzece Olzie



fot. Uponor

Rurociąg pływający na składowisku Żelazny Most - transport wód nadosadowych

przy zachowaniu wszystkich parametrów technicznych, jakościowych i wytrzymałościowych. Warto wspomnieć o dodatkowych zaletach polietylenu wyróżniających go na tle innych materiałów stosowanych w przemyśle, a mianowicie: całkowitej odporności na prądy błądzące, bardzo niskim i niezmiennym w czasie współczynnikiem chropowatości bezwzględnej „k”, a także niewielkiej prędkości rozchodzenia się fali uderzeniowej (kilkakrotnie mniejszej niż w przypadku stali, żeliwa, czy GRP).

Metody układania rurociągów

Rurociągi polietylenowe można z powodzeniem układać różnymi metodami w zależności od specyfiki zakładu przemysłowego i warunków gruntowych. Mogą być one umieszczane na podporach, bezpośrednio na powierzchni terenu (czarny polietylen charakteryzuje się odpornością na promieniowanie UV), w nasypach, jak i pod dużym naziemem. Inne metody instalacji to układanie na dnie akwenów wodnych metodą swobodnego zatapiania lub na powierzchni, jako rurociągi pływające. Podczas renowacji uszkodzonych sieci nowe rurociągi mogą być instalowane za pomocą tradycyjnych metod wykopowych lub metod bezwykopowych takich jak: relining, swagelining, czy kraking. Ze względu

na doskonałe parametry wytrzymałościowe, rurociągi ciśnieniowe PEHD są także najczęściej wybierane do inwestycji przeprowadzanych w technologii kierunkowych przewiertów horyzontalnych (HDD).

Zaprojektowane by działać, służyć i trwać

Rurociągi polietylenowe produkowane przez Uponor Infra stosowane są m. in. w górnictwie, a współpraca z kopalniami stanowi ważny element strategii firmy. Prawie 25 lat temu Kopalnia „Bełchatów”, jako pierwsza, zdecydowała się na wymianę rurociągów stalowych na polietylenowe. Systemy PEHD zainstalowane są tu w obrębie wyrobiska i służą do odwadniania powierzchniowego. Jak podkreśla inwestor o wyborze systemu polietylenowego zadecydowała jednorodność połączeń i związana z tym zdolność do przenoszenia sił osiowych. Ma to szczególne znaczenie przy instalacji w ekstremalnie trudnych warunkach eksploatacji górniczej, gdzie występują procesy osuwickowe.

W 1997 r. Uponor Infra rozpoczęła współpracę z KGHM Polska Miedź S.A., dostarczając na teren Obiektu Unieszkodliwiania Odpadów Wydobywczych (OUOW) Żelazny Most pierwsze systemy drenażowe. Składowisko „Żelazny Most” jest jedynym miejscem deponowa-

nia odpadu z flotacji dla wszystkich kopalń KGHM Polska Miedź S.A., co czyni z niego kluczowe ogniwo technologiczne. Rury polietylenowe sprawdziły się w wymagających warunkach składowiska, dlatego postanowiono wykorzystać je również do renowacji skorodowanych rurociągów stalowych transportujących odpady poflotacyjne, a w kolejnych latach również do transportu wód nadosadowych.



fot. Uponor

Hydrotransport popiołów rurami WehoSlurry na składowisku Bagno Lubień Elektrowni Bełchatów

Systemy polietylenowe są również szeroko wykorzystywane w przemyśle energetycznym, w układach chłodzenia, czy zasilania elektrowni. Rurociągi te muszą być wykonane z materiałów o najwyższej jakości i niezawodności, z gwarancją bezawaryjnej pracy przez wiele lat. Ewentualna awaria skutkowałaby bowiem zatrzymaniem bloku energetycznego i przerwami w dostawie prądu, co generowałoby ogromne koszty. Uponor Infra jest dostawcą rurociągów wody surowej, m. in. dla Elektrowni „Bełchatów”, Elektrowni „Rybnik” i Elektrowni „Kozienice”, gdzie do instalacji oprócz tradycyjnej metody wykopowej wykorzystano również przewiert HDD. W Elektrowni „Jaworzno” pojawiła się konieczność instalacji rurociągu zasilającego na obszarze szkód górniczych (kategoria II-IV), z wymogiem zapewnienia ciągłości pracy bloku przy jedнопроводowym zasilaniu. Początkowo rurociąg został zaprojektowany w technologii GRP, ale z uwagi na



Transport odpadów połotacyjnych na składowisko Żelazny Most



Budowa rurociągów wody surowej dla Elektrowni Kozienice – przewiert horyzontalny HDD



Wymiana stalowych rurociągów wody obiegowej dla Synthos S.A.

brak referencji bezawaryjnego działania na terenie szkód górniczych, został przeprojektowany w technologii PEHD. Uponor jako jedyny posiadał 5-letnie referencje z bezawaryjnego działania w podobnych warunkach.

Zakłady chemiczne to kolejna branża, która chętnie korzysta z zalet technologii PEHD przy budowie i modernizacji swojej infrastruktury przemysłowej. Przykładem jest firma Synthos, dla której Uponor Infra dostarczyła rurociągi wody obiegowej, czy Grupa Azoty - ZA Puławy, gdzie nasze rurociągi PEHD posłużyły do renowacji systemu wody obiegowej w zakładzie amoniaku. W przypadku tego ostatniego, instalacja była wyjątkowo trudna z uwagi na gęstą sieć podziemną. Dodatkowo inwestor postawił bardzo wysokie wymagania dla parametrów jakościowych rurociągów, w związku z czym, po przeprowadzeniu dialogu technicznego, zdecydował się na zmianę technologii z GRP na PEHD.

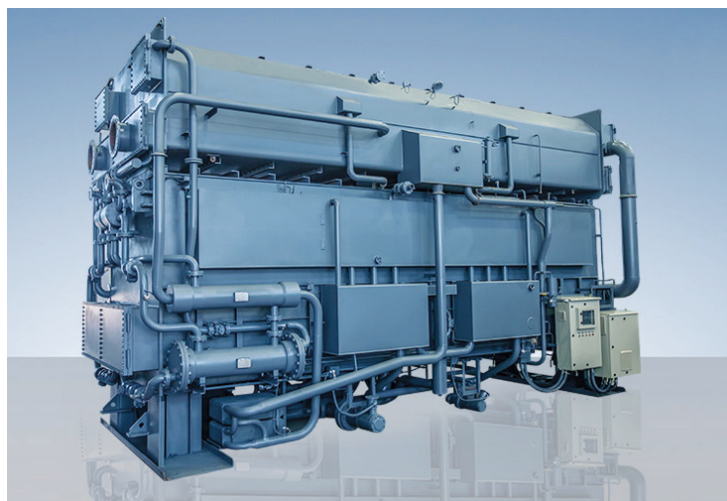
Warto też wspomnieć o Inowrocławskiej Kopalni Soli „Solino” S.A., czy Podziemnym Magazynie Gazu „Kosakowo”, gdzie rurociągi polietylenowe są wykorzystywane do transportu solanki. Z kolei zakład Stora Enso z Ostrołki zdecydował się na zastosowanie systemu PEHD do budowy kanalizacji ścieków agresywnych o dużej kwasowości, a w zakładzie ZCH Siarkopol Tarnobrzeg rurociągi PEHD transportują kwas siarkowy.

Istnieją dziesiątki przykładów zastosowań rurociągów polietylenowych w różnych gałęziach sektora przemysłowego. Wykorzystywane są one wszędzie tam, gdzie niezbędne jest zastosowanie niezawodnych układów przesyłowych, odpornych na wyjątkowo trudne i niestabilne warunki pracy. Dzięki cechom takim jak odporność na ścieranie, korozję i działanie związków chemicznych, rurociągi PEHD służą do bezpiecznego przesyłu wody, ścieków, substancji chemicznych, roztworów i mediów o wysokiej ścieralności. Ich wysoką jakość i trwałość potwierdzają liczne referencje wystawione przez największych inwestorów przemysłowych. □

Produkcja chłodu z ciepła sieciowego

Efektywność energetyczna i ograniczenie emisji CO₂

Oszczędność i ekologia dla wytwórców energii, operatorów sieci ciepłowniczych i inwestorów



URZĄDZENIA ABSORPCYJNE DO PRODUKCJI
CHŁODU, ZASILANE WODĄ SIECIOWĄ
O TEMPERATURZE 65.0°C

ABSORPCYJNE POMPY CIEPŁA
DO PODGRZEWU WODY SIECIOWEJ
DO TEMPERATURY 90.0°C



Oficjalny dystrybutor urządzeń absorpcyjnych firmy
EBARA REFRIGERATION EQUIPMENT & SYSTEMS CO., LTD., Japonia

SYSTEMY ODZYSKU CIEPŁA I WYTWARZANIA CHŁODU

PROJEKTY

WDROŻENIA

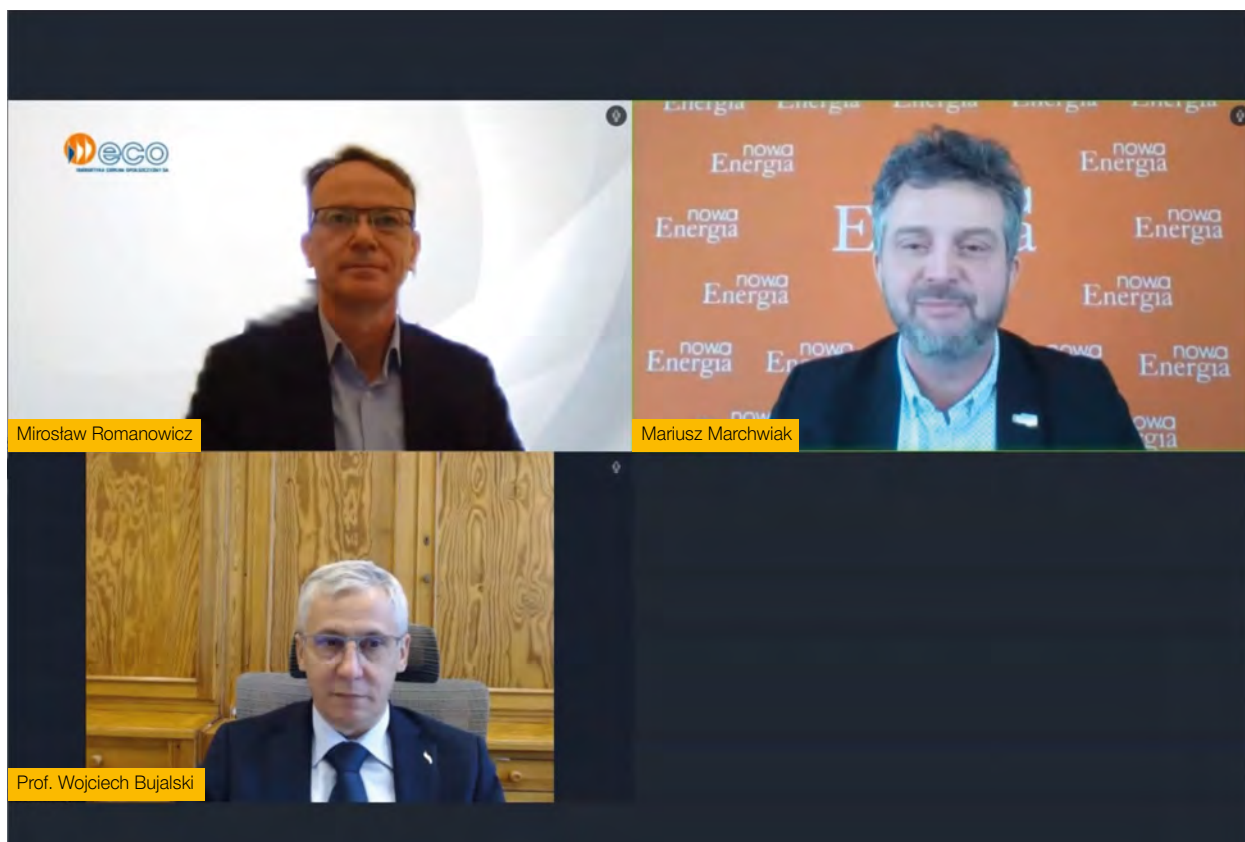
DORADZTWO

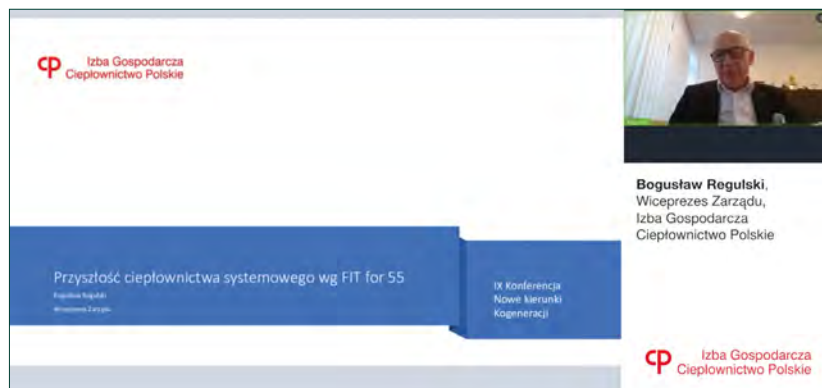
SERWIS

■ Wydawnictwo „Nowa Energia”

Za nami IX Konferencja „Nowe Kierunki Kogeneracji”

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało [IX Konferencję „Nowe kierunki Kogeneracji”](#), która odbyła się w dniach 2-3 lutego 2022 r. w formule on-line. Konferencję moderował prof. Wojciech Bujalski, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej. Partnerem została Energetyka Ciepła Opolszczyzny SA, Patronem Naukowym - Instytut Techniki Ciepłej na PW, natomiast współpracę podjęła Firma DUON.





Bogusław Regulski,
Wiceprezes Zarządu,
Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

O przyszłości ciepłownictwa systemowego wg FIT for 55 mówił Bogusław Regulski, Wiceprezes Zarządu Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie



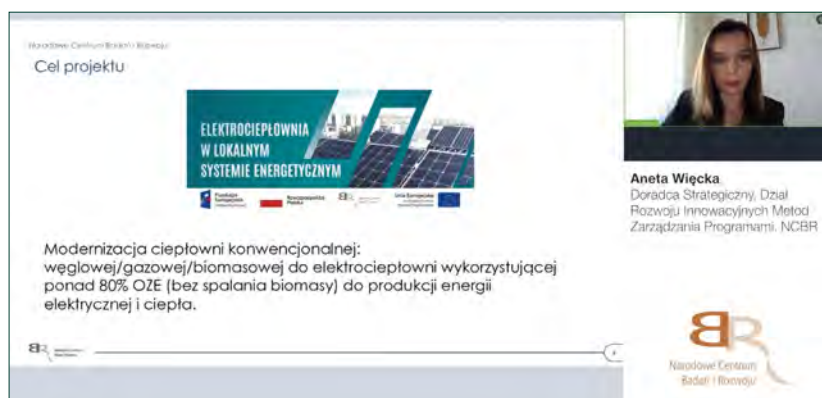
Andrzej Rubczyński,
Dyrektor ds. Strategii
Ciepłownictwa, Forum Energii

O transformacji ciepłownictwa w Polsce mówił Andrzej Rubczyński, Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa w Forum Energii



Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW,
Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice
Warszawskiej

Koncepcję systemu neutralnego klimatycznie omówił prof. Wojciech Bujalski, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej



Aneta Więcka
Doradca Strategiczny, Dział
Rozwoju Innowacyjnych Metod
Zarządzania Programami, NCBR

„Elektrociepłownia w lokalnym systemie energetycznym” - to tytuł referatu który przedstawiła Aneta Więcka, Doradca Strategiczny w Dziale Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami NCBR



KROŚNIEŃSKI HOLDING KOMUNALNY

Dywersyfikacja paliwowa w Krośnieńskiej Elektrociepłowni



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



O dywersyfikacji paliwowej w krośnieńskiej elektrociepłowni mówił Janusz Fic, Prezes Zarządu MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.



KOGENERACJA



Przyszłość kogeneracji na tle zmian na rynku gazu Przykład MPEC Nowy Sącz

Paweł Kupczak
Nowy Sącz, dnia 2 lutego 2022 r.



Paweł Kupczak,
Prezes Zarządu,
MPEC Sp. z o.o. w Nowym
Sączu



„Przyszłość kogeneracji na tle zmian na rynku gazu. Przykład MPEC Nowy Sącz” - to tytuł referatu, który wygłosił Paweł Kupczak, Prezes Zarządu MPEC Sp. z o.o. w Nowym Sączu

Szczegóły techniczne związane z budową elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE w Ciechanowie



Dr Inż. Małgorzata Niestępska




Dr Małgorzata Niestępska,
Prezes Zarządu,
PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie




Szczegóły techniczne związane z budową elektrociepłowni na potrzeby wysokosprawnej kogeneracji z wykorzystaniem OZE w Ciechanowie omówiła dr Małgorzata Niestępska, Prezes Zarządu PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie



Dofinansowanie dla kogeneracji NOWA PERSPEKTYWA



Prezentuje:
Wojciech Nawrocki
Członek Zarządu
tel. +48 500 276 115
wojciech.nawrocki@metropolisgo.pl

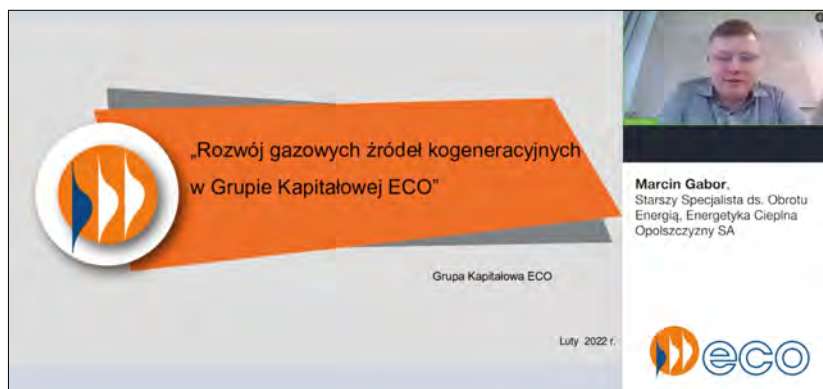
Poznań, dnia 2 lutego 2022 r.



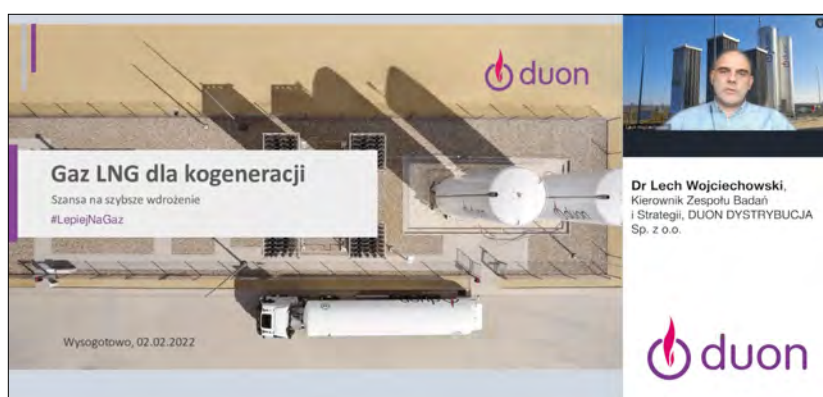
Wojciech Nawrocki,
Członek Zarządu, METROPOLIS
DORADZTWO GOSPODARCZE
Sp. z o.o.



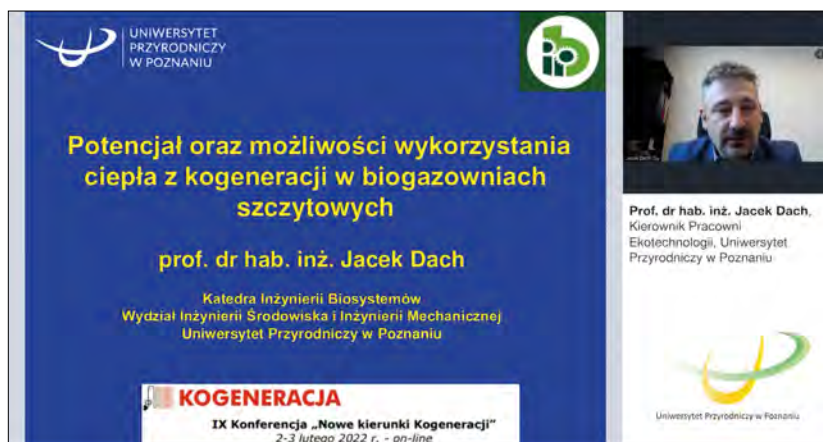
Możliwości dofinansowania dla kogeneracji zaprezentował Wojciech Nawrocki, Członek Zarządu w METROPOLIS DORADZTWO GOSPODARCZE Sp. z o.o.



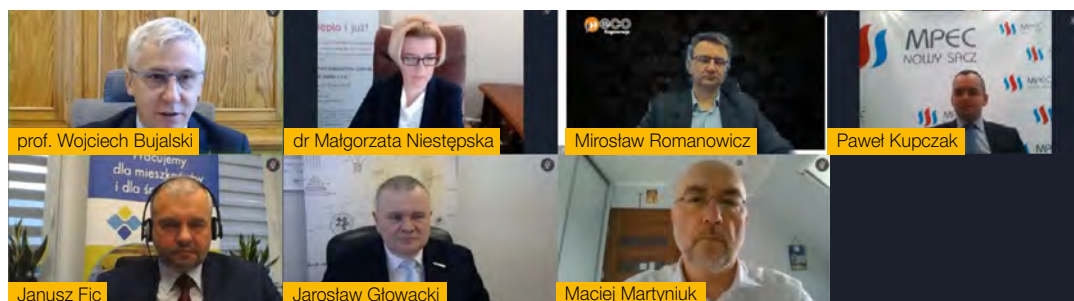
O rozwoju gazowych źródeł kogeneracyjnych w Grupie Kapitałowej ECO mówił Marcin Gabor, Starszy Specjalista ds. Obrotu Energią w Energetyce Ciepłej Opolszczyzny SA



Dr Lech Wojciechowski, Kierownik Zespołu Badań i Strategii w DUON DYSTRYBUCJA Sp. z o.o. wygłosił prezentację pt. „Gaz LNG dla kogeneracji - szansa na szybsze wdrożenie”



Potencjał oraz możliwości wykorzystania ciepła z kogeneracji w biogazowniach szczytowych omówił prof. dr hab. inż. Jacek Dach, Kierownik Pracowni Ekotechnologii na Uniwersytecie Przyrodniczym w Poznaniu



Fot. Nowa Energia

Partner:

Patronat Naukowy:

Współpraca:

Organizator:



■ Andrzej Rubczyński,
Dyrektor ds. Strategii Ciepłownictwa, Forum Energii

Ciepłownictwo - zapomniany sektor energii

Ciągle z szansą na sukces, pomimo spóźnionego startu

Ciepłownictwo systemowe właśnie zderzyło się ze ścianą. Polityka (nomen omen) ciepłej wody w kranie wydaje swoje owoce. Sektor jest niedoinwestowany, nienowoczesny i nierentowny. Trwa rozpaczliwa akcja ratowania bieżącej sytuacji firm, poprzez kolejne modyfikacje rozporządzenia taryfowego i, de facto, przerzucania kosztów braku perspektywicznego myślenia na odbiorców ciepła. Sektor potrzebuje odważnej strategii ciepłowniczej, ambitnych celów i planu działania. Bowiem nowoczesne ciepłownictwo to nie tylko komfort cieplny w przystępnej cenie, ale również zmniejszenie rosnącej zależności od importu węgla i gazu, czyste środowisko i rozwinięty krajowy przemysł urządzeń ciepłowniczych, materiałów i usług budowlanych. Pieniądze na transformację ciepłownictwa są, nie tracimy energii na zaklinanie rzeczywistości, zabierzmy się do działania.

Mistrzowie derogacji

Opóźnienie technologiczne w krajowym ciepłownictwie i energetyce jest wynikiem nie tylko splotu wielu historycznych uwarunkowań polityczno-gospodarczych, ale również konsekwencją naszego zgubnego zwyczaju odkładania ważnych decyzji na później. W minionych dwóch dekadach decydenci poświęcili wiele wysiłku intelektualnego, nie na tworzenie koncepcji zmian, ale na

tworzenie pomysłów, jak te zmiany odwlec. Popatrzmy na krótką historię zaklinania rzeczywistości, która doprowadziła nas do niewesołej sytuacji w sektorze energii. Zanim ją prześledzimy, chciałbym wyraźnie podkreślić, iż opisane zjawiska nie wynikały z niechęci energetyków i ciepłowników do inwestowania w rozwój, ale z systemowego braku docelowej wizji sektora energii, braku odpowiednich bodźców i braku właściwej legislacji. Popatrzmy jak to wyglądało:

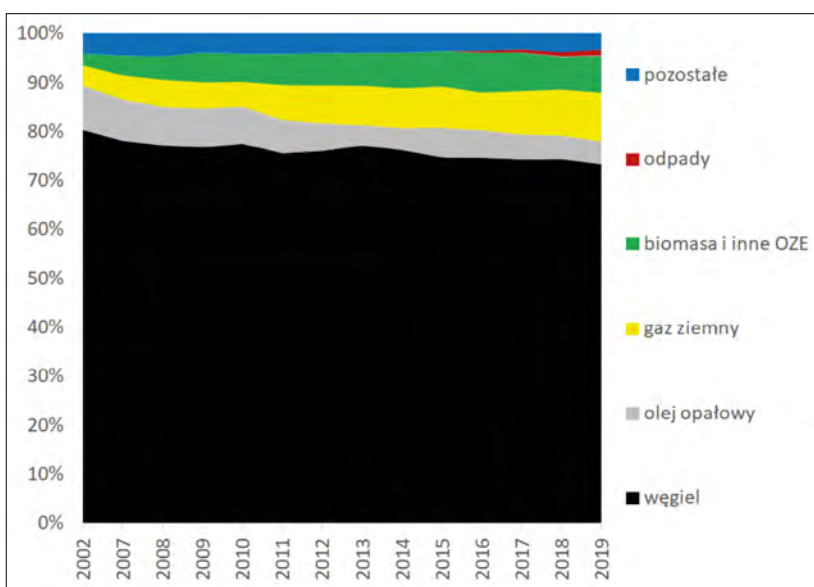
■ Traktat akcesyjny o przystąpieniu Polski do UE¹, podpisany 16.04.2003 - biorąc pod uwagę trudną sytuację wyjściową wpisano do Traktatu imienną listę kotłów w ciepłownictwie i energetyce, dla których nowe normy emisji gazów i pyłów będą obowiązywać nie od 2008 r. (czego wymagała przyjęta wcześniej Dyrektywa LCP), lecz od 2016 r. Podarowane 13 lat praktycznie zmarnowano. Sektor

energii nie zrobił żadnego ruchu w kierunku zmiany struktury paliwowej. Na krótko przed terminem, rozpoczęto inwestowanie w urządzenia oczyszczające spaliny, i to też nie zawsze, ponieważ w międzyczasie pojawiła się nowa szansa na odroczenie, czyli Dyrektywa IED.

