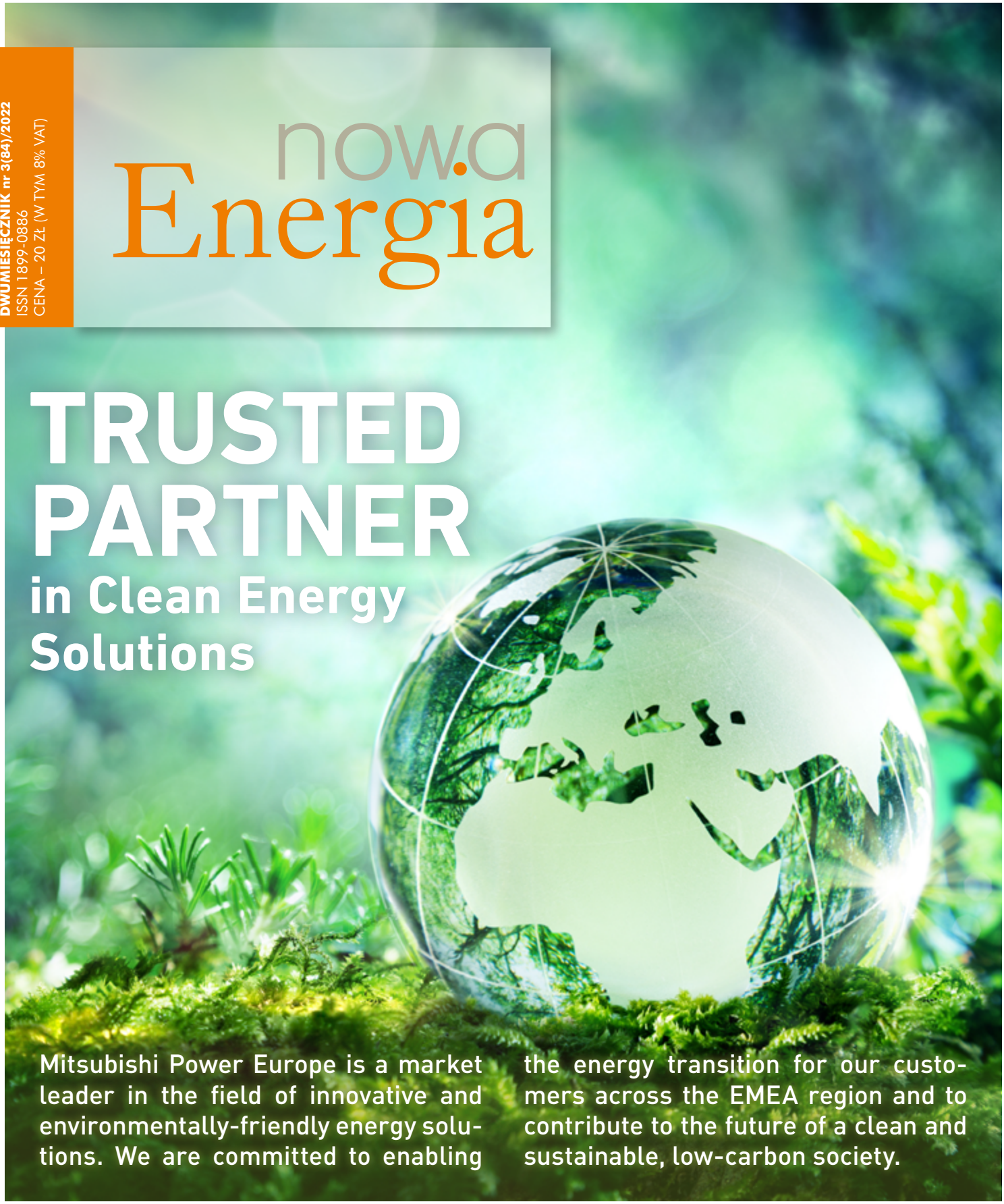
MITSUBISHI POWER

DWUMIESIĘCZNIK nr 3(84)/2022
ISSN 1899-0886
CENA – 20 ZŁ (W TYM 8% VAT)

nowa Energia



TRUSTED PARTNER
in Clean Energy Solutions

Mitsubishi Power Europe is a market leader in the field of innovative and environmentally-friendly energy solutions. We are committed to enabling the energy transition for our customers across the EMEA region and to contribute to the future of a clean and sustainable, low-carbon society.

https://emea.power.mhi.com

MOVE THE WORLD FORWARD MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES GROUP

SQUADRON

RAZEM TWORZYMY TECHNOLOGIĘ PRZYSZŁOŚCI

GRUPA TECHNOLOGICZNA

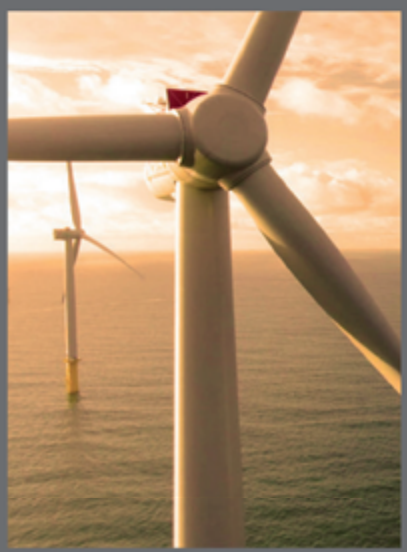
ASE®

BUDUJEMY KOMPLEKSOWE INSTALACJE WODOROWE

PRODUKUJEMY MAGAZYNY ENERGII

CAMINO PROJECT

elmech



ASE ATEX

EKOKONSULT®

PROJMORS

BIPRORAF

WIĘCEJ INFORMACJI:
WWW.GRUPAASE.COM.PL

Wydawnictwo „Nowa Energia” zaprasza do udziału w Konferencjach:

CYBERBEZPIECZEŃSTWO

VII Konferencja
„Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT”
7-8 września 2022, Raszyn-Falenty

NOWOCZESNE CIEPŁO

III Seminarium
„Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła"
4-5 października 2022, Poznań

NOWY MODEL ENERGETYKI

X Konferencja Techniczna
„Nowy Model Energetyki”
22-24 listopada 2022, Kazimierz Dolny

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:

RYNEK AUTOBUSÓW ELEKTRYCZNYCH
Marcin Nowak, Członek Zarządu, Polska Izba Rozwoju Elektromobilności
Str. 4 Ekomobility

INNUPS. TECHNOLOGIA USUWANIA I ODZYSKU METALI ORAZ BORU ZE ŚCIEKÓW Z INSTALACJI MOKREGO ODSIARCZANIA SPALIN
PGE Energia Ciepła S.A.
Str. 12 Ochrona Środowiska

MOŻLIWOŚCI POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ INSTALACJI WMA
Robert Matysko, Weronika Wiśniewska, Ośrodek Energetyki Cieplnej, Zakład Turbin, Instytut Maszyn Przepływowych - Polska Akademia Nauk; Mariusz Schab, Strabag Budownictwo Infrastruktury / Dyrektor Oddziału / Dyrekcja PC Centrum / Oddz.DD
Str. 16 Technologie

STRATEGIA WODOROWA W POLSCE. PRAWNE WYZWANIA NA DRODZE DO ZIELONEJ PRZYSZŁOŚCI
Rozmowa z dr Magdaleną Krawczyk, Adwokatem, Senior Associate, Ekspertem Praktyki Energetyki oraz Kamilem Zawickim, Adwokatem, Co-managing Partnerem, Leaderem Praktyki Energetyki w Kancelarii Prawnej Kubas Kos Gałkowski
Str. 30 Paliwa

INTELIGENTNE ROZWIĄZANIA DLA POPRAWY EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ BUDYNKÓW
Patrycja Płonka, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"
Str. 45 Odbiorcy - Rynek Energii

ZAGOSPODAROWANIE ODPADOWYCH PANELI FOTOWOLTAICZNYCH. PERSPEKTYWY I WYZWANIA
Dr inż. Agata Wajda, Zakład Gospodarki o Obiegu Zamkniętym, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla; Dr hab. inż. Tomasz Jaworski, Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, Politechnika Śląska
Str. 48 OZE

FORMY WSPÓŁPRACY INSTALACJI Z GMINAMI W ŚWIETLE BIEŻĄCEGO ORZECZNICTWA
Konrad Różowicz, Dr Krystian Ziemski & Partners Kancelaria Prawna Sp. Kom.
Str. 53 TPOK

Spis treści:

4 Rynek autobusów elektrycznych
Marcin Nowak, Członek Zarządu, Polska Izba Rozwoju Elektromobilności

7 Przyszłość płatności za przejazdy w transporcie publicznym
Paweł Rydzyński, Stowarzyszenie Ekonomiki Transportu

12 INNUPS. Technologia usuwania i odzysku metali oraz boru ze ścieków z instalacji mokrego odsiarczania spalin
PGE Energia Ciepła S.A.

16 Możliwości poprawy efektywności energetycznej instalacji WMA
Robert Matysko, Weronika Wiśniewska, Ośrodek Energetyki Cieplnej, Zakład Turbin, Instytut Maszyn Przepływowych - Polska Akademia Nauk; Mariusz Schab, Strabag Budownictwo Infrastruktury / Dyrektor Oddziału / Dyrekcja PC Centrum / Oddz.DD

22 Odbyła się XIII Konferencja „Gaz i Wodór w Energetyce"
Wydawnictwo „Nowa Energia"

26 Ocena śladu węglowego istotna dla wizerunku firmy
Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności im. prof. Żmijewskiego

30 Strategia wodorowa w Polsce. Prawne wyzwania na drodze do zielonej przyszłości
Rozmowa z dr Magdaleną Krawczyk, Adwokatem, Senior Associate, Ekspertem Praktyki Energetyki oraz Kamilem Zawickim, Adwokatem, Co-managing Partnerem, Leaderem Praktyki Energetyki w Kancelarii Prawnej Kubas Kos Gałkowski

34 Wodór - paliwo przyszłości. Moda czy szansa?
Dr hab. inż. Sylwester Tabor, prof. URK; Dr Szymon Sikorski, Uniwersytet Rolniczy im. Hugona Kołłątaja w Krakowie

42 Pomiary jakości wodoru o klasie czystości dla ogniw paliwowych
Agnieszka Czakaj, OMC Envag Sp. z o.o.

45 Inteligentne rozwiązania dla poprawy efektywności energetycznej budynków
Patrycja Płonka, Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

48 Zagospodarowanie odpadowych paneli fotowoltaicznych. Perspektywy i wyzwania
Dr inż. Agata Wajda, Zakład Gospodarki o Obiegu Zamkniętym, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla; Dr hab. inż. Tomasz Jaworski, Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, Politechnika Śląska

53 Formy współpracy instalacji z gminami w świetle bieżącego orzecznictwa
Konrad Różowicz, Dr Krystian Ziemski & Partners Kancelaria Prawna Sp. Kom.

56 Czerpać globalnie działać lokalnie
Dr hab. Krzysztof Zamasz, Członek Zarządu Grupy Veolia w Polsce, Dyrektor Handlowy; Radosław Przybysławski, Zastępca Dyrektora Handlowego Grupy Veolia w Polsce; Jakub Dąbrowski, Menedżer Produktów Efektywności Energetycznej, Veolia Energia Polska

60 Czy systemy ciepłownicze będą istniały w przyszłości?
Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska

64 Analiza termodynamiczna i ekonomiczna wpływu objętości akumulatora ciepła na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr hab. inż. Zbigniew Buryn, dr hab. inż. Anna Hnydiuk-Stefan, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Wydawca:
Nowa Energia - D. Kubek i M. Marchwiak s.c.
Adres Redakcji:
ul. Wesoła 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:
Mitsubishi Power Europe

Marcin Nowak,
Członek Zarządu, Polska Izba Rozwoju Elektromobilności

Rynek autobusów elektrycznych

Jednym z najszybciej rozwijających się w Polsce obszarów elektromobilności jest rynek transportu publicznego. Autobusy elektryczne i infrastruktura do nich wskazują na to, że zeroemisyjny transport zbiorowy jest jednym z pierwszych kroków w dążeniu do dekarbonizacji całego transportu, a także środkiem do odchodzenia od węglowodorów. Pomimo, że publiczny transport elektryczny rozwija się już od kilku lat, cały czas można zauważyć, że zainteresowanie samorządów i operatorów autobusami elektrycznymi rośnie. Na przestrzeni ostatnich mieliśmy do czynienie z kilkoma projektami, które przyśpieszyły wdrażanie zeroemisyjnego transportu w polskich miastach. Pierwszy projekt rozpoczął się w Jaworznie, następna była Zielone Góra, Warszawa, Kraków i Poznań. Obecnie autobusy elektryczne można spotkać już w ponad 50 miastach w całej Polsce.

Dynamiczny rozwój autobusów elektrycznych spowodowany jest przede wszystkim przez programy wsparcia (np. Zielony Transport Publiczny, Gepard, Kangur), wymagania ustawy o elektromobilności i paliwach alternatywnych (Ust. Elek.), ale także przez względy ekonomiczne. O ile sama wspomniana ustawa nakłada na samorząd obowiązek świadczenia usług lub zlecenia usług transportowych podmiotowi, którego udział autobusów zeroemisyjnych we flocie na obszarze tej jednostki wynosi co najmniej 30% (art. 36 ust. 1 Ust. Elek.), to kwestie ekonomiczne także przemawiają za wykorzystywaniem w transporcie właśnie pojazdów zeroemisyjnych. Bardzo dobrym przykładem, wskazującym korzyści ekonomiczne jest Rybnik, w którym z ogłoszonego przetargu na obsługę miejskich połączeń najkorzystniejsza okazała się oferta przewoźnika oferującego do przewozu autobusy wyłącznie elektryczne, pozostawiając w tyle promowane do tej pory inne alternatywne napędy (LNG i CNG).

Ponad 700 elektrycznych autobusów w Polsce

Według najnowszych danych z licznika e-busów Polskiej Izby Rozwoju

Elektromobilności (PIRE) i TransInfo.pl wynika, że w polskich miastach jeździ obecnie 707 elektrycznych autobusów. W samym 1Q 2022 do tej puli dołączyło aż 79 pojazdów. Najbardziej rozwinięta pod tym względem jest Warszawa, gdzie w ruchu miejskim używane są 162 elektryczne autobusy. Kolejne miasta w czołówce to Kraków, z liczbą 78 e-busów, Poznań - 59 autobusów zeroemisyjnych. Zaraz za podium znalazło się Jaworzno (44 szt.) i Zielona Góra (43 szt.). Te dane wskazują, że udział elektrobusów w segmencie miejskim plasuje się na poziomie powyżej 30% i rośnie. Natomiast najważniejszym wydarzeniem 2022 r. było wyprzedzenie pojazdów z silnikami diesla (po raz pierwszy w historii), które osiągnęły w zeszłym roku udział 35%, a elektrobusy - 36%. Ten trend kontynuowany jest także w tym roku.

To już kolejny rok, który pokazuje nam, jak dobrze na rynku elektromobilności radzi sobie transport publiczny. Tym bardziej cieszy fakt, że zdecydowana większość autobusów elektrycznych produkowana jest w Polsce. Kolejna kwestia to programy wsparcia rozwoju elektromobilności. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeznacza coraz większe środki właśnie na dofinansowanie zeroemisyjnych autobusów, jak i infrastruktury do ich ładowania. Oczywiście cieszy fakt, że samorządy chcą i chętnie korzystają z tego typu programów.

> Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przeznacza coraz większe środki właśnie na dofinansowanie zeroemisyjnych autobusów, jak i infrastruktury do ich ładowania. Oczywiście cieszy fakt, że samorządy chcą i chętnie korzystają z tego typu programów

Polski lider - Solaris

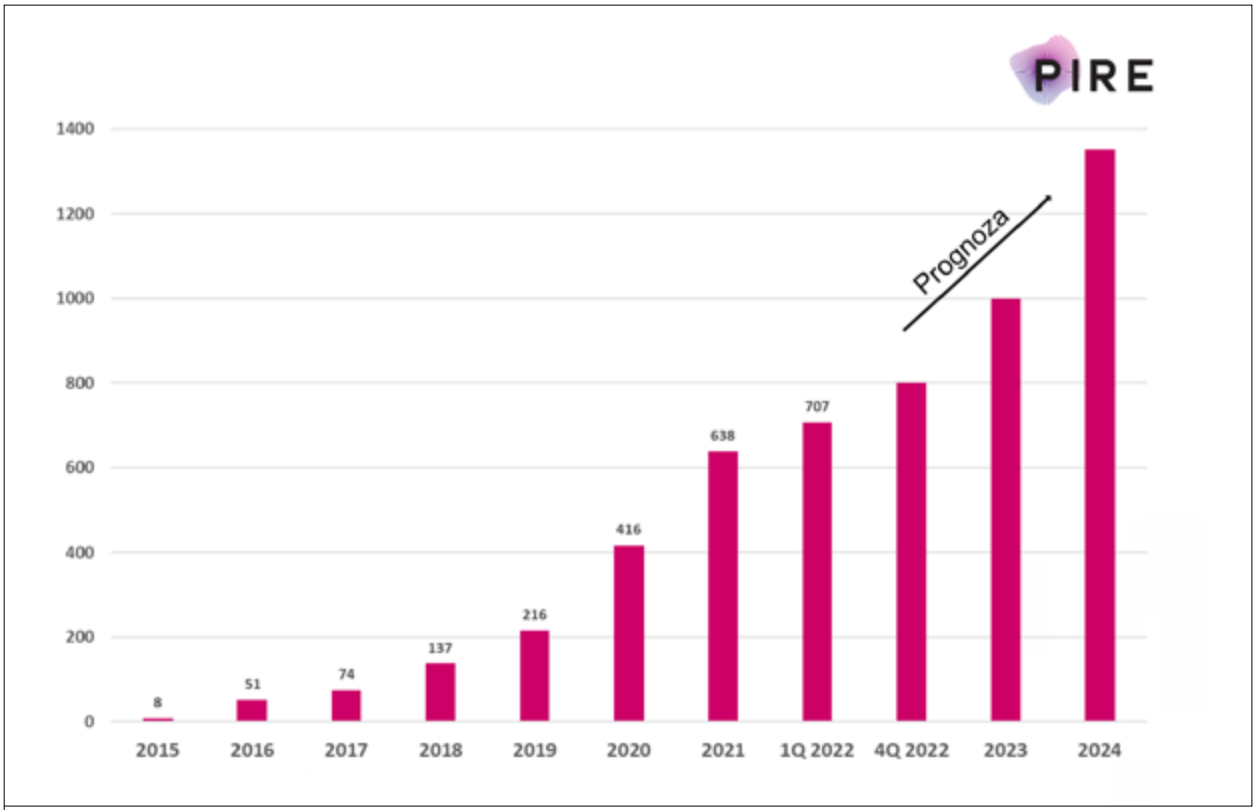
Niezmiennie liderem w polskich miastach wśród producentów jest Solaris, który prawdopodobnie utrzyma pozycję lidera do końca roku. Jednak zaraz na nim pojawia się w Polsce coraz więcej e-busów, takich firm jak: Volvo, Mercedes-Benz, MAN, co pokazują dane za 1Q 2022.

Najczęściej kupowane marki e-busów to aktualnie Volvo (27 szt.), następnie Mercedes (24 szt.) i Solaris (24 szt.). Mimo negatywnego wpływu pandemii i wysokich cen prądu rynek dynamicznie się rozwija. Sprzyjają temu unijne programy (RPO, POPW i POIiŚ) i rządowe dofinasowanie (Gepard i ZTP). Prognozy na ten rok dla rynku elektrycznych autobusów wyglądają bardzo obiecująco.

Infrastruktura dla e-busów

W tej kategorii niezmiennie liderem jest zielonogórska firma Ekoenergetyka-Polska, która uruchomiła w Polsce 437

Rys. 1. Polski rynek e-bus w 2022 r.



Rys. 2. Rynek e-bus - prognoza

stacji ładowania o łącznej mocy 61 MW (80,33%). Kolejne miejsca na podium należą do: Medcomu (15,63% - 85 stacji ładowania), Eniki (2,39% - 13 stacji ładowania). W sektorze infrastruktury pojawiły się też realizacje między innymi: Busnex - 6 stacji ładowania o łącznej mocy 640 kW (1,10%) i Elektrometal z 2 stacjami ładowania o łącznej mocy 180 kW (0,37%). W Polsce obecnie używanych jest 520 stacji ładowania autobusów elektrycznych, które dostarczają ponad 70 MW mocy, w ponad 50 miastach.

Prognoza na kolejne lata

Na koniec roku prawdopodobnie przekroczymy liczbę 800 autobusów elektrycznych w polskich miastach. Aktualnie 191 e-busów jest w trakcie dostaw (z podpisanymi umowami), z czego ok. 100 sztuk dotrze do miast jeszcze w tym roku. Kolejne 82 autobusy są w procedurze przetargowej, 32 mają zapewnione dofinansowanie z I edycji programu Zielony Transport Publiczny, ale jeszcze nie ogłoszono na nie przetargów, a aż 340 autobusów elektrycznych ma otrzymać dofinansowanie z II edycji Zielonego Transport Publiczny, ale jeszcze nie podpisano tutaj żadnych umów. Jeżeli wszystkie umowy i dofinansowania zostaną zrealizowane, to można się spodziewać, że w latach 2022-2024 na polskich drogach jeździć będzie ponad 1350 autobusów elektrycznych.

> Na koniec roku prawdopodobnie przekroczymy liczbę 800 autobusów elektrycznych w polskich miastach

O PIRE

Polska Izba Rozwoju Elektromobilności to niezależna organizacja pozarządowa, której głównym celem jest budowanie realnej elektromobilności m. in. w jednostkach samorządu terytorialnego, poprzez realizację programu E-mobility now!, czyli stwarzanie odpowiednich warunków, zwiększanie świadomości, edukację oraz wykorzystanie potencjału gospodarczego nowego sektora. Organizacja jest ambasadorem polskiej inicjatywy Driving Change Together. Izba jest także liderem projektu Europejskiego Centrum Elektromobilności w Zielonej Górze. □

Paweł Rydzyński,
Stowarzyszenie Ekonomiki Transportu

Przyszłość płatności za przejazdy w transporcie publicznym

Pandemia koronawirusa wpędziła transport publiczny w poważny kryzys. Problemy powoli się kończą, pasażerowie wracają do pociągów, autobusów, czy tramwajów. Dostrzec można natomiast jedną istotną zmianę: coraz większym zainteresowaniem cieszą się bezgotówkowe formy płatności za przejazdy transportem publicznym, a w ślad za tym rozwijają się nowe rozwiązania taryfowe. W województwie pomorskim powstaje największy tego typu system - pierwszy w Polsce, który swoim zasięgiem obejmie cały region.