- Dyrektywa IED² o emisjach przemysłowych, przyjęta 24.11.2010, wprowadziła kolejne zaostrzenie standardów emisji gazów i pyłów od 2016 r. Zrobiło się spore zamieszanie, bo w 2016 r. przypadł termin obowiązywania dyrektyw LCP i IED. Ale Dyrektywa dawała też prawo do niestosowania nowych norm, jeżeli obiekt nie przepracuje więcej niż 17,5 tys. godzin (od 2016 r., aby potem zostać zlikwidowanym). Wiele podmiotów skorzystało z tej opcji. Nie podejmowano inwestycji w nowe moce, tylko kontynuowano pracę do kresu żywotności. Stąd obecnie mamy problem luki wytwórczej w KSE. Dyrektywa IED przyznała również derogacje dla ciepłownictwa, z których ono ciągle korzysta, oddalając moment realizacji zasadniczych zmian.
- Dyrektywa ETS³ o handlu uprawnieniami do emisji CO₂, przyjęta 13.10.2003. Przełomowy dokument, którego cel był bardzo jasny - dekarbonizacja sektora energii. Kto zrozumiał zaczął stawiać na nowe technologie, efektywność energetyczną i bezemisyjne źródła. W swoim zamyśle, po drugim okresie rozliczeniowym, system miał generować przychody do budżetu państwa ze sprzedaży uprawnień do emisji CO₂. Przychody te miały być alokowane w inwestycjach zmniejszających emisje. Duża pula pieniędzy w ręku mądrych decydentów dawała szansę na pchnięcie sektora na nowe tory. Wybrano jednak opcję na odłożenie strukturalnych zmian, czyli darmowe przydziały

CO₂ w zamian za przyręczone inwestycje modernizacyjne, zapisane w oficjalnym Krajowym Planie Inwestycyjnym. Firmy dostały sporą pulę uprawnień, a modernizacja sektora energii wyszła, jak wyszła. Każdy to widzi.

właściwe wnioski i rozpocząć pilnie proces transformacji ciepłownictwa. Jest wiele do zrobienia. W dalszej części niniejszego tekstu zostały zaprezentowane kroki do wykonania, które powinny doprowadzić do celu, czyli neutralnego klimatycznie ciepłownictwa polskiego.



Rys. 1. Zmiana struktury paliw w ciepłownictwie systemowym od 2002 r.
Źródło: Statystyka ARE, Energetyka Ciepła w liczbach, URE

Można jeszcze wspomnieć o Dyrektywie MCP i upływającym czasie bez widocznych efektów, albo próbach wyjścia z systemu ETS metodą redukcji mocy małych przedsiębiorstw ciepłowniczych. To taki trik pozwalający uniknąć kosztu zakupu CO₂ w wyniku zejścia poniżej wartości progowej systemu, 20 MW. Biznesowo to ma chwilowy sens, ale tak naprawdę to jest tylko kupowanie czasu. Potrzebne są fundamentalne zmiany. Do czego doprowadziła nas polityka wypierania i derogacji w ciepłownictwie obrazuje wykres na rysunku 1.

Plan dla krajowego ciepłownictwa systemowego

Płacząc nad rozlanym mlekiem oczywiście nie ma sensu. Stało się jak się stało, powinniśmy z tej lekcji historii wyciągnąć

Krok 1. Ambitna strategia ciepłownicza

Ciepłownictwo systemowe wraz z ogrzewaniem indywidualnym i ciepłem przemysłowym stanowi największy sektor energetyczny kraju. Zużywa około 1/3 energii pierwotnej w formie różnych paliw, odpowiada za 1/5 krajowych emisji CO₂. Pomimo swych rozmiarów nie doczekało się kompleksowej strategii. Jedynie ciepłownictwo systemowe, jako mniejszy brat energetyki, bywało dostrzegane w kolejnych edycjach Polityki Energetycznej Polski. A szkoda, bowiem właściwie pokierowany sektor ciepłownictwa, oprócz zapewnienia komfortu cieplnego w akceptowalnej cenie, może przynieść szereg dodatkowych korzyści:

- Poprawę jakości środowiska i ograniczenie kosztów zdrowotnych społeczeństwa,

- Ograniczenie rosnącej zależności Polski od importu paliw kopalnych,
- Zwiększenie PKB, dzięki aktywizacji krajowych instytucji naukowych oraz przemysłu powiązanego z obszarem ogrzewania i budownictwa.

Ciepłownictwo systemowe, jako jedyne z dostępnych rozwiązań zaopatrzenia w ciepło daje możliwość na poziomie lokalnym kontrolowania skali oddziaływania na środowisko procesu zaopatrzenia w ciepło. Systemy ciepłownicze w Polsce to cenne aktywo, które powinniśmy rozwijać. Należy skończyć z działaniami zastępczymi i sztukowaniem legislacji dla ratowania bieżących wyników finansowych przedsiębiorstw ciepłowniczych. Potrzebna jest ambitna strategia dla ciepłownictwa, która pozwoli na maksymalizację korzyści gospodarczych i środowiskowych, która zmotywuje do wysiłku intelektualnego i działania. Ciągłe czekamy na ten dokument. Na szali są do zainwestowania setki miliardów złotych na modernizację sektora ciepła systemowego, źródeł ciepła w indywidualnym ogrzewaniu oraz termomodernizację budynków. Strategia, jeżeli ma stanowić

busołą dla ciepłownictwa i przemysłu powinna postawić klarowne cele, bardziej progresywne, niż te które znajdują się w przyjętej w 2021 r. Polityce Energetycznej Polski 2040. Powinny zakładać neutralność klimatyczną w 2050 r. oraz wychodzić naprzeciw propozycjom pakietu legislacyjnego Fit for 55. Wiemy, że niektóre propozycje pakietu są trudne do wykonania w warunkach krajowego ciepłownictwa. Pamiętajmy, to cały czas są tylko propozycje. Jeżeli chcemy podjąć skuteczne negocjacje z Brukselą, przygotujmy się. Powinniśmy pokazać kompleksowy plan działania prowadzący do wyznaczonego celu oraz kluczowe ograniczenia. Ale plan powinien być ambitny, tworzony metodą „top down”, czyli od celu neutralności klimatycznej 2050. Ciągłe niestety dominuje metoda „bottom up”, czyli przedłużanie trendów historycznych. To zły pomysł na transformację.

Krok 2. Wzrost udziału energii odpadowej i z OZE

System wsparcia ciepła z OZE zawiódł, a tak naprawdę nigdy nie zadziałał, bo zielonego ciepła systemowo

nie wspierano. W Polsce mechanizmy wsparcia OZE zawsze kierowane były w stronę produkcji energii elektrycznej ze źródeł OZE. Zielone certyfikaty, aukcje na kontrakty różnicowe, taryfy gwarantowane - zawsze odnoszą się do strumienia energii elektrycznej. Dlatego w ciepłownictwie systemowym udział energii z OZE jest niewielki. W 2019 r. wyniósł 9,5% (URE - Energetyka ciepła w liczbach). Należy podkreślić, że większa część tego strumienia jest generowana przez przemysł, gdzie odpady drzewne są spalane we własnych elektrociepłowniach, produkując ciepło technologiczne i energię elektryczną. W komunalnym ciepłownictwie systemowym energii z OZE jest mało, a odpadowej praktycznie wcale. Funkcjonujące mechanizmy wsparcia wymagają rewizji. Dotacje inwestycyjne poprzez wybrane programy NFOŚiGW oraz NCBR, a także art. 116 ustawy o OZE, dotyczący obowiązku zakupu zielonego ciepła, działają wybiórczo i jak widać w bardzo ograniczonym zakresie. Brakuje systemu wsparcia operacyjnego dla zielonego ciepła na wzór stosowanego w przypadku energii elektrycznej z OZE. Warto też rozważyć możliwość

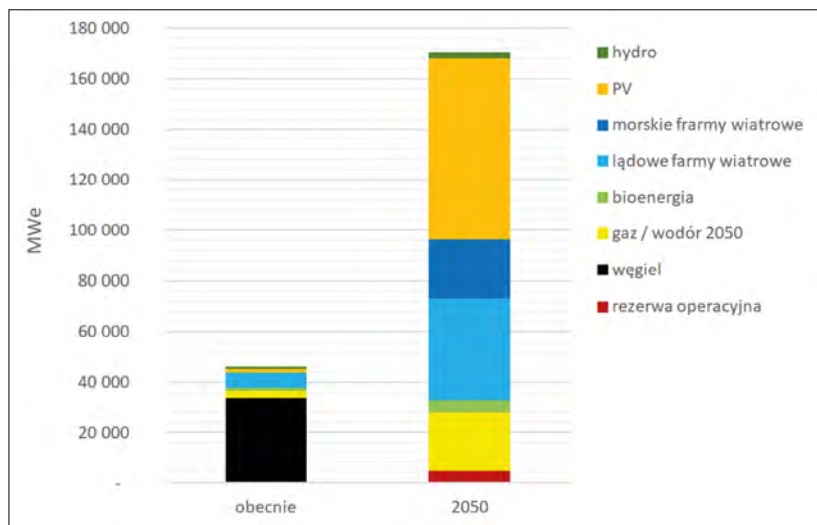


Rys. 2. Solarna wyspa ciepła wraz z akumulatorem ciepła
Źródło: Arcon Sunmark, Forum Energii⁴

inwestowania, przez przedsiębiorstwa ciepłownicze w aktywa podmiotów trzecich. Budowa indywidualnych instalacji ciepłych wykorzystujących OZE mogłaby być zaliczona do obowiązkowego wzrostu udziału ciepła z OZE w strumieniu ciepła systemowego. Propozycje dyrektyw w pakiecie Fit for 55 stawiają wysoki (49%) wymóg udziału ciepła z OZE dla nowych budynków od 2030 r. Potrzebne są pilne decyzje jak ten cel osiągać. Niestety cele zapisane w Polityce Energetycznej Polski 2040 są bardzo zachowawcze (28,4% OZE w cieple do 2030 r.). Odpowiednia polityka wsparcia mogłaby zwiększyć liczbę projektów skierowanych na wykorzystanie energii odpadowej i z OZE. Jak pokazują projekty duńskie, systemy ciepłownicze mogą być w 100% OZE, a w niektórych przypadkach sam udział energii cieplnej ze słońca wynosi 50%. Farmy solarne, instalacje PV, pompy ciepła oraz akumulatory energii, powinny stać się naturalną opcją w krajowym ciepłownictwie, a nie ciekawostką, jak to jest obecnie.

Krok 3. Określenie roli gazu w ciepłownictwie

Obecny trend zastępowania węgla gazem ziemnym, jest prostym i tym samym najpopularniejszym kierunkiem działania w ciepłownictwie. Kocioł węglowy zastępowany jest kogeneracją gazową z ewentualnym dopełnieniem kotłem na biomasę. Szybko zostaje osiągnięta istotna redukcja emisji CO₂ i uzyskanie statusu systemu efektywnego energetycznie. Tylko czy w skali makro nie uciekamy z deszczu pod rynnę uzależniając ciepłownictwo od gazu - obecnie gazu ziemnego, a w przyszłości zielonego gazu (np. wodoru, biometanu). Podążając ścieżką gazową ciepłownictwo może się zderzyć z dwoma problemami. Pierwszy to rosnący import gazu do Polski. Wystawia to sektor na ryzyko fluktuacji cen i ograniczeń podaży. Widzimy to właśnie obecnie i nie ma powodów by sądzić, że się nie powtórzy. Drugi problem, chyba jeszcze nieuświadamiany, to brak możliwości przejścia



Rys. 3. Moc jednostek wytwórczych w polskim systemie energetycznym
Źródło: Forum Energii na podstawie analiz Navigant

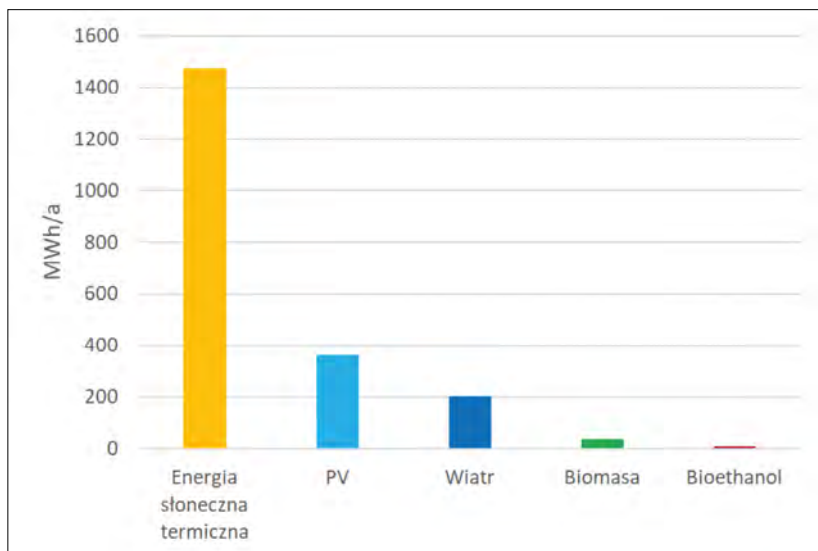
z gazu ziemnego na zielony wodór. Powodem może być niedostępność tego paliwa w przyszłości, ze względu na brak wystarczającej ilości energii elektrycznej do zasilenia elektrolizerów. Jak wskazują analizy Forum Energii⁴, w 2050 r. popyt na energię elektryczną w Polsce wzrośnie do 300 TWh. Elektryfikacja ciepła i transportu będą miały spory udział w popycie końcowym. Aby tę energię dostarczyć w pełni z krajowych źródeł (sterowalnych i niesterowalnych) moc zainstalowana w systemie musi wynieść ok. 170 GWe (rys. 3). Tak duża moc gwarantuje zbilansowanie podaży z popytem w każdej godzinie roku. Jednocześnie duża ilość zmiennych źródeł OZE wygeneruje w pewnych okresach nadwyżki energii (ok. 50 TWh/a), na które nie będzie popytu. Z tej energii będzie można wyprodukować około 30 TWh zielonego wodoru.

Tak duże moce w KSE dostarczą tak niewiele zielonego gazu. A przecież po zielony gaz będzie sięgał przemysł, transport, energetyka. Obecnie krajowe zużycie gazu ziemnego wynosi około 240 TWh i w ciągu dekady może wzrosnąć do 360 TWh. Pojawia się szereg pytań. Ile zielonych gazów będzie potrzebowała Polska w przyszłości? Ile wodoru, ile biometanu? Który sektor w ogóle

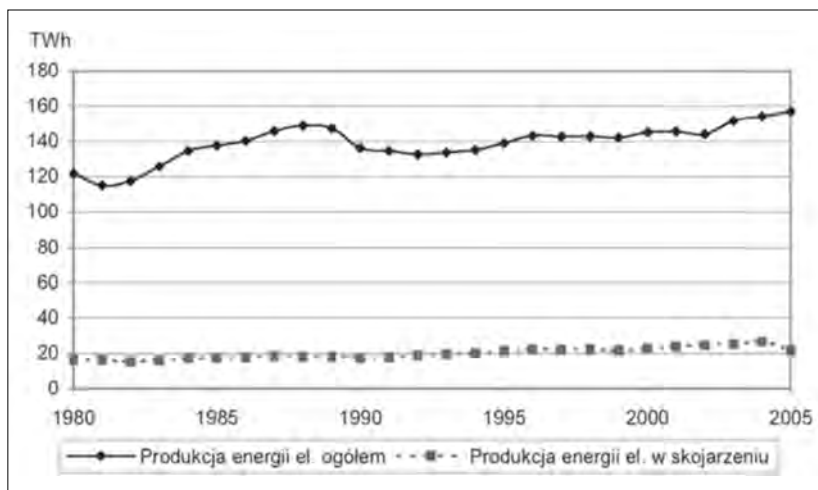
odejdzie od wykorzystywania jakiegokolwiek gazu? Czy lub w jakim zakresie ciepłownictwo będzie spalać zielone gazy, czy raczej znajdzie się na końcu kolejki, gdyż dysponuje paletą technologii substytucyjnych. Pytań jest sporo odpowiedzi w oficjalnych krajowych dokumentach brak. Potrzebna jest poważna analiza i dyskusja, by obecny zielono-wodorowy hurra optymizm nie wpędził ciepłownictwa na złe tory z dużym bagażem kosztów utopionych.

Krok 4. Zdefiniowanie roli biomasy

Biomasa i odpady biodegradowalne mogą stanowić zauważalny strumień energii pierwotnej w systemach ciepłowniczych. Potrzebna jest jednak pewna pomoc instytucjonalna i klarowniejsza polityka. W świetle korekt polityki unijnej w zakresie szerokokorozumianej frakcji „bio”, należy na nowo nakreślić wizję wykorzystania biomasy w ciepłownictwie systemowym i ogrzewaniu indywidualnym. Czy dekarbonizacja i walka ze smogiem będzie oznaczała odchodzenie od spalania biomasy w domowych piecach i kotłach, na rzecz pomp ciepła i ogrzewania solarne. Jeżeli zostanie przyjęty taki kierunek, to czy automatycznie pojawi się znaczący strumień paliwa dla cie-



Rys. 4. Roczna produkcja energii odnawialnej z 1 ha gruntu
źródło: Per Alex Sørensen, Planenergi



Rys. 5. Produkcja energii elektrycznej ogółem i w skojarzeniu 1980-2005
Źródło: Obwieszczenie Ministra Gospodarki⁸

płownictwa systemowego. Ale biomasa dla celów energetycznych powinna być wykorzystywana w sposób zrównoważony. Czy w konsekwencji ciepłownictwo może liczyć na wzrost podaży tego surowca, czy spadek.

Wiemy również, że w Polsce są 2-3 mln ha nieużytków rolnych, z których 400-500 tys. ha może być wykorzystanych do uprawy roślin energetycznych. W efekcie można uzyskać strumień energii pierwotnej równy 15-20% strumienia ciepła systemowego. Ale czy jest to

optymalne wykorzystanie dostępnych gruntów? Patrząc na potencjał energetyczny 1 hektara gruntu (rys. 4) pojawia się wątpliwość czy spalanie biomasy w ciepłownictwie jest tym właściwym kierunkiem. Czy nie będzie to tylko drobnym uzupełnieniem produkcji z innych nieemisyjnych źródeł?

Tak samo wymaga pilnego uporządkowania problem gospodarki odpadami komunalnymi i przyszłość termicznego odzysku energii z odpadów. Biorąc pod uwagę strategię gospodarki obiegu za-

mkniętego, ciągle pozostaje do zagospodarowania w kraju strumień ok. 1.5 mln ton odpadów komunalnych. To jest 12 mln GJ - paliwo dla 5-7 zakładów i 6-7% strumienia ciepła systemowego.

Krok 5. Wsparcie rozwoju wysokosprawnej kogeneracji

Nowe jednostki wysokosprawnej kogeneracji mogą w znaczący stopniu wypełnić lukę wytwórczą po wycofaniu zdekapitalizowanych bloków energetycznych z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego. Jak wskazują prognozy PSE do 2035 r., deficyt mocy w systemie może sięgnąć nawet do 15 GWe. Obecnie budowane jednostki tej luki nie wyeliminują. Należy sięgać po wszystkie sensowne opcje poprawy bezpieczeństwa KSE. Pewnej pomocy można szukać w sektorze ciepłowniczym. Nowe jednostki kogeneracyjne mogłyby zmniejszyć ryzyko niedoborów energii, a dzięki elastycznej pracy również wspierać bilansowanie KSE. Potrzebna jest jednak skuteczna polityka wsparcia ich rozwoju. Dotychczasowa nie daje oczekiwanych rezultatów. Produkcja energii w wysokosprawnej kogeneracji w 2020 r. wyniosła 20,3 TWh, czyli od 40 lat bez zmian!

Słabe efekty przynoszą aukcje na premię kogeneracyjną, nieco lepiej wychodzi w aukcjach w Rynku Mocy. Na skutek braku właściwych bodźców ciągle nie sięgnięto po cały potencjał rozwoju tej technologii. Skuteczne mechanizmy wsparcia mogą przynieść wzrost mocy netto w KSE na poziomie 4-5 GWe. Tyle można uzyskać zastępując obecne elektrociepłownie węglowe jednostkami gazowymi oraz budując nowe w małych ciepłowniach. Mogłoby to wypełnić lukę generacyjną w KSE w pełni sterowanymi jednostkami wytwórczymi. Decyzje o budowie nowych źródeł gazowych należy podejmować szybko. Przemawiają za tym dwa powody. Pierwszy to zagrożony bilans mocy w KSE w ciągu najbliższej dekady, a drugi to polityka unijna dotycząca wykorzystania gazu w sektorze energii. Bowiemy zgodnie z pakietem Fit for 55, w efektywnych

systemach ciepłowniczych, od 2035 r. nie powinny pracować jednostki opalane gazem ziemnym. Zapewne ten moment odejścia od gazu zostanie trochę przesunięty w czasie, może do 2040 r., może do 2045 r. Należy się więc spieszyć, aby nowobudowane jednostki zdążyły spełnić swoją rolę technologii przejściowych i mogły się w pełni zamortyzować w ciągu dwudziestu lat pracy, czyli cyklu życia technologii gazowych.

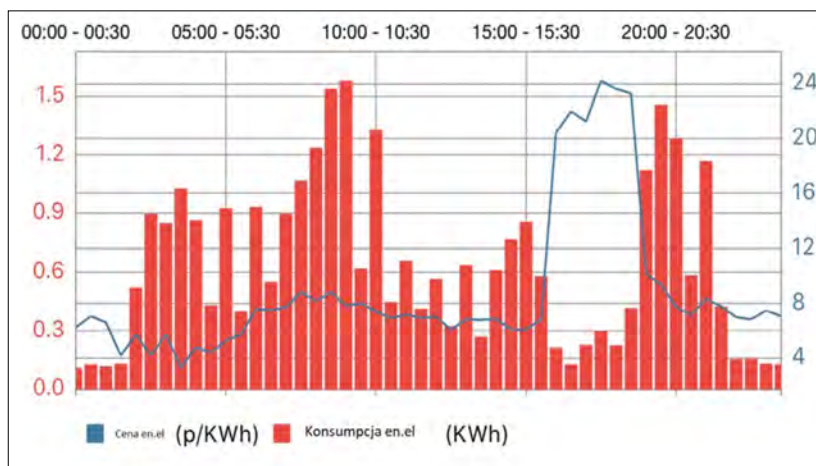
Krok 6. Elektryfikacja ciepła - integracja sektorów ciepła i energii

Elektryfikacja ciepła, czyli wykorzystanie energii elektrycznej do produkcji ciepła (w pompach ciepła, czy kotłach elektrodowych) jest kolejnym obszarem, który warto zauważyć i wspomóc jego rozwój, gdyż niesie ze sobą szereg wymiernych korzyści:

- niski koszt produkcji ciepła,
- możliwość oferowania usług bilansowania KSE - usługa DSR,
- wytwarzanie ciepła z energii odnawialnej i odpadowej.

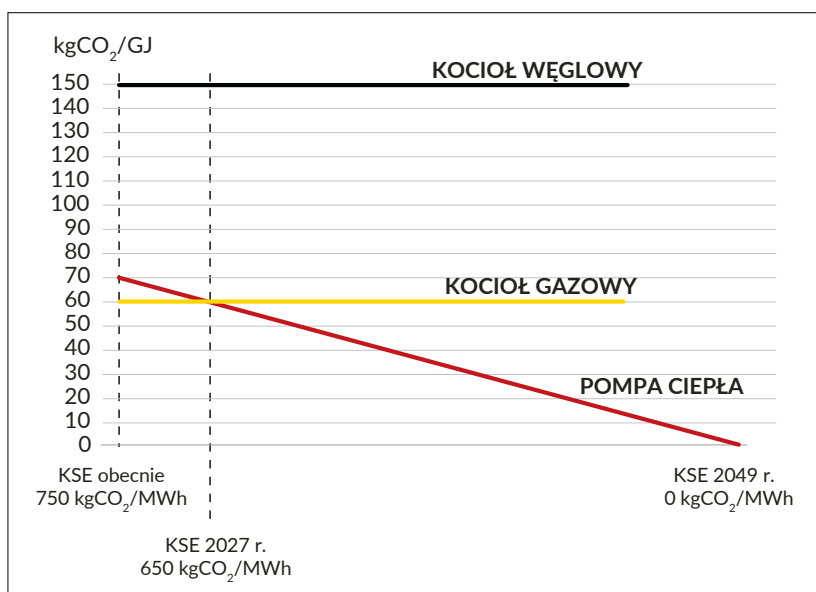
Atrakcyjność kosztowa ogrzewania przy pomocy pomp ciepła wynika z wysokiej sprawności energetycznej oraz z możliwości elastycznej pracy, dostosowanej do cen bieżących na rynku energii elektrycznej. Rysunek 6 przedstawia profil pracy pompy ciepła w zależności od bieżącej ceny energii elektrycznej. Jest to przykład z Wielkiej Brytanii - dostawca energii informuje użytkownika pompy o spodziewanym profilu cenowym dobie n+1, a ten z kolei odpowiednio programuje pracę pompy ciepła. Oczywiście cały proces może być zautomatyzowany. Aby skorzystać z tej możliwości optymalizacji kosztu ogrzewania potrzebne jest wprowadzenie dynamicznych taryf na energię elektryczną oraz rozwinięte usługi bilansowania systemu, na przykład przez wyspecjalizowanych agregatorów.