Początek pandemii w marcu 2020 r. spowodował lockdown z dnia na dzień, a ci, którzy nie mogli zostać w domach, praktycznie w całości przesiedli się do samochodów, albo na rowery. W efekcie w pojazdach transportu publicznego liczba pasażerów w mgnieniu oka spadła o 80-90%. Jesień 2020 r. przyniosła kolejny lockdown, trwający do maja 2021 r. Później gospodarka została odmrożona, ale w dalszym ciągu nauczanie zdalne lub co najmniej hybrydowe mieli uczniowie i studenci. Część uczelni, bądź wydziałów przeszła zresztą na stałe na zdalne nauczanie. Możliwość pracy zdalnej zyskało również na stałe wielu pracowników umysłowych.

Rewolucja taryfowa w PKP Intercity

Naturalny spadek roli transportu publicznego wynikający ze zmian życia społecznego to jedna z przyczyn problemów sektora przewozów pasażerskich. Liczba pasażerów w 2020 r. była niższa o ok. 40% w porównaniu z 2019 r., biorąc pod uwagę kolej i komunikację miejską w dużych miastach. Znacznie większe spadki odnotowano w małych miastach, a szczególnie - w autobusowej komunikacji regionalnej. Ten ostatni segment i tak już od lat przeżywał kryzys (spadek liczby pasażerów w latach 2005-19 o ok. 60%), natomiast pandemia praktycznie go dobiła. Rynek autobusowych przewozów regionalnych skurczył się przez pandemię o ok. 1/3 i to pomimo działań ratunkowych (Fundusz Rozwoju Przewozów Autobusowych, czyli rządowe dopłaty do wozokilometrów).

> Systemy takie jak FALA to nie tylko wygoda dla pasażerów (brak konieczności znajomości taryf), ale też kopalnia wiedzy dla organizatorów transportu. Raporty obrazujące zachowania pasażerów pozwalają na ewentualną modyfikację tras, czy rozkładów jazdy

Obecnie przeciętnie co druga polska wieś albo w ogóle nie ma transportu publicznego, albo jest to transport spełniający tylko absolutnie minimalne potrzeby (pojedyncze kursy realizowane jedynie w dni nauki szkolnej). Tym samym Polska staje się krajem „transportu dwóch prędkości", gdyż w dużych miastach oferta transportu publicznego jest praktycznie bez wyjątku na dobrym lub bardzo dobrym poziomie, nieodbiegającym standardami od Europy Zachodniej. Na kolei jakość oferty wpływająca na liczbę pasażerów wygląda zróżnicowanie: w skali dekady, odnotowano zarówno ponad 2-krotny wzrost liczby pasażerów na Dolnym Śląsku, jak i spadek o poło-

Fot. freestocks 9nxbSS-IK1o on unsplash

wę liczby pasażerów na Podlasiu. Średnio biorąc, największy kryzys kolej przed pandemią miała już za sobą, a 2019 r. był najlepszym w XXI w. pod względem liczby przewiezionych pasażerów.

W 2021 r. do kolei i komunikacji miejskiej w metropoliach wróciła mniej więcej połowa podróżnych, którzy odeszli od niej w 2020 r. Obecnie statystyki są już znacznie lepsze z trzech powodów: całkowity koniec lockdownu, bardzo wysokie ceny paliw oraz napływ uchodźców z Ukrainy. Statystyki przewozowe są aktualnie zbliżone, a nawet bywają lepsze od analogicznego okresu w 2019 r.

Jedna rzecz natomiast zmieniła się dość istotnie: upodobania do płatności bezgotówkowych. Obawa przed przenoszeniem zarazków na monetach i banknotach wpłynęła nie tylko na gwałtowny wzrost płatności bezgotówkowych w codziennych zakupach, ale również na sposób płacenia za transport publiczny.

W przypadku spółki PKP Intercity tylko w latach 2019-21 odsetek biletów sprzedawanych przez internet wzrósł z 47 do 55%, a odsetek biletów sprzedawanych w kasach spadł z 41% do niewiele ponad 30%. W tym roku należy spodziewać się dalszego znaczącego wzrostu: tym większego, że w maju 2022 r. PKP IC wprowadziło nową, dynamiczną taryfę sprzedaży dla wszystkich pociągów w całej Polsce. Jej namiastka była dostępna już wcześniej (były to główne tańsze bilety w przedsprzedaży), ale większość cen była sztywna (uzależniona od kategorii pociągu i relacji). Nowa taryfa uelastycznia ceny na wzór taryf lotniczych: zróżnicowane opłaty w zależności od dnia tygodnia, godziny kursowania, prognozowanej frekwencji. Na wielu trasach można znaleźć obecnie bardzo tanie oferty, pozwalające na przejechanie kilkuset kilometrów nawet za kilka lub kilkanaście złotych. Nic dziwnego, że jak poinformował przewoźnik, odsetek biletów kupowanych w połowie maja 2022 r. był o ok. 40% wyższy niż w maju 2019 r.

Trzeba jednak podkreślić, że PKP IC i tak, ze względu na swoją specyfikę (jedyny przewoźnik kolejowy z rezerwacją miejsc, podróż dalekobieżna jest zazwyczaj planowana z wyprzedzeniem) od dawna miało większą sprzedaż internetową, niż inni przewoźnicy. Zbiorczych danych z okresu pandemii jeszcze nie ma, ale biorąc pod uwagę szczątkowe dane udostępniane przez poszczególnych przewoźników, w okresie pandemii odsetek biletów sprzedawanych w kanałach elektronicznych wzrósł przeciętnie o kilka / kilkanaście procent. Wg danych Urzędu Transportu Kolejowego, udział płatności internetowych jeszcze przed pandemią rósł szybko i w latach 2016-19 zwiększył się z 5 do 14%. Kolejne 16% UTK sklasyfikował w 2019 r. jako „pozostałe kanały sprzedaży", a wśród nich - przede wszystkim bilety komunikacji miejskiej honorowane przez przewoźników kolejowych w ramach integracji taryfowej. Współcześnie tego typu bilety również najczęściej dystrybuowane są w formie elektronicznej.

Duża dynamika wzrostu sprzedaży elektronicznej odnotowywana jest rów-

nież w komunikacji miejskiej. Oczywiście trendy są uzależnione od np. rozlokowania urządzeń do zakupu biletów. Np. w Warszawie, która ma w każdym pojeździe biletomat i jednocześnie bardzo rozbudowaną sieć tych urządzeń na przystankach, w automatach sprzedano w 2021 r. ponad 60% biletów, ale też aż 20% sprzedano przez komercyjne aplikacje telefoniczne (wzrost o 2% rok do roku). Również ok. 20% wynosi odsetek biletów papierowych sprzedawanych w kioskach, czy sklepach, ale od kilku lat obserwowany jest spory spadek znaczenia tych punktów sprzedaży.

Koniec z kasowaniem biletów

Narzędzia do sprzedaży biletów w formie elektronicznej to jednak nie tylko popularne aplikacje komercyjne, które pośredniczą w sprzedaży biletów (a często również obsłudze innych usług publicznych, np. parkowania) i pobierają z tego tytułu prowizje (korzystają z upustów). Zupełnie innymi kanałami są nowoczesne systemy elektronicznego poboru opłat, które zostały lub są wdrażane przez samorządy w różnych regionach Polski.

Systemy te zakładają montaż w pojazdach komunikacji miejskiej specjalnych urządzeń do poboru opłat (tzw. walidatorów), w których nie kasuje się biletu w tradycyjnym rozumieniu tego słowa, tylko przykłada się do nich (w momencie wejścia i wyjścia z pojazdu) kartę płatniczą lub, w niektórych miastach, specjalną kartę dedykowaną systemowi, powiązaną z subkontem pasażera lub działającą na zasadzie prepaid. Ideą systemu jest to, że pasażer nie musi znać taryf i kupować biletu „z góry" (choć większość systemów posiada możliwość również ręcznego wyboru biletu). Na podstawie rejestracji wejścia i wyjścia z pojazdu system sam dobiera pasażerowi opłatę za przejazd.

Podejście zarządców takich systemów do kształtowania rozwiązań taryfowych jest zróżnicowane, ale wspólnym mianownikiem jest dążenie do tego, żeby „własne" systemy biletowe miały bardziej atrakcyjne ceny biletów, niż inni dystrybutorzy.

Wizualizacja walidatorów systemu FALA

Działaniem minimum jest to, żeby bilety o takim samym zakresie obowiązywania były tańsze poprzez „własny" system, niż w zewnętrznych kanałach dystrybucji. Na taki mechanizm zdecydowano się np. w przypadku podróży komunikacją miejską po Białymstoku. Krok dalej zrobiono m. in. w Lublinie, Poznaniu, czy Kielcach, gdzie poprzez własne systemy sprzedaży wprowadzono specjalne taryfy przystankowe. W tych miastach na podstawie rejestracji wejścia i wyjścia nalicza się opłatę uzależnioną od liczby przejechanych przystanków. W efekcie przejazd np. 4 przystanków w Lublinie kosztuje 2,20 zł, a w Poznaniu 2,32 zł, podczas gdy najtańszy bilet kupiony w innym kanale sprzedaży kosztuje, odpowiednio: 2,80 i 4,00 zł. Podobny system, z tym że oparty na liczbie przejechanych kilometrów, działa w konurbacji górnośląskiej.

Warto podkreślić, że systemy w Białymstoku i Lublinie uruchomiono już w trakcie trwania pandemii. Władze tych miast nie przestraszyły się potencjalnego dalszego spadku przychodów, wynikających nie tylko ze zmniejszenia liczby pasażerów, ale także z faktu, że wielu pasażerów zacznie mniej płacić za bilety. Obawy okazują się zresztą niezasadne. Np. według informacji z Lublina, jest wręcz przeciwnie: wprowadzenie nowej taryfy spowodowało pojawienie się nowej grupy podróżnych: głównie młodych ludzi (studentów), podróżujących na krótkich dystansach (3-4 przystanki), którzy wcześniej z komunikacji miejskiej nie korzystali lub robili to rzadko. Zmiana taryfy nie wpłynęła też istotnie na przychody.

W Kielcach i Poznaniu wprowadzono dla pasażerów specjalne bonusy. W Kielcach przy przesiadce (do 15 minut) system traktuje tę sytuację jako tę samą podróż, tylko sumuje pasażera za łączną liczbę przejechanych przystanków. Natomiast w Poznaniu, jeśli w ciągu jednego dnia pasażer wyda w taryfie przystankowej kwotę 15,00 zł, to dalsze opłaty przestają być naliczane, a pasażer do końca doby podróżuje bez opłat.

Na inny mechanizm naliczania opłat zdecydowano się np. w Rybniku, Zielonej Górze i Częstochowie, gdzie opłata jest uzależniona zarówno od liczby przystanków, jak i od stref, na które podzielono miasta. W Częstochowie cena biletu jest również uzależniona od wysokości wpłaty na konto (im wyższa wpłata, tym niższa cena biletu).

FALA - jedyny taki system

Największy tego rodzaju system poboru opłat wprowadzany jest obecnie w woj. pomorskim. Spółka InnoBaltica (której współwłaścicielami jest samorząd wojewódzki, 8 miast oraz trójmiejskie uczelnie) wprowadza system FALA, który ujednolici sprzedaż biletów w regionalnym i aglomeracyjnym transporcie kolejowym w całym województwie oraz systemach komunikacji miejskiej w największych ośrodkach Pomorza. Uruchomienie pierwszych funkcjonalności planowane jest w II połowie 2022 r., a całego systemu - ok. połowy 2023 r.

FALA będzie jak dotąd jedynym tego rodzaju systemem, który obejmie zasięgiem obszar całego województwa. O skali wyzwania świadczą liczby. W ramach FALI zainstalowanych zostanie ok. 5 tys. walidatorów w pojazdach komunikacji miejskiej oraz ponad 800 walidatorów na ponad 200 stacjach i przystankach kolejowych. Wartość projektu przekracza 200 mln zł (biorąc pod uwagę koszt budowy systemu i jego utrzymania do 2028 r.), w tym ponad 90 mln zł pochodzi z UE (Program Operacyjny Infrastruktura i Środowisko). To nie są małe pieniądze, ale równolegle warto zauważyć, jak duże pieniądze tracone są na współpracy z zewnętrznymi, komercyjnymi kanałami sprzedaży. Trzej najwięksi pomorscy emitenci biletów (spółka Szybka Kolej Miejska w Trójmieście oraz organizatorzy komunikacji miejskiej w Gdańsku i Gdyni) wydali w 2021 r. w sumie prawie 15 mln zł na wynagrodzenia (upusty) związane ze sprzedażą biletów w kasach, kioskach, automatach, komercyjnych aplikacjach, etc. Metaforycznie, można to porównać do zakupu własnego mieszkania i inwestycji w nie (system FALA) lub wynajmowania mieszkania (komercyjne kanały sprzedaży).

Systemy takie jak FALA to nie tylko wygoda dla pasażerów (brak konieczności znajomości taryf), ale też kopalnia wiedzy dla organizatorów transportu. Raporty obrazujące zachowania pasażerów pozwalają na ewentualną modyfikację tras, czy rozkładów jazdy. Bez takich systemów wyjście naprzeciw rzeczywistym potrzebom pasażerów jest trudniejsze. Oczywiście, organizatorzy transportu wiedzą doskonale, że w danych liniach frekwencja jest większa niż w innych, a konkretne lokalizacje są ważnymi węzłami przesiadkowymi, ale bez takich systemów nie dysponują np. informacjami, że duża grupa pasażerów podróżuje konkretnie z miejsca X do Y, przesiadając się w punkcie Z - i że w związku z tym na trasie X-Y być może warto zmienić ofertę.

> Obecnie przeciętnie co druga polska wieś albo w ogóle nie ma transportu publicznego, albo jest to transport spełniający tylko absolutnie minimalne potrzeby (pojedyncze kursy realizowane jedynie w dni nauki szkolnej). Tym samym Polska staje się krajem „transportu dwóch prędkości", gdyż w dużych miastach oferta transportu publicznego jest praktycznie bez wyjątku na dobrym lub bardzo dobrym poziomie (…)

Rozwiązania w takich systemach są całkowicie bezpieczne dla pasażerów. Systemy nie „śledzą" pasażerów, ani też nie operują pieniędzmi zgromadzonymi na kontach klientów. Dostęp do danych dla zarządzających systemami, czy organizatorów transportu na potrzeby analiz jest w formie zanonimizowanej. Wyjątek stanowić będą szczególne przypadki udostępnienia danych, regulowane osobnymi przepisami (np. na potrzeby działań organów ścigania). Wszelkie transakcje płatnicze dokonywane przez pasażerów odbywają się za pośrednictwem operatora płatności certyfikowanego przez Komisję Nadzoru Finansowego. Płatności spełniają najwyższe standardy w zakresie bezpieczeństwa operacji finansowych tego typu, zbliżone do zabezpieczeń obowiązujących np. przy płatnościach kartą płatniczą, czy przelewem za zakupy. Architektura takich systemów jest projektowana z zachowaniem międzynarodowych standardów, a ich weryfikacja jest możliwa z zachowaniem Common Criteria ISO/IEC 15408 lub równoważnych z możliwością certyfikacji. □

VII Konferencja

„Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT"

7-8 września 2022, Raszyn-Falenty

CYBERBEZPIECZEŃSTWO

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

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

Partner: orange

Współproca: DEKRA

Partner Merytoryczny: DGTL KIBIL PIECUCH I WSPÓLNICY

Patronat Medialny: wysokie napiecie.pl

Organizator: nowa Energia

PGE Energia Ciepła S.A.

INNUPS

Technologia usuwania i odzysku metali oraz boru ze ścieków z instalacji mokrego odsiarczania spalin

PGE Energia Ciepła zmodernizowała w Elektrociepłowni Gdyńskiej układ odsiarczania ścieków z mokrego odsiarczania spalin, rozbudowując go o innowacyjne rozwiązanie, jakim jest instalacja wykonana w technologii INNUPS. Wdrożenie to jest odpowiedzią na potrzebę poszukiwania nowych, niezawodnych i dużo sprawniejszych metod oczyszczania ścieków pochodzących z mokrego odsiarczania spalin.

Zastosowanie nowych technologii, innowacji

Dzięki zastosowaniu nowej technologii, ścieki oczyszczane są w znacznie wyższym stopniu, niż wymagają tego obowiązujące od sierpnia 2021 r. normy określone w Konkluzjach BAT.

Główne cechy instalacji INNUPS:

- opiera się na działaniu żywic jonowymiennych - materiałów sorpcyjnych, które mogą wymieniać z przepływającym roztworem jony,
- wykorzystuje żywice selektywne, które ze ścieku o bardzo wysokim zasoleniu są w stanie usunąć wybrane jony metali ciężkich. Po wyczerpaniu swoich zdolności wymiennych, żywice te są regenerowane roztworami kwasu mineralnego i ługu sodowego,
- zapewnia usunięcie metali ciężkich do poziomów wymaganych przez BAT dzięki odpowiedniemu doborowi jonitów oraz sposobie prowadzenia procesu sorpcji, a następnie regeneracji żywic,
- stwarza możliwość odzysku boru i metali z koncentratu polimetalicznego.

Rozwiązanie jest wynikiem współpracy naukowej z liderem w technologii jonitowej firmą Purolite Sp. z o.o. oraz z zespołem naukowym Politechniki Krakowskiej.

Dzięki tej współpracy opracowany proces oczyszczania powstałych w zakładzie ścieków będzie przebiegał sprawniej, efektywnie i przede wszystkim - w sposób bardziej przyjazny dla środowiska. To pierwszy na świecie przypadek zastosowania tego typu technologii.

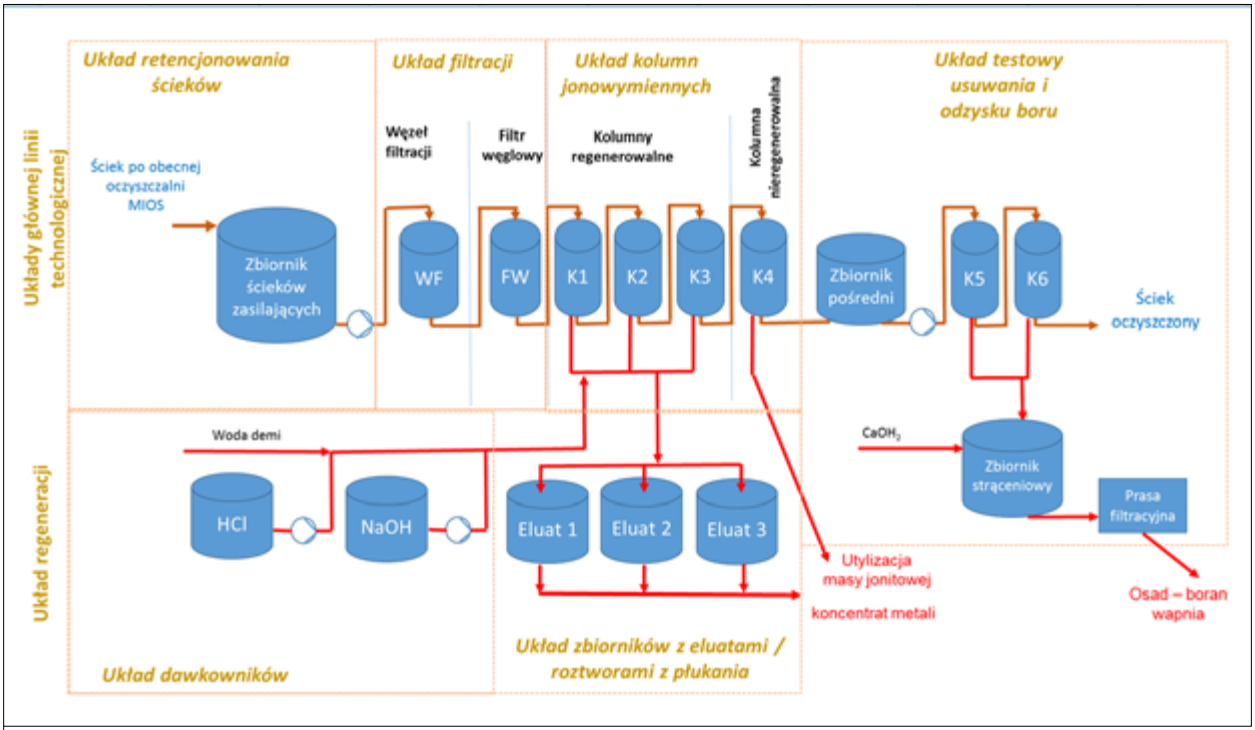
Schemat procesowy wdrożonej instalacji przedstawia rys. 1.

W instalacji INNUPS ścieki oczyszczane są w kilku etapach. Na początku są one podawane na filtry żwirowe i filtr węglowy. W kolejnym etapie trafiają do czterech kolumn jonowymiennych, które zasypane są specyficznymi sorbentami i żywicami jonowymiennymi. Każda z kolumn odpowiedzialna jest za usuwanie innej grupy metali ciężkich. Kolejną grupą są kolumny dedykowane do usuwania boru ze ścieków. Po wysyceniu kolumn metalami i borem prowadzony jest proces pozwalający na odzyskanie zaabsorbowanych metali.

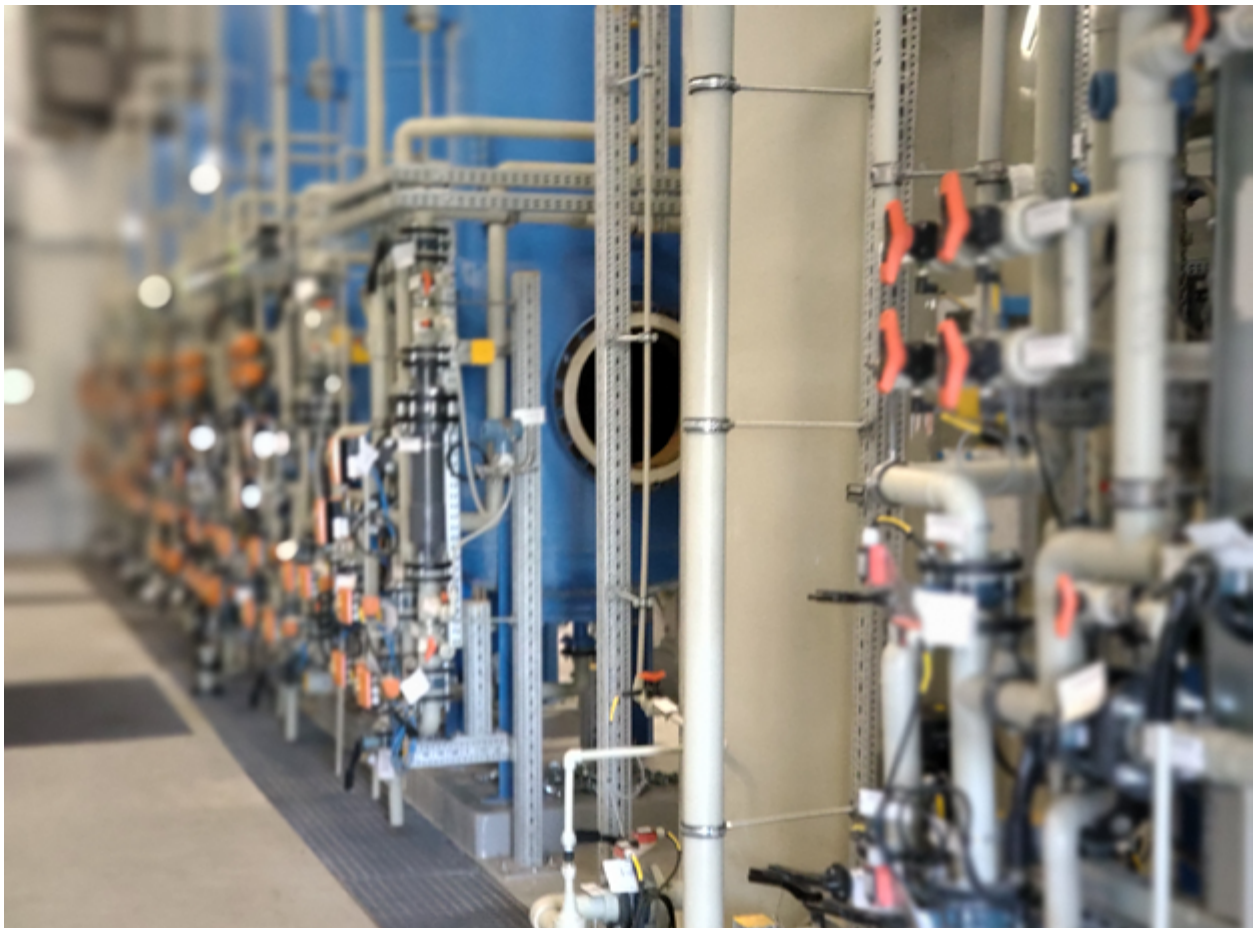
W instalacji możliwy jest odzysk:

- koncentratu polimetalicznego. Przykładowy skład: Mn 50%, Ca 3%, Ni 3%, Co 0,7%,Fe 0,9%, S 0,03%, Zn 3% + Zr, Ce, Y, La, Nd, Sc, Ga,
- boranu wapnia w formie nawozu (oczyszczony z metali ciężkich Pb, As, Cr, Hg).