Upowszechnienie wielkoskalowych pomp ciepła oznacza również możliwość wykorzystania dużego strumienia



Rys. 6. Praca pompy ciepła w funkcji godzinowych zmian cen energii

Źródło: RAP, Jan Rosenow / Forum Energii



Rys. 7. Emisyjność 1 GJ ciepła z pompy ciepła vs zmiana emisyjności KSE

Źródło: Forum Energii

taniej energii odnawialnej oraz odpadowej w systemach ciepłowniczych. Do tej pory to źródło energii pierwotnej nie było przedmiotem specjalnego zainteresowania ciepłownictwa. Rosnące koszty CO₂ powinny jednak zmienić to nastawienie. W przypadku ciepłownictwa systemowego budowa rozwiązań źródłowych w oparciu o odnawialne źródła energii szczególnie atrakcyjna może być w sytuacji wykorzystania synergii dyscyplin gospodarki komunalnej, które znajdują

się w rękach samorządów lokalnych. Rozpowszechnione na całym świecie rozwiązania pomp ciepła z dolnym źródłem w postaci wody z ujęć, czy ścieków komunalnych mogą być atrakcyjnym rozwiązaniem w polskich warunkach, ich rozwój w kraju jest niewidoczny.

Warto podkreślić, że zastosowanie pomp ciepła, nawet przy tak „uwęglonej” energii elektrycznej jak obecnie w Polsce, oznacza znaczącą redukcję emisji CO₂ przypadającej na jednostkę

ciepła (rys. 7). Zastąpienie kotła węglowego pompą ciepła zmniejsza emisję o połowę. Natomiast w przypadku kotła gazowego emisja pompy jest obecnie nieznacznie wyższa. Za kilka lat, kiedy w krajowym systemie energetycznym pojawi się więcej źródeł OZE pompa ciepła będzie bardziej przyjazna środowiskowo.

Krok 7. Zmiana modelu biznesowego ciepłownictwa

Obecny model biznesowy ciepłownictwa i obowiązujący mechanizm regulacji cen ciepła można opisać jednym zdaniem - im większa sprzedaż, tym większy zysk przedsiębiorstwa. Taki model rynku ciepła nie stymuluje rozwiązań jakościowych rozumianych, jako wzrost efektywności energetycznej po stronie odbiorców, zwiększenie udziału energii odnawialnej, czy też ograniczenie emisji CO₂. Jeżeli się one pojawiają, to są efektem działania bardziej „kija” legislacyjnego (obowiązkowych celów) i zachęt wynikających z doraźnych mechanizmów wsparcia (dotacje, certyfikaty), niż trwałych mechanizmów rynkowych. Czy taki modus operandi sektora będzie stymulował krajową transformację energetyczną, postęp technologiczny i dochodzenie do neutralności klimatycznej. Raczej nie. Potrzebna jest fundamentalna zmiana na model jakościowy, który można też opisać jednym zdaniem - im mniejsza sprzedaż tym większy zysk przedsiębiorstwa.

Funkcjonowanie sektora należy zacząć układać od nowa. Należy stwo-

rzyć warunki, w których przedsiębiorstwa ciepłownicze będą zarabiać nie na sprzedaży gigadżuli, ale na uzyskanych oszczędnościach energii. Czyli krótko mówiąc funkcjonowanie w ramach modelu ESCO (ang. *Energy Saving Company*), czy EPC (ang. *Energy Performance Company*). Jeżeli ta zmiana nie nastąpi i ciepłownictwo nie zacznie inaczej patrzeć na swoją misję, pojawi się przed wieloma (głównie małymi) przedsiębiorstwami perspektywa upadku, w wyniku wejścia w spiralę śmierci. Drożące ciepło spowoduje odłączenia grup odbiorców w celu znalezienia atrakcyjniejszych opcji. Cena ciepła będzie rostać jeszcze bardziej, gdyż pozostali odbiorcy będą musieli brać na swoje barki coraz większą porcję kosztów stałych przedsiębiorstwa. To skłoni kolejne grupy do odłączenia. I tak dalej. W konsekwencji nastąpi podział systemu na szereg sieci wyspowych zasilanych z własnych źródeł, najczęściej pomp ciepła (rys. 8).

Zmiana modelu biznesowego ciepłownictwa systemowego winna zakładać odejście od obrony własnych źródeł wytwórczych. Dostępna na rynku lokalnym energia odpadowa z procesów produkcyjnych gospodarki komunalnej i energetyki zawodowej stanowić powinna mix rozwiązań zaopatrzenia odbiorców końcowych, a kosztowne źródła własne winny stanowić przede wszystkim gwarancję bezpieczeństwa przy zminimalizowanym do opłacalnego ich udziale.

Przedsiębiorstwa powinny zacząć zwiększać swoje kompetencje. To już

nie tylko obecna umiejętność produkcji ciepła i jego dostarczenia, ale cały pakiet umiejętności, gdzie dotychczasowe są ciągle ważne, ale już nie najważniejsze. Oto wizja PECu przyszłości i obszarów działania:

- Kompleksowa termomodernizacja budynków i wymiana źródeł ciepła - stymulowanie procesu modernizacji budynków, instalacji wewnętrznych i źródeł ciepła, koordynacja działań,
- Inżynieria finansowa - współpraca z instytucjami finansowymi, pozyskiwanie dotacji oraz finansowania długoterminowego, oddłużanie i zbywanie wierzytelności,
- Zarządzanie energią - produkcja i dostawa ciepła, zarządzanie zużyciem ciepła u odbiorcy, współpraca z agregatorami usług energetycznych w ramach usługi redukcji mocy pod potrzeby KSE (sterowanie pracą pomp ciepła).

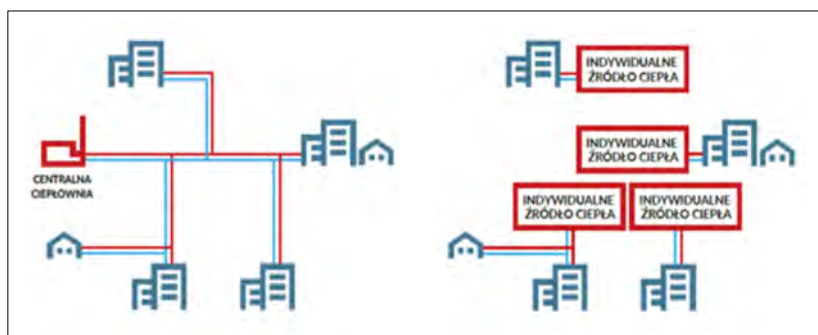
Oczywistym jest, że przedsiębiorstwa nie przeprowadzą samoistnie tak kompleksowej i fundamentalnej transformacji. Potrzebna jest wola władz krajowych, długoterminowa wizja oraz właściwa legislacja.

Krok 8. Termomodernizacja budynków

Zużycie energii przez krajowe budynki jest wysokie. Jedynie 5% budynków mieszkalnych i użyteczności publicznej osiąga taki standard energetyczny na jaki pozwalają współczesne technologie budowlane i grzewcze (rys. 9). Tempo termomodernizacji w Polsce jest niższe niż wynosi średnia unijna. Odbiorcy ciepła przepłacają za energię, rośnie import paliw i traci na tym środowisko.

Na ten stan rzeczy złożyły się cztery fundamentalne przyczyny:

- Bariera finansowa - brak długoterminowego finansowania i skutecznych programów pomocowych,
- Brak bodźców rynkowych - wysoki koszt ocieplenia i brak opłacalności ekonomicznej,
- Niewystarczające kompetencje in-



Rys. 8. Transformacja małych systemów - od źródła centralnego do sieci wyspowych
Źródło: Forum Energii⁸

- westorów - brak kompleksowego wsparcia (one stop shop),
- Brak wykwalifikowanej kadry w budownictwie - złe szkolenie zawodowe, emigracja zarobkowa.

Od kilku lat przygotowywana jest krajowa strategia renowacji budynków. To ważny dokument, nie tylko dlatego, że jest wymagany przez dyrektywę o efektywności energetycznej budynków, ale również dla tego, że bez właściwie przeprowadzonej modernizacji budynków zostanie stracona szansa na efektywną kosztowo transformację ciepłownictwa i ogrzewnictwa. Biorąc pod uwagę, że ciepłownictwo krajowe znalazło się w krytycznej sytuacji i potrzebuje pilnych działań naprawczych, taki dokument, prezentujący politykę Państwa widzianą od strony odbiorcy ciepła, powinien pojawić się bez dalszej zwłoki. Niestety jest ciągle w przygotowaniu. Właśnie mija rok od chwili wystawienia propozycji strategii bu-

dyndkowej do konsultacji społecznych. Należy mieć nadzieję, iż Długoterminowa Strategia Renowacji wreszcie ujrzy światło dzienne, wskaże ambitne cele dla sektora budownictwa i przedstawi plany działania.

Krok 9. Właściwa polityka przemysłowa

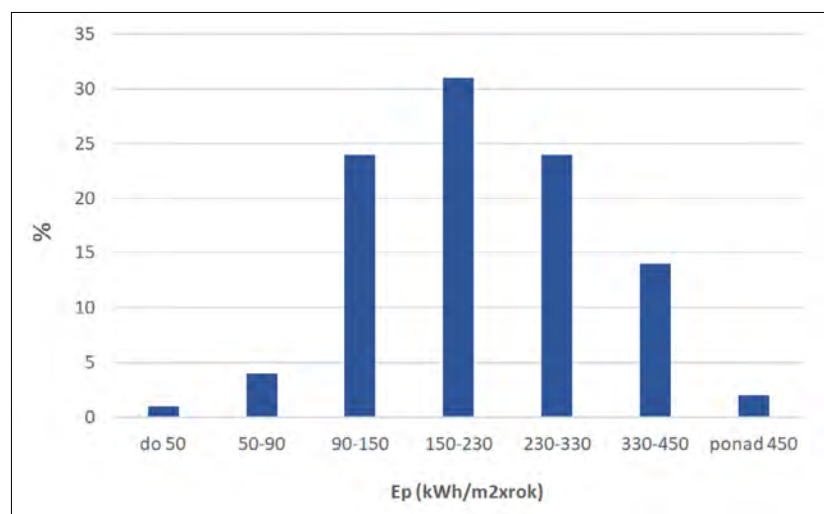
Zacznę od anegdotycznego cytatu z przemówienia byłego pierwszego sekretarza w czasach dawno minionego PRL-u „...Gdybyśmy mieli mięso to byśmy eksportowali szynkę, ale nie mamy stali na puszki...”. Gdybyśmy mieli strategię dla ciepłownictwa i dla budynków to mielibyśmy strategię dla przemysłu. Ale nie mamy. Do 2050 r. wydamy około 1540 mld. zł na termomodernizację budynków, wymianę źródeł ogrzewania (systemowego i indywidualnego) oraz modernizację sieci (rys. 10). Krajowy przemysł może być beneficjentem tych środków pod warunkiem, że da mu się szansę na wcześniejsze przygotowanie. Już teraz Polska zalicza się do czołówki producentów wyrobów stosowanych w szeroko rozumianym ciepłownictwie, czego najlepszym odzwierciedleniem jest wysoka czwarta pozycja polskiego eksportu (ponad 6% udziału w łącznej jego wartości w UE w 2020 r.). Wynik

ten może znacząco poprawić się w kolejnych latach dzięki świadomości prowadzonej polityce przemysłowej.

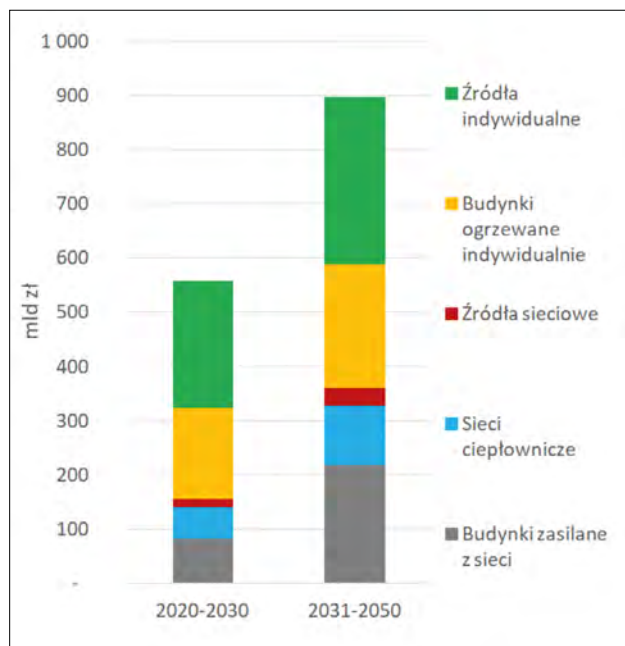
Potrzebujemy strategii sektorowych, przemysłanych celów gospodarczych i planów działań. Przemysł oraz szkolnictwo wyższe i zawodowe potrzebują jednoznacznych sygnałów, które technologie będą oczekiwane, a które będą schodzące. Czego oczekujemy od nauki krajowej, na co kierować wysiłki intelektualny w programach B+R? Które zawody będą potrzebne, a które schodzące? Jeżeli zostaną określone długoterminowe cele, rozpoznane wyzwania i ograniczenia, to będzie czas na przygotowanie kadr, stosownego parku maszynowego oraz produktów. Działanie ad hoc, bez wizji i planu wystawia kraj na ryzyko wypływu gotówki szerokim strumieniem. Zamiast specjalistycznych, wysokomarżowych stanowisk pracy i wzrostu lokalnej produkcji, będziemy kupować potrzebne komponenty na rynkach światowych.

Krok 10. Wzmocnienie planowania energetycznego na szczeblu lokalnym

Transformacja ciepłownictwa będzie procesem złożonym, w którym szereg czynności musi zostać wykonanych równolegle. Modernizacji źródeł wytwórczych będzie towarzyszyła modernizacja sieci ciepłowniczych, która powinna prowadzić do obniżania ich parametrów pracy. Równolegle powinna być prowadzona głęboka termomodernizacja budynków, zsynchronizowana z planami przedsiębiorstw ciepłowniczych. Osiągnięcie założonych celów będzie wymagało ścisłej koordynacji prac realizowanych przez przedsiębiorstwa energetyczne, gestorów budynków i władze samorządowe. Nie będzie to łatwe w sytuacji obecnego rozdrobnienia właścicielskiego w ciepłownictwie. Władze gminne z mocy prawa są odpowiedzialne za zaopatrzenia w media i energię, ale narzędzia do wypełnienia tych zadań znajdują się w rękach podmiotów trzecich. W efekcie tylko 20%



Rys. 9. Szacunkowy rozkład liczby budynków vs przedziały efektywności energetycznej
Źródło: KAPE / Ministerstwo Rozwoju i Technologii 6



Rys. 10. Nakłady inwestycyjne na modernizację ciepłownictwa i budynków
Źródło: KAPE, Forum Energii

gmin posiada plany energetyczne wykonane zgodnie z wymogami prawa energetycznego (PEP 2040, zał. 1). Zgodnie z prawem energetycznym gmina ma obowiązek planowania i organizacji zaopatrzenia w energię na swoim terenie. Ten pierwszy obowiązek planowania realizowany jest w dokumentach zwanych Założeńiami do planu (Art.19 UPE), których rozwój od lat 90. nie świadczy o zainteresowaniu ze strony gmin zaopatrzeniem w energię na warunkach poprawy jakości oddziaływań środowiskowych. Dopiero ostatnie lata i presja społeczna związana z likwidacją niskiej emisji spowodowały większe

zainteresowanie ze strony samorządów planowaniem energetycznym. Zjawisko to dotyczy głównie większych miast. Małe gminy nadal patrzą na planowanie w energetyce jak na zło konieczne. Planowanie w myśl ustawy służyć ma właściwej organizacji zaopatrzenia w energię, a właściwa organizacja to taka, która odpowiada na potrzebą odbiorców i daje zrównoważony rozwój lokalny w perspektywie długoterminowej, to znaczy ogranicza oddziaływania zaopatrzenia w energię na środowisko. Różna jakość dokumentów lokalnego planowania energetycznego jest poważnym mankamentem.

Systematyczne i oparte o rzetelną informację planowanie energetyczne wymaga inwentaryzacji stanu zasobów. Należy wzmocnić obowiązek udostępniania planów i danych ze strony przedsiębiorstw energetycznych. Bez nich trudno ocenić sytuację i prowadzić planowanie podarzu energii. Opracowywana w chwili obecnej centralna ewidencja emisji (CEE) w jakiejś perspektywie da szansę oceny strony popytowej. Rozwój systemów ciepłowniczych, jako jedynej formy zaopatrzenia w energię, która może być pod kontrolą władz lokalnych samorządowych w oparciu o rzetelną informację to podstawa optymalizacji zaopatrzenia poszczegól-

nych budynków. W Polsce działa około 400 systemów ciepłowniczych. Do rzadkości należą sytuacje, w której gmina w ujęciu szczegółowym ma świadomość odnośnie wymaganych kierunków modernizacji systemów ciepłowniczych, a w szczególności źródeł zasilających. Spójna wizja miasta i przedsiębiorstwa jest istotną składową funkcjonowania ciepłownictwa w przyszłości.

Przemiany w ciepłownictwie i ogrzewnictwie, przyspieszenie procesu termorenowacji budynków rewitalizacja przestrzeni publicznej, poprawa jakości powietrza w miastach oraz zmniejszenie wpływu na klimat - wymagają zwiększenia roli władz lokalnych. Wyposażone w odpowiednie narzędzia legislacyjne powinny stać się centrum planistycznym transformacji energetycznej na szczeblu lokalnym.

Podsumowanie

Transformacja szeroko pojętego ciepłownictwa i budownictwa jest nieunikniona. Niestety nie wykorzystano czasu, kiedy można to było robić względnie spokojnie. Teraz wysokie koszty klimatyczne, kryzys cenowy na rynku paliw wymagają podejmowania szybkich działań. Niestety odnosi się wrażenie, że ponownie wysiłek intelektualny niektórych decydentów idzie w kierunku zaklinania rzeczywistości i negowania megatrendów, zamiast w stronę nowoczesności. Szkoda by było zmarnować ten kryzys na odtworzenie starych rozwiązań. □

Przypisy

- 1 Dziennik Urzędowy Unii Europejskiej, str. 900 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/PL/TXT/PDF/?uri=OJ:L:2003:236:FULL&from=PL>
- 2 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32010L0075&from=EN>
- 3 <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A02003L0087-20200101>
- 4 Dobre praktyki ciepłownicze z Danii i Niemiec Wnioski dla Polski [file:///C:/Users/Andrzej%20Rubczy%20C5%84ski/Downloads/Dobre%20praktyki%20ciep%20C5%82ownicze_net%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/Andrzej%20Rubczy%20C5%84ski/Downloads/Dobre%20praktyki%20ciep%20C5%82ownicze_net%20(1).pdf)
- 5 Polska neutralna klimatycznie 2050 | Elektryfikacja i integracja sektorów <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/integracja-sektorow>
- 6 Obwieszczenie Ministra Gospodarki 12.12.2007 <http://isap.sejm.gov.pl/isap.nsf/download.xsp/WMP20080010012/O/M20080012.pdf>
- 7 Przedsiębiorstwo ciepłownicze przyszłości | Nowy model biznesowy, Warszawa wrzesień 2021, <https://www.forum-energii.eu/pl/analizy/nowy-model-biznesowy>
- 8 Projekt Długoterminowej Strategii Renowacji, luty 20 21 [Konsultacje publiczne projektu Długoterminowej Strategii Renowacji - Ministerstwo Rozwoju i Technologii - Portal Gov.pl \(www.gov.pl\)](https://www.gov.pl)

■ Generalna Dyrekcja Dróg Krajowych i Autostrad

Elektromobilność i OZE na sieci dróg krajowych

Realizowane przez GDDKiA inwestycje w obszarze technologii energetycznych, Rukierunkowane są przede wszystkim na kwestie ochrony środowiska, przeciwdziałanie zmianom klimatu oraz obniżenie kosztów zużywanej energii. Wspieramy rozwój elektromobilności poprzez budowę stacji ładowania pojazdów elektrycznych na sieci dróg krajowych. Od ponad 20 lat wykorzystujemy też odnawialne źródła energii (OZE). Planujemy również kolejne działania w tym zakresie.

Odnawialne źródła energii

Pierwszy projekt z obszaru odnawialnych źródeł energii zrealizowaliśmy już w 1999 r. Obecnie OZE służą nam m. in. do zasilania stacji meteorologicznych oraz oświetlania dróg, Miejsc Obsługi Podróżnych (MOP), czy znaków drogowych na

przejściach dla pieszych. W tym celu wykorzystujemy zarówno panele fotowoltaiczne, jak i turbiny wiatrowe. W niedalekiej przyszłości planujemy uruchomić projekty pilotażowe w zakresie szerszego wykorzystania OZE w pasie drogowym.

W lutym br. rozpoczęły się konsultacje związane z realizacją poszerzenia

autostrady A2 pomiędzy Warszawą, a Łodzią. To zadanie wiązać się będzie z zastosowaniem szeregu innowacyjnych rozwiązań. Będą wśród nich także odnawialne źródła energii. Ich wykorzystanie ma docelowo zapewnić jak największą samowystarczalność energetyczną autostrady A2 oraz Obwodów



Fot. CHUTTERSNAP on Unsplash



Utrzymania Autostrady i Miejsc Obsługi Podróżnych. Dzięki temu będzie możliwe m. in. obniżenie kosztów zużywanej energii. W toku konsultacji rynkowych z firmami zainteresowanymi realizacją poszerzenia A2 liczymy na wypracowanie rozwiązań optymalnych dla naszych potrzeb.

Elektromobilność

Sukcesywnie udostępniamy kierowcom nowe stacje ładowania pojazdów

elektrycznych, które zlokalizowane są na Miejscach Obsługi Podróżnych kat. I. Pierwsze umowy na ich realizację podpisaliśmy 28 czerwca 2019 r. Obecnie funkcjonuje już 11 takich stacji, wyposażonych w 27 punktów ładowania.

W każdym przypadku operatorem stacji ładowania pojazdów elektrycznych są zewnętrzne podmioty dzierżawiące fragment MOP-u. Pełnią funkcję dostawcy usługi ładowania dla tych stacji. Każda ze stacji posiada m. in. dwa punkty ładowania, każdy o mocy nie mniejszej

niż 50 kW (do decyzji dzierżawcy pozostaje docelowa moc stacji).

Do końca 2022 r. planowane jest otwarcie kolejnych 44 stacji, czyli co najmniej 88 punktów ładowania pojazdów elektrycznych na MOP kat. I położonych w ciągu autostrad A1, A2 i A4 oraz dróg ekspresowych S3, S7 i S8.

Nie jest to jednak nasze ostatnie słowo w temacie elektromobilności. Kolejne przetargi na stacje ładowania na MOP kat. I są bowiem na etapie przygotowania.



Należy też podkreślić, że niezależnie od stacji ładowania na MOP kat. I, sieć punktów ładowania na drogach krajowych jest rozwijana również przez koncerny paliwowe i inne podmioty, które dzierżawią MOP kat. II i III.

Mapa wszystkich stacji ładowania pojazdów elektrycznych, nie tylko tych funkcjonujących na sieci dróg krajowych, ale również w innych lokalizacjach, jest dostępna na stronie www.drogi.gddkia.gov.pl. Podajemy informacje o godzinach funkcjonowania punktów ładowania, dostępno-

ści i mocy ładowarek, rodzajach wtyczek oraz stawkach za ładowanie. W tym samym serwisie użytkownicy dróg znajdą też m. in. informacje, jakich utrudnień mogą się spodziewać na trasie oraz jakie są warunki pogodowe. Mogą również podejrzeć obrazy z kamer na drogach krajowych.

Niebawem kolejne realizacje

Zmiany klimatu, rosnące ceny energii - te obecne na całym świecie zja-

wiska wpływają też na plany GDDKiA. Dlatego w najbliższych latach będziemy kontynuować działania na rzecz zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych generowanych przez transport, poprzez budowę stacji ładowania pojazdów elektrycznych na MOP. Będziemy też analizować możliwości zwiększenia samowystarczalności energetycznej naszej infrastruktury, dzięki szerszemu wykorzystaniu technologii OZE. □

■ Jakub Faryś,
Prezes, Polski Związek Przemysłu Motoryzacyjnego

Niskoemisyjna mobilność

czyli nowe oblicze motoryzacji w najbliższej przyszłości

Podobno jedyną pewną rzeczą w życiu jest zmiana. Jeśli jednak chodzi o ideę samochodu - ta przez niemal sto lat skutecznie opierała się temu filozoficznemu stwierdzeniu. Oczywiście mam tu na myśli samą koncepcję pojazdu - czyli silnik spalinowy, skrzynię biegów, hamulce, oświetlenie, siedzenia no i nadwozie. Oczywiście samochód z 1920 i 2020 r., to dwa różne światy, ale ich koncepcja była wciąż ta sama. Co prawda na początku XX w. był moment, kiedy samochód z napędem elektrycznym był traktowany jako konkurencja dla pojazdu spalinowego, jednak problemy z magazynowaniem energii spowodowały, że samochody z napędami elektrycznymi przez wiele, wiele lat pozostawały jedynie techniczną ciekawostką.