Innowacyjność projektu dotyczy w głównej mierze możliwości odzysku metali, metaloidów oraz boru w procesie oczyszczania ścieków z zastosowaniem żywic jonowymiennych. Tematyka ta wpisuje się w obecnie rozwojowy kierunek jakim jest gospodarka w obiegu zamkniętym. Powstające podczas regeneracji żywic jonowymiennych roztwory zatężonych metali, metaloidów i boru mogą stanowić produkt lub półprodukt, który może być wykorzystany



Rys. 1. Schemat procesowy instalacji w technologii INNUPS



w innych obszarach gospodarki, takich jak hydrometalurgii, czy też w rolnictwie. W przypadku żywicy nieregenerowalnej uzyskane wyniki wskazują, że ze względu na swoją specyfikę żywica ta akumuluje, poza kadmem i rtęcią, także cenne rynkowo metale. Konieczne jest w takiej sytuacji zweryfikowanie oraz przeanalizowanie możliwości odzysku wartościowych rynkowo pierwiastków.

> Dzięki zastosowaniu nowej technologii, ścieki oczyszczane są w znacznie wyższym stopniu niż wymagają tego obowiązujące od sierpnia 2021 r. normy określone w Konkluzjach BAT

O wysokim poziomie innowacyjności świadczy m. in. uzyskanie ochrony patentowej (Patent nr 235943).

W odróżnieniu od obecnie funkcjonujących rozwiązań rynkowych z innych dziedzin przemysłu, proponowana technologia nie będzie powodowała powstawania typowych po procesowych odpadów niebezpiecznych, których późniejsza utylizacja zwiększyłaby koszty produkcji. Nowa technologia umożliwia bowiem kontrolowane wyizolowanie koncentratów poszczególnych grup pierwiastków z materiału wejściowego, w którym ich stężenie jest dużo niższe niż w innych procesach. W świetle pozyskiwania koncentratów metali krytycznych dla gospodarki, zastosowanie technologii pozwalających na ich pozyskanie bez degradacji środowiska przyrodniczego, stanowi dodatkowy zysk ekologiczny.

Model finansowania

Koszt budowy instalacji wyniósł **8 mln zł**. Część wdrożeniowa została sfinansowana w całości przez PGE Energia Ciepła. W przypadku części badawczej pozyskane zostało dofinansowanie z Narodowego Centrum Badań i Rozwoju oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Koszt projektu badawczego wyniósł ponad **3 mln zł**, z czego dofinansowanie stanowiło 57%.

Osiągnięte efekty - techniczne, ekonomiczne, środowiskowe

Kluczowym elementem jest spełnienie konkluzji BAT dla oczyszczalni

Parametr	Wymagania norm BAT [µg/l]	Stan po oczyszczeniu przez instalację INNUPS [µg/l]
As (arsen)	50	< 0,01
Cd (kadm)	5	< 1
Cr (chrom)	50	< 0,01
Cu (miedź)	50	< 5
Hg (rtęć)	3	< 0,01
Ni (nikiel)	50	< 0,01
Pb (ołów)	20	< 0,01
Zn (cynk)	200	< 50
Parametr	**Wymagania krajowe**	**Stan po oczyszczeniu przez instalację INNUPS [µg/l]**
B (bor)	1000	70

Tab. 1. Efekt ekologiczny instalacji INNUPS

ścieków oraz ograniczenie ilości odpadów i kosztów związanych z gospodarką odpadową. Technologia ta pozwala na osiągnięcie lepszych parametrów niż obecnie wymagane przez regulacje środowiskowe. Osiągane parametry instalacji INNUPS przedstawia tab. 1.

Możliwość odzysku pierwiastków i spodziewany z tym efekt ekonomiczny jest obecnie określany podczas prowadzenia procesu optymalizacji pracy instalacji.

> Innowacyjność projektu dotyczy w głównej mierze możliwości odzysku metali, metaloidów oraz boru w procesie oczyszczania ścieków z zastosowaniem żywic jonowymiennych

Poza zastosowaniem do oczyszczania ścieków z mokrego odsiarczania spalin przy blokach węglowych, technologia INNUPS ma potencjał do komercjalizacji poza granicami kraju oraz w innych gałęziach przemysłu.

Zastosowanie technologii poza Polską

Omawianą metodą odzysku pierwiastków będą potencjalnie zainteresowane kraje rozwijające się i rynków wschodzących. Instalacja jest bowiem pierwszą tego typu, nieopierającą się całkowicie na dobrze poznanych technologiach hydrometalurgicznych, a pracującą w oparciu o żywice jonowymienne, których inne typy pracują na stacjach uzdatniania wody w elektrowniach i elektrociepłowniach. Wykorzystywane są one również do odzysku metali szlachetnych w bogatych w te surowce ściekach z kopalni, czy też instalacji odzysku rud metali kolorowych.

Potencjał technologii w innych gałęziach przemysłu

Obecnie w obszarze odzysku krytycznych surowców krytycznych dla gospodarki rozwijane są technologie pozwalające na ich odzysk ze strumieni będącymi dotychczas strumieniami odpadowymi. Takim strumieniem są także ścieki z różnych gałęzi przemysłu. Poszukuje się metod, w których z jednej strony ograniczą emisję do środowiska, a z drugiej strony pozwolą na stworzenie nowych możliwości biznesowych. Takim rozwiązaniem jest opracowana innowacyjna metoda usuwania i odzysku metali. Metoda ta ze względu na swoją elastyczność, jaką jest możliwość dowolnej konfiguracji rodzajów żywic jonowymiennych ma także perspektywę szerszego zastosowania, także poza obszarem energetyki.

Podsumowanie

- Przeprowadzony został proces opracowania technologii usuwania metali ciężkich ze ścieków z mokrego odsiarczania spalin - od prac badawczych - do pełnego komercyjnego wdrożenia.
- Opracowana technologia oparta o żywice jonowymienne w sposób kontrolowany i selektywny jest w stanie zapewnić dotrzymanie aktualnych i planowanych nowych restrykcyjnych wymagań dla ścieków z mokrego odsiarczania spalin.
- Technologia ta oferuje możliwość odzysku metali ze ścieków w formie koncentratu polimetalicznego lub w przypadku boru możliwość produkcji boranu wapnia jako nawozu dla rolnictwa.
- Technologa posiada potencjał zastosowania poza Polską w krajach rozwijających się oraz także w innych gałęziach przemysłu.

Film dotyczący wdrożenia technologii INNUPS: Elektrociepłownia PGE Energia Ciepła w Gdyni zyskała nowoczesną oczyszczalnię w technologii INNUPS - YouTube □

■ Robert Matysko, Weronika Wiśniewska,
Ośrodek Energetyki Cieplnej, Zakład Turbin, Instytut Maszyn Przepływowych - Polska Akademia Nauk

■ Mariusz Schab,
Strabag Budownictwo Infrastruktury / Dyrektor Oddziału / Dyrekcja PC Centrum / Oddz.DD

Możliwości poprawy efektywności energetycznej instalacji WMA

Rosnące koszty oraz braki w dostawach paliw kopalnych wymuszają modernizację instalacji procesowych zasilanych tymi paliwami. Do takich instalacji można zaliczyć systemy wytwarzania podłoża bitumicznego WMA (ang. *Warm Mix Asphalt*). Wytwarzanie mieszanek asfaltowych wiąże się z zużyciem paliw kopalnych. Paliwa kopalne stosowane są w procesie wytwarzania mieszanki mineralno-asfaltowej (MMA) w instalacji WMA w celu osuszania oraz podtrzymania temperatury już przygotowanej mieszaniny asfaltu oraz kruszywa. Obecnie eksploatowane instalacje WMA bazują na technologiach, które nie są efektywne energetycznie.

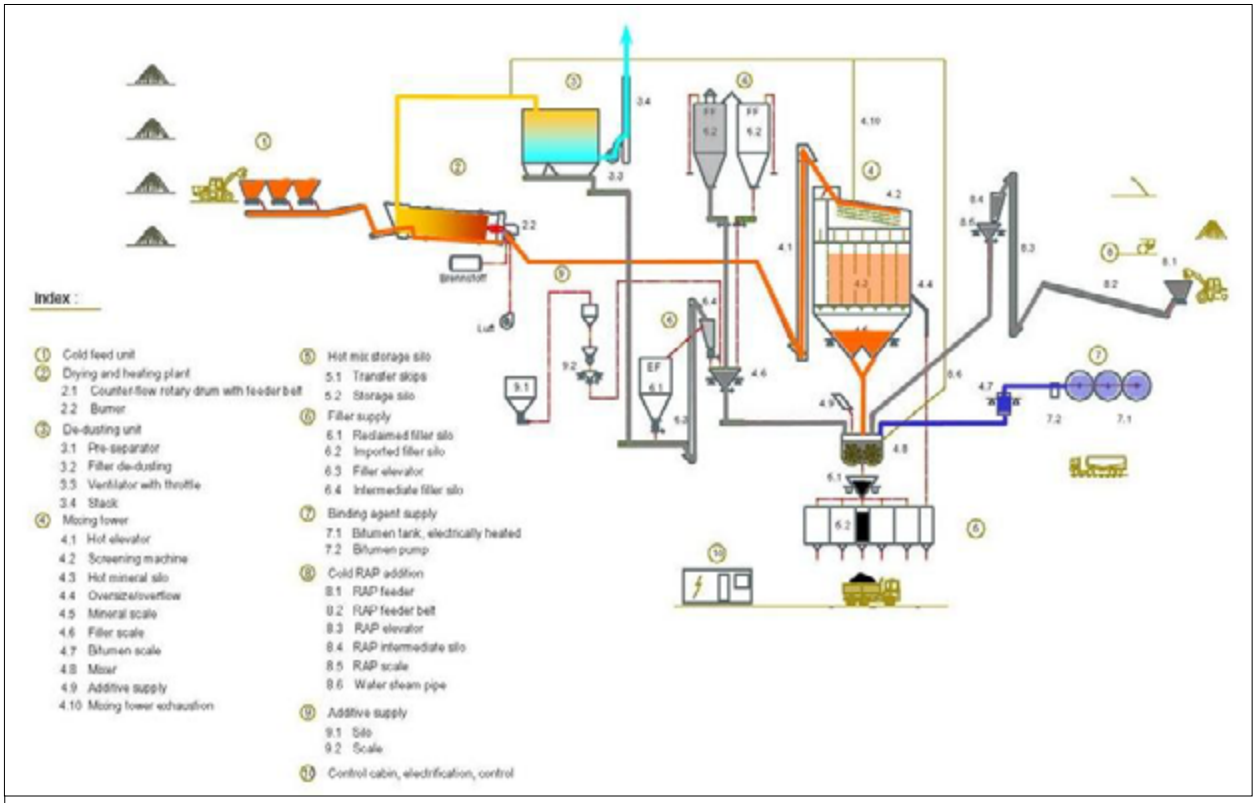
Instalacja WMA składa się z kilku kluczowych z punktu widzenia efektywności energetycznej elementów. Do tych elementów można zaliczyć suszarnię bębnową z systemem palnika wielopaliwowego, systemy elementów wykonawczych (np. wentylatory, czy też zawory typu on/off) pracujących bez układów regulacji ciągłej (np. falowniki silników wentylatorów, silniki krokowe do zaworów, itp.) oraz kolumnę podgrzewającą mieszaninę mieneralno-asfaltową w instalacji WMA, która w dalszym etapie procesu wyprowadzana jest już do transportu samochodowego. Schemat instalacji WMA, która jest poddana analizie przedstawiono na rys. 1.

W przedstawionej na rys. 1 instalacji istnieje kilka możliwości zwiększenia efektywności energetycznej, które dalej w artykule zostaną opisane.

Efektywność energetyczna instalacji podczas jej eksploatacji w warunkach ustalonych oraz nieustalonych

Eksploatacja instalacji odbywa się w dwóch trybach pracy. Pierwszy tryb to tryb rozruchu lub zmiany eksploatacyjne nastaw procesu podgrzewania, dla którego jest wymagany duży dostarczany strumień ciepła. Drugi tryb to długotrwała praca w warunkach nominalnych, gdzie wymagany jest tylko strumień ciepła podtrzymujący parametry procesu oraz niwelujący straty ciepła do otoczenia.

Proces produkcji mieszaniny mineralno-asfaltowej wymaga zarówno ogrzewania, jak i podtrzymania jej wysokiej temperatury. Brak ciągłości produkcji wymuszony przez bieżące zapotrzebowanie rynkowe wymusza przestoje, któ-



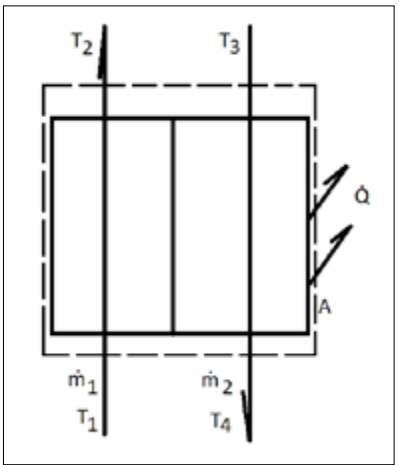
Rys. 1. Schemat instalacji WMA; 1. System doprowadzania kruszywa; 2. Suszarnia bębnowa (2.2 palnik wielopaliwowy); 3. System filtrów workowych (3.3. Wentylator wyciągowy, 3.4. Komin); 4. Wieża mieszająca; 5. Silos magazynujący gorącą mieszaninę; 6. Instalacja wypełniacza; 7. Instalacja zasilania gorącym bitumenem (asfaltem); 8. System doprowadzania RAP (ang. Reclaimed Asphalt Pavement); 9. Doprowadzanie dodatków do mieszaniny mineralno-asfaltowej; 10. System zarządzania

re generują zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną oraz paliwo w przypadku konieczności doprowadzenia instalacji do parametrów nominalnych w dość krótkim czasie. Gdyby proces produkcji był ciągły, gdzie zachowywano by stany ustalone, to utrzymano by zmniejszone zapotrzebowanie na paliwa oraz energię elektryczną. Konieczność szybkiego podgrzania instalacji od parametrów otoczenia do parametrów nominalnych procesu (nawet do 200°C) wymusza dostarczanie w krótkim czasie dużych mocy grzewczych, co przekłada się bezpośrednio na wzrost zużycia paliw wykorzystywanych do grzania. Ilustracja na rys. 2 przedstawia rozpływy strumieni masy i ciepła dla ogrzewanej kolumny w instalacji WMA. Wzrost mocy grzewczej, który towarzyszy rozruchowi instalacji od temperatury otoczenia do temperatury nominalnej procesu, związany jest zgodnie z poniższym równaniem (1) z dodatkowym strumieniem ciepła, który musi być dostarczony wraz z strumieniem masy $\dot{m}_1$. Strumień masy medium grzewczego $\dot{m}_1$ musi podgrzać dostarczany ładunek o wydatku $\dot{m}_2$, masę zimnej instalacji *M* od temperatury otoczenia do parametrów nominalnych procesu oraz zniwelować straty cieplne do otoczenia $Q \approx kA\Delta t_{log}$.

$$Mcp\frac{dT}{dt} = \dot{m}_1 c_p(T_1 - T_2) + \\ + \dot{m}_2 c_p(T_3 - T_4) - kA\Delta t_{log} \quad (1)$$

Każda zmiana temperatury instalacji w czasie wymaga zmiany dostarczanego strumienia ciepła, co związane jest ze strumieniem masy paliwa, czynnika grzewczego lub bezpośrednio mocy grzewczej elektrycznej.

Dla warunków ustalonych wymagany dostarczany strumień ciepła niweluje tylko straty ciepła do otoczenia oraz podgrzewa kruszywo zgodnie z równaniem (2) bez konieczności zwiększania



Rys. 2. Rozpływy strumieni masy i ciepła w kolumnie produkującej mieszaninę mineralno-asfaltową MMA

strumienia masy medium grzewczego $\dot{m}_1$ na pokrycie zmiany temperatury instalacji w czasie (człon $Mcp\frac{dT}{dt}$ z równania (1) jest wyeliminowany). W efekcie dla stanu ustalonego z równania (2) wynika, że dostarczany strumień ciepła wraz z masowym wydatkiem czynnika grzewczego niweluje tylko straty do otoczenia $kA\Delta t_{log}$ oraz dostarcza ciepło na podgrzanie strumienia masy mieszaniny mineralno-asfaltowej opisanego zależnością $\dot{m}_2 c_p(T_3 - T_4)$.

$$\dot{m}_1 c_p(T_1 - T_2) = \\ = kA\Delta t_{log} - \dot{m}_2 c_p(T_3 - T_4) \quad (2)$$

Powyżej przedstawione równania w postaci ogólnej w dalszej pracy były uszczegółowione w kodzie numerycznym przygotowanym do celów określania parametrów instalacji WMA z uwagi na możliwość regeneracyjnego podgrzewu powietrza.

Możliwości poprawy efektywności energetycznej instalacji z uwagi na optymalizację procesu technologicznego

W tab. 1 przedstawiono zalecane zakresy temperatury, w których określony typ mieszaniny mineralno-asfaltowej powinien być wytwarzany.

Z tab. 1 wynika, że rozpiętość temperatur, dla których instalacja ma osiągać gotowość produkcyjną jest dość szeroka i wacha się od 145°C do 185°C. Z termodynamicznego punktu widzenia tak szeroki zakres temperatur wymagany w procesie technologicznym można uzyskać stosując ogrzewanie elektryczne, ogrzewanie z wykorzystywaniem płomienia lub ogrzewanie z wykorzystaniem medium pośredniczącego. Jednocześnie dość wysoka temperatura procesu (powyżej 150°C) eliminuje możliwości stosowania bardziej ekologicznych systemów grzewczych (np. wysokotemperaturowe pompy ciepła). Proces technologiczny wytwarzania MMA wymaga podtrzymania wysokiej temperatury dostarczanego asfaltu, jak również suszenia kruszywa, które jest mieszane z asfaltem w wieży mieszającej. Asfalt dostarczany do zbiorników wymaga podgrzewania, które najczęściej realizowane jest elektrycznie. Najczęściej elektrycznie jest również podgrzewana kolumna mieszająca. Dodatkowo w realizowanym procesie technologicznym wymagany jest proces osuszania i podgrzewania kruszywa, który realizowany jest w suszarni bębnowej opalanej paliwami kopalnymi z wykorzystaniem palnika wielopaliwowego (w tym obszarze stosowany jest olej opałowy w początkowym etapie rozgrzewania suszarni oraz w dalszym etapie już pył węglowy, jako paliwo podtrzymujące proces spalania w celu suszenia kruszywa).

RECOMMENDED TECHNOLOGY TEMPERATURES

ROAD BITUMEN	20/30 WMA	35/50 WMA	50/70 WMA
PREPARATION OF TEST SAMPLES			
The procedure of samples handling (heating time and temperature) is defined by EN 12594 standard. Samples heated in containers must then be homogenized by stirring. Avoid repeated heating of samples.			
Temperature of compaction of the asphalt mix samples (warm mix)	140 – 145°C*	130 – 135°C*	120 – 125°C*
Temperature of compaction of the asphalt mix samples (hot mix)	155 – 160°C	140 – 145°C	135 – 140°C
PRODUCTION OF ASPHALT MIX USING WARM MIX ASPHALT TECHNOLOGY			
RECOMMENDED TEMPERATURES AT ASPHALT MIXING PLANTS			
Pumping temperature of the binder	160 – 185°C	155 – 180°C	150 – 170°C
Temperature during the production of asphalt mix	150 – 170°C**	140 – 160°C**	130 – 150°C**
RECOMMENDED TEMPERATURES OF 'WARM' MIX ASPHALT PAVING			
Recommended temperature at the start of compaction	min. 140°C**	min. 130°C**	min. 120°C**
INDUSTRIAL PRODUCTION OF 'HOT' MIX ASPHALT MIX ASPHALT PLACED IN DIFFICULT CLIMATIC CONDITIONS OR TRANSPORTED OVER LONG DISTANCES APPLICATION OF RAP MATERIAL			
RECOMMENDED TEMPERATURE AT THE ASPHALT PLANT			
Pumping temperature of the binder	170 – 185°C	170 – 180°C	160 – 170°C
Temperature during the production of asphalt mix	170 – 185°C	160 – 170°C	155 – 165°C
RECOMMENDED TEMPERATURE OF PLACING ASPHALT MIX 'ON HOT'			
Recommended temperature at the start of compaction	160 – 170°C***	145 – 155°C***	145 – 155°C***

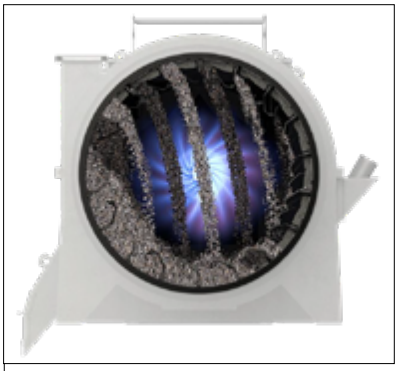
* depending on the expected temperature of compaction on site
** size of the temperature reduction should be adjusted according to weather conditions (see below – recommendations for process temperature reduction while applying 'on warm' technology)
*** depending on the type of mix, layer thickness and the climatic conditions

Tab. 1. Zestawienie wymaganych parametrów termicznych dla wytwarzania mieszaniny mineralno- asfaltowej (1)

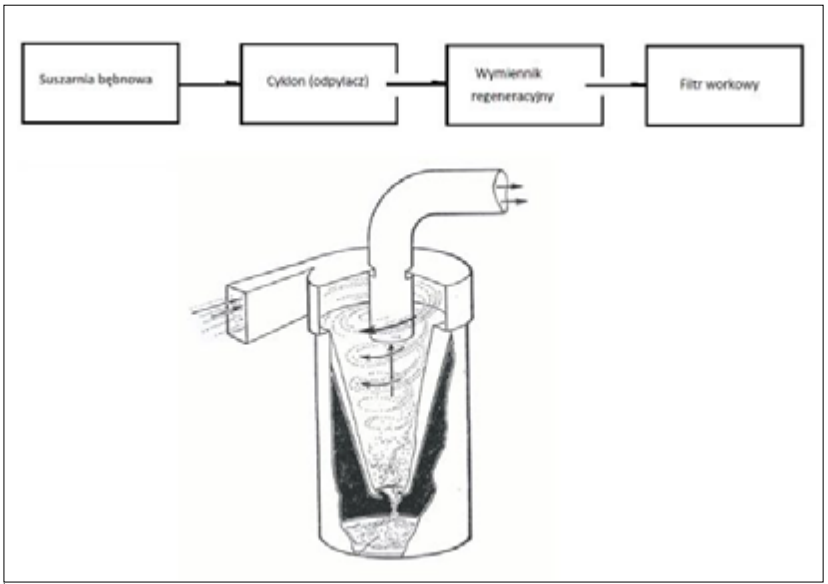
Obecne koszty ogrzewania elektrycznego są przez producentów MMA akceptowalne z uwagi na fakt wysokiej elastyczności oraz mniejszych problemów eksploatacyjnych takiej instalacji. W dłuższej perspektywie czasowej jednak przekładać to się może na zwiększenie całkowitych kosztów eksploatacji, zwłaszcza w przypadku częstych zmian nastaw parametrów procesu oraz konieczności rozruchu instalacji od temperatury otoczenia do temperatury nominalnej. Rosnące koszty paliw kopalnych takich jak węgiel, olej opałowy, czy też gaz - może wymusić poszukiwanie alternatywnych metod zasilania instalacji ciepłem. Dla procesu technologicznego produkcji MMA, w celu zwiększenia efektywności energetycznej instalacji - najlepszą praktyką było by utrzymywanie temperatury procesu w dolnym dopuszczalnym zakresie temperatur. Temperatury procesu w górnym zakresie dopuszczalnym wymuszają stosowanie znacznie wyższych dostarczanych strumieni ciepła (co przekłada się na zwiększenie masowego wydatku paliwa lub większe zużycie prądu elektrycznego). Obszar dopuszczalnych zakresów zalecanej temperatury wacha się nawet w obszarze 15°C. Tak zdefiniowany duży zakres dopuszczalnej temperatury procesu nie wymusza zastosowania automatyki i systemów akwizycji danych o wysokiej precyzji. Automatyka np. oparta na ciągłych regulatorach PID, wraz z dokładniejszymi o klasę pomiarową systemami akwizycji temperatury, może umożliwić precyzyjną regulację temperatury procesu w tzw. punkt pracy. W efekcie możliwe jest precyzyjne ustalenie optymalnego z puntu widzenia efektywności energetycznej temperatury procesu technologicznego. W tym wypadku zachodzi konieczność zastosowania systemów wykonawczych, wyposażonych w falowniki elektryczne (dla pomp i wentylatorów) oraz silniki krokowe dla zaworów regulacyjnych. Konieczna byłaby również rezygnacja ze sterowania procesem z wykorzystaniem dwustanowego PLC, na sterowanie ciągłe PID lub FuzzyLogic z precyzyjnym monitoringiem realizowanego procesu mieszania MMA oraz suszenia kruszywa.

Możliwości poprawy efektywności energetycznej instalacji z uwagi na optymalizację konstrukcji kluczowych elementów grzewczych

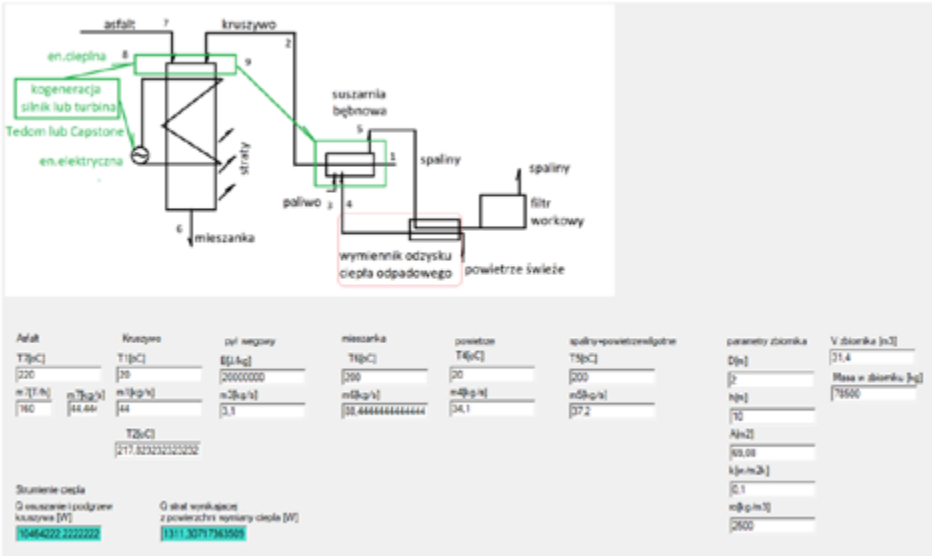
Istniejące systemy zasilania w ciepło instalacji WMA z reguły są przewymiarowane. Możliwe jest zaistnienie takiej sytuacji, że palnik o mocy nominalnej 2 MW pracuje w warunkach nieoptymalnych z uwagi na masowe strumienie suszonego kruszywa, które tylko wymagają dostarczenia np. 500 kW. Może to przyczyniać się to do spalania paliwa przy wysokim nadmiarze powietrza lub jego spalaniu niezupełnym. W efekcie może to powodować szkodliwą emisję NO_x i SO_x podczas spalania pyłu węglowego przy dużym nadmiarze powietrza lub nadmierne zapylenie i emisję CO, w przypadku gdy pył węglowy spalany jest niezupełnie. Aktualnie eksploatowane instalacje są pozbawione monitoringu procesu spalania. Proces suszenia kruszywa odbywa się przy kontakcie bezpośrednim z generowanym płomieniem (rys. 3). W efekcie spaliny generowane podczas tego procesu mają jeszcze wysoką wartość energetyczną. Wysokie parametry termiczne ciepła odpadowego mogły by być zagospodarowane. Z uwagi na nadmierne zapylenie wynikające z przedmuchu kruszywa i porywanie pyłu, który znacząco degraduje powierzchnie kanałów spalinowych proces odzysku ciepła jest utrudniony. Chcąc poprawić efektywność energetyczną takiej instalacji wymagana by była przebudowa instalacji suszarni bębnowej w taki sposób, by spaliny odprowadza-



Rys. 3. Proces suszenia kruszywa w suszarni bębnowej



Rys. 4. Umiejscowienie odpylacza w instalacji WMA z regeneracyjnym podgrzewem powietrza



Rys. 5. Proponowane modernizacje w instalacji WMA z uwagi na efektywność energetyczną

ogrzewania kruszywa w suszarni bębnowej. Inną opcją mogło by być zastosowanie separatora dużych cząstek pyłu w postaci niewielkiego cyklonu, co mogłoby umożliwić pracę regeneracyjnego wymiennika ciepła w obszarze dopuszczalnej warunkami technicznymi degradacji materiałowej (rys. 4).

Na rys. 5 przedstawiono oprogramowanie wykonane do celu określenia możliwości poprawy efektywności energetycznej instalacji WMA z uwagi na możliwość zastosowania wymiennika regeneracyjnego. Zastosowanie wymiennika regeneracyjnego w układzie jest możliwe pod warunkiem zapewnienia wysokiej czystości odprowadzonych spalin. Pył generowany podczas suszenia kruszywa nie umożliwia zastosowa-

Parametr kluczowy dla procesu produkcji WMA	Układ bez regeneracyjnego odzysku ciepła	Układ z regeneracyjnym odzyskiem ciepła
Asfalt - temperatura T_7 [^oC]	220	220
Asfalt - masowe natężenie przepływu $\dot{m}_7$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	44	44
Kruszywo - temperatura T_1 [^oC]	20	20
Kruszywo - masowe natężenie przepływu $\dot{m}_1$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	44	44
Pył węglowy - wartość opałowa B $\left[\frac{j}{kg}\right]$	20000000	20000000
Pył węglowy - masowe natężenie przepływu $\dot{m}_3$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	3,1	2,45895
Spaliny - temperatura T_5 [^oC]	200	200
Spaliny - masowe natężenie przepływu $\dot{m}_5$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	37,2	29,5
Gotowa mieszanina WMA - temperatura T_6 [^oC]	200	200
Gotowa mieszanina WMA - masowe natężenie przepływu $\dot{m}_6$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	88,4	88,4
Powietrze dla procesu spalania - masowe natężenie powietrza $\dot{m}_4$ $\left[\frac{kg}{s}\right]$	34,1	27,04
Powietrze dla procesu spalania na wylocie z podgrzewacza regeneracyjnego - temperatura T_4 [^oC]	-	100
Powietrze dostarczane do palnika z otoczenia bez podgrzewacza regeneracyjnego - temperatura T_4 [^oC]	20	-
Temperatura otoczenia T_o [^oC]	20	20
Temperatura kruszywa po podgrzaniu T_2 [^oC]	217,8	217,8
Strumień ciepła dostarczany przez palnik $Q[W]$	10464222	10464222

Tab. 2. Zestawienie termicznych parametrów obiegu

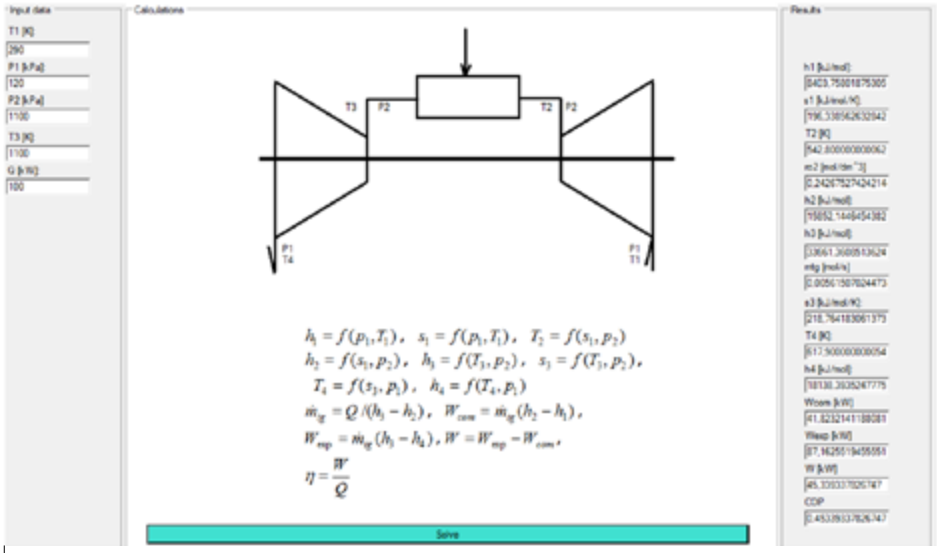
ne z jej przestrzeni wraz z odparowaną wodą z kruszywa nie niosły z sobą pyłu pochodzącego z kruszywa. Pył ten posiada znaczący degradujący wpływ na materiały stosowane w układzie kanałów rozprowadzających i w układzie filtra workowego. Jedną z opcji przebudowy było by wprowadzenie w miejsce układu filtra workowego systemu elektrofiltrów, które charakteryzują się mniejszym spadkiem temperatury przepływających spalin oraz wymiennika regeneracyjnego powietrza. Powietrze atmosferyczne po podgrzaniu dostarczane mogłoby być na palnik, w efekcie czego możliwa była by redukcja zużycia paliwa stosowanego do nia wymiennika regeneracyjnego bez dodatkowych systemów odpylania z uwagi na możliwą jego szybką degradację. W tab. 2 przedstawiono również wyniki obliczeń dla zastosowanego systemu regeneracji jak na rys. 5. W przypadku zastosowania układu regeneracji spada zużycie pyłu węglowego przy zachowaniu

strumienia ciepła dostarczanego do suszarni bębnowej. Również mniejsza jest ilość spalin generowana w suszarni bębnowej, co przekłada się na mniejsze zużycie układu filtrów workowych, mniejszą pracę wentylatora wyciągowego powietrza z układu filtracyjnego oraz mniejszą pracę wentylatora dostarczającego powietrze do palnika.

Poprawa efektywności energetycznej instalacji WMA nie musi wiązać się z bezpośrednią ingerencją w istniejące w niej systemy energetyczne. Efektywność energetyczną tej instalacji może również poprawić zwiększenie grubości izolacji wysokotemperaturowych podsystemów, co w efekcie zmniejszy straty ciepła do otoczenia. Można również zastosować bardziej efektywne systemy energetyczne, lub wprowadzić można odnawialne źródła energii elektrycznej (np. panele PV), w celu zmniejszenia zużycia energii elektrycznej zakupywanej u dystrybutora.

Kogeneracyjne systemy grzewcze

W celu poprawy efektywności energetycznej instalacji WMA przy założeniu ciągłej jej eksploatacji, można zaproponować z uwagi na konieczność dostarczania zarówno energii elektrycznej oraz ciepła system kogeneracyjny oparty na turbinie gazowej. Ciepło odpadowe z tej turbiny (spaliny o temperaturze powyżej 200°C) można wykorzystać do osuszania i podgrzania kruszywa, natomiast prąd elektryczny można wykorzystać od podtrzymania temperatury kolumn mieszającej i magazynujących z wykorzystaniem ogrzewania elektrycznego. Wyprodukowany prąd elektryczny i ciepło można również spożytkować na cele własne (np. ogrzewanie budynków). Można też te produkty sprzedać. Turbina gazowa teoretycznie posiada możliwość uzyskiwania temperatury na wylocie, która pozwala pozyskiwać parametry termiczne umożliwiające realizację procesu technologicznego na instalacji WMA. Przy wysokiej jej elastyczności pracy (elastyczność w zakresie od 30% do 100% mocy nominalnej) jest możliwe takie dobranie parametrów eksploatacyjnych, by możliwe było zapewnienie ciągłości dostaw, z uwagi na zmienne zapotrzebowanie na moc cieplną i elektryczną procesu produkcji MMA. Obieg turbiny gazowej przedstawiony na rys. 6 umożliwia wygenerowanie gorącego czynnika na poziomie 344°C. W przypadku zaimplementowania turbiny gazowej jako systemu grzewczego umożliwiającego produkcję MMA otrzymuje się obieg energetyczny poligeneracyjny, w którym możliwe jest pozyskiwanie kilku produktów jednocześnie z zachowaniem wysokiej efektywności energetycznej.



Rys. 6. Obieg termodynamiczny turbiny gazowej

Obiegi kogeneracyjne oparte na komercyjnych silnikach kogeneracyjnych tłokowych, nie mogą być aktualnie stosowane z uwagi na wysokie temperatury, które są niezbędne podczas realizowanego procesu technologicznego w produkcji MMA. Możliwe jest jednak, że po modyfikacjach tych silników z uwagi na możliwość pozyskiwania wysokiej temperatury, ich aplikacja w systemie WMA będzie możliwa.

Wnioski

Aktualnie efektywność energetyczna produkcji MMA (mieszaniny mineralno-asfaltowej) w instalacjach WMA jest dość niska i są znaczące problemy technologiczne oraz materiałowe, by tą efektywność energetyczną podnieść. W artykule spróbowano przeanalizować możliwości zwiększenia efektywności energetycznej instalacji produkującej mieszaninę mineralno-asfaltową. Przeanalizowano możliwości ograniczenia strat cieplnych do otoczenia, przedstawiono możliwości wynikające z zastosowania nowych systemów sterowania z uwagi na zwiększenie efektywności energetycznej. Przedstawiono system regeneracyjnego podgrzewu powietrza oraz zaproponowano modernizację instalacji WMA w układ poligeneracyjny. □

Literatura:
https://www.lotosasfalt.pl/en/2159/products/asphalt_wma

Wydawnictwo „Nowa Energia”

Odbyła się XIII Konferencja „Gaz i Wodór w Energetyce”

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało XIII Konferencję „Gaz i Wodór w Energetyce”, w dniach 25-26 maja 2022 r. w Warszawie (stacjonarnie i on-line). Partnerem tegorocznej edycji była Firma - MITSUBISHI POWER EUROPE GMBH, partnerem prawnym - Kancelaria Prawna Kubas Kos Gałkowski, natomiast partnerem merytorycznym - Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych. Patronat Naukowy objął Instytut Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej. Współpracę podjęła Firma „OMC ENVAG” Sp. z o.o., natomiast patronem medialnym zostało Wysokie Napięcie.

Uczestnicy XIII Konferencji „Gaz i Wodór w Energetyce”

Prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda z Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej

Artur Michalski, Wiceprezes Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej

Uczestnicy Panelu Dyskusyjnego pt. „Rola gazu w transformacji polskiej energetyki"

W trakcie wydarzenia odbyło się VII Paneli tematycznych, podczas których wygłoszonych zostało 21 referatów i odbyły się II panele dyskusyjne pt. „Rola gazu w transformacji polskiej energetyki" i „Rola wodoru w transformacji polskiej energetyki". Moderatorem Konferencji i Paneli Dyskusyjnych był **prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda** z Instytutu Techniki Cieplnej na Politechnice Warszawskiej. W tracie pierwszego dnia obrad dominowała tematyka „gazowa". „Gaz a wodór w energetyce, perspektywy" - to tytuł referatu, który wygłosił **prof. dr hab. inż. Krzysztof Badyda**.

Na temat możliwości wsparcia przez NFOŚiGW inwestycji gazowych wypowiadał się **Artur Michalski**, Wiceprezes Zarządu Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, natomiast o finansowaniu Eko Inwestycji w BOŚ Banku mówił **Michał Siedlecki**, Dyrektor ds. Efektywności Energetycznej i Gospodarki Wodorowej w BANKU OCHRONY ŚRODOWISKA S.A.

W Panelu Dyskusyjnym pt. „Rola gazu w transformacji polskiej energetyki", moderowanym przez **prof. dr hab. inż. Krzysztofa Badydę** z ITC na PW głos zabrali:

- **Jarosław Głowacki**, Członek Zarządu - Wiceprezes ds. Technicznych, PGNiG TERMIKA SA,
- **Dr hab. inż. Piotr Janusz**, Doradca Prezesa, Polska Spółka Gazownictwa Sp. z o.o.,
- **Marzena Komar**, Prezes Zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyczne w Siedlcach Sp. z o.o.,
- **Artur Michalski**, Wiceprezes Zarządu, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej,
- **Mirosław Rokicki**, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

O doświadczeniach i wnioskach z eksploatacji EC w Siedlcach mówiła **Marzena Komar**, Prezes Zarządu Przedsiębiorstwa Energetycznego w Siedlcach Sp. z o.o.

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

Mirosław Rokicki, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny, Polenergia Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

Ireneusz Zyska, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii w Ministerstwie Klimatu i Środowiska

Patrycja Nowakowska, Adwokat, Senior Associate z Kancelarii Prawnej KUBAS, KOS, GAŁKOWSKI

Damian Opłocki, Programme Manager w MITSUBISHI POWER EUROPE GMBH - Oddział w Polsce

„Ryzyka w Energetyce" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Bartłomiej Bobrowski**, Radca w Biurze Oceny Ryzyka Technicznego w TOWARZYSTWIE UBEZPIECZEŃ I REASEKURACJI „WARTA" S.A. Doświadczenia eksploatacyjne bloku gazowo-parowego w Stalowej Woli zaprezentował **Daniel Karkoszka**, Prezes Zarządu - Dyrektor Naczelny Elektrociepłowni Stalowa Wola S.A.

„Gazowa jednostka kogeneracji: dyspozycyjność, niezawodność i elastyczność jako podstawa funkcjonowania w aktualnych warunkach rynkowych" - to tytuł referatu, który wygłosił **Mirosław Rokicki**, Członek Zarządu - Dyrektor Techniczny Polenergii Elektrociepłownia Nowa Sarzyna Sp. z o.o.

Turbiny gazowe w transformacji energetycznej - to tematyka prezentacji **Jakuba Bigoszewskiego**, Kierownik Produktu w zakresie Turbin Gazowych w Bergerat Monnoyeur Sp. z o.o. O dotacjach na inwestycje w gaz i wodór mówił **Bartosz Janc**, Prezes Zarządu METROPOLIS DORADZTWO GOSPODARCZE Sp. z o.o. „Filtracja powietrza w turbinach gazowych jako czynnik wzrostu wydajności oraz maksymalizacji zysku" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **Aleksander Bogusz**, Dyrektor Zarządzający „CAMFIL POLSKA" Sp. z o.o.

W tracie drugiego dnia Konferencji dominowała tematyka „wodorowa". O roli wodoru w energetyce mówił **Ireneusz Zyska**, Sekretarz Stanu, Pełnomocnik Rządu ds. Odnawialnych Źródeł Energii w Ministerstwie Klimatu i Środowiska.

„Wodór jako (konieczny) element transformacji energetycznej - europejska i polska strategia wodorowa oraz planowane regulacje prawne" - to tytuł referatu, który wygłosiła **Patrycja Nowakowska**, Adwokat, Senior Associate z Kancelarii Prawnej KUBAS, KOS, GAŁKOWSKI.

O turbinach gazowych opalanych amoniakiem mówił **Damian Opłocki**, Programme Manager w MITSUBISHI POWER EUROPE GMBH - Oddział w Polsce. Perspektywy wykorzystania

wodoru w energetyce i przykładowe projekty zaprezentował prof. **dr hab. inż. Krzysztof Badyda** z ITC PW.

W Panelu Dyskusyjnym pt. „Rola wodoru w transformacji polskiej energetyki", moderowanym przez **prof. dr hab. inż. Krzysztofa Badydę** z ITC na PW, głos zabrali:

- **Dariusz Bakalarski**, Kierownik Wydziału Urządzeń Ciśnieniowych, Urząd Dozoru Technicznego,
- **Dr hab. inż. Łukasz Bartela**, prof. PŚ, Katedra Maszyn i Urządzeń Energetycznych, Politechnika Śląska,
- **Szymon Byliński**, Dyrektor Departamentu Elektromobilności i Gospodarki Wodorowej, Ministerstwo Klimatu i Środowiska,
- **Jakub Misztal**, Head of Sales Poland and Baltic, MITSUBISHI POWER EUROPE GMBH – Oddział w Polsce.