Pierwszy moment, kiedy silnik elektryczny pojawił się w produkcji wielkoseryjnej miał miejsce ok. dwadzieścia lat temu w samochodach hybrydowych. Na pokładzie tych pojazdów był montowany zarówno silnik spalinowy, jak też elektryczny - ze stosunkowo niedużą baterią. Taki układ powoduje, że część trasy można pokonać przy wykorzystaniu wyłącznie napędu elektrycznego, część - z użyciem trybu mieszanego. Oczywiście jest to bardzo duże uproszczenie, bo faktycznie napęd hybrydowy jest bardzo skomplikowaną konstrukcją. Niezależnie, od kilkunastu lat trwały prace nad skonstruowaniem pojazdu czysto elektrycznego. Tu jednak wciąż przeszkodą był brak możliwości zmagazynowania

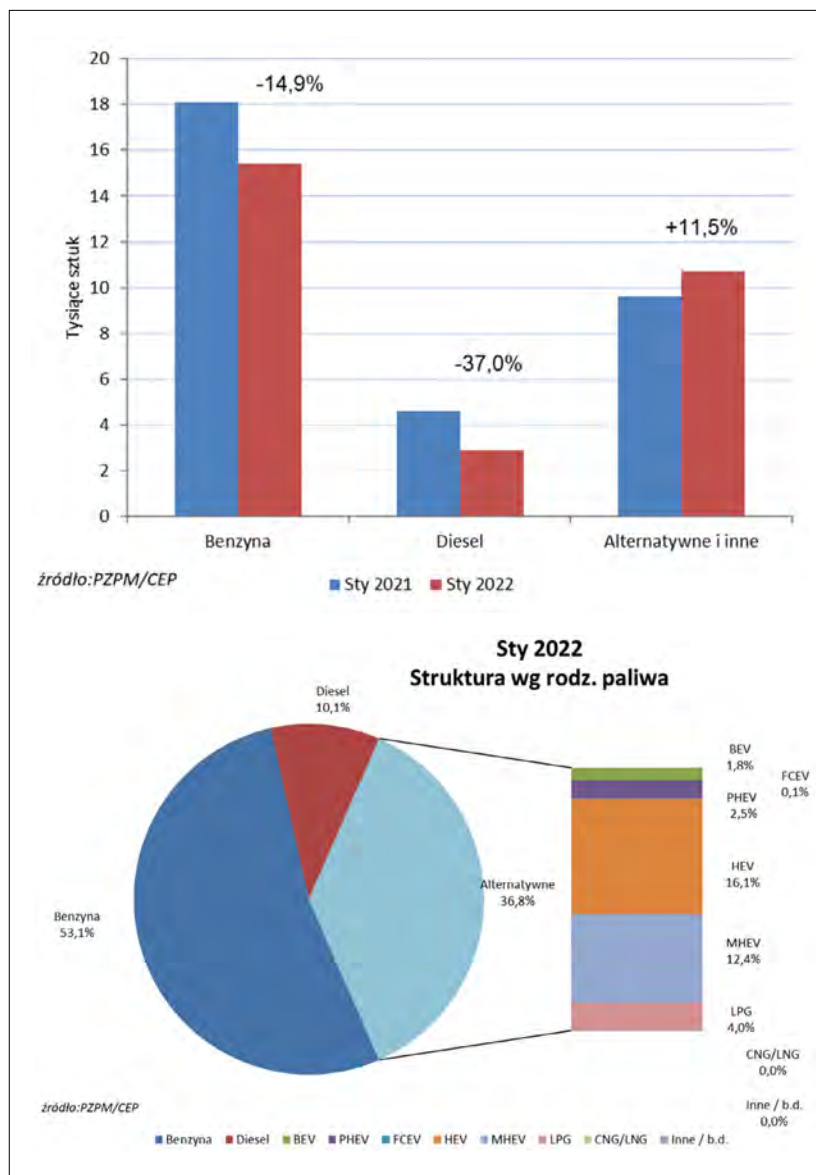
wystarczającej ilości energii, która dałaby użytkownikom satysfakcjonujący zasięg. W ostatnich latach pojawiły się jednak akumulatory, w których można zmagazynować energię potrzebną do przejechania kilkuset kilometrów. Te sukcesy technologiczne zbiegły się z postępującym globalnym ociepleniem klimatu. Stało się to kluczowym obszarem działań dla społeczeństw i rządów, które rozpoczęły walkę z przyczynami i skutkami globalnego ocieplenia. Jednym z „winowajców” okazał się transport kołowy, mimo tego, że branża motoryzacyjna od wielu lat podejmowała intensywne wysiłki, by produkować pojazdy emitujące coraz mniej CO₂, a w ciągu ostatnich 25 lat emisja z nowego samochodu ob-

niżyła się o co najmniej połowę. Warto dodać, że w Europie cały transport osobowy i towarowy odpowiada za ok. 20% emisji CO₂ - są zatem więksi truciiele. Jednakże politycy - głównie europejscy - uznali, że pojazdy powinny emitować jeszcze mniej szkodliwych substancji - w tym CO₂ i NO_x, dlatego przed branżą zostały postawione bardzo ambitne cele emisyjne.

Obowiązujące obecnie rozporządzenie Komisji Europejskiej narzuca redukcję emisji CO₂ dla wszystkich kategorii pojazdów w 2025 r. o 15%, zaś w 2030 r. o 37,5% dla samochodów osobowych, o 31% dla dostawczych i o 30% - dla pojazdów ciężarowych. Można jednak powiedzieć, że choć rozporządzenie to

jest obowiązujące, to faktycznie jest już przeszłością... Zaledwie kilka miesięcy temu Komisja Europejska przedstawiła projekt Fit for 55, który narzuca bardzo ambitne cele redukcyjne nie tylko dla gospodarki i wielu dziedzin naszego życia, ale też wprowadza kolejne obostrzenia dla branży motoryzacyjnej. Cel na 2025 r. został ten sam, ale wyjeżdżające z fabryk w 2030 r. samochody osobowe będą musiały mieć emisję CO₂ niższą o 55%, a dostawcze o 50%. Jeśli chodzi o samochody ciężarowe - nie wskazano tu nowych celów emisyjnych, jednak dla transportu towarów zostanie stworzony systemem ETS2 - polegający na handlu emisjami, co w praktyce przełoży się na podwyżki cen przewozów i w ten sposób zmusi branżę transportową do przechodzenia na napędy niskoemisyjne. To jednak nie wszystko - KE w projekcie Fit for 55 wskazała również cel na 2035 r. Tu oczekiwania Brukseli okazały się jeszcze wyższe - bo w 2035 r. wszystkie nowo rejestrowane samochody mają mieć zerową emisję, czyli spełniać 100% redukcję CO₂. W praktyce oznacza to, że od 2035 r. rejestrować będzie można jedynie samochody elektryczne bateryjne i wodorowe.

A jak na tym tle wygląda polska rzeczywistość? W 2021 r. w Polsce zarejestrowanych zostało 53,2% samochodów z silnikami benzynowymi, 12,7% samochodów z silnikami diesla i 34,1% pojazdów z napędami niskoemisyjnymi. Ciekawostką jest fakt, że polscy kierowcy znacznie chętniej niż europejcy żegnają się z silnikami diesla, a trzeba podkreślić, że jeszcze do niedawna był to ulubiony napęd w naszym kraju. Przyjrzyjmy się jednak strukturze interesujących nas napędów alternatywnych. 13% wszystkich nowych zarejestrowanych w Polsce pojazdów to hybrydy. 14,4% hybrydy miękkie, 2,1% to hybrydy plug-in, czyli ładowane, 1,6% stanowią samochody elektryczne bateryjne, a 3% to samochody napędzane gazem LPG. Łatwo zauważyć, że wśród napędów niskoemisyjnych największą popularnością w naszym kraju cieszą się hybrydy. Jeżeli jed-



Rys. 1. Rejestracje według rodzaju paliwa - w całej grupie samochodów osobowych zarejestrowano w styczniu br. 4 661 klasycznych hybryd (ozn. HEV) więcej niż rok wcześniej (+16,5% r/r) i 3 596 tzw. miękkich hybryd (MHEV) (-10%). Samochodów bateryjnych (BEV) przybyło 512 szt. (+245,9%) a hybryd plug-in (PHEV) 732 (+62,7%), 22 szt. samochodów zasilanych z wodorowych ogniw paliwowych (FCEV) i 1 samochód elektryczny o zwiększonym zasięgu (EREV). Samochody z napędem benzynowym (15 376 szt. -14,9%) zajęły 53,1% rynku ze stratą udziału r/r o 3 pkt. proc. Diesle stanowiły 10,1% (2 920 szt. -36%) podczas, gdy rok wcześniej miały udział 14,1%

nak weźmiemy pod uwagę samochody bateryjne i hybrydy plug-in, to w Europie w 2021 zarejestrowano ich 4,5 razy więcej. Z czego wynika ta stosunkowo niska popularność pojazdów ładowanych „z gniazdka”? Powodów jest kilka. Jednym z nich jest fakt, że w Polsce dopiero

niedawno wprowadzony został system dopłat do samochodów elektrycznych, a warto podkreślić, że w większości krajów Europy takie systemy funkcjonowały już od wielu lat. Po drugie - choć są już dostępne pojazdy elektryczne z zasięgiem powyżej 400 km, klienci wciąż

uznają zasięg pojazdów bateryjnych za mniej atrakcyjny w porównaniu do napędów spalinowych. Trzeci powód wydaje się absolutnie kluczowy. To dostępność do sieci ładowarek. W pakiecie Fit for 55 Komisja Europejska przewiduje, że w 2035 r. w całej Europie powinno ich być 3,5 mln. Branża motoryzacyjna twierdzi, że aby spełnić cele redukcji emisji takich ładowarek powinno być minimum 7 mln. O ile KE uważa, że średnia moc szybkiej ładowarki to 104 kW, branża twierdzi, że moc powinna być prawie dwa razy wyższa, bo - 185 kW. Komisja przyjęła również założenie, że udział ładowarek na stacjach publicznych będzie

ba wykonać naprawdę gigantyczną pracę. I to nie tylko u nas, ale też w innych krajach Unii Europejskiej. Obecnie około 70% ładowarek, czyli ok. 140 tys. sztuk jest zlokalizowanych w zaledwie trzech krajach - Holandii, Niemczech i Francji. Problem nie zasadza się w braku możliwości zbudowania potrzebnej liczby stacji, bo jest wielu operatorów, którzy chętnie podejmą się takiego zadania, ale w dostępności mocy w tych miejscach, w których ładowarki powinny się pojawić. I co warto dodać, o ile polski system energetyczny powinien poradzić sobie z dostarczaniem prądu do ładowania pojazdów - zwłaszcza, że rząd zdaje sobie

gdzie można zainstalować dedykowane im punkty ładowania. Wreszcie - wskazuje na to, że miasta będą przechodziły wyłącznie na dostawy samochodami niskoemisyjnymi. To sprawia, że lokalne firmy transportowe już dokonują wymiany floty.

Sytuacja jest nieco bardziej skomplikowana w przypadku transportu długodystansowego realizowanego pojazdami powyżej 16t. Tu są rozpatrywane dwie główne koncepcje - elektryczne ciągniki bateryjne i pojazdy wodorowe. Biorąc pod uwagę fakt, że elektryczny ciągnik siodłowy nawet z dużą baterią będzie w stanie pokonać tylko kilkaset kilometrów, kluczowe będzie zbudowanie przy głównych korytarzach transportowych stacji ładowania o bardzo dużej mocy - nawet powyżej 1 MWh. Chodzi bowiem o to, żeby bateria ciągnika siodłowego została naładowana w czasie krótszym niż jedna godzina, co pozwoli na przejechanie całemu zestawowi trasy 300, czy 400 km. To wielkie wyzwanie energetyczne. Druga koncepcja to wodorowe ciągniki siodłowe. Prace są zaawansowane i kilku producentów ma zamiar w najbliższych latach wprowadzić na rynek takie modele. Niestety, także i tu pojawia się problem dostępności sieci tankowania wodorem. Obecnie w Polsce mamy zaledwie jedną taką stację i to w dodatku mobilną...

Podsumowując, osobowe samochody elektryczne i wodorowe jakością i komfortem są porównywalne z pojazdami klasycznymi, a że są znacznie bardziej przyjazne środowisku, klienci - tak indywidualni, jak też firmy - coraz częściej rozważają ich nabycie. Największą barierą pozostaje brak dostępności do sieci ładowania i tankowania wodorem. Zaradzić temu mogą skorelowane działania rządów i samorządów na poziomie krajowym, jak też wszystkich krajów europejskich. Trudno bowiem wyobrazić sobie podróżowanie po Europie, gdy w jednym kraju jest zapewniony swobodny dostęp do ładowarki, a w innym o możliwości naładowania samochodu można tylko pomarzyć. □



Wniosek jest jeden - bez dobrej sieci ładowania nie będzie sukcesu samochodów elektrycznych

wynosił około 40%. Według branży motoryzacyjnej natomiast powinien on być na poziomie 60%. Jako branża z Komisją Europejską różnimy się zasadniczo także w ocenie średniego zużycia energii przez pojazd elektryczny. Komisja oczekuje, że będzie to 12 kWh, producenci motoryzacyjni oceniają tę wartość na co najmniej 20 kWh. Wniosek jest jeden - bez dobrej sieci ładowania nie będzie sukcesu samochodów elektrycznych. Przypomnijmy, że KE za niskoemisyjne uznała też samochody wodorowe, a wyznaczone cele - jeśli chodzi o infrastrukturę tankowania wodorem - to dla tych pojazdów kilka tysięcy punktów. Wróćmy jednak na polski grunt. Na koniec 2021 r. mieliśmy 1932 stacje ładowania, z czego stacje ładowania AC stanowiły 1345 szt., zaś DC - 587. Jednak tych naprawdę szybkich - powyżej 100 kW jest bardzo mało. Fakt, że współczynnik liczby samochodów przypadających na stację jest jednym z najlepszych w Europie nie wynika z dostatecznej liczby stacji, lecz z niewielkiej liczby samochodów elektrycznych. Dodatkowo, jeśli weźmiemy pod uwagę to, że Polska ma jedną z większych powierzchni wśród krajów w Europie, to widać, że aby pojawiła się satysfakcjonująca liczba ładowarek trze-

sprawę, że inwestycje w energetykę są niezbędne, to największym problemem wydaje się być przesył energii. Ponadto, w odróżnieniu od większości krajów zachodnich, w Polsce wielu mieszkańców osiedli wielorodzinnych nie ma możliwości ładowania swoich samochodów z domu.

Choć branża motoryzacyjna jest w stanie w ciągu najbliższych 10 lat zaproponować klientom pełną gamę pojazdów elektrycznych - osobowych i dostawczych, to bez możliwości komfortowego ładowania samochodu, nie będzie sukcesu sprzedażowego.

Jeżeli chodzi o inny niezwykle istotny segment pojazdów niskoemisyjnych - samochody dostawcze i ciężarowe, należy zauważyć, że w przypadku tych pierwszych już obecnie dostępne są zarówno elektryczne, jak też wodorowe pojazdy. Jednak obecnie jeszcze trudno powiedzieć, jak będzie wyglądał transport długodystansowy. Transport lokalny realizowany głównie samochodami dostawczymi i lekkimi samochodami ciężarowymi jest rodzajem transportu, gdzie łatwo można przewidzieć, jakie odległości pojazdy będą codziennie pokonywały. Co równie istotne, takie samochody w nocy na ogół są parkowane w bazach,

■ Zespół Polskiej Izby Przemysłu Chemicznego



Pakiet „Fit for 55”

Co oznacza dla przemysłu chemicznego?

14 lipca 2021 r. Komisja Europejska ogłosiła pakiet legislacyjny dotyczący klimatu i energii - „Fit for 55”. Zgodnie z celami klimatycznymi wyznaczonymi przez Unię Europejską emisje gazów cieplarnianych mają być zmniejszone o 55% do 2030 r. względem 1990 r. Z kolei do 2050 r. UE ma zamiar osiągnąć zerową emisję netto i stać się pierwszym neutralnym klimatycznie kontynentem. Co to oznacza dla przemysłu?

Na Pakiet „Fit for 55” składa się 13 tzw. wniosków ustawodawczych. Stanowią one zupełnie nowe przepisy lub są aktualizacją już istniejących.

Do aktualizacji obowiązujących już w UE przepisów należą:

- rewizja unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS),
- reforma rozporządzenia o LULUCF (eng. *Land Use, Land Use Change and Forestry*),
- przegląd rozporządzenia ws. wspólnego wysiłku redukcyjnego (ESR),
- nowelizacja dyrektywy ws. energii odnawialnej (RED),
- nowelizacja dyrektywy o efektywności energetycznej (EED),
- rewizja dyrektywy ws. infrastruktury paliw alternatywnych (AFID),
- nowelizacja rozporządzenia określającego normy emisji CO₂ dla

samochodów osobowych i dostawczych oraz rewizja dyrektywy ws. opodatkowania energii.

Do nowych propozycji legislacyjnych należą:

- nowa strategia leśna UE,
- mechanizm regulacji granicy emisji dwutlenku węgla (CBAM),
- instrument społeczny na rzecz działań na rzecz klimatu,

- ReFuelEU Aviation (dotycząca zrównoważonych paliw lotniczych),
- FuelEU Maritim (dotycząca ekologizacji europejskiej przestrzeni morskiej).

Wiele z powyższych inicjatyw ustawodawczych w sposób znaczący wpłynie na funkcjonowanie całego przemysłu. Poniżej prezentujemy najważniejsze - z punktu widzenia branży chemicznej - zapisy Pakietu „Fit for 55”.



Fot. Patrick Hendry on Unsplash

Przegląd Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji

Ograniczenie emisji w systemie handlu emisjami o 61% do 2030 r. (w porównaniu z poziomami z 2005 r.) poprzez:

- jednorazową redukcję rocznego limitu całkowitych emisji w celu dostosowania tego pułapu do obserwowanych rzeczywistych emisji,
- zwiększenie rocznej stopy redukcji (współczynnik liniowy redukcji) do 4,2% w celu osiągnięcia nowego celu na 2030 r.,
- stopniową redukcję bezpłatnych uprawnień (o 10%/r.) w sektorach objętych podatkiem granicznym CBAM w latach 2026-2035.

Mechanizm CBAM

CBAM (ang. *Carbon Border Adjustment Mechanism*) to nowy mechanizm dostosowywania cen na granicach z uwzględnieniem emisji CO₂, który wprowadzi cenę za emisje dwutlenku węgla w przypadku importu określonych produktów, aby zagwarantować, że ambitne działania w dziedzinie klimatu w Europie nie doprowadzą do ucieczki emisji gazów cieplarnianych.

Wdrożenie CBAM ma być:

- 2-etapowe,
- z fazą przejściową przewidzianą na 3 lata od wejścia w życie w 2023 r.

Przychody ze sprzedaży certyfikatów szacowane są na ponad 2,1 mld euro na 2030 r. - mają być pobierane na szczeblu krajowym, a większość z nich ma trafić do budżetu UE.

Przegląd Dyrektywy w sprawie OZE

Odnawialne źródła energii w koszyku energetycznym UE:

- 19,7% - udział OZE w 2019 r.,
- 32% - obecny cel UE na 2030 r.,
- 40% - nowy cel UE na 2030 r.

Pakiet „Fit for 55” zakłada zwiększenie ambicji w zakresie energii ze źródeł odnawialnych w najważniejszych sektorach:

- transport: zmniejszenie intensywności emisji gazów cieplarnianych o 13%,
- system ciepłowniczy i chłodniczy: roczny wiążący wzrost o 1,1% na szczeblu krajowym,
- przemysł: roczny wzrost wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych o 1,1%,
- budynki: co najmniej 49% udziału energii ze źródeł odnawialnych.

Warto podkreślić, że Pakiet „Fit for 55” postuluje także wzmocnienie kryteriów w zakresie zrównoważonej bioenergii zgodne z unijną strategią ochrony różnorodności biologicznej.

Opodatkowanie energii

Unijna dyrektywa w sprawie opodatkowania energii określa przepisy i minimalne stawki podatku akcyzowego w odniesieniu do opodatkowania produktów energetycznych i energii elektrycznej wykorzystywanych jako paliwo silnikowe i paliwo do ogrzewania.

Najważniejsze środki uwzględnione w przeglądzie:

- paliwa zaczną być opodatkowywane zgodnie z ich wartością energetyczną i efektywnością ekologiczną, a nie na podstawie ilości,
- uproszczenie klasyfikacji produktów energetycznych do celów podatkowych, tak by paliwa najbardziej szkodliwe dla środowiska były najwyższej opodatkowane,
- zwolnienia dotyczące niektórych produktów i ogrzewania domów będą stopniowo znoszone, tak by paliwa kopalne nie mogły już być opodatkowane poniżej stawek minimalnych,
- paliwa kopalne wykorzystywane jako paliwo w wewnątrzunijnym transporcie lotniczym i morskim nie

powinny być już zwolnione z opodatkowania energii w UE.

Przegląd Dyrektywy w sprawie Efektywności Energetycznej

- 32,5% - obecny niewiążący unijny cel na 2030 r. (w stosunku do prognoz z 2007 r.),
- 36-39% - nowy wiążący unijny cel na 2030 r. w zakresie zużycia energii końcowej i pierwotnej.

Kluczowe założenia Pakietu „Fit for 55”:

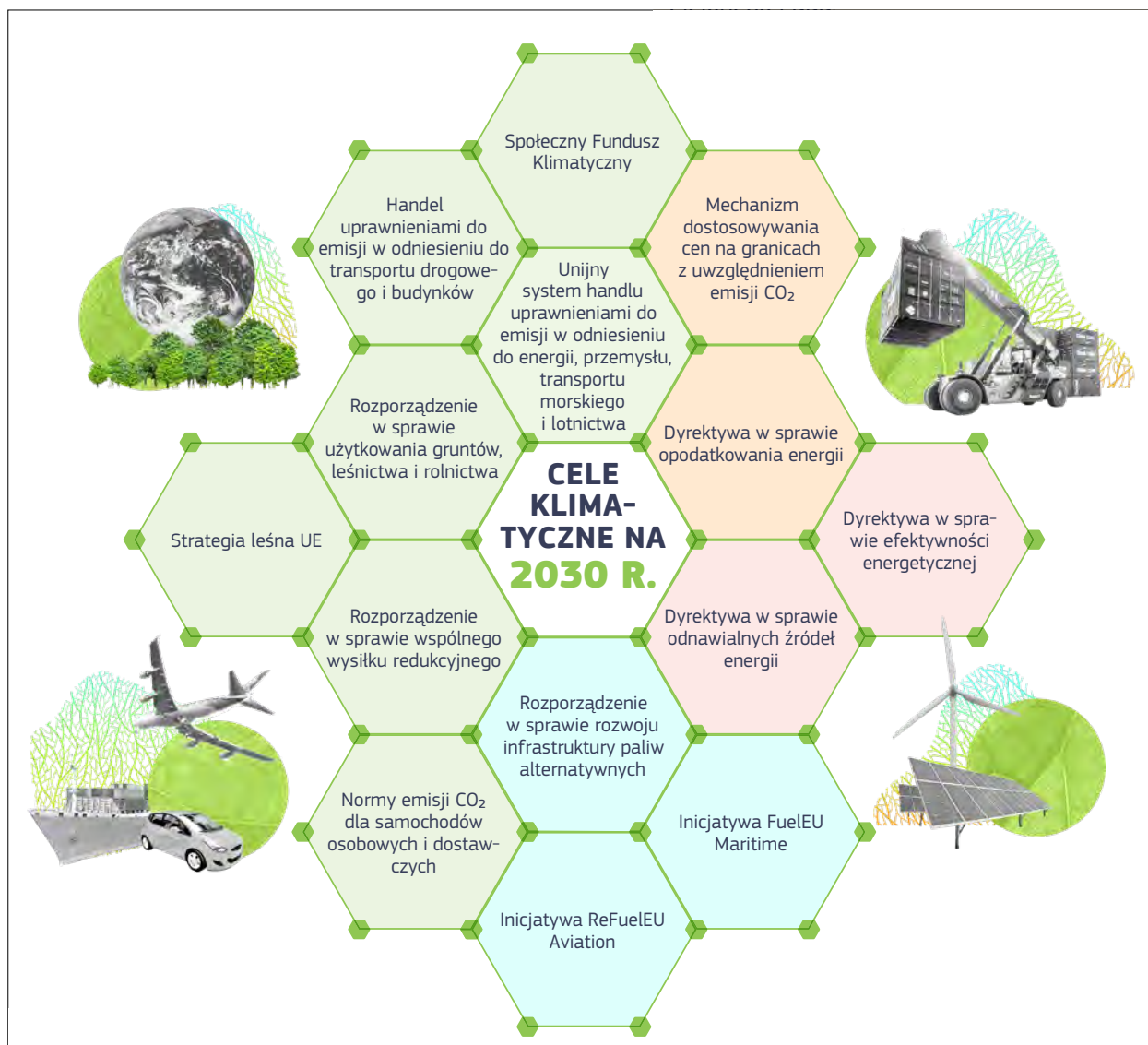
- wprowadzenie orientacyjnych stawek wkładów państw członkowskich w realizację unijnego celu w zakresie efektywności energetycznej,
- zwiększenie obowiązku rocznych oszczędności energii o 1,5% dla wszystkich państw członkowskich,
- zobowiązanie każdego państwa członkowskiego do zapewnienia rocznych oszczędności energii w sektorze publicznym na poziomie 1,7%,
- zasada „efektywność energetyczna przede wszystkim” ma być stosowana przy podejmowaniu decyzji politycznych i inwestycyjnych,
- konkretne środki mające na celu zmniejszenie ubóstwa energetycznego i wzmocnienie pozycji konsumentów.

Transport

W tym obszarze Pakiet „Fit for 55” zakłada konieczność ograniczenia emisji z transportu o 90% do 2050 r. Zawiera wnioski promujące czystsze ekologicznie pojazdy i czyste paliwa w sposób technologicznie neutralny.

Komisja Europejska proponuje ambitniejsze cele w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla z nowych samochodów osobowych i dostawczych:

- ograniczenie o 55% emisji z samochodów osobowych do 2030 r.,



Cele klimatyczne na 2030 r.

Źródło: Urząd Publikacji Unii Europejskiej, <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/9f89d86b-00e3-11ec-8f47-01aa75ed71a1/language-en> (dostęp: 17.01.2022)

- ograniczenie o 50% emisji z samochodów dostawczych do 2030 r.,
- zero emisji z nowych samochodów osobowych do 2035 r.