„Integracja wysokotemperaturowych elektrolizerów z wybranymi instalacjami energetycznymi i przemysłowymi" - to tytuł referatu, który wygłosił **dr hab. inż. Jakub Kupecki**, prof. IEn, Kierownik Centrum Technologii Wodorowych (CTH2), Kierownik Zakładu Wysokotemperaturowych Procesów Elektrochemicznych (HiTEP) w Instytucie Energetyki - Instytucie Badawczym.

Właściwości paliwowe wodoru i jego zastosowanie w turbinach gazowych i silnikach spalinowych omówił **dr inż. Rafał Czekalski**, Główny Specjalista ds. Analiz Energetycznych, „Energopomiar" Sp. z o.o. Znaczenie produkcji wodoru dla produkcji energii elektrycznej w bloku energetycznym opalanym biomasą zaprezentował **Mateusz Wiński**, Kierownik Wydziału Maszynowo-Kotłowego Elektrociepłowni Elbląg w Energa Kogeneracja Sp. z o.o.

O roli hybrydowych technologii wodorowych na drodze ku transformacji energetycznej mówił **dr hab. inż. Łukasz Bartela**, prof. PŚ z Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Politechnice Śląskiej.

Uczestnicy Panelu Dyskusyjnego pt. „Rola wodoru w transformacji polskiej energetyki"

Dr hab. inż. Jakub Kupecki, prof. IEn, Kierownik Centrum Technologii Wodorowych (CTH2)

Dr hab. inż. Łukasz Bartela, prof. PŚ z Katedry Maszyn i Urządzeń Energetycznych na Politechnice Śląskiej

„Dekada doświadczeń w kogeneracji wodorowej" - to tytuł prezentacji, którą wygłosił **dr inż. Marek Sutkowski**, Kierownik ds. Technologii i Innowacji w Horus-Energia Sp. z o.o. O doświadczeniach w stosowaniu paliwa wodorowego w gazowych silnikach marki Jenbacher wypowiedział się **Michał Opozda**, Kierownik Sprzedaży - Europa Środkowo-Wschodnia w JENBACHER Sp. z o.o., natomiast o pomiarach jakości wodoru mówiła **Agnieszka Czaka**j, Inżynier Sprzedaży w „OMC ENVAG" Sp. z o.o. □

Partner:
MITSUBISHI POWER
Partner Prawny:
KUBAS KOS GAŁKOWSKI
Partner Merytoryczny:
POLSKIE TOWARZYSTWO ELEKTROCIEPŁOWNI ZAWODOWYCH
Patronat Naukowy:
Instytut Techniki Cieplnej
Współpraca:
OMC ENVAG
Patronat Medialny:
wysokie napiecie.pl
Organizator:
nowa Energia

Fot. Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności im. prof. Żmijewskiego

Stowarzyszenie na Rzecz Efektywności im. prof. Żmijewskiego

Ocena śladu węglowego istotna dla wizerunku firmy

Budowa biznesu odpowiedzialnego społecznie to jeden ze sposobów na osiągnięcie neutralności klimatycznej całego świata. W tym celu należy nie tylko zbadać ślad węglowy przedsiębiorstwa. Warto także przygotować i wdrożyć strategię dekarbonizacji, a także poddać się transparentnej ocenie przez niezależne jednostki, jak CDP.

Pilna potrzeba zmniejszenia śladu węglowego

W wyniku globalnego ocieplenia, na przestrzeni ostatnich 10 lat, średnia temperatura Ziemi wzrosła o 1,09°C w porównaniu od temperatury z lat 1850-1900. To bardzo niepokojące zjawisko przyczynia się m. in. do topnienia lodowców, znaczącego wzrostu poziom wód w oceanach i morzach, czy też powstawania ekstremalnych zjawisk pogodowych. Według ekspertów Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu przy ONZ, przyhamowanie globalnego ocieplenia do 1,5-2°C wymaga radykalnych działań. Jednymi z proponowanych rozwiązań są obcięcie emisji gazów cieplarnianych i usunięcie nadmiaru CO_2 z powietrza [1].

Potrzebę dokonania pilnych zmian na rzecz poprawy stanu środowiska naturalnego i ochrony społeczności popiera Unia Europejska i jej kraje członkowskie. Zgodnie z założonymi przez UE w ramach „Europejskiego Zielonego Ładu" i przyjętymi przez Polskę celami związanymi z dekarbonizacją i dążeniem do neutralności klimatycznej, już w 2050 r. poziom emisji gazów cieplarnianych netto w całej Unii ma być równy 0 $MtCO_2e$. Dodatkowo, Pakiet Fit for 55, zobowiązuje członków UE do zredukowania do 2030 r. emisji GHG (ang. ***greenhouse gases***) do 55% względem poziomu z 1990 r.

Co to oznacza dla przedsiębiorstw?

Poziomy redukcji emisji gazów cieplarnianych kontrolowane są poprzez obowiązek raportowania niefinansowego zgodnie z działającą dyrektywą 2014/95/EU. Jednym ze zgłaszanych wskaźników jest ślad węglowy organizacji w zakresach 1, 2 i 3. Obecnie przepisy dotyczą dużych spółek zainteresowania publicznego z ponad 500 pracownikami. W kolejnych czterech latach obejmą także te zatrudniające od 10 do 500 osób.

- Ślad węglowy to już nie tylko „tajemnicza" składowa polityki klimatycznej, ale coraz ważniejszy element konkurencyjności przedsiębiorstw. Analizy prowadzone przez Stowarzyszenie i współpracujących ekspertów wyraźnie wskazują, że coraz więcej organizacji wymaga oznaczania śladu węglowego produktów, czy usług - mówi Rafał Czaja, Prezes Zarządu Stowarzyszenia na Rzecz Efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego, i podkreśla: *Musimy mieć świadomość, że obecnie minimalny możliwy „ślad węglowy" ma zdecydowanie większą wagę biznesową niż niższa cena.*

Obecnie bowiem wszystkie przedsiębiorstwa aspirujące do miana „neutralnych klimatycznie" ograniczają współpracę z firmami, których działalność wpływa negatywnie na środowisko naturalne. Tym samym wymagają one od swoich partnerów biznesowych wykazania poziomu śladu węglowego i - jeśli zaistnieje taka potrzeba - jego redukcji. Przykładem są firmy z międzynarodowego łańcucha dostaw, coraz częściej obligowane do oznaczania śladu węglowego dla swojej działalności lub produktów, czy usług. Popularne staje się także uzależnianie wsparcia pieniężnego wszelkiego rodzaju inwestycji od poziomu emisyjności beneficjenta.

Ocena działań przez niezależną instytucję

Każda firma, niezależnie od wielkości i branży w jakiej działa, może poddać się transparentnej ocenie przez niezależne jednostki, jak przykładowo międzynarodowa organizacja non-profit CDP. CDP prowadzi światowy system ujawniania informacji środowiskowych dla przedsiębiorstw, miast, stanów i regionów. W 2021 r. ponad 14 tys. organizacji z całego świata ujawniło dane za pośrednictwem CDP, w tym ponad 13 tys. firm o wartości ponad 64% kapitalizacji światowego rynku oraz ponad 1100 miast, stanów i regionów.

CDP wzywa przedsiębiorstwa do odpowiedzi na kwestionariusze dotyczące zmiany klimatu, bezpieczeństwa wodnego i lasów w imieniu 680 instytucji finansowych, m. in. NN Group, Vanguard, czy Blackrock. Każda z firm, która nie odpowiedziała na wezwanie, figuruje w ogólnodostępnym rankingu z najniższą oceną „F". Jedynym sposobem na poprawę noty, a tym samym wizerunku przedsiębiorstwa, jest złożenie poprawnie wypełnionego raportu.

- Podstawowe elementy, które warto uwzględnić w ujawnianiu informacji na temat klimatu przez firmę, to pomiar emisji co najmniej z zakresu 1 i 2 oraz odpowiednie cele redukcyjne, identyfikacja zagrożeń i szans związanych z klimatem, działania na rzecz redukcji emisji, ocena emisji z zakresu 3, wykorzystanie energii odnawialnej oraz zaangażowanie łańcucha wartości w kwestie związane z klimatem - wskazuje Maxfield Weiss, Executive Director w CDP Europe.

Firmom wezwanym do raportowania, a także tym, które chcą dobrowolnie poddać się niezależnej ocenie przez CDP, w przygotowaniu dokumentów pomagają uwierzytelnieni przez CDP partnerzy z całego świata. Tym samym spółka VIVERNO stała się pierwszym w Polsce akredytowanym dostawcą rozwiązań w zakresie redukcji emisji dwutlenku węgla CDP.

- Wsparcie na najwyższym poziomie polskich przedsiębiorstw w procesie transformacji energetycznej jest dla nas priorytetem. Tym bardziej jesteśmy dumni z docenienia naszych kompetencji i dołączenia spółki VIVERNO przez CDP do wąskiego grona akredytowanych dostawców usług - komentuje Jakub Włodarczyk, Dyrektor ds. Rozwoju Biznesu w VIVERNO Sp. z o.o.

Sukces zależy od właściwych decyzji

Wybranie do współpracy przy ocenie śladu węglowego renomowanego partnera z doświadczeniem to nie tylko pewność poprawnie wypełnionego raportu. To przede wszystkim gwarancja profesjonalnie wykonanej analizy i opra-

cowania indywidualnej, wielowariantowej strategii dekarbonizacji.

- Zaplanowane przez naszych ekspertów w ramach strategii dekarbonizacji działania takie, jak m. in. monitorowanie i zarządzanie emisją gazów cieplarnianych, identyfikacja możliwości poprawy efektywności energetycznej przedsiębiorstwa, czy inwestycje we własne źródła energii, dają nam możliwość optymalizacji procesu produkcyjnego pod kątem zużycia energii, surowców, czy gospodarowania odpadami - podkreśla Jakub Włodarczyk. - *Tym samym przyczyniają się do poprawy oceny dużej redukcji kosztów, zmniejszenia negatywnego oddziaływania na klimat i „ocieplenia" wizerunku firmy.*

Wsparcie eksperckie na wielu płaszczyznach

Bycie akredytowanym partnerem CDP to niejedyna aktywność VIVERNO Sp. z o.o., której efektem końcowym ma być zwiększenie w Polsce liczby przedsiębiorstw neutralnych klimatycznej. Spółka wypracowała wraz ze Stowarzyszeniem na Rzecz Efektywności im. prof. Krzysztofa Żmijewskiego wyjątkową inicjatywę: Centrum Zarządzania Śladem Węglowym.

- Nasz projekt jest m. in. odpowiedzią na potrzeby zgłaszane nam przez organizacje, stowarzyszenia branżowe, czy NGO w zakresie zmieniającego się bardzo dynamicznie otoczenia rynkowego, kierunków polityk UE, czy gwałtownych zmian na rynku energetycznym - zmiany cen energii, gazu, innych - wskazuje Prezes Rafał Czaja.

W ramach swojej działalności Centrum dzieli się z rynkiem wiedzą na temat obowiązujących regulacji i m. in. publikuje materiały wskazujące na najważniejsze obszary w zakresie obowiązku ujawniania informacji niefinansowych, w tym o emisji gazów cieplarnianych. Tym samym prowadzone wspólnie przez Stowarzyszenie i VIVERNO działania jeszcze bardziej przybliżają polskie przedsiębiorstwa do bycia liderem rankingu CDP i uzyskania w nim najwyższej oceny „A". □

[1] https://www.imgw.pl/wydarzenia/imgw-pib-nowy-raport-ipcc-o-klimacie-na-ziemi

Reklama

INDUSERWIS KNOP KONIECZNY
510 365 202 biuro@induserwis.pl

SYSTEMY MOCOWANIA RUR W PRZEMYŚLE

BIURO / DZIAŁ SPRZEDAŻY
Obrowiec, ul. Krapkowicka 19, 47-320 Gogolin
Tel./fax: 77/466 68 36, Kom.: 510 365 202, 511 991 093
Email: biuro@induserwis.pl

DZIAŁ PRODUKCJI / MAGAZYN / DOSTAWY
47-300 Rogów Opolski
ul. Ks. Zuga 7
Kom.: 572 899 823

- DIN3567A
- DN3570A
- DIN1593
- DIN1592
- ślizgi
- podpory
- zawiesia
- siedziska
- obejmy
- uchwyty

PRODUCENT SYSTEMÓW MOCOWANIA RUR I KABLI

Firma Induserwis s. c. działa na rynku polskim od 2009 roku i łącząc wieloletnie doświadczenie jej założycieli, może zaoferować Państwu profesjonalizm i fachowość w doborze systemów zamocowania rur i kabli oraz w zakresie usług, które świadczymy.

www.induserwis.pl

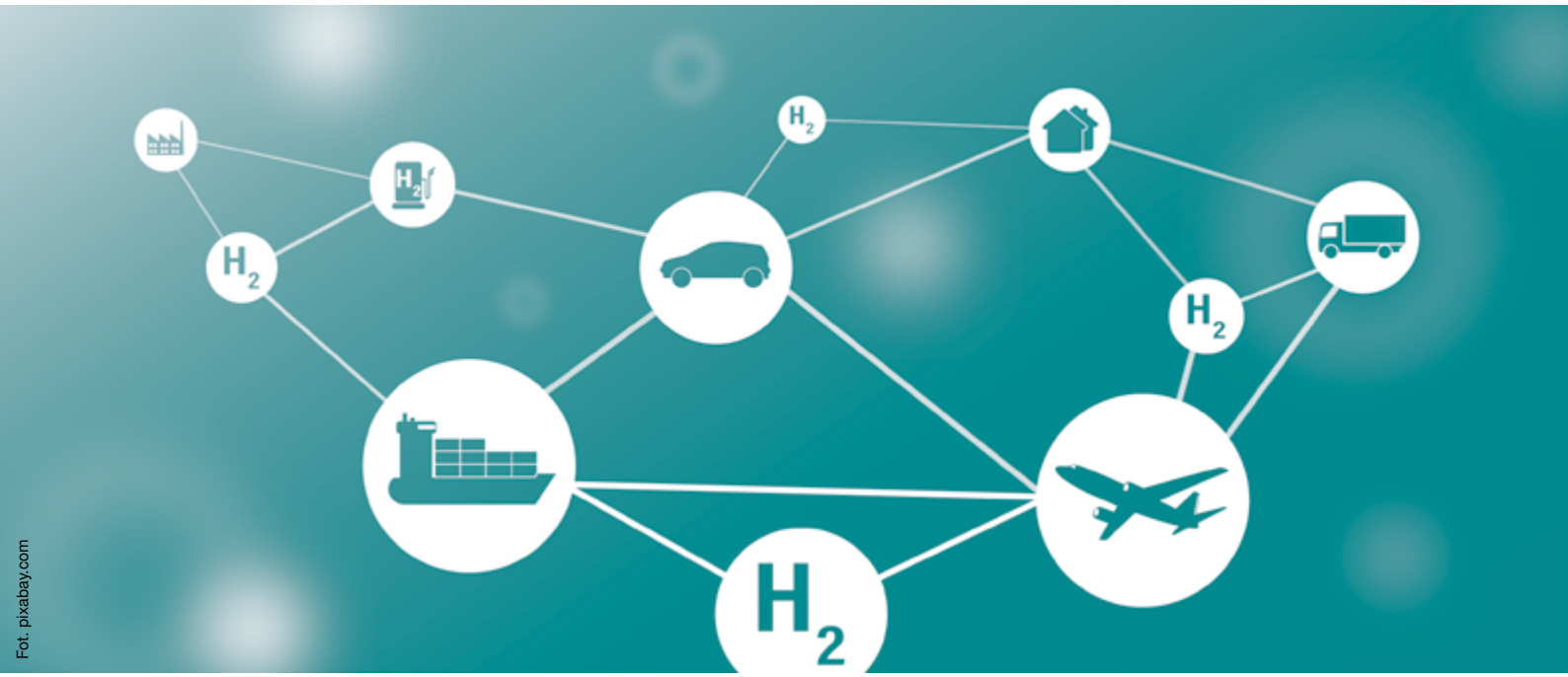
OBLICZ ŚLAD WĘGLOWY

RAZEM Z UDT

DLA:

- ORGANIZACJI
- WYDARZENIA
- PRODUKTU

22 57 22 100 www.udt.gov.pl @UrzadDozoruTech Urząd Dozoru Technicznego Urząd Dozoru Technicznego



Fot. pixabay.com

Rozmowa z **dr Magdaleną Krawczyk**, Adwokatem, Senior Associate, Ekspertem Praktyki Energetyki oraz **Kamilem Zawickim**, Adwokatem, Co-managing Partnerem, Leaderem Praktyki Energetyki w Kancelarii Prawnej Kubas Kos Gałkowski

Strategia wodorowa w Polsce

Prawne wyzwania na drodze do zielonej przyszłości

Wodór potrzebuje kompleksowej regulacji na miarę, jednak ważne, aby działania legislacyjne skupiały się również na zmianach w aktualnie obowiązujących przepisach i tych obszarach gospodarki, gdzie odnawialny wodór może stanowić innowacyjne rozwiązanie bieżących problemów - rozmawiamy z ekspertami Praktyki Energetyki Kancelarii Kubas Kos Gałkowski o szansach i zagrożeniach dla rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce.

NE: Konstytucja wodorowa to cel na 2022 r., czy ma szansę zostać zrealizowany?

K.Z.: Pierwszy krok został wykonany, Rada Ministrów podjęła uchwałę w sprawie przyjęcia „Polskiej strategii wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.". Aktualnie znajdujemy się na etapie wdrażania głównych założeń rozwoju gospodarki wodorowej w Polsce. Zmiana dokonuje się na naszych oczach, ale żeby się urzeczywistniła, potrzebne są już nie tylko dokumenty ramowe, ale uchwalenie konkretnych regulacji prawnych - na nie czekamy. Zgodnie ze Strategią już w 2030 r. w Polsce ma istnieć 2 GW mocy instalacji do produkcji wodoru i jego pochodnych z niskoemisyjnych źródeł, czasu na zrealizowanie takiego celu jest mało.

M.K.: Ważne, aby patrzeć na szerszy kontekst aktualnych przemian, Polska wpisuje swoją aktywność w obszarze polityki wodorowej w założenia opublikowanej przez Komisję Europejską Strategii w zakresie wodoru na rzecz Europy neutralnej dla klimatu. Wodór jest priorytetowym elementem europejskiego Green Deal i z tego powodu powinien być również ważnym punktem w procesie transformacji krajowej energetyki.

NE: Ramy prawne OZE w Polsce są już wyraźnie zarysowane, jaka powinna być rola wodoru w scenariuszu rozwoju energii odnawialnej?

K.Z.: Aktualne przepisy polskiego prawa energetycznego, choć z każdym rokiem zwiększają swoją objętość, w obecnym kształcie nie spełniają wymogów niezbędnych do realizacji Strategii wodorowej, na pewno nie dają również podstaw dla tak dynamicznego rozwoju sektora, jaki jest w planach. Dlatego zdecydowanie na mapie prawa OZE pojawi się nowy element. Na ten moment nie jest jednak przesądzone, czy zgodnie z zapowiedziami będzie to odrębna ustawa. W chwili, gdy rozmawiamy znamy jedynie pierwszy element z układanki pakietu legislacyjnego na rzecz rozwoju rynku wodoru w Polsce. Rada Ministrów planuje przyjąć projekt zmian w Prawie energetycznym w III kwartale br. Poznaliśmy dopiero zarys, założenia do projektu nowelizacji, a nie ostateczną wersję przepisów.

M.K.: Zgadza się, wkraczamy w najbardziej pasjonujący dla prawników okres analiz i doradztwa na rynku, który dopiero się kształtuje. Wodór potrzebuje kompleksowej regulacji na miarę, jednak ważne, aby działania legislacyjne skupiały się również na zmianach w aktualnie obowiązujących przepisach i tych obszarach gospodarki, gdzie odnawialny wodór może stanowić innowacyjne rozwiązanie bieżących problemów. Przykładem może być zdolność wodoru do przechowywania ogromnych ilości energii elektrycznej, czyli zastosowanie jako stabilizator zmiennych mocy wyjściowych fotowoltaiki i wiatru. W tym kontekście rozwiązania oparte o technologie wodorowe mogą uzupełniać istniejące ramy prawne OZE i wpływać na dynamiczny rozwój całego sektora.

NE: Jakie znaczenie będzie mieć wodór w systemie prawnym dotyczącym dekarbonizacji Europy?

M.K.: Zielony wodór ma mnóstwo potencjalnych zastosowań w wielu sektorach gospodarki. Wystarczy wymienić energetykę, przemysł, transport, czy budownictwo. Może być wykorzystywany jako wspomniany magazyn energii, jej nośnik, paliwo, czy surowiec. Z tego względu w toku kształtowania się w Europie Nowego Zielonego Ładu i odchodzenia od węglowodorów może odegrać kluczową rolę. Szereg badań wykazało w jaki sposób wykorzystanie wodoru, w tym z gazu ziemnego, może obniżyć koszty dekarbonizacji. Wszystko zależy jednak od warunków, jakie dla tej technologii stworzą poszczególne ustawodawstwa. Na ten moment, wobec braku precyzyjnej wizji szczególnie w obszarze zagospodarowania infrastruktury gazowej, czy dedykowanej infrastruktury wodorowej, nie sposób wskazać jak będą

Fot. KKG

Dr Magdalena Krawczyk, Adwokat, Senior Associate, Ekspert Praktyki Energetyki w Kancelarii Prawnej Kubas Kos Gałkowski

się kształtowały udziały poszczególnych odnawialnych źródeł energii w klimatycznej neutralności, którą Europa planuje osiągnąć do 2050 r.

K.Z.: W przypadku wodoru możemy mówić o zjawisku podążania regulacji za praktyką. Mimo braku przepisów, obserwujemy coraz więcej inicjatyw opartych na wodorze, inwestorzy nie chcą już czekać na moment, gdy regulacje uzyskają swój ostateczny kształt, bo to może potrwać jeszcze miesiące, jeżeli nie lata. Tymczasem, innowacyjne projekty wcielane są w życie z nadzieją, że przepisy okażą się wsparciem, a nie barierą dla ich rozwoju.

NE: Jesteśmy w trakcie analizy założeń planowanych w projekcie ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw,

Fot. KKG

Kamil Zawicki,
Adwokat, Co-managing Partner, Leader Praktyki Energetyki Kancelarii Prawnej Kubas Kos Gałkowski

jak powinien kształtować się polski porządek prawny, by wspierać innowacje oparte o wodór?

M.K.: Specyfika gospodarki wodorowej wymaga stworzenia struktury prawnej, która będzie odpowiadała temu swoistemu nośnikowi czystej energii. Wsłuchując się w potrzeby naszych klientów rozumiemy, że najbardziej optymalne byłyby rozwiązania zorientowane na proces, takie będące silne związane z właściwościami wodoru. Jednolite i adekwatne przepisy powinny w konsekwencji nie tylko definiować wodór jako nośnik energii, ale również wyróżniać go wedle pochodzenia oraz uwzględniać otoczenie towarzyszące integrowaniu technologii wodorowych. Oznacza to, że na płaszczyźnie legislacyjnej powinniśmy móc odróżnić wodór zielony, niebieski, szary, etc., a także odrębne bloki dotyczące wytwarzania wodoru, energii elektrycznej oraz energii elektrycznej i ciepła w systemie rozproszonym.

K.Z.: Przepisy nie powinny ograniczać możliwości, jakie daje wodór, ważne by regulacje miały charakter proaktywny. Wodoryzacja gospodarki, którą będzie wspierać finansowo państwo ma opierać się na paliwie pochodzącym z OZE, dlatego wodór stanowi wielką szansę między innymi dla e-mobilności, postrzegany jest przecież często jako paliwo przyszłości. Pozyskanie wodoru ze źródeł odnawialnych daje nadzieję na uniezależnienie się od importerów ropy, co w związku z turbulentną sytuacją polityczną na świecie praktycznie z każdym miesiącem zyskuje na znaczeniu.

NE: Jakie zagrożenia dostrzegają Państwo w toku wcielania w życie polityki wodorowej?

M.K.: Planowany przez ustawodawcę zakres interwencji legislacyjnej jest ambitny. Potwierdza to choćby nomenklatura przyjęta dla stworzenia ram regulacyjnych funkcjonowania rynku wodoru w Polsce - „Konstytucja dla wodoru". W tych okolicznościach powstają pewne obawy o możliwą nadregulację. Biorąc pod uwagę aspekty, które zgodnie z opublikowanymi założeniami projektu nowelizacji mają stać się przedmiotem zainteresowania ustawodawcy, podaż przepisów może być ogromna. Należy pamiętać, że jest to wyłącznie pierwszy element całego pakietu legislacyjnego dla wodoru. Z drugiej strony, brak precyzyjnych przepisów, czy pozostawienie pewnych aspektów zupełnie poza zakresem regulacji prawnej może mieć negatywny wpływ na bezpieczeństwo odbiorców i uczestników rynku. Uważam, że ukształtowanie dojrzałej polityki wodorowej może zająć nawet kilka lat. Ważne by na wstępnym etapie, propagowania i rozwoju tej technologii, nie piętrzyły się przeszkody natury formalnej. Ekologiczny wodór wciąż znajduje się w fazie początkowej komercjalizacji, a inwestorzy nie są skłonni angażować kapitału, nie znając zasad, na jakich będzie funkcjonować rynek. Potencjalnym problemem mogą być przepisy środowiskowe dla inwestycji wodorowych, czy certyfikacja zielonego wodoru. Najważniejszym zadaniem ustawodawcy jest aktualnie stworzenie warunków sprzyjających rozwojowi gospodarki wodorowej.

NE: Czy wodór ma szansę być alternatywą dla gazu, czy fotowoltaiki, czy na stałe zagości w naszych domach? Jakiego rodzaju wsparcie prawne jest potrzebne by to było możliwe?

K.Z.: Wykorzystanie wodoru na poziomie gospodarstw domowych wydaje się możliwe obserwując różne projekty prowadzone na całym świecie. Na przykład w Wielkiej Brytanii są miejsca, gdzie wodór już jest wykorzystywany do ogrzewania domów i jest rozprowadzany za pośrednictwem konwencjonalnej sieci gazowej. Doświadczenia, które płyną z popularności fotowoltaiki wskazują, że efektywnym nośnikiem innowacji mogą być samorządy i właśnie gospodarstwa domowe. Na ten moment trudno jednak przewidzieć, czy wodór produkowany i magazynowany lokalnie rozpowszechni się na kształt mikroinstalacji fotowoltaicznych. Pewnym jest natomiast to, że z uwagi na kwestie zachowania niezbędnego bezpieczeństwa, a także szereg formalnych przeszkód, wodór jeszcze przez jakiś czas nie dorówna popularności produkcji energii elektrycznej dzięki promieniowaniu słonecznemu. Na ten moment należy poczekać na rozwiązania techniczne, które rozpowszechnią koncepcje instalacji bezpiecznych elektrolizerów i baterii wodorowych. Gdy to już nastąpi, moim zdaniem przyszłość należy do oddolnych inicjatyw budowy gospodarki wodorowej. Warunkiem będzie jednak maksymalne uproszczenie przepisów oraz zmniejszenie obowiązków proceduralnych, tak aby rozwiązania prawne były adekwatne do planowanego tempa rozwoju. □

Rozmawiała: Dorota Kubek, Wydawnictwo „Nowa Energia"

TOWAROWA GIEŁDA ENERGII

Centrum regionalnego handlu gazem

Europejskie standardy, bezpieczeństwo rozliczeń

Rozwój transgranicznego rynku obrotu błękitnym paliwem

Kompleksowy pakiet usług transakcyjnych i posttransakcyjnych

Wiarygodne źródło informacji giełdowej

tge.pl

TGE

10LAT GIEŁDOWEGO RYNKU GAZU 2012–2022

Fot. pixabay.com

Dr hab. inż. Sylwester Tabor, prof. URK, Dr Szymon Sikorski,
Uniwersytet Rolniczy im. Hugona Kołłątaja w Krakowie[1]

Wodór - paliwo przyszłości

Moda czy szansa?

Udzielenie odpowiedzi na powyższe pytanie skłania do podjęcia nawet pobieżnej analizy precyzującej zainteresowanie wodorem, jako paliwem przyszłości. Oczywiście można by stwierdzić, że wodór (H2) to naturalny gaz, występujący powszechnie w przyrodzie w ogromnych ilościach i wykorzystywany już komercyjnie. Co więcej, według wstępnych szacunków „światowy rynek wodoru w 2020 r. osiągnął wartość 9,8 mld dolarów, przy notowanym od 2015 r. wzroście wynoszącym 3,45% rocznie.

Prognozuje się, że do 2025 r. wartość tego segmentu rynku paliwowego wyniesie 12,17 mld dolarów. Wzrost ten napędzany jest popytem w segmencie energetycznym, naftowym i gazowym. Według analityków, do 2030 r. [przyjętego za rok graniczny wielu opracowań] wartość rynku wodoru osiągnie wartość 15 mld dolarów, przy wskaźniku średniej rocznej stopy wzrostu (z ang. *Compound Annual Growth Rate*, CAGR) na poziomie 4,28%"[2].

Jednak do przetwarzania H_2 na paliwo potrzebna jest energia. I tu koło zdaje się zamykać. Z tego powodu poszukiwania odpowiedzi na tytułowe pytanie warto zacząć od opisu zmian w zakresie energetyki. Sektor ten ze swojej istoty jest bardzo złożony, bowiem wpływają na niego czynniki: gospodarcze, polityczne, naukowe i społeczne. Trudności opisu potęguje fakt, że ostatnie 3 lata to anomalie spowodowane przez COVID, zaś w bieżącym roku 2022 r. pojawiły się dodatkowe zaburzenia wywołane działaniami wojennymi w Europie i ich skutkami.

Nie ma wodoru bez prądu

Lakoniczne stwierdzenie, że „mamy kryzys energetyczny" niewiele wyjaśnia, gdyż należy sobie postawić pytanie: dlaczego mamy z nim do czynienia? Jak się wydaje obecne zdarzenia mają swe źródło już wiele lat temu, kiedy z początkiem lat 90. XX w. tempa nabrała realizacja koncepcji przenoszenia przemysłu ciężkiego z USA i Zachodniej Europy do Azji Południowo-Wschodniej i Chin[3]. Z tej perspektywy patrząc obecne kłopoty nie stanowią zaskoczenia, a są raczej dojrzałym owocem „wieloletniego trudu" mającego na celu odejście gospodarki europejskiej od tych dziedzin przemysłu. Za prekursora zmian profilu gospodarczego uważana jest Margaret Thatcher, która, pomimo protestów, zlikwidowała znaczą część przemysłu wydobywczego i ciężkiego w Wielkiej Brytanii[4]. Jednak równolegle z tymi działaniami specjaliści ostrzegali, że odejście od przemysłu i przekierowanie gospodarki na sektor usług, przyniesie skutek w postaci wydłużenia łańcuchów dostaw i uzależnienia Europejskiego Obszaru Gospodarczego od niestabilnych politycznie krajów, wprawdzie atrakcyjnych ekonomicznie głównie ze względu na ignorowanie obostrzeń klimatycznych oraz stosowanie dumpingu płacowego. Antycypując bieżące wydarzenia już w 2013 r. dostrzegano, że gospodarki o wyższym poziomie industrializacji lepiej są przygotowane na przetrwanie szoków podażowych, czy finansowych[5]. W dyskusji publicznej w 2013 r. ówczesny Wicepremier polskiego rządu - Janusz Piechociński wielokrotnie wskazywał, na konieczność reindustrializacji polskiej gospodarki i konsekwentne wzmacnianie krajowego potencjału przemysłowego[6]. Zagadnieniu wypracowania założeń dalszego systematycznego wzrostu poziomu uprzemysłowienia w oparciu o nowe technologie i dobre praktyki przenoszone do rolnictwa, poświecił on również część swojego wystąpienia w czasie inauguracji roku akademickiego na Uniwersytecie Rolniczym w Krakowie, 2 października 2013 r[7]. Trzeba dla porządku wskazać, że przez wiele lat Polska również traktowana była jako kraj atrakcyjny dla nowych lokalizacji, w znaczącym stopniu konkurując wyłącznie niższymi kosztami usług i dużą siłą nabywczą gospodarki, wpędzając nas w pułapkę średniego dochodu[8]. Utrwalało to także negatywne stereotypy dotyczące Polaków. W tej perspektywie nie należy zapominać, że u progu naszej akcesji do UE, szczególnie w latach 2004-2005 kwestia zagrożenia wynikającego z przeniesienia zakładów z Francji i Niemiec do Polski poruszana była na łamach gazet w obu tych krajach[9], stając się bardzo chwytliwym tematem. Niewielu już obecnie pamięta, że to za sprawą publikacji na łamach „Charlie Hebdo" nad Sekwaną fobia ta przybrała obraz „polskiego hydraulika". Dyskusja o przenoszeniu produkcji odżyła, po raz kolejny w pierwszej dekadzie XXI w., tym razem za sprawą przemysłu odzieżowego[10]. Pandemia obnażyła granice chciwości, które spotęgowało jeszcze zablokowanie przez kontenerowiec EverGiven Kanału Sueskiego[11]. Sytuacja uległa dalszej komplikacji wskutek podjętej przez władze Chin decyzji dotyczącej przeglądu i konieczności wyłączenia z eksploatacji niemal co drugiej elektrowni wodnej. Na ponad 98 tys. takich siłowni we względów bezpieczeństwa (przestarzałe zapory, nieodporne na gwałtowne przyrosty poziomu wody) do wyłączenia planowano około 40 tys. hydroelektrowni. Tym sposobem „zlikwidowana zostałaby moc powyżej 50 tys. MW"[12]. Kryzys energetyczny w Chinach w 2021 r. doprowadził do zatrzymania produkcji w 100 kluczowych fabrykach[13]. Nie można się zatem dziwić, że wobec szeregu nieprzewidzianych kłopotów pojawiły się pomysły przeniesienia z powrotem produkcji do Europy, nawet za cenę początkowo wyższych kosztów[14]. Mimo to, zdaniem ekspertów, przyczyni się to do przywrócenia ciągłości dostaw oraz będzie miało pozytywny wpływ na klimat. Wyprowadzając produkcję na rynki azjatyckie oraz optymalizując zużycie energii w latach 2005-2015 uzyskano w Europie spadek zużycia energii o ok. 10%[15]. Dodatkowo obserwowany był stały wzrost udziału OZE w miksie energetycznym z 8,5% w 2004 do 17% w 2016[16]. Równolegle rozpowszechnienie biopaliw wywołało dyskusję w jakim zakresie działania zmierzające do masowego wykorzystania zbóż i rzepaku do uzyskania biopaliw wpływają na wzrost cen żywości oraz jakie są realne korzyści płynące z tej technologii w obniżeniu emisji CO_2[17]. Mówiąc o wykorzystaniu żywności do celów energetycznych, także w elektrowniach[18], trzeba też pamiętać, że głód dotyka co 10 osobę na świecie, przy jednoczesnym marnowaniu 1/3 globalnej produkcji żywności[19]. Należy więc rozważyć, czy zamiast przeznaczać produkcję roślinną na biopaliwa, nie warto tę właśnie żywność poddać procesowi przeróbki, w kierunku biometanu[20]. Zagadnienie bezpieczeństwa żywnościowego Polski jest przedmiotem posiedzeń Rady ds. Rolnictwa i Obszarów Wiejskich, wchodzącej w skład Na-

rodowej Rady Rozwoju. Utrzymujący się stan napięcia na linii Ukraina - Rosja, co w konsekwencji doprowadziło do wojny, dodatkowo skomplikował tę i tak nie łatwą już sytuację. W ujęciu globalnym szacuje się że w skutek wojny na Ukrainie głód może dotknąć kolejne 400 mln ludzi, zwłaszcza w Afryce Północnej, silnie uzależnionej od ukraińskiego eksportu zbóż[21]. Wobec możliwych kłopotów aprowizacyjnych rząd Indii - drugiego pod względem ludności kraju - zakazał eksportu pszenicy[22], zaś jak zaznaczył Andrew Bailey - szef Banku Anglii w ciągu 10 pierwszych dni maja 2022 r. ceny pszenicy wzrosły o 20%[23]. Czy zatem wobec takich zagrożeń używanie zbóż do produkcji biopaliw jest opłacalne i moralnie jakkolwiek uzasadnione?

Wprowadzenie uprawnień EUA do emisji CO_2 miało w zamyśle twórców ich autorów przyspieszyć transformację energetyczną Europy. Jednak wiele wskazuje, że uprawnienia te stały się obiektem działań spekulacyjnych[24], co może potwierdzać ich cena na dzień 17 maja 2022 r. Wówczas wartość wyniosła 89,56 euro, co oznacza wzrost o 56,5% w skali roku[25]. Taki trend uderza najsilniej w gospodarki oparte na paliwach kopalnych. Dlatego tak wiele uwagi Polska poświęca wypracowaniu sprawiedliwych zasad transformacji energetycznej.

Poszukiwanie alternatywnych źródeł energii najsilniej propagują Niemcy, realizując swoją politykę o nazwie Energiewende[26]. Program ten zakłada odejście nie tylko od węgla - uznawanego za brudne źródło energii, ale także od atomu - od wielu lat budując wokół niego narrację militarystyczną, o czym przekonywał Michael Müller, w trakcie debaty zorganizowanej w Warszawie 2009 r. Powiedział on wówczas: *od 1968 r. jestem przeciwnikiem energetyki jądrowej, a to dlatego, że można ją postrzegać jedynie w kontekście militarnym*[27]. Faktycznie teza ta wydaje się mieć uzasadnienie, gdyż we wspomnianym okresie, Ministrem ds. Energetyki RFN był Franz Josef Strauß[28], pełniący dodatkowo w latach 1956-1962 urząd ministra obrony i aktywnie promujący program rozwoju zbrojeń. Dwa lata po wspomnianej konferencji 11 marca 2011 r. doszło do katastrofy w Fukushimie, która po raz kolejny zaogniła dyskusję polityczną[29]. Warto też wskazać, że tylko pozornie reakcja niemieckiej opinii publicznej na katastrofę w japońskiej siłowni, rozpoczęła się 12 marca 2011 r., kiedy to kanclerz Angela Merkel, (będąca fizykiem), po spotkaniu sztabu kryzysowego stwierdziła, że „wydarzenia w Japonii stanowią dla świata cezurę"[16]. Zarządzony audyt niemieckich siłowni oraz presja prawna i społeczna - zwłaszcza w landach, w których w latach 2012, 2013 odbywały się wybory lokalne, spowodowały zwiększenie niechęci do tego źródła energii. Alternatywą miały być fotowoltaika, wiatraki oraz wodór. W 2020 niemieckie turbiny wiatrowe wygenerowały „ok. 26,9 TWh energii elektrycznej. W 2019 r. było to już 24,38 TWh", co dawało 20% udział w niemieckim wolumenie OZE[30]. Godnym podkreślenia zdaje się być fakt, że wypadek w japońskiej siłowni nałożył się na skutki kryzysu zaufania do instytucji finansowych z lat 2008-2010[31], potęgując niepewność rynków i nasilając obawy o przyszłość wielu milionów ludzi.

O silnych korelacjach między polityką, a gospodarką przekonaliśmy się również za sprawą kampanii wyborczej we Francji. Rok 2022 to nad Sekwaną czas wyborów prezydenckich i parlamentarnych. Wielką niechęć Berlina, którą odnotowały niemieckie media, wywołała deklaracja złożona przez prezydenta Emanuela Macrona, wskazująca na konieczność budowy nowych siłowni jądrowych. Realizacja tego planu stała się możliwa dzięki zmianie zasad taksonomii i włączeniu energetyki jądrowej do grupy źródeł zrównoważonych. Będąc w siedzibie GE Steam Power Emmanuel Macron powiedział: *aby zwiększyć produkcję energii elektrycznej, musimy wznowić we Francji wielką przygodę z cywilną energetyką jądrową, oprócz energii odnawialnej*[32]. Deklaracja oznaczała gotowość do budowy łącznie 14 nowych elektrowni atomowych we Francji, a także wydłużenie do 50 lat okresu eksplantacji reaktorów[33]. Chcąc jednocześnie zyskać wyborców związanych z ruchami ekologicznymi potwierdził on plany rozbudowy potencjału morskich farm wiatrowych, których do 2050 r. ma powstać 50 o łącznej mocy 40 GW[34]. Zmiana unijnych regulacji oraz francuskie deklaracje stały się dla Polski okazją do podpisania umów na budowę siłowni jądrowych. W tym celu Minister Jacek Sasin udał się do USA[35]. Jednak kryzys energetyczny w Europie ożywił szerszą atomową dyskusję. Rząd Szwecji, dostrzegając katastrofalne skutki niedoborów energii zdecydował się na budowę podziemnego składowiska odpadów atomowych, zlokalizowanego niedaleko elektrowni Forsmark. Chcąc uspokoić opinię publiczną Annika Strandhall - szwedzka Minister Środowiska, podkreśliła, że chociaż nadal aktualna jest deklaracja o całkowitym odejściu od energii nuklearnej, do końca lat 40. XXI w., to właśnie energetyka jądrowa umożliwi Szwecji bycie „pierwszym uprzemysłowionym krajem na świecie, który obejdzie się bez paliw kopalnych"[36].

Zatem wodór, ale skąd go wziąć?

Jak się wydaje wobec kłopotów z dostępem do paliw kopalnych oraz nadzwyczajnymi wzrostami cen węgla (nawet 3000 zł/t)[37], głównie za sprawą wojny w Europie oraz ograniczeniami w jego wydobyciu i sprzedaży[38], należy liczyć się z rozwojem technologii wodorowych. W Polsce już w 2021 r. podjęte zostały pierwsze działania w tym obszarze, realizowane przez Bank Gospodarstwa Krajowego (BGK). Wspólnym mianownikiem tych działań stało się hasło 3W, czyli „Woda, Wodór, Węgiel". Główne zadanie tej inicjatywy to „wzmocnienie potencjału gospodarczego i technologicznego Polski, przy jednoczesnym zapewnieniu, że nie ucierpią na tym ani klimat, ani nasze środowisko naturalne"[39]. Działanie w kierunku gospodarki i sprzęgnięcie osiągnięć nauki

w triadzie B+R+I może przyczynić się do zwiększenia liczby rozwiązań naukowych implementowanych do gospodarki. Na tym polu od kilku lat widoczny jest postęp, gdyż w globalnym rankingu najlepszych uniwersytetów w 2020 r. znalazło się osiem polskich uczelni, plasując się w przedziale 301-1000[40]. Wzmocnieniu tych przedsięwzięć ma służyć także reorientacja preferencji konsumentów, zarówno indywidualnych, jak i flotowych, w stronę zakupu pojazdów elektrycznych i wodorowych. Służą temu środki pochodzące z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Zabezpieczono na ten cel 800 mln zł. Dotacja ta ma sięgać do 75% kosztów kwalifikowanych[41], zaś sam program będzie zakończony w grudniu 2023 r. Myśląc o wodorze warto pamiętać, że o ile badania nad jego wykorzystaniem do napędzania pojazdów trwają od dawna, to jedne z pierwszych silników wykorzystujących to paliwo pojawiły się dopiero w 2018 r. Wówczas cenowo nie sprostały one konkurencji, gdyż motorower wraz ze stacją do tankowania wyceniony był na 45 tys. USD[42]. Jednak cena prototypu nie przerwała badań. Co więcej, począwszy od 2020 r. prace naukowe ogniskowały się wokół sposobów pozyskania tego gazu na skalę przemysłową. Przez długi okres czasu, głównie za sprawą lobby związanego z konsorcjum Gazociągu Północnego, za najbardziej opłacalny ekonomicznie uważany był wodór niebieski otrzymywany z gazu ziemnego. Jednak zdaniem wielu analityków, do których należy m. in. Antoine Simon[43] możemy się przekonać, że „promocja różnych form wodoru opartego na gazie kopalnym wygląda bardziej jak sztuczka dla przemysłu gazu kopalnego, który kupuje trochę czasu z obietnicami kosztownych i energochłonnych technologii i kontynuuje w międzyczasie swoje dotychczasowe działania”[44]. Zasadniczy wpływ na opłacalność uzyskiwania wodoru z gazu zmiennego ma cena surowca pierwotnego. Zawirowania podaży i popytu w połączeniu z działami politycznymi, spowodowały, że cena gazu w Polsce w ciągu 2021 r. wzrosła o 941%[45], w Holandii zaś osiągnęła poziom ponad 700%[46]. Dodatkowo działania proekologiczne podejmowane w wielu krajach spowodowały zmianę paliwa w energetyce konwencjonalnej z węgla na gaz, co jeszcze zmniejszyło opłacalność tej formy pozyskiwania wodoru[47]. Argumentem często podnoszonym w dyskusji nad niebieskim wodorem pozostaje fakt istniejącej infrastruktury koniecznej do jego przesyłania. Może on być bowiem transportowany, w postaci płynnej lub gazowej, na duże odległości różnymi środkami lokomocji, takimi jak: kolej, statki, samochody oraz rurociągi[48]. Wielu ekspertów widziało w tym nowe zastosowanie obu nitek Nord Stream[49]. Obecnie, choć nie wiadomo jaki będzie los Gazociągu Północnego, to jednak ta infrastruktura, w połączeniu z innymi rurociągami może okazać się w przyszłości przydatna.