Pakiet zakłada także rozszerzenie systemu ETS na transport drogowy od 2026 r. oraz stopniowe rozszerzanie ETS na sektor morski, począwszy od 2023 r. z trzyletnim okresem wprowadzania. Przedstawia także wiążące wymogi dotyczące wprowadzenia publicznych stacji ładowania i tankowania wodoru dla samocho-

dów osobowych, dostawczych i ciężarowych.

Podsumowanie

Osiągnięcie celów środowiskowych jest punktem wyjścia i fundamentem realizowanej obecnie przez Unię Europejską polityki. Stanowiący jedno z podstawowych narzędzi unijnych, mających urealnić dążenie osiągnięcia celów klimatycznych - Pakiet „Fit for 55” jest bazowym elementem koncepcji Europejskiego Zielonego Ładu.

Wiele z tzw. wniosków ustawodawczych Pakietu w sposób znaczący wpłynie na funkcjonowanie całego przemysłu, w tym chemicznego, który będzie musiał zmierzyć się z nowymi wyzwaniami. Sektor chemiczny - czwarty co do wielkości przemysł produkcyjny w Europie - jako niezwykle innowacyjny, bez którego wyrobów, produktów, czy też procesów społeczeństwo, jak również cała gospodarka, nie są w stanie funkcjonować, będzie pełnił kluczową rolę w transformacji klimatycznej, przed którą stoi obecnie cała Europa. □



■ Marlena Klepacz,
Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot

Trolejbusy i tramwaje wodne na paliwo gazowe?

W Trójmieście eksperci badają potencjał LNG i bioLNG

W Trójmieście trwają prace nad analizami, które zbadają możliwości wykorzystania skroplonego gazu (LNG) i biogazu (bioLNG), jako alternatywnego źródła energii zasilającego sieci trolejbusowe, jako ekologicznego paliwa dla tramwajów wodnych oraz jako źródła wykorzystania odpadów do produkcji paliwa. Analizy są prowadzone na zlecenie Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot w ramach międzynarodowego projektu Liquid Energy.

Projekt Liquid Energy ma zachęcić do powszechniejszego używania zielonych technologii, aby zmniejszyć zanieczyszczenie w regionie Morza Bałtyckiego. Jest realizowany przez 8 partnerów oraz 21 organizacji stowarzyszonych w ramach Programu Współpracy Transgranicznej Interreg Południowy Bałtyk 2014-2020. Współpracują przy nim przedstawiciele uniwersytetów, parków naukowo-technologicznych, specjaliści z zakresu energetyki, transformacji ekologicznej i zielonego ładu, a także branży paliwowej z Niemiec, Polski i Litwy. Sprawdzają oni m. in. czy gdyńskie trolejbusy i gdańskie śmieciarki mogą jeździć na skroplony gaz oraz czy tramwaje wodne mogą być zasilane ekologicznym paliwem gazowym.

- *Ideą projektu jest zaprezentowanie możliwości, jakie daje wykorzystanie przede wszystkim skroplonego biometanu do produkcji czystej energii elektrycznej i ciepłej na potrzeby zasilania budynków, a także jako źródło napędu dla pojazdów* - mówi Krzysztof Perycz-Szczepański, Zastępca Dyrektora Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-

-Sopot, jednego z partnerów projektu Liquid Energy. - *Chodzi o zastąpienie paliwa tradycyjnego paliwem mniej emisyjnym i bezpieczniejszym dla klimatu.*

Eksperti OMGGs prowadzą analizy na potrzeby Przedsiębiorstwa Komunikacji Trolejbusowej w Gdyni, Żeglugi Gdańskiej i Zakładu Utylizacyjnego w Gdańsku. Wytypowali wstępne kierunki opracowań dla każdego z tych przedsiębiorstw.

Trolejbusy na prąd ze skroplonego biogazu w Gdyni

Przedsiębiorstwo Komunikacji Trolejbusowej Spółka z o.o. zajmuje się obsługą transportu trolejbusowego w Gdyni. Tabor PKT składa się z 93 pojazdów. Wyposażone są m. in. w baterie trakcyjne umożliwiające jazdę do ponad 30 km poza siecią trakcyjną oraz automatycznie sterowane odbieraki prądu. Do zasilania sieci trakcyjnej służy obecnie 10 podstacji.

Roczne zapotrzebowanie na energię elektryczną dla całej sieci trakcyjnej

wynosi około 10-12 GWh. Każda podstacja zasilą osobny obszar, przy czym niektóre obszary są ze sobą połączone, ale w skali globalnej przepływ mocy pomiędzy obszarami jest nieduży. Niektóre podstacje mają dwie linie zasilające 15 kV, lecz nie ma dodatkowych źródeł zasilania.

Pierwszą propozycją dla Przedsiębiorstwa Komunikacji Trolejbusowej w Gdyni (PKT) jest zastosowanie agregatu zasilanego paliwem bioLNG, jako dodatkowe źródło zasilania. Zbiornik i stacja regazyfikacji bioLNG mogłaby być zlokalizowana w 4 podstacjach. Drugą propozycją jest wykorzystanie agregatu zasilanego paliwem bioLNG do zasilania wydzielonej sieci, bądź sieci rezerwowej. To rozwiązanie jest możliwe przy ciągłym dostarczaniu bioLNG do stacji zasilającej.

- *Przy obecnym wzroście cen energii elektrycznej wykorzystanie paliwa bioLNG do zasilania sieci trakcyjnej może przynieść korzyści ekonomiczne dla PKT* - mówi dr inż. Alicja Lenarczyk, ekspertka OMGGs. - *Zasilanie sieci trakcyjnej przy wykorzystaniu agregata*



Fot. Gdynia.pl/Kamil Złoch

Eksperti OMGGs sprawdzają, czy gdyńskie trolejbusy mogą jeździć na prąd wyprodukowany ze skroplonego gazu

tów kogeneracyjnych zasilanych bioLNG ma pozytywny efekt środowiskowy, ze względu na brak emisji gazów cieplarnianych do atmosfery podczas spalania. Wykorzystanie paliwa bioLNG w agregacie kogeneracyjnym na stałe, bądź awaryjnie będzie korzystne również dla mieszkańców. W wyniku procesu skraplania bioLNG gaz jest oczyszczany między innymi z dwutlenku węgla i związków siarki, dlatego jest uważany za czyste paliwo.

Śmieciarki na skroplony biogaz i stacja bioLNG w ZU w Gdańsku

Zapotrzebowanie na energię elektryczną i ciepło w Zakładzie Utylizacyjnym w Gdańsku pokrywane jest obecnie przez gazową jednostkę kogeneracyjną zasilaną gazem odzyskanym z kwater składowiskowych. W 2023 r. planowane jest zakończenie budowy i uruchomienie Portu Czystej Energii, który może być brany pod uwagę jako dostawca energii elektrycznej i ciepła dla Zakładu. Ponadto trwają prace związane z budową biogazowni utylizacyjnej, która również może pokryć zapotrzebowanie Zakładu na energię elektryczną i ciepło.

Dla Zakładu Utylizacyjnego w Gdańsku eksperci zaproponowali budowę stacji LNG do zasilania bazy samochodowej: śmieciarek, ładowarek i koparek oraz uzupełnienie obecnej instalacji o zbiornik na bioLNG i stację regazyfikacji.

- Odzyskany z kwater składowiskowych, następnie osuszony i oczyszczony (pozbawiony siarkowodoru) biogaz po procesie wzbogacenia może być stosowany do napędu silników w ciężkich pojazdach użytkowych (na przykład w śmieciarkach) - mówi dr inż. Alicja Lenarczyk. - W takim przypadku biogaz uzdatniany powinien być tak, aby zawartość metanu była nie mniejsza niż 96%. Taki gaz, nazywany biometanem, pod wpływem ciśnienia i niskiej temperatury (-162°C) zmienia stan skupienia z gazowego na ciekły

(bioLNG) i zmniejsza swoją objętość. Ma to kluczowe znaczenie w kontekście budowy zbiorników w pojazdach oraz ograniczenia przestrzeni zbiorników magazynowych.

BioLNG może być wykorzystywany w transporcie jako samodzielne paliwo lub zmieszane z paliwem LNG. Metody transportu bioLNG są takie same, jak LNG - za pomocą sieci gazociągowej lub cystern.

- BioLNG jest ekologicznie uzasadnioną propozycją zasilania silników w po-

równaniu do dotychczas stosowanego napędu diesla, ponieważ ogranicza emisję gazów cieplarnianych - mówi dr inż. Alicja Lenarczyk. - Alternatywne wykorzystanie odzyskiwanego gazu w postaci paliwa bioLNG, bez konieczności utylizacji nadwyżek, przyniesie Zakładowi korzyści ekonomiczne. Dodatkowym efektem będzie produkcja własnego paliwa do zasilenia pojazdów technicznych. Paliwo bioLNG charakteryzuje się dużą szybkością tankowania oraz możliwością uzyskiwania przez pojazdy dużych za-



Fot. OMGGS



Fot. OMGGS

Eksperti OMGGS analizują możliwość wykorzystania odzyskanego biogazu w Zakładzie Utylizacyjnym w Gdańsku

sięgów (1500-1600 km) na jednym tankowaniu. Niewykorzystane przez Zakład nadwyżki mogą być odsprzedane na rynku, co może okazać się opłacalne, biorąc pod uwagę wzrost cen gazu. Dzięki transportowi samochodowemu bioLNG umożliwia lokalizację stacji tankowania bez konieczności podłączenia jej do gazociągu, w związku z czym w przypadku chęci odsprzedaży nadwyżek nie ma konieczności budowy gazociągu i stacji kompresyjnych.

Tramwaje wodne Żegluga Gdańskiej na paliwo gazowe

W ramach projektu Liquid Energy eksperci OMGGS sprawdzają też możliwość wykorzystania LNG i bioLNG jako ekologicznego paliwa dla tramwajów wodnych. Spośród dwóch zaproponowanych przez Żeglugę Gdańską jednostek, do analizy wstępnie został wybrany statek „Opal”. Przedział maszynowy tej jednostki byłby w stanie pomieścić niezbędne elementy nowego systemu zasilania. Po modyfikacji, górny pokład zapewniłby wystarczającą powierzchnię do zainstalowania zbiornika kriogenicznego.

- *Należy podjąć decyzję o rodzaju systemu zasilania* - mówi mgr inż. Jakub Ziarnik, Ekspert OMGGS. - *Pierwszą opcją jest zmiana realizacji zapłonu z systemu samoczynnego na zapłon iskrowy i spalanie paliwa gazowego w całym zakresie obciążenia silnika. Druga opcja to modyfikacja silnika do układu dwupaliwowego: spalanie paliwa ciekłego ze zwiększonym udziałem paliwa gazowego w zakresie wysokich obciążeń silnika lub spalanie paliwa gazowego w całym zakresie obciążenia z dostarczaną tzw. „dawką pilotażową” paliwa ciekłego.*

Ekspert zauważa, że dużym wyzwaniem będzie zainstalowanie nowego systemu spalania przy obecnym stanie technicznym głównych silników. Trzeba sprawdzić, czy będą w stanie znieść podwyższone w stosunku do spalania paliwa ciekłego parametry pracy oraz czy

będzie możliwość dostosowania sterowania silnika i utrzymania optymalnych parametrów pracy. W przypadku odpowiedzi negatywnych istnieje opcja wstawienia innej jednostki napędowej - całkowicie nowej, bądź w dobrym stanie technicznym z rynku wtórnego. Konieczna byłaby też przebudowa przedziału maszynowego.

- *Należy z rozważą spojrzeć na stan ogólny całej jednostki* - dodaje mgr inż. Jakub Ziarnik. - *Przed wszystkim modernizacja ma zachować zdolność do obsługi komercyjnej statku, a dodatkowo - stać się stymulatorem rozwoju przyszłych kluczowych elementów projektu Liquid Energy. Nie może być jedynie kosztowną ciekawostką. Należy rozważyć, czy korzystniejszym rozwiązaniem nie będzie odstępstwo od modernizacji obecnych jednostek i rozpatrzenie wprowadzenia nowych. Zaletą drugiej opcji jest otrzymanie wysoce wydajnego statku, który spełnia wszystkie najnowsze wymagania i potrzeby rynku.*

Eksperti obecnie sprawdzają koszty wszystkich opcji - zarówno modernizacji starych, jak i zakupu nowych silników, wraz z wyposażeniem oraz pracami stoczniowymi.

Rewolucja na rynku dystrybucji LNG i bioLNG

Trwają prace nad lokalizacjami biogazowni utylizacyjnych i rolniczych, które mogą produkować biopaliwo na terenie Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot.

- *Dzięki lokalnej produkcji bioLNG i jego małej objętości w stosunku do gęstości zgromadzonej energii, możliwy będzie transport paliwa na mniejsze odległości, co również wiąże się z zyskami*

ekonomicznymi oraz środowiskowymi - mówi dr inż. Alicja Lenarczyk. - *Transport bioLNG nie wymaga dostępu do sieci gazowej, dlatego też bioLNG może być wykorzystane w dowolnym miejscu. Metody transportu oraz instalacje kogeneracyjne spalania bioLNG oraz LNG są takie same, dlatego w razie potrzeby paliwa te można stosować zamiennie lub jednocześnie.*



Fot. OMGGS

Czy tramwaje wodne Żegluga Gdańskiej mogą być zasilane ekologicznym paliwem gazowym? Wykaże to analiza prowadzona na zlecenie OMGGS

W ramach projektu Liquid Energy powstaje mobilna stacja tankowania LNG lub bioLNG, o zaledwie 3,5-tonowej dopuszczalnej masie całkowitej. Ta prototypowa inwestycja jest budowana na zamówienie Instytutu Morskiego Uniwersytetu Morskiego w Gdyni, lidera projektu Liquid Energy. Dzięki niej możliwe będzie zastosowanie bioLNG i LNG na dużo szerszą skalę - np. w transporcie publicznym, zakładach produkcyjnych, czy biurach. Będzie można również sprzedawać i dostarczać małe ilości tego alternatywnego paliwa lokalnym odbiorcom, takim jak Przedsiębiorstwo Komunikacji Trolejbusowej w Gdyni, czy Żegluga Gdańska. □



■ Dr Łukasz Dubiński,

Zespół Badawczy Prawa Administracyjnego, Nowych Technologii i Prawa Kosmicznego, Wydział Prawa i Administracji,
Uniwersytet Szczeciński

Projektowane zmiany w definicji tzw. inwestycji towarzyszących

Dnia 8 czerwca 2021 r. pojawił się aż 31 stronicowy projekt ustawy mającej zmienić ustawę o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektóre inne ustawy. Jak wynika z przedstawionego uzasadnienia planowanej nowelizacji, przyjęcie proponowanych rozwiązań ma na celu „przyspieszenie tych strategicznych dla bezpieczeństwa energetycznego inwestycji, ale również zmniejszy poziom ryzyka po stronie inwestora”¹.

Pośród licznych pomysłów projektodawcy, niewątpliwie wyróżnia się propozycja nowego ujęcia definicji tzw. inwestycji towarzyszących. Mówiąc w pewnym uproszczeniu chodzi tutaj o te wszystkie inicjatywy budowlane, bez realizacji których niemożliwe jest zarówno uruchomienie, jak i sama eksploatacja obiektów energetyki jądrowej. Biorąc więc pod uwagę fakt, iż prace nad wspomnianym powyżej projektem ustawowym zmierzają ku końcowi (tj. przekazania do parlamentu), warto się przyjrzeć kluczowym założeniom tego dokumentu w zakresie przedmiotowych inwestycji towarzyszących.

Pojęcie inwestycji towarzyszących

Aktualnie, zgodnie z art. 2 pkt 1 ustawy z dnia 29 czerwca 2011 r. o przygo-

towaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących (t.j. Dz.U. z 2021 r. poz. 1484; dalej ustawy jądrowa), inwestycjami towarzyszącymi są inwestycje w zakresie budowy lub rozbudowy sieci przesyłowych w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz.U. z 2021 r. poz. 716, 868 i 1093) koniecznych do wyprowadzenia mocy z elektrowni jądrowej lub inną inwestycję niezbędną do wybudowania lub zapewnienia prawidłowej eksploatacji obiektu energetyki jądrowej. Jak widać, przedstawiona definicja inwestycji towarzyszących oparta została na pojęciach niedookreślonych. Ten z kolei fakt, świadczy o jej niewątpliwie elastyczności. Ze względu na przedmiot definicji, zaprezentowane podejście ustawodawcy oceniać należy

pozytywnie, ponieważ w ten sposób nie blokuje się stosowania coraz to nowszych rozwiązań technologicznych, jako inwestycji towarzyszących. Z drugiej jednak strony można powiedzieć, iż przyjęty model definicji nie daje pewności potencjalnym inwestorom co do tego, czy ich zamierzenia budowlane będą mogły zostać zakwalifikowane jako inwestycje towarzyszące.

Uzupełniając powyższe uwagi definicyjne przypomnieć również należy, iż dowolne zamierzenie budowlane nie staje się inwestycją towarzyszącą z mocy prawa (*ex lege*). Zgodnie bowiem z art. 52 ustawy jądrowej, status inwestycji towarzyszącej inwestycji w zakresie budowy obiektu energetyki jądrowej nadaje minister właściwy do spraw energii, w drodze decyzji, na wniosek inwestora inwestycji towarzyszącej. Biorąc pod

uwagę zasygnalizowany powyżej ogólny charakter definicji inwestycji towarzyszących mówić można o daleko posuniętej swobodzie ministra przy podejmowaniu decyzji, o której mowa w przywołanym art. 52 ustawy jądrowej.

Propozycja nowej definicji

Wspomniany na wstępie projekt nowelizacji ustawy jądrowej zakłada, iż przez inwestycję towarzyszącą rozumieć będzie należy:

- a. inwestycję w zakresie budowy lub rozbudowy sieci przesyłowych w rozumieniu art. 3 pkt 11a ustawy z dnia 10 kwietnia 1997 r. - Prawo energetyczne (Dz. U. z 2021 r. poz. 716 i 868) koniecznych do wyprodukowania mocy z elektrowni jądrowej;
- b. inną inwestycję niezbędną do:
 - wybudowania lub zapewnienia prawidłowej eksploatacji obiektu energetyki jądrowej,
 - prowadzenia pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia wstępnego raportu lokalizacyjnego, o którym mowa w art. 5a,
 - prowadzenia pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia wstępnego raportu bezpieczeństwa składowiska odpadów promieniotwórczych, o którym mowa w art. 5b,
 - prowadzenia pomiarów, badań lub innych prac niezbędnych do sporządzenia dla obiektu energetyki jądrowej raportu lokalizacyjnego, o którym mowa w art. 35b ust. 3 ustawy z dnia 29 listopada 2000 r. - Prawo atomowe
 - prowadzenia badań lub innych prac zmierzających do sporządzenia raportu o oddziaływaniu przedsięwzięcia na środowisko, o którym mowa w art. 66 ust. 1 ustawy z dnia 3 października 2008 r. o udostępnianiu informacji o środowisku i jego ochronie,



”

(...) nowe rodzaje inwestycji towarzyszących nie są bezpośrednio związane z eksploatacją, czy też budową obiektów energetyki jądrowej. Ich funkcją jest bowiem jedynie wsparcie badań, pomiarów, czy też innych prac (...)

Fot. Patrick Federi on Unsplash



Fot. Nicolas Hippert on Unsplash

udziale społeczeństwa w ochronie środowiska oraz o ocenach oddziaływania na środowisko (Dz. U. z 2021 r. poz. 247, 784 i 922) dla obiektu energetyki jądrowej.

Na wstępie zauważyć należy, iż treść punktu a oraz punktu b *tiret* pierwszy stanowią *de facto* powtórzenie aktualnie obowiązującej regulacji. Tak więc już na tej podstawie można stwierdzić, iż planowana nowelizacja nie ma na celu doprecyzowania sposobu rozumienia pojęcia inwestycji towarzyszących, a wskazanie nowych kategorii zamierzeń budowlanych, objętych zdefiniowanym pojęciem.

Jak wynika z treści propozycji nowelizacyjnej, nowe rodzaje inwestycji towarzyszących nie są bezpośrednio związane z eksploatacją, czy też budową obiektów energetyki jądrowej. Ich funkcją jest bowiem jedynie wsparcie badań, pomiarów, czy też innych prac, które służą przygotowywaniu dokumentacji na potrzeby odrębnych postępowań związanych z zamierzeniami budowlanymi w obszarze energetyki jądrowej.

Niezależnie jednak od tego, budowa inwestycji towarzyszących nowej kategorii będzie mogła być prowadzona z wykorzystaniem większości instrumentarium ustawy jądrowej, a w tym uproszczonego trybu wywłaszczenia.

W powyższym kontekście zauważyć należy, iż opis kategorii nowych inwestycji towarzyszących składa się z trzech części. Po pierwsze, każda z nich powinna być nieruchomością. Po drugie, inwestycja powinna służyć przeprowadzaniu określonych czynności (np. pomiarów). Po trzecie, przeprowadzenie tych czynności powinno prowadzić do osiągnięcia konkretnego celu (np. sporządzenia wstępnego raportu bezpieczeństwa składowiska odpadów promieniotwórczych). Warto więc odnotować, że jeżeli chodzi o wspomniane powyżej „czynności”, to ustawodawca jedynie częściowo uściślił o jakie działania chodzi (np. pomiary). W ramach bowiem definicji każdej z „nowych inwestycji towarzyszących” jest mowa o tym, iż mają one służyć do wykonywania „innych pracach niezbędnych”. Tym samym, o tym co może zostać wzniesione, będzie mógł w znacznym zakre-

sie decydować inwestor. Należy jednak przypomnieć, iż minister przyznający status inwestycji towarzyszącej może ograniczać zbyt „twórcze” podejście inwestorów.

Na zakończenie warto również odnotować, iż ustawodawca nie przewidział szczególnych rozwiązań dotyczących przypadków, gdyby niepowodzeniem zakończyłyby się postępowania administracyjne dotyczące obiektów jądrowych, do których stworzenia miałyby mówiąc w pewnym uproszczeniu zostać wykorzystane „nowe” inwestycje towarzyszące. Innym słowy chodzi tutaj o sytuację, gdy powstanie jedynie „nowa” inwestycja towarzysząca, a z powodów prawnych nie będzie mógł zostać wzniesiony właściwy obiekt jądrowy. W ustawie jądrowej nie ma przykładowo mowy o obowiązku rozbiórki danej inwestycji towarzyszącej, zwrotu nieruchomości wywłaszczonej w trybie ustawy jądrowej, czy też chociażby o przeznaczeniu jej na konkretny cel. W konsekwencji, nawet jeżeli nie powstanie obiekt jądrowy, „nowa” inwestycja towarzysząca będzie mogła być wykorzystywana w dowolny sposób przez jej właściciela. □

Przypisy

1. Uzasadnienie projektu ustawy o zmianie ustawy o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie obiektów energetyki jądrowej oraz inwestycji towarzyszących oraz niektórych innych ustaw. <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12349200/katalog/12803352#12803352>



DLA ENERGETYKI, CIEPŁOWNICTWA, PRZEMYSŁU DLA CIEBIE

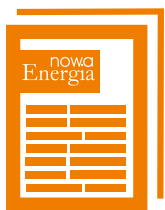
Organizujemy:



◀ KONFERENCJE

miejsce spotkań dla fachowców

Wydajemy:



◀ DWUMIESIĘCZNIK

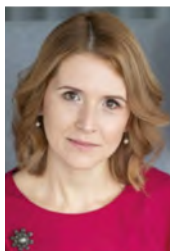
prasa dla specjalistów



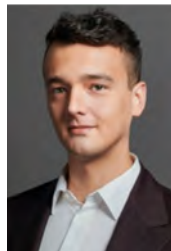
◀ WORTAL

bieżące informacje,
wydarzenia, relacje





■ Dr Katarzyna Barańska,
Radca Prawny



■ Łukasz Petelski,
Radca Prawny

Czy wodór zastąpi w przyszłości benzynę?

Czyli o planach i działaniach regulacyjnych w zakresie upowszechnienia wodoru jako paliwa alternatywnego

Pod koniec 2021 r. weszła w życie nowelizacja ustawy o elektromobilności¹, która wprowadziła nowe przepisy w zakresie infrastruktury tankowania wodoru. Mają one być - zdaniem projektodawcy - impulsem do rozpoczęcia wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego. Zgodnie z Polską Strategią Wodorową do 2025 r. w Polsce mają powstać co najmniej 32 nowe stacje tankowania i bunkrowania wodoru. Czy obecne przepisy są w tym zakresie rzeczywiście wystarczające?

Paliwo przyszłości

Czytając ostatnie dokumenty rządowe trudno nie odnieść wrażenia, że w wodorze pokładane są bardzo duże nadzieje.

Jeszcze w grudniu 2021 r. opublikowana została pełna wersja Polskiej Strategii Wodorowej do 2030 r. z perspektywą do 2040 r. („PSW”), nakreślając główne cele gospodarki wodorowej w Polsce i kierunki interwencji, jakie są pożądane dla ich osiągnięcia. Jednym z celów wskazanych w PSW jest także

wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie.

Ponadto, kwestia wykorzystania wodoru w transporcie znalazła także odzwierciedlenie w PEP2040, w której zapowiedziano, że celem umożliwienia rozwoju wodoromobilności przygotowane zostaną regulacje prawne pozwalające na funkcjonowanie wodoru jako paliwa oraz opracowane zostaną mechanizmy wsparcia dla rozwoju infrastruktury tankowania.

Szacuje się, że w perspektywie 5 lat zapotrzebowanie na wodór w polskim

transporcie wyniesie około 2 933,5 ton (w tym 1764 t na potrzeby tankowania autobusów zeroemisyjnych). W horyzoncie czasowym do 10 lat zapotrzebowanie na to paliwo w transporcie ma wzrosnąć do 22 510,7 ton rocznie².