> (…) dzięki współpracy Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w 2021 r. uruchomiono „priorytetowe programy wsparcia dla rozwoju technologii wodorowych w Polsce m. in. program „Nowa Energia” z budżetem komponentu wodorowego w wysokości 600 mln zł

Kolejnym rozwiązaniem może okazać się wodór zielony - uzyskiwany z rozpadu cząsteczki wody. Wyeliminowanie śladu węglowego obecnego w prądzie i pozyskiwanie energii z OZE, w tym głównie z farm wiatrowych to drugi etap (2020 r.) projektu Gigastack, na który zabezpieczono 7,5 mln funtów. Jego celem jest uzyskiwanie wodoru na skalę przemysłową w Wielkiej Brytanii. Konsorcjum tworzą: ITM Power, Ørsted, Phillips 66 Limited i Element Energy[50].W tym samym kierunku podąża także zawiązana w 2021 r. kooperacja firm: Vattenfall, Shell, Mitsubishi Heavy Industries i miejskiego dostawcy ciepła Wärme Hamburg. Zakład powstanie w obiektach wygaszanej elektrowni węglowej Moorburg w Hamburgu[51]. Potencjał zielonego wodoru dostrzegła również przewodnicząca KE Ursula von der Leyen, w czasie I Środkowoeuropejskiego Forum Technologii Wodorowych H2PO-LAND, które odbywało się 17 maja 2022 r. w Poznaniu. Wskazała ona wprost, że „jest on niezbędny, aby położyć kres uzależnieniu Europy od niepewnego i niebezpiecznego dostawcy, jakim jest Rosja”[52]. Ta kolejna deklaracja wysokiej rangi przedstawicielki KE wskazuje na realną możliwość rozwoju tej technologii, pod warunkiem wytworzenia tandemu zielony wodór - zielona energia.

Polska posiada znaczący potencjał do wytwarzania kolejnego koloru wodoru - szarego - uzyskiwanego w rafineriach. Odpowiednie technologie mają już zainstalowane koncerny: PKN Orlen, Grupa Lotos, Grupa Azoty i Tauron[53]. Sam Orlen przewiduje przeznaczanie do „2030 r. 7,4 mld zł na inwestycje, które umożliwią koncernowi rozwój w obszarze nisko- i zeroemisyjnego wodoru, opartego o odnawialne źródła energii i technologię przetwarzania odpadów komunalnych. Strategia Wodorowa Grupy ORLEN będzie realizowana w czterech kluczowych obszarach: mobilność, rafineria i petrochemia, badania i rozwój oraz przemysł i energetyka. W efekcie, do końca tej dekady powstanie 10 hubów wodorowych, a kierowcy w Polsce, Czechach i na Słowacji będą mogli korzystać z sieci ponad 100 stacji tankowania wodoru. Realizowane przedsięwzięcia będą wspierały transformację Grupy ORLEN w kierunku neutralnego emisyj-

nie koncernu multienergetycznego”[54]. To wyprzedzające działanie wydaje się być ważne, szczególnie w aspekcie obserwowanego spadku zainteresowania klientów pojazdami napędzanymi silnikami konwencjonalnymi. Trend ten spowodował zamknięcie w Europie 10 rafinerii ropy naftowej[55]. Wypełnienie zapisów wspomnianej Strategii nie tylko wzmocni pozycję Polski w regionie Europy Środkowo-Wschodniej, ale wytworzy też połączenie na linii wytwórca paliw, koncerny samochodowe, klienci. Wiele wskazuje, że skoro utraciliśmy bezpowrotnie możliwość produkcji nowoczesnych polskich samochodów osobowych, to wspomniane rozwiązanie mogłoby skutecznie wypełnić tę lukę na rynku motoryzacyjnym. Na tym polu wiele wskazuje też na to, że to również za sprawą działań polskiego rządu w styczniu 2021 r. Komisja Europejska wyraziła zgodę na wytwarzanie wodoru szarego, pod warunkiem zachowania neutralności technologicznej. Dla porządku trzeba dodać, że jeszcze na przełomie 2020 i 2021 r. wskazywano, że szansę na akceptację Komisji ma tylko wodór zielony[56]. Wiele wskazuje, iż na przestrzeni kilku lat Polska może stać się liderem technologii wodorowej w regionie EŚW. Warunkami koniecznymi do spełnienia pozostaną budowa nowych mocy energetycznych i rozbudowa całego sektora wodorowego, któremu mogą służyć „klastry technologii wodorowych”[57]. Są one odpowiednikiem połączenia Doliny Krzemowej i stref aktywności gospodarczo-naukowej. Widząc potencjał w tej współpracy, ponad rok temu - 14 stycznia 2021 r. Ministerstwo Klimatu i Środowiska przekazało do konsultacji publicznych projekt „Polskiej Strategii Wodorowej do roku 2030 z perspektywą do 2040 r.”. Dokument ten, zawiera 6 celów, z czego w aspekcie energetyki istotne są trzy: wdrożenie technologii wodorowych w energetyce; wykorzystanie wodoru jako paliwa alternatywnego w transporcie; wsparcie dekarbonizacji przemysłu[58]. W podobnym kierunku wykorzystania szarego wodoru podąża także Departament Energii USA (DOE)[59], który wraz Biurem ds. Energii Kopalnej USA (FE)[60] ogłosił plany przekazania 160 mln USD z funduszy federalnych, na pomoc w rekalibracji ogromnej infrastruktury paliw kopalnych i mocy, w celu dekarbonizacji produkcji energii i towarów. Ten 6-punkowy program zbieżny z polską strategią, ma na celu rozwój technologii produkcji, transportu, przechowywania i wykorzystania wodoru pochodzącego z paliw kopalnych, wraz z postępem w kierunku zerowej emisji dwutlenku węgla netto[61]. Trzeba zaznaczyć, że pomimo kłopotów powodowanych pandemią dzięki współpracy Ministerstwa Klimatu i Środowiska, Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej oraz Narodowego Centrum Badań i Rozwoju w 2021 r. uruchomiono „priorytetowe programy wsparcia dla rozwoju technologii wodorowych w Polsce m. in. program „Nowa Energia” z budżetem komponentu wodorowego w wysokości 600 mln zł. W ramach tego programu wsparcie zostało skierowane do przedsiębiorstw na wdrożenie technologii w zakresie produkcji, transportu, magazynowania i wykorzystywania bezemisyjnego wodoru”[62]. Co warte jest podkreślenia - rosnąca liczba dolin wodorowych w sposób widoczny przyczynia się do rozwoju badań naukowych i wskazuje na konieczność powołania Operatora Dolin Wodorowych, który umożliwi dalszą synergię tego ważnego dla Polski ekosystemu[63]. Sukcesy tego typu inicjatyw wymogły na czynnikach rządowych opracowanie założeń nowego ramowego dokumentu o nazwie „Konstytucja wodorowa”, której główną częścią będzie „Ustawa o promowaniu wytwarzania wodoru ze źródeł niskoemisyjnych, której rozwiązania będą premiować tych uczestników rynku wodoru, którzy zdecydują się na inwestycje w odnawialne technologie produkcji wodoru już na obecnym etapie”[64]. W celu zapewnienia nieemisyjnych źródeł energii koniecznej do realizacji planów wordowych podpisane zostało sektorowe porozumienie „PolishOffshore Wind Sector Deal”, które będzie stanowić mapę drogową dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej[65]. Tym sposobem możliwe będzie realizowanie planów z zakresu rozwoju wolumenu i ilości pozyskiwanego wodoru.

Nadal jednak bez odpowiedzi pozostaje pytanie: czy wodór to tylko przejściowa moda, czy też obiecująca prespektywa? Obecnie świat nadal uzależniony jest od ropy, a udział i znaczenie krajów arabskich niewspółmiernie wzrosły od 24 lutego 2022 r. Utrzymanie sztywnego kursu wydobycia przez OPEC+, zwróciło odbiorców ku krajom zasobnym w ten surowiec, lecz objętym sankcjami, jak choćby Iran, którego potencjał eksportowy wynoszący 2 mln baryłek dziennie, dostępny jest niemal od ręki[66]. Jednak deklaracje Teheranu ożywiły obawy Tel Awiwu[67], gdyż zdaniem polityków izraelskich, środki uzyskane tym sposobem przez Iran mogą być rychło przeznaczone na zakup dużej ilości konwencjonalnej broni rakietowej, co przy zmasowanej skali ataku mogłoby doprowadzić nie tylko do niewydolności „Żelaznej Kopuły”, lecz także do realnego zagrożenia dla istnienia tego państwa. Powracając do wodoru, uwagę warto zwrócić na działania podejmowane przez Zjednoczone Emiraty Arabskie. Wykorzystując wodór chcą one w niedalekiej przyszłości zostać liderem energetycznej rewolucji, a celowi temu ma służyć powołany 17 stycznia 2021 r. holding tworzony przez trzy naj-

> (…) rosnąca liczba dolin wodorowych w sposób widoczny przyczynia się do rozwoju badań naukowych i wskazuje na konieczność powołania Operatora Dolin Wodorowych, który umożliwi dalszą synergię tego ważnego dla Polski ekosystemu

większe państwowe firmy: Abu Dhabi National Oil Company (Adnoc), Mubadala Investment i Abu Dhabi Development Holding (ADQ)[68]. Wydaje się zatem, że to paliwa kopalne zapewniają obecnie najtańszą ścieżkę produkcji wodoru.

Paletę barw wodorowych dopełnia fiolet, czyli wodór otrzymywany z energetyki jądrowej. Temat ten miał być poruszany w czasie jubileuszowego spotkania liderów Grupy Wyszehradzkiej[69]. Ostatecznie 8 lutego 2022 r. kraje formatu V4, poszerzone o Niemcy i Austrię, wyraziły gotowość do zacieśnienia współpracy w „sprawie transformacji energetycznej oraz stworzenia europejskiego ekosystemu gospodarki wodorowej”[70]. Należy pamiętać, że chociaż Polska nie posiada jeszcze siłowni jądrowej, to jednak od lat trwa dyskusja na ten temat, a od 2020 r. nabrała ona realnych kształtów[71]. Zagadnienie to ściśle wiąże się z zagadnieniem kulis powstania Nord Stream[72], gdyż wszystkie kraje V4 zainteresowane są budową nowego miksu energetycznego, możliwie niezależnego od gazu rosyjskiego. W tym kontekście godnym odnotowania jest fakt, że warszawskie uczelnie opierając się na współpracy z uczelniami francuskimi, zadeklarowały gotowość kształcenia w Polsce kadr dla energetyki jądrowej[73]. Jest to pokłosie wspomnianego już porozumienia podpisanego przez Ministra Jacka Sasina w USA. Rozdzielenie portfela usług między USA i Francję ma uzasadnienie w fakcie, że w Europie to Paryż pozostaje liderem energetyki jądrowej, zarówno pod względem zainstalowanej mocy (61370 MW), jak i liczby rektorów (56)[74]. Potencjał fioletu widać szczególnie mocno w Nowym Świecie, gdyż jeszcze w lutym br., czyli w miesiącu podpisania umowy Departament Energii USA (DOE) ogłosił gotowość wydatkowania prawie 10 mld USD na wytwarzanie wodoru między innymi z użyciem energetyki jądrowej. „Administracja Joe Bidena stawia atom w sercu polityki energetycznej[75]. Plany DOE zakładają także przeznaczenie kolejnych 20 mln USD na realizacje projektu naukowego w Phoenix w Arizonie. „Wszystko po to, aby wodór kosztował kiedyś dolar za kilogram i doprowadził Stany do neutralności klimatycznej”[76].

Mamy wodór i co dalej?

W 2020 r. rynek motoryzacyjny stawał się coraz ważniejszym ogniwem w dyskusji nad ekonomicznym wykorzystaniem wodoru, i to w każdym kolorze. Szacuje się bowiem, że branża wodorowa w motoryzacji może do 2050 r. generować 2,5 biliona USD przychodów[77]. I chociaż podnoszone są głosy wskazujące, że używanie wodoru jako źródła napędu jest zbyt kosztowne i bezcelowe (tak uważa prof. Volker Quaschning z berlińskiej Hochschule für Technik Und Wirtschaft)[78], to jednak odpowiedzią gospodarki na ten kierunek zmian było wyprodukowanie przez firmę Solaris dwóch autobusów napędzanych wodorem, które będą jeździły w szwedzkim Sandviken[79]. Pamiętajmy, że to członkom zespołu ds. Produkcji Technologii i Zaawansowanych Materiałów z Instytutu Fraunhofera (IFAM) w Niemczech zawdzięczamy wynalezienie pasty wodorowej, czyli substancji mogącej napędzać nie tylko pojazdy lądowe, ale też drony, a następnie samoloty[80]. Również w Polsce rozpoczęto działania zmierzające do popularyzacji wodoru w transporcie. Jak informował „Puls Biznesu”: „dzięki dofinansowaniu z Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej Poznań, Chełm i Włocławek zamierzają kupić ponad 100 autobusów zasilanych wodorem”, co więcej według ustaleń tej gazety Ministerstwo Klimatu szacowało, że jeszcze w obecnej dekadzie po polskich miastach jeździć będzie około 2 tys. autobusów wodorowych oraz że uruchomione zostaną środki unijne na rozbudowę transportu ciężarowego[81]. Również Kraków, dysponujący bardzo nowoczesnymi pojazdami zarówno hybrydowymi, jak i elektrycznymi ogłosił chęć zakupu 40 autobusów napędzanych wodorem[82]. Ważnym sektorem wykorzystującym wodór może okazać się kolej. Już w 2021 r. w czasie Międzynarodowych Targów Kolejowych TRAKO 2021 zakłady PESA zaprezentowały pierwszą polską lokomotywę wodorową o symbolu SM42-6Dn[83]. Biorąc pod uwagę zaawansowanie prac modernizacyjnych i inwestycyjnych na kolei[84], można założyć, że właśnie na torach wykorzystanie wodoru przyniesie najszybsze efekty.

Czy zatem wodór to chwilowa moda powodowana zawirowaniami na rynku dostaw surowców energetycznych, przerwanymi azjatyckimi łańcuchami dostaw surowców i podzespołów, czy realna przyszłość energetyki? Z odpowiedzią należy poczekać do czasu ustabilizowania się sytuacji na Ukrainie. Nawet jeżeli wówczas Europa dojdzie do wniosku, że temat H_2 jest jeszcze zbyt ulotny, to jednak wartością dodaną będzie zainicjowana obecnie współpraca nauki z gospodarką, a tego już cofnąć się nie da i może wówczas w światowych rankingach nasze uczelnie awansują do pierwszej 100, przecież stać nas na to.

Autorzy zachęcają Czytelników do samodzielnej odpowiedzi na postawione w tytule pytanie. □

Przypisy

1 Dr hab. inż. Sylwester Tabor, prof. URK, pracownik naukowy Wydziału Inżynierii Produkcji i Energetyki Uniwersytetu Rolniczego im. Hugona Kołłątaja w Krakowie, od 2020 r. rektor tej uczelni, członek Narodowej Rady Rozwoju. Jego dorobek naukowy i wdrożeniowy obejmuje analizę i optymalizację procesów z uwzględnieniem zastosowań rozwiązań IT - od prostych procesów wytwórczych i produkcyjnych realizowanych w sektorze gospodarki żywnościowej, po złożone procesy zarządzania zespołami i organizacjami.

Dr Szymon Sikorski, pełnomocnik i asystent rektora Uniwersytetu Rolniczego im. Hugona Kołłątaja w Krakowie, absolwent studiów MBA, analityk, politolog, historyk, dziennikarz. Ekspert Platformy Przemysłu Przyszłości, członek Rady Naukowej Polskiego Klubu Ekologicznego - Kraków oraz krakowskiego oddziału Polskiego Towarzystwa Ekonomicznego.

2 https://automatykab2b.pl/gospodarka/54779-do-2025-roku-wartosc-rynku-wodoru-przekroczy-12-mld-dolarow, data pobrania 16 V 2022 r.

3 https://forsal.pl/artykuly/888899,soroka-polska-po-1989-r-doswiadczyla-katastrofy-przemyslowej-musimy-odbudowac-nasz-potencjal.html, data pobrania 16 V 2022 r.

4 https://forsal.pl/artykuly/888899,soroka-polska-po-1989-r-doswiadczyla-katastrofy-przemyslowej-musimy-odbudowac-nasz-potencjal.html, data pobrania 16 V 2022 r.

5 https://forsal.pl/artykuly/729667,reindustrializacja-europy-gospodarka-oparta-na-uslugach-byla-bledem.html, data pobrania 16 V 2022 r.

6 https://pim.pl/piechocinski-za-reindustrializacja-nie-tylko-slaska/, data pobrania 17 V 2022 r.

7 „Wieś i rolnictwo w globalnej gospodarce" - wykład inauguracyjny Janusza Piechocińskiego - wicepremiera i ministra gospodarki, Biuletyn Informacyjny Uniwersytetu Rolniczego im. Hugona Kołłątaja w Krakowie, 10.2013 nr 4(84), s. 9-13.

8 https://www.rp.pl/opinie-ekonomiczne/art3612401-jerzy-hausner-miroslaw-gronicki-inwestycje-a-rozwoj-gospodarczy, data pobrania 17 V 2022 r.

9 Szerzej: Ch. Châtelot, *Philips quitte l'Irlande pour la Pologne*, „Le Monde", 27 I 2004, S. von Borstel, *Die Bilanz sieht sehr gut aus*, „Die Welt", 2 V 2005, S. Thielbeer, *Für Hungerlohn filetieren Polen das „Russenfleisch"*, „Frankfurter Allgemeine Zeitung", 17 V 2005, S. Wolf, *Schwarze Tage in dem Schlachthaus*, „Welt am Sonntag", 15 V 2005.

10 K. Witczyńska, Delokalizacja produkcji jako skutek integracji europejskiej, Uniwersytet Wrocławski, *bibliotekacyfrowa.pl*, data pobrania 16 V 2022 r.

11 https://gospodarka.dziennik.pl/news/artykuly/8156668,marcowa-blokada-kanalu-sueskiego-wciaz-wplywa-na-swiatowa-zegluge.html, data pobrania 16 V 2022 r.

12 https://www.wnp.pl/energetyka/chinczycy-chca-zamknac-nawet-40-tys-elektrowni-wodnych,488879.html, data pobrania 16 V 2022 r.

13 https://www.bankier.pl/wiadomosc/Chiny-przez-brak-pradu-stoi-ponad-100-fabryk-Wladze-chce-sprowadzac-wiecej-energii-z-Rosji-8197205.html, data pobrania 17 V 2022 r.

14 https://wyborcza.biz/biznes/7,182270,28447270,produkcja-przenosi-sie-do-europy-bedzie-drozej-ale-bezpiecznie.html?disableRedirects=true, data pobrania 17 V 2022 r.

15 https://www.eea.europa.eu/pl/sygna142y/sygnaly-2017/artykuly/energia-w-europie-2013-aktualna-sytuacja, data pobrania 29 V 2022 r.

16 https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Renewable_energy_statistics/pl&oldid=388714data pobrania 29 V 2022 r.

17 P. Gradziuk, B. Jendrzejewski, *Wyzwania dla sektora biopaliw w kontekście polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej*, „Roczniki Naukowe Stowarzyszenia Ekonomistów Rolnictwa i Agrobiznesu" 2017, t. XIX, z. 2, s. 63.

18 https://forsal.pl/artykuly/363544,spalanie-zboza-moze-wspomoc-energetyke.html, data pobrania 17 V 2022 r. Technologiczna możliwość współspalania zbóż w energetyce stała się tematem interpelacji poselskiej nr 12501 którą złożył do Ministra Rolnictwa i Rozwoju Wsi Sejmu VI Michał Stuligrosz (3 listopada 2009 r.).

19 https://biznes.newseria.pl/news/jedna-trzecia,p1027301208, data pobrania 29 V 2022 r.

20 Szerzej: S Tabor., Sz. Sikorski, Odpady – wyzwanie czy czysty zysk, „Newesletter Forum Ekonomicznego", https://www.forum-ekonomiczne.pl/odpady-wyzwanie-czy-czysty-zysk/, data pobrania 17 V 2022 r.

21 https://www.farmer.pl/fakty/wojna-w-ukrainie-oznacza-dla-egiptu-glod-powod-brak-pszenicy,117331.html, data pobrania 17 V 2022 r.

22 https://300gospodarka.pl/news/indie-zakazuja-eksport-pszenicy-ceny-na-swiatowych-rynkach-mocno-w-gore, data pobrania 17 V 2022 r.

23 https://www.farmer.pl/fakty/wojna-w-ukrainie-oznacza-dla-egiptu-glod-powod-brak-pszenicy,117331.html, data pobrania 17 V 2022 r.

24 https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/nowak-na-wysokie-ceny-energii-w-duzym-stopniu-ma-wplyw-spekulacja-certyfikatami-co2, data pobrania 17 V 2022 r.

25 https://handel-emisjami-co2.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/notowania-uprawnien-eua-do-emisji-co2-wegla-i-paliw-17-05-2022, data pobrania 29 V 2022 r.

26 Szerzej w analizie: *Energetyka i klimat w roku pandemii,* http://www.forum-ekonomiczne.pl/energetyka-i-klimat-w-roku-pandemii/

27 https://www.google.com/search?client=firefox-b-d&q=ENERGETYKA+J%C4%84DROWA+%E2%80%93+PRZEBIEG+DEBATY+W+NIEMCZECH+Spotkanie+dyskusyjne%2C+14+wrze%C5%9Bnia+2009+r., data pobrania 12 V 2022 r. Debata zorganizowana została 2009 r. w Warszawie przez Instytut na Rzecz Ekorozwoju.

28 Frantz Josef Strauß - niemiecki polityk członek CSU, premier Bawarii w latach 1978-1988, wcześniej w rządzie federalnym minister obrony w latach 1956-1962 i minister finansów 1966-1969.

29 Sz. Sikorski, *Fukushima - „cezura" czy fakt statystyczny?* 2022, https://www.forum-ekonomiczne.pl/fukushima-cezura-czy-fakt-statystyczny/

30 https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/179409-niemieckie-farmy-wiatrowe-na-morzu-polnocnym-z-rekordem-w-produkcji-energii-elektrycznej-w-2020-r, data pobrania 29 V 2022 r.

31 Upadek banku Lehman Brothers ogłoszony 15 września 2008 r. spowodował panikę na giełdach i jest uważany za datę początku kryzysu zaufania do instytucji finansowych.

32 https://www.handelsblatt.com/politik/international/atomenergie-macrons-wette-auf-atomkraft-frankreich-will-bis-zu-14-neue-reaktoren-bauen/28056898.html?share=mai, data pobrania 29 V 2022 r.

33 https://www.zeit.de/politik/ausland/2022-02/kernenergie-frankreich-atomkraftwerke-erneuerbare-energien, data pobrania 29 V 2022 r.

34 https://www.handelsblatt.com/politik/international/atomenergie-macrons-wette-auf-atomkraft-frankreich-will-bis-zu-14-neue-reaktoren-bauen/28056898.html?share=mai, data pobrania 29 V 2022 r.

35 https://businessinsider.com.pl/technologie/jacek-sasin-bedzie-przy-podpisaniu-atomowej-umowy-w-usa/cchr9xb, data pobrania 29 V 2022 r.