Założenia przedstawione w tab. 1 są bardzo istotne, jednak na razie nie przekładają się na konkretne działania legislacyjne w tym temacie. Praktyczne działania podejmowane na rynku coraz częściej zaczynają wyprzedzać legislację, aby umożliwić już teraz, korzystanie z wodoru.

Wspierane działania	
2025	2030
Rozpoczęcie eksploatacji autobusów zeroemisyjnych napędzanych wodorem - od 100 do 250 nowych autobusów wodorowych	Rozpoczęcie eksploatacji - od 800 do 1000 nowych autobusów wodorowych, w tym wyprodukowanych w Polsce
Rozwój sieci stacji tankowania i bunkrowania wodoru - min. 32 nowe stacje	Dalszy rozwój infrastruktury tankowania i bunkrowania wodoru
Powstanie instalacji do oczyszczania wodoru do standardu czystości zgodnie z normą obowiązującą w UE	Stopniowe zastępowanie pociągów i lokomotyw spalinowych ich wodorowymi odpowiednikami
Powstanie pociągów/lokomotyw wodorowych, które zastąpią ich spalinowe odpowiedniki na trasach nieprzewidzianych do elektryfikacji	Rozwój wykorzystania wodoru w transporcie ciężkim kołowym, kolejowym, morskim, rzeczonym i lotniczym oraz intermodalnym
Prace projektowe nad pierwszymi jednostkami pływającymi z systemem napędowym bazującym na wodorze (np. amoniak, metanol)	Oddanie do użytku jednostek pływających z systemem napędowym bazującym na wodorze
Zbadanie możliwości i opłacalności zastosowania w transporcie paliw syntetycznych powstałych w procesie metanizacji	Produkcja paliw syntetycznych opartych na wodorze
Uruchomienie programów pilotażowych wykorzystania wodoru i jego pochodnych w komunikacji miejskiej, transporcie ciężkim kołowym, kolejowym, morskim, rzeczonym i lotniczym oraz intermodalnym	

Tab. 1. Polska Strategia Wodorowa do 2030 r. z perspektywą do 2040 r.; cel 2: Wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie

Pilna potrzeba regulacji

W planach i założeniach jest wybudowanie 32 nowych stacji tankowania i bunkrowania wodoru do 2025 r. Co raz częściej pada też pytanie: gdzie i na jakich zasadach takie stacje mają powstawać? Jak poprowadzić proces inwestycyjny budowy takiej infrastruktury, niewątpliwie pozostawiającej wiele pytań w zakresie oddziaływania takiej instalacji na środowisko? Czy stacje tankowania wodoru powinny uwzględniać możliwość produkcji wodoru na miejscu? Co jest kluczowe w przypadku dużego zapotrzebowania dziennego na takie paliwo?

Za pierwszy krok w kierunku realizacji powyższego celu można uznać wprowadzenie zmian w ustawie o elektromobilności i paliwach alternatywnych („Ustawa”). Kolejnym mają być rozporządzenia wykonawcze (zob. tab. 2).

Kluczowym jednak aktem - z punktu widzenia realizacji celów PSW w zakresie stacji tankowania wodoru - będzie rozporządzenie w sprawie wymagań technicznych dla stacji wodoru. Z zapowiedzi Ministerstwa Klimatu i Środowiska wynika, że zostanie ono przyjęte w pierwszym kwartale 2022 r. Pierwszy projekt tego rozporządzenia został opublikowany ponad pół roku temu³. 1 lutego br. na stronie RCL pojawiła się jego najnowsza wersja projektu („Projekt Rozporządzenia”)⁴.

Projekty rozporządzeń
- rozporządzenie w sprawie wymagań technicznych dla stacji wodoru (delegacja ustawowa: art. 29d Ustawy); - rozporządzenie w sprawie sposobu informowania o rodzaju paliwa alternatywnego wykorzystywanego do napędu pojazdu samochodowego oraz oznakowania miejsc tankowania lub ładowania pojazdu samochodowego takim paliwem (delegacja ustawowa: art. 41 ust. 6 pkt 1 i 2 Ustawy); - rozporządzenie w sprawie wysokości opłaty za nadanie numeru EIPA, uznanie kodu oraz ich utrzymanie w systemie teleinformatycznym oraz terminu jej wnoszenia (delegacja ustawowa: art. 41a ust. 5 Ustawy); - rozporządzenie w sprawie wzorów zgłoszeń dokonywanych do Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych przez operatora ogólnodostępnej stacji ładowania, przez operatora stacji gazu ziemnego oraz operatora stacji wodoru (delegacja ustawowa: art. 42 ust. 11 Ustawy).

Tab. 2. Rozporządzenia wykonawcze do Ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych - projekty

Czym jest infrastruktura wodorowa?

Na szczególną uwagę zasługuje fakt wprowadzenia definicji legalnych dotyczących infrastruktury wodorowej. Dotyczy to zwłaszcza stacji wodoru, która do tej pory nie była zdefiniowana w polskim ustawodawstwie (od niedawna, w zakresie paliw alternatywnych mamy w przepisach definicję stacji ładowania i punktu ładowania).

Przez infrastrukturę wodorową rozumie się zespół urządzeń, w tym punkt tankowania wodoru wraz z niezbędną infrastrukturą pomocniczą oraz zbiornikami magazynowymi, służący do tankowania wodoru⁵. Co istotne - dla zaklasyfikowania danego zespołu urządzeń jako stacji wodoru, bez znaczenia jest to, czy dana stacja jest wykorzystywana w celach komercyjnych, czy

nie oraz czy stacja wodoru jest związana z gruntem, czy też stanowi infrastrukturę mobilną. Tu jednak wymagania wobec takich obiektów mogą i czasami powinny być bardzo różne. Zostało to odzwierciedlone w Projekcie Rozporządzenia.

Podkreślić trzeba, że nieodłącznym elementem stacji wodoru jest punkt tankowania wodoru, czyli urządzenie służące do zaopatrywania w wodór pojazdów napędzanych wodorem, w celu napędu silników tych pojazdów⁶. Do kategorii pojazdów napędzanych wodorem Ustawa zalicza nie tylko pojazdy silnikowe wykorzystujące do napędu energię elektryczną wytworzoną z wodoru w zainstalowanych w nich ogniach paliwowych, ale również jednostki pływające oraz pojazdy szynowe, co znacznie poszerza liczbę wariantów budowy takiej infrastruktury.



Szczegółowe wymagania w zakresie budowy i eksploatacji

Projektowanie i budowę stacji wodoru jako obiektu budowlanego oraz jej eksploatację regulują liczne akty normatywne dotyczące aspektów środowiskowych, planistycznych, technicznych, czy budowlanych.

Dodatkowe przepisy w zakresie infrastruktury wodorowej wprowadzone w drodze nowelizacji Ustawy są zbliżone do regulacji dotyczących pozostałych elementów infrastruktury paliw alternatywnych, czyli stacji ładowania czy stacji gazu ziemnego. Dotyczy to także obowiązku poddania stacji wodoru badaniom technicznym prowadzonym przez UDT/TDT, czy odpowiedniego oznaczenia miejsca tankowania.

Kluczowe - z punktu widzenia budowy i eksploatacji stacji wodoru - są normy techniczne, które systematyzując dostępną wiedzę techniczną wyznaczają najwyższe standardy w tym zakresie. Projekt Rozporządzenia odwołuje się jedynie do dwóch norm, przewidując, że stacje wodoru w zakresie bezpiecznej

eksploatacji powinny spełniać szczegółowe wymagania techniczne określone w aktualnej normie ISO 19880-1 i PN-EN 17127, a także uwzględniać aktualny poziom wiedzy i najlepszą praktykę⁷. W zakresie dystrybutorów do tankowania stacji wodoru Projekt Rozporządzenia odwołuje się natomiast do normy ISO 19880-1 i PN-EN ISO 17268:2020-08.

Więcej informacji w zakresie norm technicznych znajdziemy w Stanowisku w sprawie stosowania przepisów i norm technicznych w trakcie procesu inwestycyjnego budowy stacji tankowania wodoru⁸, które zostało opublikowane w maju 2021, czyli jeszcze przed wejściem w życie Nowelizacji. Wskazuje ono najlepsze dostępne normy BAT (*best available technology*) jako właściwe do stosowania w procesie inwestycyjnym w zakresie budowy i projektowania stacji tankowania wodoru, ochrony przeciwpożarowej, użytkowania infrastruktury wodorowej i jakości/czystości wodoru.

W aspekcie eksploatacji, modernizacji i napraw stacji wodoru Ustawa nakłada na operatora obowiązki zbliżone do obowiązków dotyczących pozostałych elementów infrastruktury paliw alterna-

tywnych. Dotyczy to także obowiązku posiadania numeru EIPA i dokonania zgłoszenia do Ewidencji Infrastruktury Paliw Alternatywnych.

Kontrola na nowych zasadach

Nowe regulacje przyznają Prezesa UDT oraz Dyrektorowi TDT uprawnienia kontrolne wobec stacji wodoru. Warto zaznaczyć, że artykuł 29f Ustawy dotyczy także pozostałych elementów infrastruktury paliw alternatywnych, w tym punktów ładowania stanowiących element infrastruktury ładowania drogowego transportu publicznego, czy stacji gazu ziemnego.

Zmiana wydaje się być istotna, biorąc pod uwagę fakt, że dotychczas kontrola obiektów infrastruktury paliw alternatywnych następowała na wniosek. W obecnie obowiązującym stanie prawnym wspomniane organy zobowiązane są, w określonych przypadkach, do przeprowadzenia kontroli danego obiektu z urzędu. W zakresie stacji wodoru dotyczy to sytuacji, w których powezmą one informację o nieprawidłowościach w funkcjonowaniu takiej stacji⁹ lub o jej eksploatacji bez przeprowadzenia wymaganych badań¹⁰.

Negatywny wynik kontroli skutkuje wydaniem decyzji o wstrzymaniu eksploatacji stacji wodoru. W takim przypadku warunkiem wznowienia działalności jest uzyskanie pozytywnego wyniku badań technicznych przeprowadzonych na zasadach analogicznych do tzw. badań wstępnych (przeprowadzanych przed oddaniem do eksploatacji stacji wodoru).

Kary pieniężne

Protokół z kontroli stwierdzający wystąpienie nieprawidłowości może stanowić podstawę wszczęcia postępowania w sprawie wymierzenia kary pieniężnej. Podobnie jak w przypadku pozostałych elementów infrastruktury paliw alternatywnych, naruszenie obowiązków w zakresie stacji wodoru skutkować będzie

	Naruszenie przepisów	Wysokość kary ¹¹	Organ właściwy do wymierzenia kary
1.	Niezapewnienie przeprowadzenia badań technicznych	50 000 zł za każdą stację wodoru	Prezes UDT Dyrektor TDT
2.	Eksploatacja stacji wodoru pomimo wydania decyzji o wstrzymaniu eksploatacji stacji wodoru	100 000 zł za każdą stację wodoru	Prezes UDT Dyrektor TDT
3.	Nieprzestrzeganie obowiązków informacyjnych w zakresie oznakowania stacji tankowania wodoru	od 500 zł do 2000 zł	Wojewódzki inspektor Inspekcji Handlowej
4.	Niedokonanie odpowiedniego zgłoszenia do EIPA	2000 zł	Prezes UDT

Tab. 3. Kary pieniężne w zakresie stacji wodoru

zastosowaniem sankcji finansowych (zob. tab. 3).

Transport wodoru

Choć niewiele o tym wspomina, kluczową kwestią związaną z wykorzystaniem wodoru jako paliwa jest ustalenie zasad jego bezpiecznego przewozu. Najważniejsze regulacje w tym zakresie zawarte są w ustawie z dnia 19 sierpnia 2011 r. o przewozie towarów niebezpiecznych oraz w umowie europejskiej dotyczącej międzynarodowego przewozu drogowego towarów niebezpiecznych (ADR) sporządzonej w Genewie dnia 30 września 1957 r. („Umowa ADR”). Sprężony wodór został zaklasyfikowany bowiem w Umowie ADR jako towar niebezpieczny (numer UN 1049; kod klasyfikacyjny 1F).

Jakie są tego skutki? Ustawa o przewozie towarów niebezpiecznych oraz

Umowa ADR, a także pozostałe ustawodawstwo dotyczące transportu nakładają na uczestników przewozu towarów niebezpiecznych m. in. szereg wymagań transportowych czy szkoleniowych. W Polsce ekspertów w zakresie tych regulacji nie ma zbyt wielu, natomiast niewypełnienie obowiązków związanych z przewozem może wiązać się nie tylko z nałożeniem kar pieniężnych czy odpowiedzialnością odszkodowawczą, ale także z odpowiedzialnością karną.

Dlatego też, tak istotne jest precyzyjne określenie ról, które mają pełnić podmioty zaangażowane w przewóz wodoru. Chodzi tutaj nie tylko o nadawcę, przewoźnika i odbiorcę, ale również o podmioty o roli pomocniczej (załadowca, pakujący, napełniający, użytkownik kontenera-cysterny/cysterny przenośnej oraz rozładowcy).

Brak precyzyjnego rozdziału ról, a co za tym idzie - obowiązków, może prowa-

dzić do niewykonania lub nieprawidłowego wykonania określonych czynności przez uczestnika przewozu i skutkować nałożeniem kary pieniężnej.

Uczestnik przewozu lub obrotu wodem służącym do napędu pojazdu (kod CN 2804 10 00) nie podlega obowiązkom wynikającym z tzw. ustawy SENT (ustawy z dnia 9 marca 2017 r. o systemie monitorowania drogowego i kolejowego przewozu towarów oraz obrotu paliwami opałowymi).

Co dalej?

Rozwiązania przyjęte w grudniowej Nowelizacji to istotny krok w kierunku rozwoju wykorzystania wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie. Konieczne jest jednak stworzenie kompleksowych rozwiązań prawnych nie tylko w zakresie infrastruktury tankowania wodoru, ale również takich, które ułatwią inwestycje w sektorze produkcji wodoru, jego magazynowania, dystrybucji oraz transportu.

Zapowiadanej przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska ustawie o wspieraniu produkcji wodoru ze źródeł niskoemisyjnych powinno towarzyszyć również wprowadzenie kompleksowych regulacji środowiskowych i planistycznych, które ułatwiłyby realizację inwestycji w zakresie stacji wodoru.

Musimy naprawdę działać szybko. □

Przypisy

1. Ustawa z dnia 2 grudnia 2021 r. o zmianie ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych oraz niektórych innych ustaw („Nowelizacja”).
2. Instytut Energetyki, Analiza potencjału technologii wodorowych w Polsce do 2030 r. z perspektywą do 2040 r., s. 177-178.
3. Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji wodoru (projekt z dnia 5 maja 2021 r.), <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12340506/katalog/12740152#12740152>, pod adresem tym znajdują się także projekty rozporządzeń, o których mowa w tab. 2.
4. Projekt Rozporządzenia Ministra Klimatu i Środowiska w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji wodoru (projekt z dnia 26 stycznia 2022 r.), <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12356050>.
5. Art. 2 pkt 27a) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. i elektromobilności i paliwach alternatywnych.
6. Art. 2 pkt 21a) ustawy z dnia 11 stycznia 2018 r. i elektromobilności i paliwach alternatywnych.
7. W uzasadnieniu Projektu Rozporządzenia wskazano, że pierwsza z norm określa minimalne wymagania w zakresie projektowania, instalacji, eksploatacji, przeglądów i konserwacji dotyczące bezpieczeństwa i działania zarówno publicznych, jak i niepublicznych stacji wodoru, których zadaniem jest dostarczenie gazowego wodoru do lekkich pojazdów drogowych. Norma PN-EN 17127 wskazuje natomiast minimalne wymagania zapewniające interoperacyjność publicznych punktów tankowania wodoru, w tym procedury tankowania, w celu dostarczenia gazowego wodoru do pojazdów drogowych.
8. Stanowisko Ministra Klimatu i Środowiska, Ministra Rozwoju, Pracy i Technologii, Prezesa Urzędu Dozoru Technicznego, Dyrektora Transportowego Dozoru Technicznego, Prezesa Głównego Urzędu Miar i Komendanta Głównego Państwowej Straży Pożarnej w sprawie stosowania przepisów i norm technicznych w trakcie procesu inwestycyjnego budowy stacji tankowania wodoru; <https://www.gov.pl/web/klimat/Stanowisko-w-sprawie-stosowania-przepisow-i-norm-technicznych-w-trakcie-procesu-inwestycyjnego-budowy-stacji-tankowania-wodoru>.
9. w szczególności o podejrzeniu zagrożenia dla bezpieczeństwa ich użytkowników, lub o wypadku związanym z ich eksploatacją.
10. Prezes UDT przeprowadza kontrolę stacji wodoru również w przypadku powzięcia obowiązku o niespełnieniu obowiązku, o którym mowa w art. 42 ust. 5 Ustawy - brak dokonania zgłoszenia do rejestru.
11. Wysokość kary pieniężnej nie może przekroczyć 15% przychodu ukaranego przedsiębiorcy, osiągniętego w poprzednim roku podatkowym.

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

Analiza termodynamiczna i ekonomiczna hierarchicznej dwuobiegowej elektrowni jądrowej

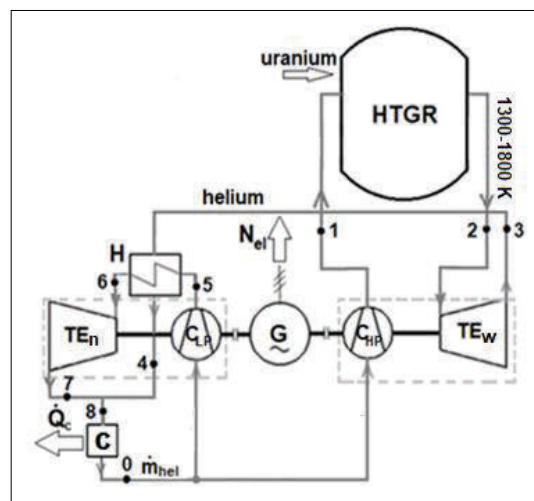
z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem w obiegu Joule'a w zakresie wysokich temperatur

W pracach [1, 2, 3] przedstawiono termodynamiczną i ekonomiczną analizę innowacyjnej, hierarchicznej elektrowni jądrowej z jednym, chłodzonym helem wysokotemperaturowym reaktorem HTGR (rys. 1). W elektrowni realizowane są dwa obiegi Joule'a, jeden wysokotemperaturowy, drugi niskotemperaturowy. Oba obiegi charakteryzują się pojedynczymi stopniami rozprężania i sprężania helu. W niniejszej pracy przedstawiono natomiast analizę termodynamiczną i ekonomiczną elektrowni z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami HTGR (rys. 2).

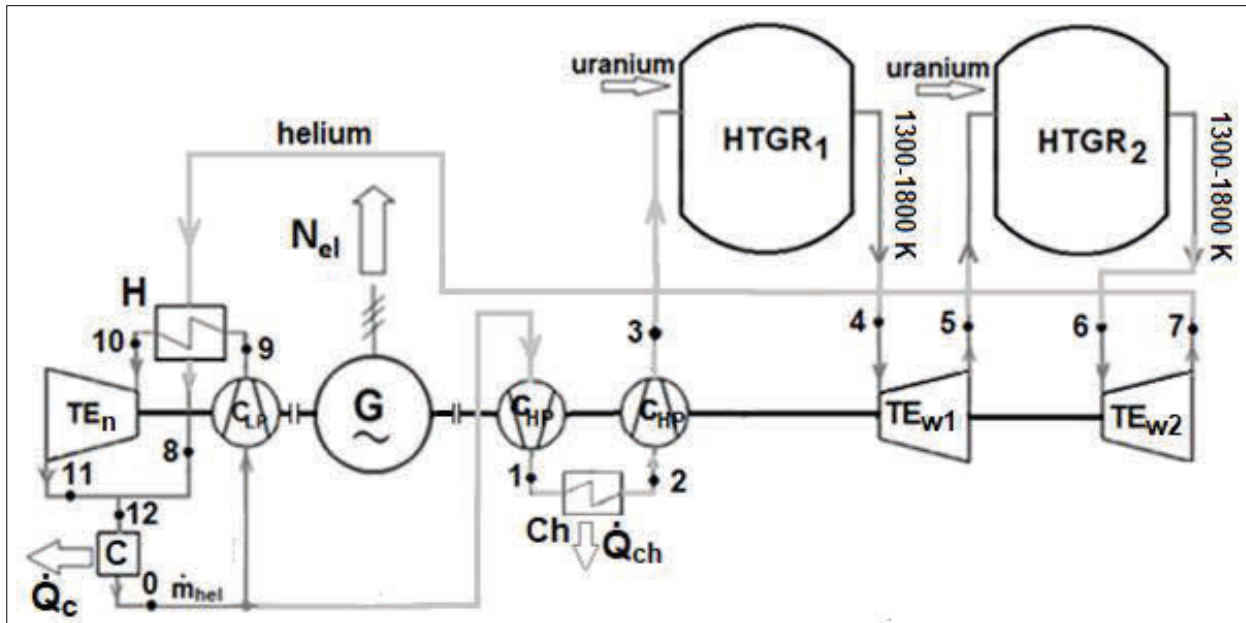
Wysokotemperaturowy obieg Joule'a charakteryzuje się zatem dwustopniowym rozprężaniem (rys. 3). Również i proces sprężania helu w tym obiegu jest dwustopniowy. Drugi obieg, niskotemperaturowy (rys. 4) charakteryzuje się natomiast, tak jak w elektrowni z rys. 1 [1, 2, 3], jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem.

Analiza termodynamiczna doboru optymalnych parametrów termicznych czynnika obiegowego w poszczególnych punktach obiegu Joule'a z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem

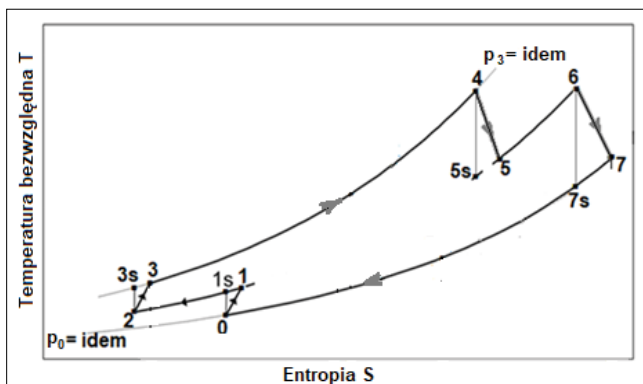
W pracy [3] wykazano, że aby obieg Joule'a z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem mógł osiągać maksymalną sprawność energetyczną, to muszą zachodzić związki:



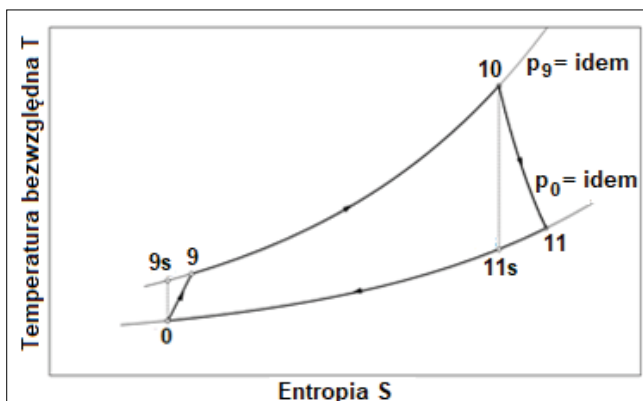
Rys. 1. Hierarchiczna elektrownia jądrowa



Rys. 2. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrociepłowni i elektrowni jądrowej z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami i helem jako czynnikiem obiegowym (w obiegu wysokotemperaturowym ma miejsce dwustopniowe rozprężanie i dwustopniowe sprężanie; w obiegu niskotemperaturowym ma miejsce jednostopniowe rozprężanie i jednostopniowe sprężanie (C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} - dwustopniowa sprężarka wysokociśnieniowa z chłodnicą międzystopniową Ch; C_L - sprężarka niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony helem; H - wymiennik ciepła; T_{Ew} , T_{En} - turboekspandery wysoko- i niskociśnieniowy; (w przypadku elektrowni strumień ciepła $\dot{Q}_c$ jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia)



Rys. 3. Obieg *Joule'a* turboekspandera wysokociśnieniowego z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem



Rys. 4. Obieg *Joule'a* turboekspandera niskociśnieniowego z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem



$$z_2 = \frac{T_0}{T_2} z_1 \quad (1)$$

$$z_3 = \sqrt{\frac{T_0}{T_2}} z_1 \quad (2)$$

przy czym:

$$z_1 = \frac{T_{1s}}{T_0} = \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (3)$$

$$z_2 = \frac{T_{3s}}{T_2} = \left(\frac{p_3}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (4)$$

$$z_3 = \frac{T_4}{T_{5s}} = \left(\frac{p_4}{p_5} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \frac{T_6}{T_{7s}} = \left(\frac{p_6}{p_7} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (5)$$

gdzie:

κ - wykładnik izentropy helu ($\kappa = 1,66$),

p - ciśnienia ($p_2 = p_1$, $p_4 = p_3$, $p_6 = p_5$, oraz $p_7 = p_0$; ciśnienie p_0 jest daną wartością wejściową; w obliczeniach przyjęto $p_0 = 1 \text{ bar}$),

T - temperatury bezwzględne (temperatury T_0 , T_2 , T_4 , T_6 są danymi wartościami wejściowymi ($T_4 = T_6$, im wyższe są temperatury T_4 , T_6 , tym większa jest sprawność obiegu *Joule'a*).

Optymalne (gwarantujące maksymalną sprawność efektywną) termiczne parametry czynnika obiegowego w poszczególnych punktach obiegu *Joule'a* turboekspandera wysokociśnieniowego wyznacza się z wykorzystaniem wzoru:

$$\eta_{TE_w} = \frac{N_{TE_w}}{\dot{Q}_{dop, TE_w}} = \frac{N_{exp_w} - N_{S_w}}{\dot{Q}_{dop, TE_w}} = \frac{\eta_m^{TE} (T_4 - T_5 + T_6 - T_7) - \frac{1}{\eta_m^S} (T_1 - T_0 + T_3 - T_2)}{T_4 - T_3 + T_6 - T_5} \rightarrow \max \quad (6)$$

gdzie N_{TE_w} oznacza moc efektywną turbozespołu wysokociśnieniowego, N_{exp_w} , N_{S_w} moce efektywne turboekspandera wysokociśnieniowego i sprężarki wysokociśnieniowej, a $\dot{Q}_{dop, TE_w}$ strumień ciepła doprowadzonego do obiegu:

$$N_{TE_w} = \dot{m}_{TE_w;hel} c_{p,hel} \left[\eta_m (T_4 - T_5 + T_6 - T_7) - \frac{1}{\eta_m} (T_1 - T_0 + T_3 - T_2) \right] = \dot{Q}_{HTGR1} \left[\frac{\eta_m (T_4 - T_5 + T_6 - T_7) - \frac{1}{\eta_m} (T_1 - T_0 + T_3 - T_2)}{T_4 - T_3} \right] \quad (7)$$

przy czym:

$$\dot{Q}_{dop, TE_w} = \dot{Q}_{HTGR1} + \dot{Q}_{HTGR2} \quad (8)$$

$$\dot{Q}_{HTGR1} = \dot{m}_{TE_w;hel} c_{p,hel} (T_4 - T_3) \quad (9)$$

$$\dot{Q}_{HTGR2} = \dot{m}_{TE_w;hel} c_{p,hel} (T_6 - T_5) \quad (10)$$

We wzorze (7) przyjęto, że sprawności mechaniczne sprężarki η_m^S i turboekspandera η_m^{TE} (wzór (6)) są sobie równe: $\eta_m^S = \eta_m^{TE} = \eta_m$ (w obliczeniach przyjęto, że $\eta_m^S = \eta_m^{TE} = \eta_m = 0,97$).



Wykorzystując wzór (6) z warunku:

$$\frac{d\eta_{TE_w}}{dz_1} = 0 \quad (11)$$

wyznacza się optymalny stosunek ciśnień $z_{1,opt}$, dla którego turbozespół przyjmuje maksymalną sprawność $\eta_{TE_w}^{max}$ (identycznie postępuje się przy obliczeniu maksymalnej sprawności efektywnej $\eta_{TE_n}^{max}$ turboekspandera niskociśnieniowego - rys. 4, wzór (19)).

Po zróżniczkowaniu równania (6) i wykorzystaniu warunku (11) otrzymuje się:

$$a_{tr}(z_{1,opt})^2 + b_{tr}z_{1,opt} + c_{tr} = 0, \quad (12)$$

skąd

$$z_{1,opt} = \frac{-b_{tr} - \sqrt{\Delta_{tr}}}{2a_{tr}}, \quad (13)$$

przy czym:

$$\begin{aligned} a_{tr} &= b_{TE_w} d_{TE_w} - a_{TE_w} e_{TE_w}; \quad b_{tr} = 2(a_{TE_w} f_{TE_w} - c_{TE_w} d_{TE_w}); \quad c_{tr} = c_{TE_w} e_{TE_w} - b_{TE_w} f_{TE_w}; \\ \Delta_{tr} &= b_{tr}^2 - 4a_{tr}c_{tr}; \quad a_{TE_w} = 2 \frac{T_0}{\eta_i^s \eta_m}; \quad b_{TE_w} = 2\eta_m \eta_i^{TE} T_4 + \frac{T_0 + T_2}{\eta_i^s \eta_m}; \quad c_{TE_w} = 2\eta_m \eta_i^{TE} T_4 \sqrt{\frac{T_2}{T_0}} \\ d_{TE_w} &= \frac{T_0}{\eta_i^s}; \quad e_{TE_w} = T_4 - T_2 + \frac{T_2}{\eta_i^s} + \eta_i^{TE} T_4; \quad f_{TE_w} = \eta_i^{TE} T_4 \sqrt{\frac{T_2}{T_0}} \end{aligned}$$

gdzie:

η_i^s, η_i^{TE} - sprawności wewnętrzne sprężarek i turboekspanderów (w obliczeniach przyjęto $\eta_i^{TE} = 0,87, \eta_i^s = 0,85$; temperaturę otoczenia przyjęto równą $T_0 = 300$ K, temperaturę T_2 za chłodnicą międzystopniową równą $T_2 = T_0 + 20$ K).

Drugi pierwiastek równania (12) jest sprzeczny fizycznie.

Maksymalną wartość $\eta_{TE_w}^{max}$ oblicza się z równania (6) po podstawieniu w nim za temperatury ich optymalne wartości. Wartości te oblicza się dla optymalnych wartości $z_{1,opt}, z_{2,opt}, z_{3,opt}$ (optymalne wartości $z_{2,opt}, z_{3,opt}$ oblicza się ze wzorów (2), (4) podstawiając w nich za z_1 wartość $z_{1,opt}$):

$$T_1 = T_0 \left[1 + \frac{1}{\eta_i^s} (z_{1,opt} - 1) \right] \quad (14)$$

$$T_3 = T_2 \left[1 + \frac{1}{\eta_i^s} (z_{2,opt} - 1) \right] \quad (15)$$

$$T_5 = T_4 \left[1 - \eta_i^{TE} \left(1 - \frac{1}{z_{3,opt}} \right) \right] \quad (16)$$

$$T_7 = T_6 \left[1 - \eta_i^{TE} \left(1 - \frac{1}{z_{3,opt}} \right) \right] \quad (17)$$

Optymalne wartości ciśnień oblicza się ze wzorów (3), (4), (5) dla $z_{1,opt}$, przy czym ciśnienia $p_7 = p_0$ są dane ($p_7 = p_0 = 1$ bar).

Istotne jest także znalezienie wartości $z_{1,N}$ (rys. 6, 12), dla której turbozespół wysokotemperaturowy osiąga maksymalną moc $N_{TE_w}^{max}$. Wartość ta wynika z warunku:



$$\frac{dN_{TE_w}}{dz_1} = 0. \quad (18)$$

Porównując wzór (7) ze wzorem (6) staje się oczywiste, że wartość $z_{1,N}$ jest różna od wartości $z_{1,opt}$, $z_{1,N} \neq z_{1,opt}$, tj. wartości dla której turbozespół wysokotemperaturowy przyjmuje maksymalną sprawność $\eta_{TE_w}^{max}$ (rys. 5, 11). Mianowniki bowiem wzorów (6) i (7) są różne, co wynika z dwóch reaktorów HTGR₁ i HTGR₂, a więc dwóch strumieni ciepła $\dot{Q}_{HTGR_1}$, $\dot{Q}_{HTGR_2}$ doprowadzanych do obiegu (wzory (9), (10), rys. 10, 18). W konsekwencji tyle samo jest stopni rozprężania. Strumień masy helu, który krąży w obiegu jest natomiast oczywiście tylko jeden (patrz wzory (9) i (10)). W przypadku natomiast obiegu Joule'a z jednostopniowym rozprężaniem zachodzi równość: $z_{1,N} = z_{1,opt}$. Mianowniki mają bowiem wówczas takie same postacie. Na przykład dla obiegu Joule'a turboekspandera niskotemperaturowego (rys. 4) wzory na sprawność i moc efektywną przedstawiają się równaniami:

$$\eta_{TE_n} = \frac{N_{TE_n}}{\dot{Q}_{dop,TE_n}} = \frac{N_{exp_n} - N_{S_n}}{\dot{Q}_{dop,TE_n}} = \frac{\eta_m(T_{10} - T_{11}) - \frac{1}{\eta_m}(T_9 - T_0)}{T_{10} - T_9} \quad (19)$$

$$N_{TE_n} = \dot{m}_{TE_n;hel} c_{p,hel} \left[\eta_m(T_{10} - T_{11}) - \frac{1}{\eta_m}(T_9 - T_0) \right] = \dot{Q}_{dop,TE_n} \left[\frac{\eta_m(T_{10} - T_{11}) - \frac{1}{\eta_m}(T_9 - T_0)}{T_{10} - T_9} \right] \quad (20)$$

Strumień masy helu w obiegu Joule'a turboekspandera wysokotemperaturowego $\dot{m}_{TE_w;hel}$ jest zdeterminowany mocą cieplną reaktora $\dot{Q}_{HTGR_1}$ (wzór (9)). Natomiast strumień masy helu $\dot{m}_{TE_n;hel}$ w obiegu Joule'a turboekspandera niskotemperaturowego wynika z bilansu energii wymiennika ciepła H (rys. 2). Po pominięciu strat ciepła do otoczenia bilans ten wyraża się równaniem:

$$\dot{Q}_{dop,TE_n} = \dot{m}_{TE_n;hel} c_{p,hel} (T_{10} - T_9) = \dot{m}_{TE_w;hel} c_{p,hel} (T_7 - T_8). \quad (21)$$

Jak wykazano w [2] można przyjąć, że:

$$\dot{m}_{TE_n;hel} = \dot{m}_{TE_w;hel} \quad (22)$$

Całkowita wartość strumienia masy helu w układzie hierarchicznym (rys. 2) wyraża się zatem wzorem:

$$\dot{m}_{hel} = \dot{m}_{TE_w;hel} + \dot{m}_{TE_n;hel} = 2\dot{m}_{TE_w;hel} \quad (23)$$

Po zrózniczkowaniu równania (7) i wykorzystaniu warunku (18) otrzymuje się:

$$z_{1,N} = \frac{-b_{tr,N} - \sqrt{\Delta_{tr,N}}}{2a_{tr,N}}, \quad (24)$$

przy czym:

$$a_{tr,N} = b_{TE_w} d_{TE_w} - a_{TE_w} e_{TE_w,N}; \quad b_{tr,N} = -2c_{TE_w} d_{TE_w}; \quad c_{tr,N} = c_{TE_w} e_{TE_w,N};$$

$$\Delta_{tr,N} = b_{tr,N}^2 - 4a_{tr,N} c_{tr,N}; \quad e_{TE_w,N} = T_4 - T_2 + \frac{T_2}{\eta_i}.$$

Całkowita moc elektryczna układu hierarchicznego N_{el} wyraża się wzorem:

$$N_{el} = N_{TE_w,el} + N_{TE_n,el} \quad (25)$$

$$N_{TE_w,el} = N_{TE_w} \eta_G \quad (26)$$

$$N_{TE_n,el} = N_{TE_n} \eta_G \quad (27)$$

gdzie:

η_G - sprawność generatora elektrycznego (w obliczeniach przyjęto $\eta_G = 0,98$).

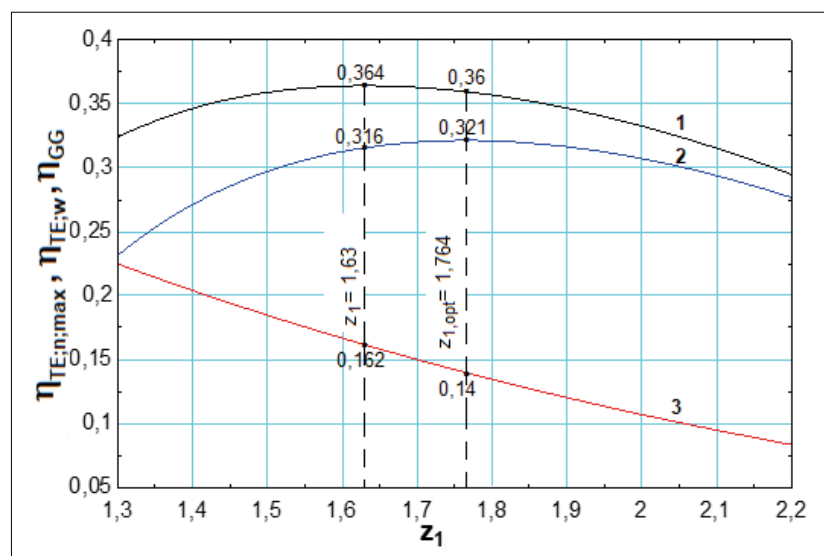
Wybrane wyniki termodynamicznych obliczeń

Obliczenia przeprowadzono dla mocy cieplnej reaktora $\dot{Q}_{HTGR_1} = 500$ MW oraz dla temperatur helu doprowadzanego do turboekspanderów wysokociśnieniowych $HTGR_1$ i $HTGR_2$ wynoszących $T_4 = T_6 = 1300$ i 1800 K (rys. 5-20). Przyjęto ponadto, że temperatura T_{10} wlotowa helu do turboekspandera niskociśnieniowego jest mniejsza od temperatury T_7 o wartość $\Delta T = 30$ K [1-3]. Ponadto przyjęto, że temperatura $T_2 = T_0 + 20$ K.

Na rys. 5 i 6 przedstawiono kolejno sprawności η_{G-G} , $\eta_{TE_n}^{\max}$, η_{TE_w} i moce elektryczne N_{el} , $N_{TE_w,el}$, $N_{TE_n,el}$. Sprawność energetyczną η_{G-G} hierarchicznego układu gazowo-gazowego oblicza się ze wzoru:

$$\eta_{G-G} = \frac{N_{TE_w} + N_{TE_n}}{\dot{Q}_{HTGR_1} + \dot{Q}_{HTGR_2}} \quad (28)$$

Na rys. 5 przedstawiono wartości sprawności energetycznych η_{G-G} , η_{TE_w} , $\eta_{TE_n}^{\max}$. Należy zaznaczyć, że jedynie wszystkie wartości η_{TE_n} (wzór (19)) na tym rysunku (również wartości p_9^{opt} na rys. 11) zostały obliczone za pomocą warunku $d\eta_{TE_n}/dz_{TE_n}$ i stąd na osi rzędnych występuje wielkość $\eta_{TE_n}^{\max}$.

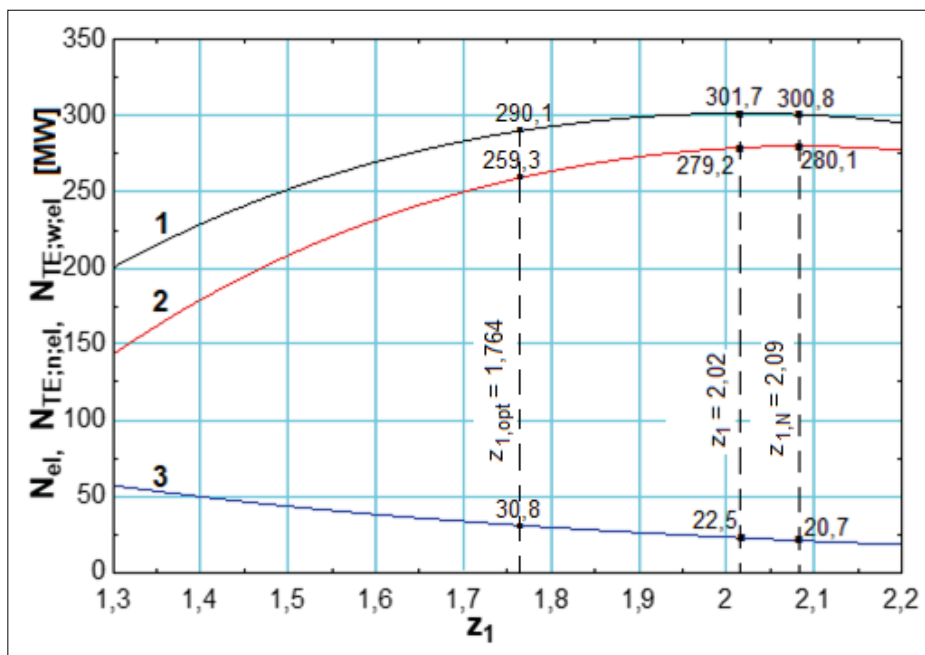


Rys. 5. Sprawności η_{G-G} , $\eta_{TE_n}^{\max}$, η_{TE_w} w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K (1 - η_{G-G} ; 2 - η_{TE_w} ; 3 - $\eta_{TE_n}^{\max}$)

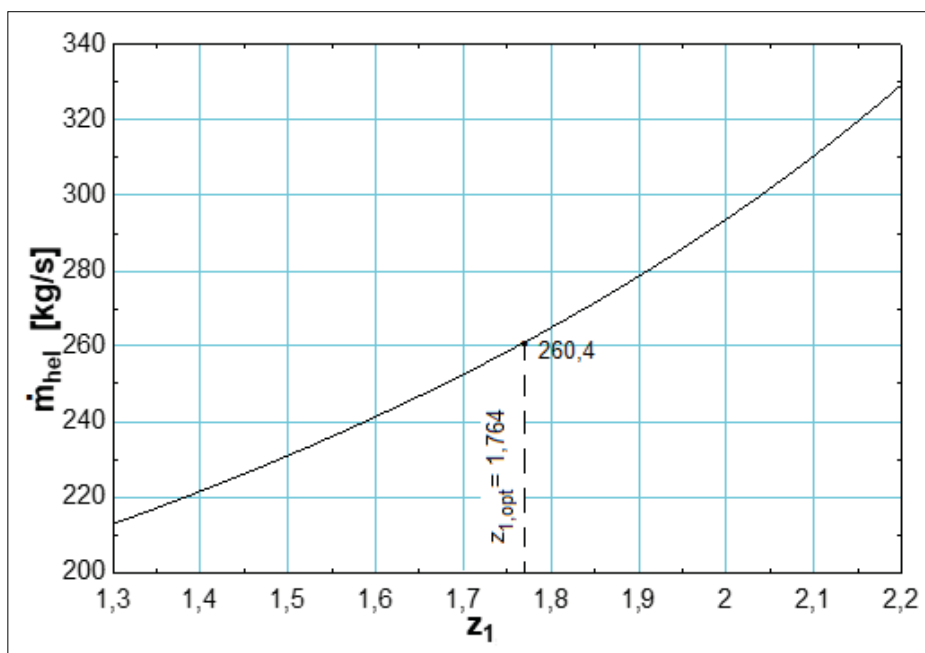
Maksymalna wartość sprawności układu gazowo-gazowego $\eta_{G-G}^{\max} = 0,364$ osiągana jest dla wartości $z_1 = 1,63$ mniejszej od wartości optymalnej $z_1^{opt} = 1,764$, tj. wartości dla której turbozespół wysokotemperaturowy osiąga maksymalną sprawność $\eta_{TE_w}^{\max} = 0,321$ (rys. 5). Jest tak dlatego, gdyż dla $z_1 < z_1^{opt}$ temperatura T_7 znacząco rośnie ze zmniejszaniem się z_1 . Rośnie zatem i znacząco temperatura $T_{10} = T_7 - 30$ (rys. 12), a więc rośnie i sprawność $\eta_{TE_n}^{\max}$. Jej przyrost $\Delta \eta_{TE_n}^{\max} = 0,162 - 0,14 = 0,022$ jest więc znacząco większy od zmniejszenia sprawności $\Delta \eta_{TE_w} = 0,321 - 0,316 = 0,005$. W wyniku tego $\eta_{G-G}^{\max} = 0,364 > 0,36$.

Ważnym pytaniem jest, czy w praktyce należy stosować wartość $z_1 = 2,02$, dla której moc N_{el} przyjmuje wartość maksymalną $N_{el}^{\max} = 301,7$ MW (rys. 6), a może wartość $z_1 = 1,63$, dla której to sprawność η_{G-G} przyjmuje wartość maksymalną $\eta_{G-G}^{\max} = 0,364$ (rys. 5). A może jeszcze inną? Odpowiedź jest jednoznaczna, należy w prak-

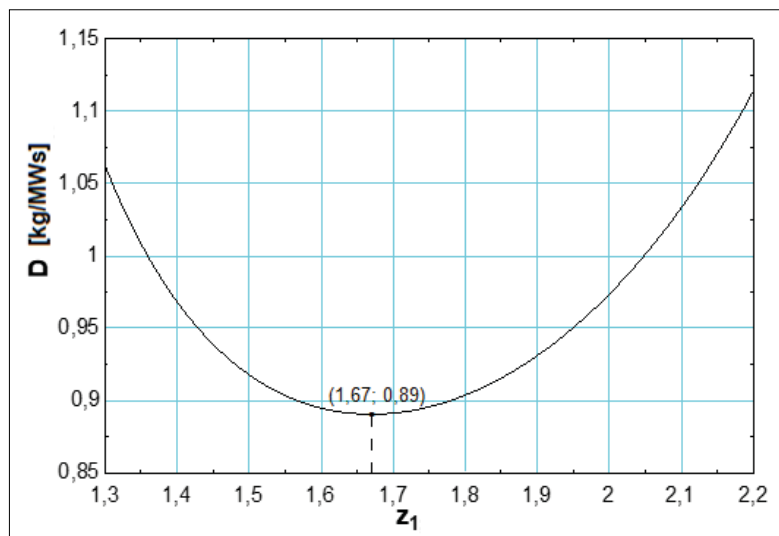
tyce stosować taką wartość z_1 , dla której efektywność ekonomiczna pracy układu gazowo-gazowego będzie osiągała swoje maksimum. Na to maksimum bardzo istotny wpływ ma strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$ (rys. 7), który, co ważne, jest tym mniejszy im mniejsza jest wartość parametru z_1 . Im mniejszy jest bowiem strumień $\dot{m}_{hel}$, tym mniejsze są nakłady inwestycyjne. Najmniejsze nakłady są, gdy jednostkowy strumień masy helu przypadający na jednostkę mocy elektrowni osiąga wartość minimalną: $D = \dot{m}_{hel} / N_{el} = D_{min} = 0,89$ (rys. 8). W praktyce można przyjąć taką wartość parametru z_1 , która znajduje się pomiędzy wartością $z_1 = 1,63$ zapewniającą największą sprawność $\eta_{G-G}^{max} = 0,364$, a wartością $z_1 = 1,67$ zapewniającą minimalny jednostkowy strumień helu $D_{min} = 0,89$. Spowoduje to wprowadzenie obniżenia sprawności w stosunku do sprawności maksymalnej, ale za to nastąpi zmniejszenie rozmiarów maszyn, a więc zmniejszenie nakładów inwestycyjnych.



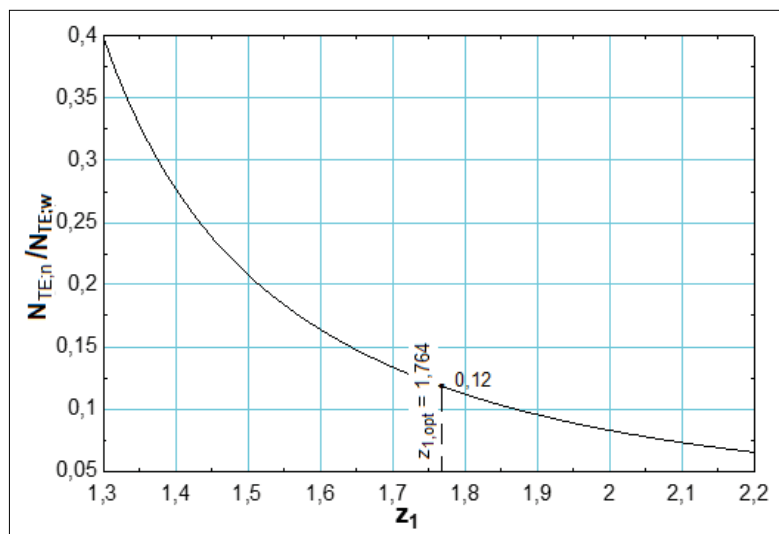
Rys. 6. Moce N_{el} , $N_{TE;n;el}$, $N_{TE;w;el}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K
(1 – N_{el} ; 2 – $N_{TE;w;el}$; 3 – $N_{TE;n;el}$)



Rys. 7. Strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K

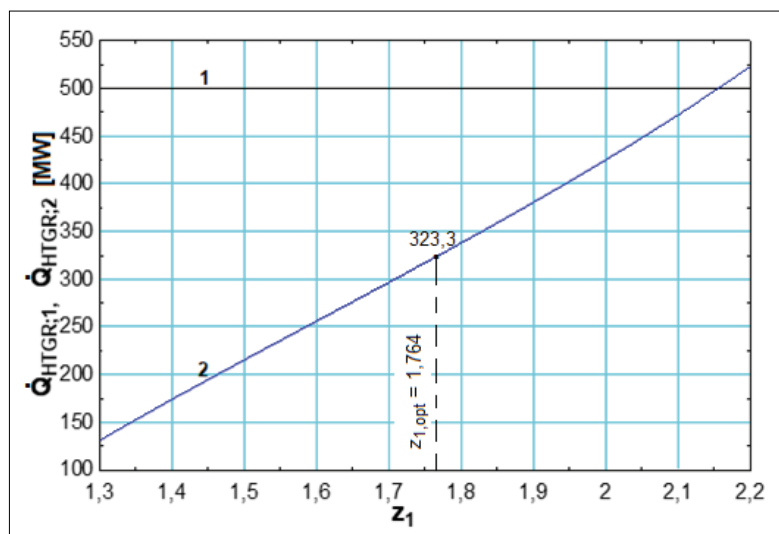


Rys. 8. Jednostkowy strumień masy helu przypadający na jednostkę mocy elektrowni $D = \dot{m}_{hel} / N_e$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K

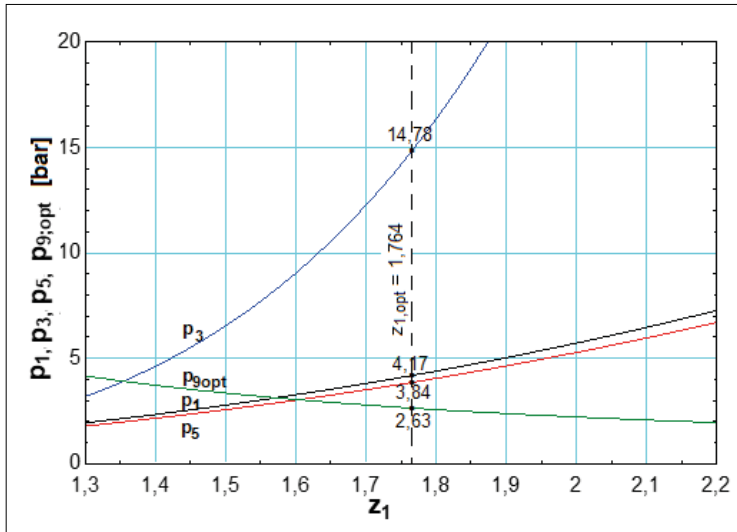


Na rys. 9. przedstawiono stosunek mocy turbosprężarki niskociśnieniowej do mocy turbosprężarki wysokociśnieniowej.

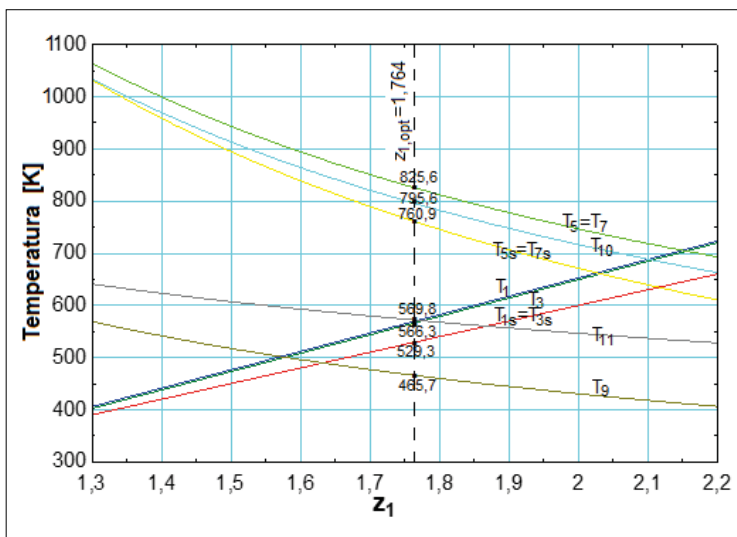
Rys. 9. Stosunek mocy $N_{TE,n} / N_{TE,w}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K



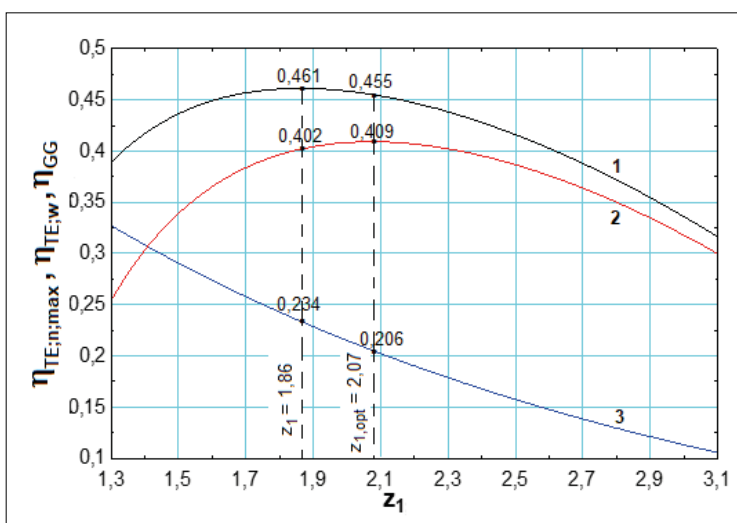
Rys. 10. Moce cieplne reaktorów $\dot{Q}_{HTGR:1}$, $\dot{Q}_{HTGR:2}$ funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K ($1 - \dot{Q}_{HTGR:1}$; $2 - \dot{Q}_{HTGR:2}$)



Rys. 11. Ciśnienia p_1 , p_3 , p_5 , $p_{9,opt}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K

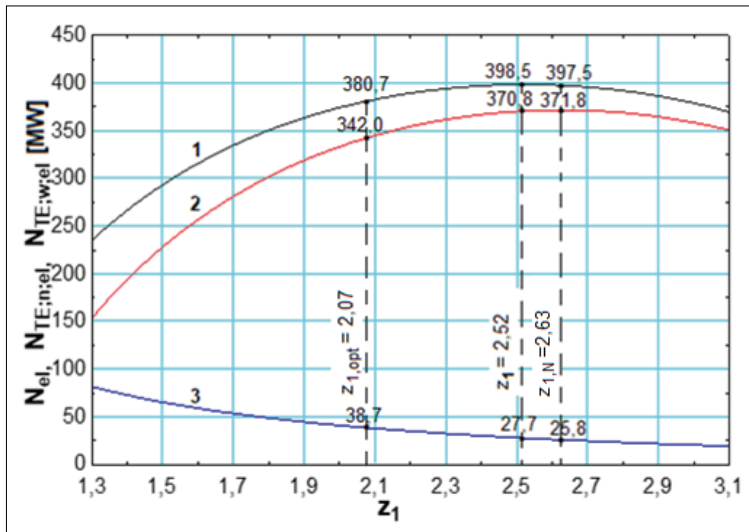


Rys. 12. Temperatury T_1 , T_{1s} , T_3 , T_{3s} , T_5 , T_{5s} , T_7 , T_{7s} , T_9 , T_{10} , T_{11} w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1300$ K

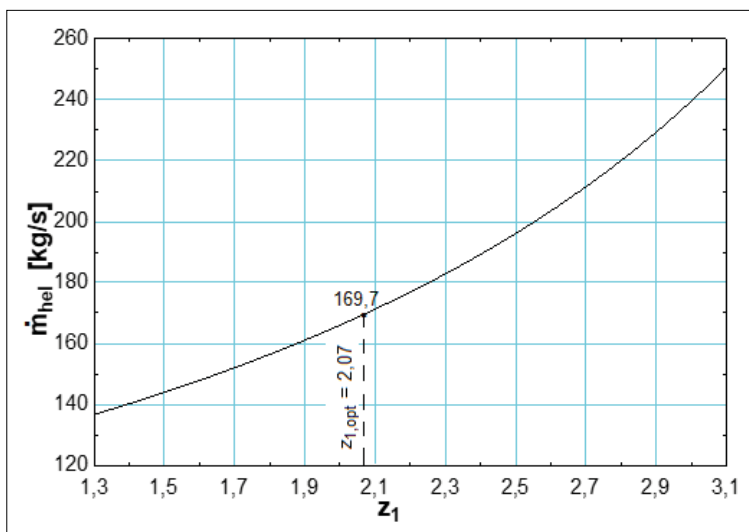


Na rys. 13-20 w celach porównawczych przedstawiono wyniki obliczeń termodynamicznych dla temperatur $T_4 = T_6 = 1800$ K.

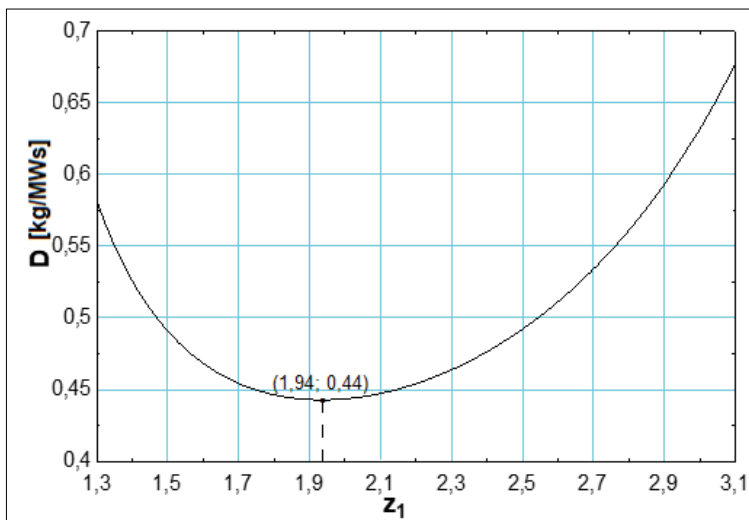
Rys. 13. Sprawności η_{G-G} , $\eta_{TE,n}^{max}$, $\eta_{TE,w}$, $\eta_{TE,n}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K
(1 - η_{G-G} ; 2 - $\eta_{TE,w}$; 3 - $\eta_{TE,n}$)



Rys. 14. Moce N_{el} , $N_{TE:n,el}$, $N_{TE:w,el}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K
(1 – N_{el} ; 2 – $N_{TE:w,el}$; 3 – $N_{TE:n,el}$)

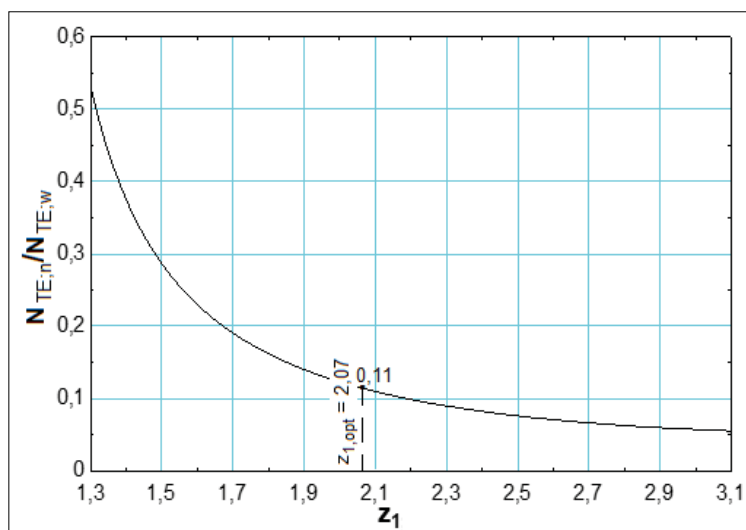


Rys. 15. Strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K

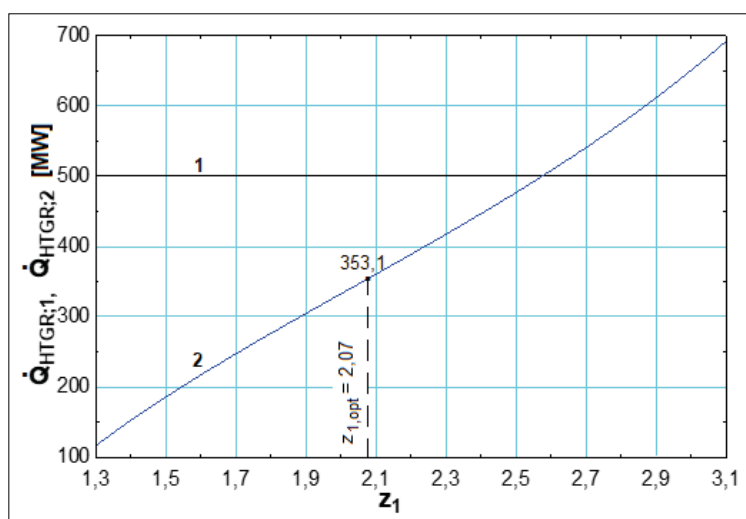


Rys. 16. Jednostkowy strumień masy helu przypadający na jednostkę mocy elektrowni $D = \dot{m}_{hel} / N_{el}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K

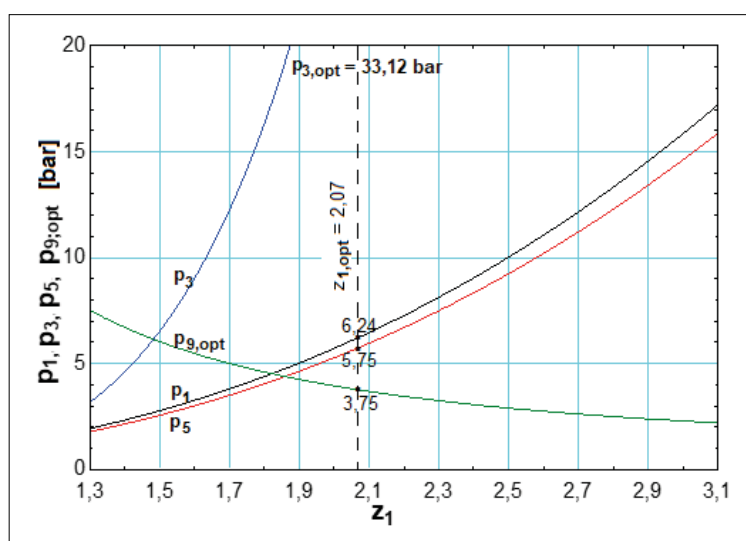




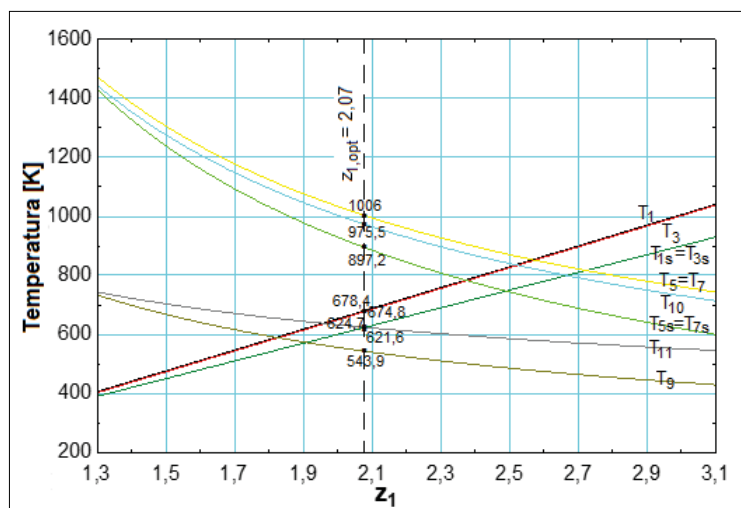
Rys. 17. Stosunek mocy $N_{TE,n}/N_{TE,w}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K



Rys. 18. Moce cieplne reaktorów $\dot{Q}_{HTGR,1}$, $\dot{Q}_{HTGR,2}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K
(1 – $\dot{Q}_{HTGR,1}$; 2 – $\dot{Q}_{HTGR,2}$)



Rys. 19. Ciśnienia p_1 , p_3 , p_5 , $p_{9,opt}$ w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K



Rys. 20. Temperatury $T_1, T_{1s}, T_3, T_{3s}, T_5, T_{5s}, T_7, T_{7s}, T_9, T_{10}, T_{11}$, w funkcji parametru z_1 dla $T_4 = T_6 = 1800$ K

Jednostkowy koszt produkcji energii elektrycznej i krótkie podsumowanie

Metodykę obliczania jednostkowych kosztów produkcji energii elektrycznej w elektrowniach pracujących według dowolnych technologii energetycznych, zarówno w blokach niezamortyzowanych, jak i już zamortyzowanych, przedstawiono w [2]. Koszty te dla przedstawionego na rys. 2 układu dla mocy cieplnej reaktora $\dot{Q}_{HTGR_1} = 500$ MW wynoszą: $k_{el} \approx 200$ PLN/MWh i $k_{el, amort} \approx 100$ PLN/MWh, przy czym przyjęto, że okres amortyzacji elektrowni wynosi 60 lat.

Podsumowując, niezależnie od tego, czy elektrownia hierarchiczna jest z jednym (rys. 1), czy z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami jądrowymi (rys. 2), to jednostkowe koszty produkcji w nich elektryczności są niemalże sobie równe. Elektrownia jądrowa z dwoma reaktorami ma jednak dwie przewagi nad elektrownią z reaktorem pojedynczym. Jej sprawność energetyczna jest o ok. 2 punkty procentowe większa i moc elektryczna jest większa ok. dwa razy, pomimo tego, że moc cieplna reaktora drugiego $\dot{Q}_{HTGR_2}$ dla optymalnych parametrów termicznych obiegów Joule'a wysoko- i niskotemperaturowego jest istotnie mniejsza od mocy reaktora pierwszego $\dot{Q}_{HTGR_1}$ (rys. 10, 18).

Wnioski końcowe

Należy wciąż i wciąż, jak mantrę, powtarzać, że należy budować elektrownie i elektrociepłownie jądrowe, że ich budowa jest absolutną koniecznością. Zapewniają bowiem, co szalenie ważne, stabilne zasilanie odbiorców w „czystą” i jednocześnie taną energię elektryczną, i w bardzo tanie ciepło sieciowe przez cały rok. Okres eksploatacji elektrowni jądrowych jest przy tym długi, wynosi co najmniej 60 lat. Co więcej, energetyka jądrowa jest przyjazna środowisku, jest bezemisyjnym źródłem elektryczności i ciepła. Nie emituje w ogóle pyłów, związków siarki, azotu, dwutlenku węgla. Paliwa jądrowego wystarczy przy tym na miliardy lat. Mało tego, koszt paliwa jądrowego w rocznych kosztach działania elektrowni i elektrociepłowni stanowi zaledwie ok. 5% tych kosztów, a tym samym cena elektryczności z atomu jest mało wrażliwa na koniunkturalne zmiany ceny uranu. Nawet zatem bardzo znaczny jej wzrost w znikomym stopniu spowoduje wzrost ceny elektryczności i ciepła sieciowego. Co więcej, należy budować elektrownie jądrowe w hierarchicznej technologii *gazowo-gazowej* z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i z helem jako czynnikiem obiegowym zamiast inwestycyjnie drogiej elektrowni wyłącznie z obiegiem *Clausiusa-Rankine'a*. Są one co najmniej o kilkadziesiąt procent mniejsze od nakładów na elektrownie jądrowe w technologii „*Clausiusa-Rankine'a*”. Mało tego, sprawności energetyczne elektrowni *gazowo-gazowych* są wysokie. Co więcej, i co należy *expressis verbis* powiedzieć, do ich eksploatacji niepotrzebna jest woda, a więc w przeciwieństwie do elektrowni jądrowych „*Clausiusa-Rankine'a*” mogą być budowane nawet na terenach, na których jej nie ma. W konsekwencji niskie nakłady inwestycyjne oraz brak gospodarki wodnej w elektrowni *gazowo-gazowej* powoduje, że jednostkowy koszt produkcji w niej energii elektrycznej jest bardzo niski, nie przekracza ok. 200 PLN/MWh i jest o kilkadziesiąt procent niższy od kosztu w jednoobiegowej elektrowni jądrowej z obiegiem *Clausiusa-Rankine'a*. Mało tego, jest najniższy spośród kosztów uzyskiwanych we wszystkich innych dostępnych technologiach energetycznych. Szczególnie jest niższy, i to wielokrotnie, od kosztu elektryczności z nieprzewidywalnych czasowo i o bardzo krótkich rocznych czasach pracy



źródeł OZE, tj. turbosespołów wiatrowych i fotowoltaiki. Należy jednoznacznie i dobitnie w tym miejscu powiedzieć, że OZE to rak, który toczy energetykę i finanse państwa (sic!). Toczy się pieniędzmi, które powinny być przeznaczone na rozwój energetyki, a nie być wypłacane przez Skarb Państwa w formie subwencji do każdej wyprodukowanej w nich megawatogodziny energii elektrycznej. Subwencje te obecnie są rzędu ponad 10 miliardów złotych rocznie i wypłacane są niemieckim właścicielom OZE w Polsce (od 2006 r. wypłaciliśmy już ok. 100 miliardów złotych). Bez tych subwencji OZE nie istniałyby, bo nikt nie kupiłby wielokrotnie droższej energii elektrycznej w nich produkowanej. Cena ta dzięki subwencjom jest sztucznie obniżana do ceny rynkowej. Również wymyślony przez Niemców system handlu emisjami CO₂, tzw. system *EU ETS* (*European Union Emission Trading Scheme*) i wprowadzony w Unii Europejskiej przy pomocy Francji (energetyka francuska to w ok. 80% atom, więc problem emisji CO₂ niemalże Francji w ogóle nie dotyczy) i podpisany przez polski rząd 21 marca 2014 r. niszczy polską energetykę, by w konsekwencji ją zlikwidować. System ten obejmuje nie tylko energetykę, ale także przedsiębiorstwa, które mają własne źródła energii elektrycznej i ciepła. Powoduje on wręcz galopujące ceny energii elektrycznej i ciepła, które „przenoszą” się na ceny towarów i usług. Kwoty wyprowadzane z Polski w wyniku działania systemu *EU ETS* wyniosły w ub. r. per saldo ok. 25 miliardów złotych. Polska emisja to ok. 170 mln ton CO₂ i pomimo tzw. darmowych 40 mln ton musimy dokupować ok. 130 mln ton na giełdach frankfurckiej i londyńskiej, gdzie handlują nimi (właściwszym słowem jest spekulują) niemieckie instytucje finansowe: niemieckie banki i fundusze inwestycyjne! W konsekwencji OZE i *EU ETS* systematycznie niszczą polską energetykę, a więc niszczą państwo polskie. Musimy wyłączać z ruchu elektrownie, a istnienie państwa bez własnej energii elektrycznej jest niemożliwe! Gdyby państwo było zmuszone kupować całość energii z zewnątrz, a przynajmniej znaczą jej ilość, to wystarczyłoby wówczas „odciąć” Polskę od tej importowanej energii, na przykład z Niemiec i państwo przestałoby *de facto* istnieć!

Również energetyka wodorowa, która ostatnio jest tak „modna”, jest kolejnym jednym wielkim absurdem. Nie ma bowiem takiego paliwa, jak wodór. Należy go wyprodukować, co wiązałoby się z przeogromnymi kosztami. Największy koszt jego produkcji, ogromnie wysoki, byłby z wody w procesie jej elektrolizy. Należy przy tym dodać, że z ilości 180 MJ energii elektrycznej uzyskuje się w tym procesie tylko kilogram wodoru, z którego na powrót można otrzymać zaledwie ok. 60 MJ elektryczności, tj. tylko 33% energii elektrycznej wykorzystanej do jego produkcji. Pozostałe 67% energii jest bezpowrotnie tracone (sic!). Produkcja taka jest zatem wyjątkowym absurdem. Ponadto, aby z tego wodoru produkować energię elektryczną należałoby zainwestować ogromne środki finansowe na elektrownie go spalające. Skąd wziąć ponadto energię elektryczną do procesu elektrolizy?! Na pewno nie z OZE, które produkują śladowe ilości energii elektrycznej po ogromnie przy tym wysokiej cenie. Gdyby nawet z kuli ziemskiej zrobić „jeża”, którego skórą byłyby panele fotowoltaiczne, a kolcami turbosespoły wiatrowe, to produkcja w nich elektryczności byłaby śladowa w porównaniu z aktualnym zapotrzebowaniem na nią przez ludzkość. Obecnie wodór pozyskiwany jest w procesie reformingu gazu ziemnego parą wodną zgodnie z reakcją endotermiczną $CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2$ (w Polsce produkuje się tak ok. 1 mln ton wodoru rocznie). Potrzeby energetyczne na ciepło dla tej reakcji wynoszą 207 MJ/kmol CH₄, są więc duże. Ciepło to dostarczane jest wraz z parą wodną z upustów turbiny z elektrowni. Zamiast zatem produkować za pomocą tej pary bezpośrednio energię elektryczną, to wykorzystuje się ją do produkcji wodoru z metanu, by dopiero z niego produkować elektryczność. Innymi absurdalnymi możliwościami byłaby produkcja pary dla reformingu z wykorzystaniem ciepła spalania metanu lub innego paliwa kopalnego, lub, co najbardziej byłoby irracjonalne, z wykorzystaniem grzałek elektrycznych. Zabrałoby mocy elektrycznej w elektrowniach na całym świecie, by wyprodukować wodór, który zaspokoiłby potrzeby energetyczne ludzkości.

Z uwagi na powyższe, kolejny raz należy sformułować tezę, że elektrownie jądrowe, szczególnie w hierarchicznej technologii *gazowo-gazowej* z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i helem jako czynnikiem obiegowym powinny być stosowane na szeroką skalę, powinny „zrewolucjonizować” energetykę. Również i budowa elektrociepłowni w tej technologii pozwoli w jeszcze większym stopniu to zrobić (w miejskich systemach ciepła sieciowego $\dot{Q}_c$ mogą być wykorzystywane reaktory *HTGR* o relatywnie małych mocach cieplnych).

Sumując, budowa elektrowni jądrowych w kraju jest polską racją stanu. Absolutnie nie chcą do tego dopuścić Niemcy i dlatego m. in. zablokowali możliwość wydawania unijnych pieniędzy na energetykę jądrową. Cele niemieckiej polityki energetycznej, i nie tylko, przedstawił w swojej książce Jakub Wiech: *Energiewende. Nowe niemieckie imperium*. W syntetycznym ujęciu można o nich przeczytać w [4]. □

Literatura

1. Bartnik R., Kowalczyk T.: Thermodynamic and economic analysis of a hierarchical gas-gas nuclear power plant with a high-temperature reactor and helium as a circulating medium, *Nuclear Engineering and Design*, 2021, vol. 382.
2. Bartnik R., Kowalczyk T.: Efektywność termodynamiczna i ekonomiczna innowacyjnych hierarchicznych gazowo-gazowych elektrowni jądrowych z wysokotemperaturowym reaktorem i helem jako czynnikiem obiegowym, *Nowa Energia*, nr 2/2021.
3. 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 5-6/2021.
4. Jak Niemcy oszukują świat? Wzmocnienie wpływów zamiast ochrony klimatu (dorzeczy.pl).



UTRZYMANIE RUCHU

VIII Konferencja Techniczna
UTRZYMANIE RUCHU
- DIAGNOSTYKA, REMONTY, MODERNIZACJE
22-23 marca 2022 r., Kazimierz Dolny

- ⚙️ EFEKTYWNE UTRZYMANIE RUCHU
W PRZEDSIĘBIORSTWACH
ENERGETYCZNYCH I ZAKŁADACH
PRZEMYSŁOWYCH,
- ⚙️ PREZENTACJA DOŚWIADCZEŃ, NARZĘDZI
I ROZWIĄZAŃ WSPIERAJĄCYCH PROCESY
UTRZYMANIA RUCHU
I GOSPODARKI REMONTOWEJ,
- ⚙️ EKSPLOATACJA BLOKÓW NA PARAMETRY
NADKRYTYCZNE,
- ⚙️ DIGITALIZACJA I CYFRYZACJA,
- ⚙️ FINAŁ KONKURSU „MODERNIZACJA ROKU 2021”

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

KONFERENCJE 2022

nowa
Energia

Patronat Merytoryczny:

Partner Merytoryczny:

Patronat Naukowy:

Organizator:



nowa
Energia

ZAPISZ SIĘ DO NEWSLETTERA



nowa
Energia

com.pl

wortal energetyczny