36 https://www.handelsblatt.com/politik/international/atomkraftwerke-schweden-will-atommuell-endlager-bauen-sicherheit-fuer-100-000-jahre/28016442.html?share=mail, data pobrania 14 V 2022 r.

37 https://www.muratorplus.pl/biznes/wiesci-z-rynku/ceny-ekogroszku-maj-2022-tona-kosztuje-3000-zl-aa-YhQU-M1ZN-SKnS.html, data pobrania 29 V 2022 r.

38 https://businessinsider.com.pl/gospodarka/cena-wegla-bije-rekordy-wazny-dostawca-zmniejszyl-eksport/dl3xsdk, data pobrania 20 V 2022 r.

39 https://300gospodarka.pl/material-partnera/woda-wodor-i-wegiel-to-strategiczne-zasoby-przyszlosci-czym-jest-idea-3w, data pobrania 29 V 2022 r.

40 https://businessinsider.com.pl/technologie/nauka/ranking-najlepszych-uczelni-swiata-polskie-uniwersytety-i-politechniki-w-rankingu/klqj9kn, data pobrania 29 V 2022 r.

41 https://www.auto-swiat.pl/wiadomosci/aktualnosci/rzad-doplaci-do-stacji-tankowania-wodoru-i-ladowania-aut-elektrycznych/99x3078, data pobrania 20 V 2022 r.

42 https://businessinsider.com.pl/technologie/nowe-technologie/pasta-wodorowa-powerpaste-zamiast-benzyny-projekt-niemieckich-naukowcow/4wbx5ep, data pobrania 16 V 2022 r.

43 Antoine Simon analityk związany z Friends of the Earth Europe.

44 https://www.cire.pl/artykuly/serwis-informacyjny-cire-24/148197-produkcja-wodoru-w-procesie-pirolizy-moze-byc-prawie-calkowicie-wolna-od-wegla,

45 https://polskieradio24.pl/42/259/Artykul/2825596, data pobrania 16 V 2022 r.

46 https://www.wnp.pl/gazownictwo/cena-gazu-w-holandii-prawie-siedmiokrotnie-wyzsza-niz-rok-temu,497369.html, data pobrania 16 V 2022 r.

47 Szerzej: Sz. Sikorski, Inflacja skąd te czarne rekordy, „Newsletter Forum Ekonomicznego", https://www.forum-ekonomiczne.pl/publication/inflacja-skad-te-czarne-rekordy/, data pobrania 16 V 2022 r.

48 https://automatykab2b.pl/gospodarka/54779-do-2025-roku-wartosc-rynku-wodoru-przekroczy-12-mld-dolarow, data pobrania 16 V 2022 r.

49 https://energia.rp.pl/surowce-i-paliwa/art17041061-nord-stream-2-poplynie-wodor, data pobrania 16 V 2022 r.

50 https://orsted.pl/news/2020/10/projekt-wodorowy?gclid=EAIaIQobChMI4ZiC2Jzn9wIV5ACiAx0JrQFmEAAYASAAEgJvB_D_BwE, data pobrania 16 V 2022 r.

51 https://www.wnp.pl/energetyka/wodor-moze-dac-drugie-zycie-elektrowni-weglowej,445600.html, data pobrania 16 V 2022 r.

52 https://www.radiomaryja.pl/informacje/szefowa-ke-zielony-wodor-jest-niezbedny-aby-polozyc-kres-uzaleznieniu-europy-od-rosji/, data pobrania 17 V 2022 r.

53 https://biznesalert.pl/szary-wodor-rafinerie-polska-startegia-wodorowa-polska-komisja-europejska/, data pobrania 16 V 2022 r.

54 https://www.orlen.pl/pl/o-firmie/media/komunikaty-prasowe/2022/luty/Grupa-ORLEN-inwestuje-w-wodor, data pobrania 16 V 2022 r.

55 https://www.wnp.pl/nafta/z-europy-moze-zniknac-10-rafinerii-trudne-pytania-sa-jak-najbardziej-na-miejscu,440638.html, data pobrania 16 V 2022 r.

56 https://spidersweb.pl/bizblog/wodor-z-oze-wygoni-wegiel/, data pobrania 10 V 2022 r.

57 https://www.cire.pl/item,212247,2,0,0,0,0,0,antas-czy-polska-bedzie-liderem-gospodarki-wodorowej-w-regionie.html, data pobrania 12 V 2022 r.

58 https://www.gov.pl/web/klimat/rozpoczely-sie-konsultacje-publiczne-projektu-polskiej-strategii-wodorowej, data pobrania 16 V 2022 r.

59 DOE - ang. United StatesDepartment of Energy, Departament Energii Stanów Zjednoczonych.

60 FE - ang. Office of Fossil Energy (FE), Biuro ds. Energii Kopalnej Stanów Zjednoczonych.

61 https://www.energy.gov/articles/doe-announces-160-million-projects-improve-fossil-based-hydrogen-production-transport, data pobrania 26 I 2021 r.

62 https://www.gov.pl/web/klimat/wiceminister-ireneusz-zyska-o-dolinach-wodorowych-na-seminarium-naukowo-technicznym, data pobrania 17 V 2022 r.

63 https://www.gov.pl/web/klimat/wiceminister-ireneusz-zyska-o-dolinach-wodorowych-na-seminarium-naukowo-technicznym, data pobrania 17 V 2022 r.

64 https://www.gov.pl/web/klimat/wiceminister-ireneusz-zyska-o-dolinach-wodorowych-na-seminarium-naukowo-technicznym, data pobrania 17 V 2022 r.

65 https://www.gov.pl/web/klimat/wiceminister-ireneusz-zyska-o-perspektywach-rozwoju-energetyki-wiatrowej-na-morzu, data pobrania 17 V 2022 r.

66 https://energia.rp.pl/ropa/art35797311-iran-wleje-rope-w-glodny-rynek-teraz-powinna-staniec, data pobrania 16 V 2022 r.

67 https://300gospodarka.pl/opinie/izrael-boi-sie-zemsty-rosji-ekspert-wyjasnia-biernosc-wobec-wojny-na-ukrainie, data pobrania 16 V 2022 r.

68 https://www.wnp.pl/nafta/emiraty-mocno-stawiaja-na-wodor-chca-byc-liderem-energetycznej-rewolucji,444213.amp, data pobrania 26 I 2021 r.

69 Grupa Wyszehradzka powołana pierwotnie w 1991 roku przez 3 państwa: Polskę, Węgry i Czechosłowację (a po aksamitnej rewolucji 4 - Czechy i Słowację), wspólnota krajów której celem było wspólne staranie się o przyjęcie do struktur NATO i UE. Grupie tej w okresie od 1 lipca 2020 r. do 30 czerwca 2021 r. przewodniczyła Polska.

70 https://www.wnp.pl/energetyka/grupa-wyszehradzka-laczy-sily-w-sprawie-technologii-wodorowych,537742.html, data pobrania 16 V 2022 r.

71 Szerzej: https://biznesalert.pl/wodor-atom-grupa-wyszehradzka-szczyt-krakow-polska-energetyka-innowacje-wodor/, data pobrania 2 III 2021 r. https://krakow.wyborcza.pl/krakow/7,44425,26799856,30-lecie-grupy-wyszehradzkiej-szczyt-w-krakowie.html?disableRedirects=true, data pobrania 2 III 2021 r.

72 Szerzej: Sikorski Sz., *Nord Stream – zmieniają się politycy a pomysł trwa*, raport naukowo-badawczy, newsletter Forum Ekonomicznego, 2021.

73 https://biznesalert.pl/warszawskie-uczelnie-beda-ksztalcic-kadry-na-rzecz-atomu-dzieki-wspolpracy-z-francji/ data pobrania 26 V 2022 r.

74 P. Dobrowolski, A. Kochman, M. Kolasa, *Zestawienie danych o rynku energii oraz Zużycie energii elektrycznej jako przybliżenie trendów aktywności gospodarczej w Europie*, Biuro Analiz PFR S.A 13 maja 2022 r., s. 25, data pobrania 16 V 2022 r.

75 https://biznesalert.pl/biden-wyda-miliardy-na-atom-i-to-dobra-wiadomosc-dla-polski/, data pobrania 17 V 2022 r.

76 https://biznesalert.pl/dolar-za-kilogram-wodoru-z-atomu/, data pobrania 17 V 2022 r.

77 https://businessinsider.com.pl/technologie/nowe-technologie/pasta-wodorowa-powerpaste-zamiast-benzyny-projekt-niemieckich-naukowcow/4wbx5ep, data pobrania 16 V 2021 r.

78 https://biznesalert.pl/niemcy-strategia-wodorowa-zielony-wodor-krytyka-energetyka-innowacje-oze/, data pobrania 17 V 2022 r.

79 https://www.wnp.pl/motoryzacja/pierwsze-wodorowe-solarisy-dla-szwecji,434155.html, data pobrania 15 V 2022 r.

80 https://businessinsider.com.pl/technologie/nowe-technologie/pasta-wodorowa-powerpaste-zamiast-benzyny-projekt-niemieckich-naukowcow/4wbx5ep, data pobrania 16 V 2022 r.

81 https://www.pb.pl/wodor-w-miastach-i-na-szybkich-trasach-1107338, data pobrania 16 V 2021 r.

82 https://www.transport-publiczny.pl/mobile/krakow-przygotowuje-sie-do-zakupu-40-autobusow-zasilanych-wodorem-69455.html, data pobrania 16 V 2022 r.

83 https://pesa.pl/kolejowa-premiera-roku-pesa-zaprezentowala-lokomotywe-wodorowa-na-trako/, data pobrania 26 V 2022 r.

84 https://logistyka.rp.pl/szynowy/art18971641-krajowy-program-kolejowy-bedzie-w-calosci-zrealizowany, data pobrania 26 V 2022 r.

https://www.gov.pl/web/infrastruktura/dworce-w-pobiedziskach-i-kobylnicy-znow-sluza-podroznym, data pobrania 3 VI 2022 r.

Reklama

GERO Technik Spółka z o.o.

Oczyszczanie taśm przenośnikowych

✓ Zgarniacze
✓ Osłony przenośników taśmowych
✓ Budowa i remonty maszyn
✓ Centrowanie taśm
✓ Stacje amortyzatorów zderzakowych
✓ Napawanie
✓ Konstrukcje stalowe
✓ Części zamienne

Od ponad 12 lat wspieramy polski przemysł

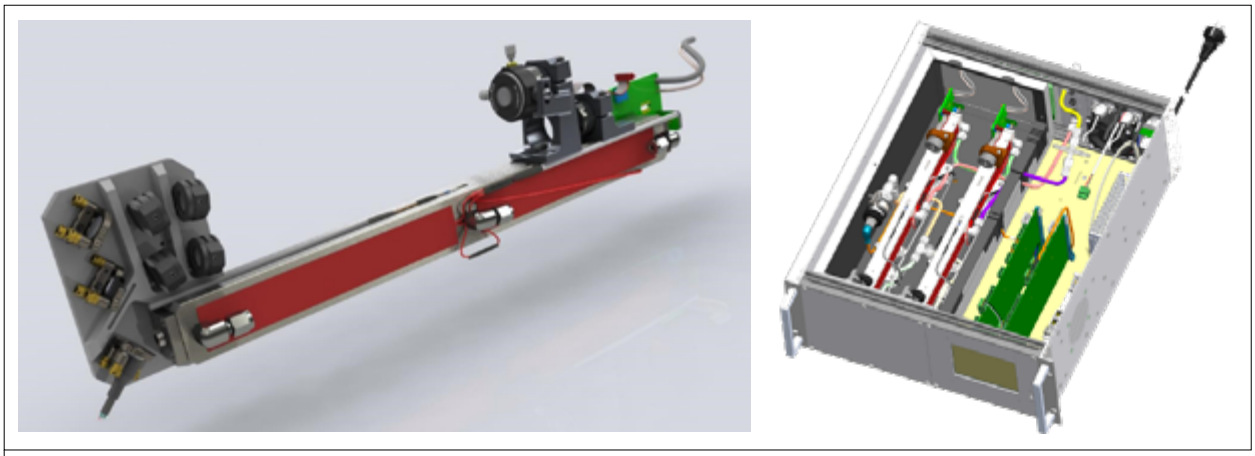
www.gerotechnik.pl

Agnieszka Czakaj,
OMC Envag Sp. z o.o.

Pomiary jakości wodoru o klasie czystości dla ogniw paliwowych

OMC Envag Sp. z o.o. od 30 lat dostarcza aparaturę analityczną najwyższej klasy dla przemysłu i monitoringu środowiska. Nowe technologie OZE, w tym wodorowe, wymagają kontroli jakości wodoru z limitami detekcji na poziomie ppb. Oferujemy analizatory zanieczyszczeń wodoru ProCeas® w technologii OFCEAS (ang. *Optical feedback cavity enhanced absorption spectroscopy*), wynalezionej w Grenoble w trakcie badań nad detekcją śladowych składników atmosfery. Pozwala ona badać jakość wodoru, zapewniając prawidłowe funkcjonowanie wrażliwych elementów ogniw paliwowych.

Wzmożone zużycie paliw kopalnych przyczyniające się do globalnego ocieplenia zwróciło uwagę na konieczność inwestowania w odnawialne źródła energii (OZE) celem zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych, takich jak CO_2. OZE są rozwijane w odpowiedzi na wyzwania, tj. troska o środowisko i neutralność klimatyczna, ale też polityczno-ekonomiczne, jak np. samowystarczalność energetyczna. Rozwój OZE wspierają badania naukowe i nowoczesne technologie. Pozyskiwanie energii ze źródeł odnawialnych zależnych od czynników środowiskowych, takich jak instalacje fotowoltaiczne, czy farmy wiatrowe, nie zawsze koreluje z możliwością wykorzystania tej energii w szczytach zapotrzebowania. Jedną z nowych form magazynowania energii jest transformacja chemiczna i przechowywanie wodoru wyprodukowanego przez elektrolizery zasilane przez OZE. Gdy nadejdzie odpowiedni czas, wodór może być efek-



Rys. 1 i 1a. Zintegrowany układ optyczny z laserem i detektorem, układ laserów w obudowie analizatora

tywnie wykorzystany w technologii ogniw paliwowych, do zasilania pojazdów lub spalany w turbinach gazowych generujących energię. Spalanie wodoru jest wysokowydajne energetycznie i nie przyczynia się do emisji dwutlenku węgla.

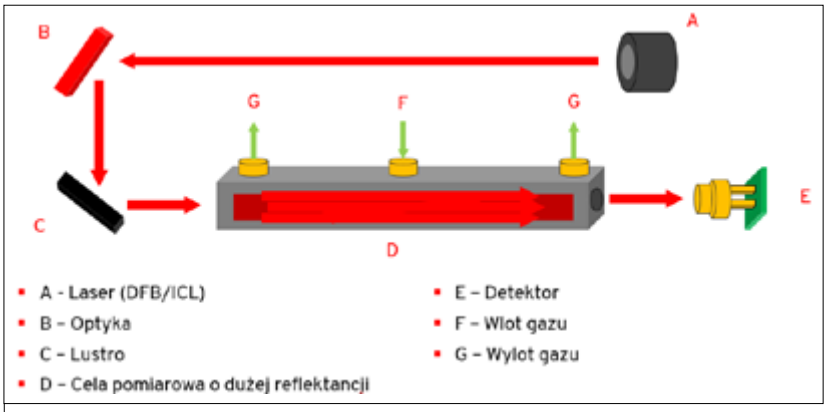
Wymagania w zakresie jakości wodoru dla ogniw paliwowych

Maksymalne dopuszczalne stężenia zanieczyszczeń w wodorze przeznaczonym dla elektromobilności określają normy ISO 14687:2019 oraz PN-EN 17124:2019-01. Normy określają konieczność monitorowania zanieczyszczeń wodoru takich jak m. in.: tlen i woda, obojętny argon, a także siarkowodór, tlenek węgla, kwas mrówkowy i aldehyd mrówkowy, amoniak i chlorowodór na poziomie poniżej 1 ppm. Nie ma jednej, optymalnej metody analitycznej dla wszystkich związków. Część metod osiąga selektywność przez derywatyzację, ale każdorazowo derywatyzacja próbki, czy nawet samo doprowadzenie jej do analizatora w bezstratnym układzie poboru jest dużym wyzwaniem. Metoda analityczna powinna być dobrana do źródła pochodzenia wodoru, rodzaju i stężenia zanieczyszczeń, wymaganego czasu odpowiedzi. Przegląd metod dotyczących pomiaru czystości wodoru, w tym lista wszystkich związków jest dostępna w literaturze [1]. Nowoczesne techniki absorpcji w podczerwieni, takie jak OFCEAS umożliwiają pomiar najszerszego zakresu związków.

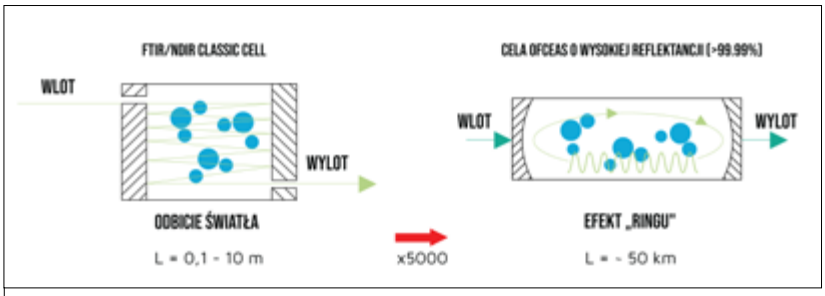
OFCEAS

Technika OFCEAS wywodzi się z prac nad wysokorozdzielczą spektroskopią laserową z zastosowaniem wnęki rezonansowej. Powstała na Uniwersytecie Josepha Fouriera w Grenoble we Francji w odpowiedzi na potrzebę badań zawartości śladowych składników atmosfery (Morville, 2005). Przestrajalny laser diodowy (rys. 1) emituje światło z zakresu podczerwieni, a molekularny „odcisk palca" dla śladowych ilości związków znajdujących się w kuwecie pomiarowej powstaje dzięki absorpcji wąskich częstotliwości rezonansowych generowanych we wnęce optycznej. Rodzaj i ilość laserów można dobierać w zależności od potrzeb analitycznych (rys. 1a). Próbka poddawana jest analizie w celi pomiarowej stanowiącej wnękę optyczną (rys. 2). We wnęce optycznej znajdują się zwierciadła o bardzo dużym współczynniku odbicia, dzięki czemu osiągane są bardzo długie drogi optyczne, kilka tysięcy razy większe niż dla technik FTIR oraz NDIR, co wpływa na wielkość absorpcji zgodnie z prawem Lamberta-Beera (rys. 3).

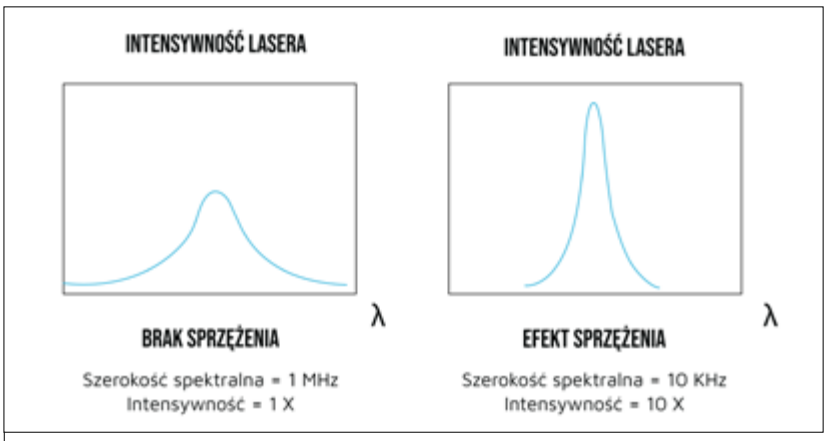
Zastosowanie V-kształtnej wnęki rezonansowej oraz sprzężenia zwrot-



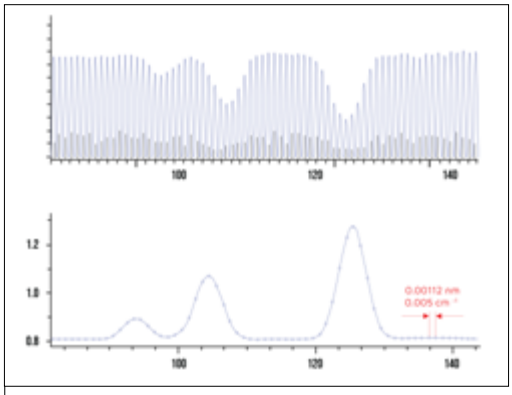
Rys. 2. Schemat drogi optycznej z układem poboru próbki gazowe



Rys. 3. Odbicie światła w kuwetach pomiarowych w technice NDIR/FTIR oraz droga optyczna we wnęce rezonansowej w OFCEAS



Rys. 4. Efekt sprzężenia zwrotnego na pasmo emisyjne lasera



Rys. 5. Widmo częstotliwości rezonansowych wraz z efektem absorpcji promieniowania IR przez gaz w próbce (góra). Zintegrowane widmo o wysokiej rozdzielczości (dół).

Składnik	Nowe limity ISO 14687 (ppm)	ProCeas® LOD 3σ 60s (ppm)
H_2O	5	0.02
CH_4	100	0.001
O_2	5	0.1
CO_2	2	0.01
CO	0.2	0.001
H_2S	0.004	0.001
HCHO	0.2	0.001
HCOOH	0.2	0.01
NH_3	0.1	0.001
HCl	0.05	0.001

Tab. 1. Najwyższe dopuszczalne stężenia wybranych zanieczyszczeń w wodorze, a limity detekcji analizatora ProCeas.®

nego lasera eliminuje szumy spektralne z wnęki rezonansowej [2], wzmacnia emisję i czystość spektralną lasera (rys. 4). Synchronizacja częstotliwości lasera odpowiada za dostrojenie lasera krok po kroku do odpowiednich modów wnęki rezonansowej. 100 ms skany pozwalają na rejestrację 200 modów rezonansowych, a ich intensywność zależy następnie od absorpcji w próbce. Integracja modów pozwala na otrzymanie widma absorpcji z rozdzielczością spektralną na poziomie 1 pm (rys. 5).

Analizator ProCeas® firmy Durag, Ap2E

Zastosowanie analizatora ProCeas® do analizy zanieczyszczeń wodoru wg ISO 14687 w kombinacji z techniką chromatografii gazowej zostało opisane przez badaczy z czołowych laboratoriów metrologicznych [3]. Zestaw dwóch analizatorów w technologii OFCEAS pozwala na analizę H_2O, O_2, CO_2, CO, HCHO, HCOOH, NH_3, CH_4. Natomiast standardowy laboratoryjny chromatograf gazowy z detektorami FID oraz TCD zawierający dwie kolumny pakowane i jedną kolumną PLOT (ang. *Porous Layer Open Tubular*) umożliwia wykrycie węglowodorów, Ar, O_2, N_2 i CO_2. Stanowi to kompletne rozwiązanie dla detekcji składników, których występowanie określane jest jako częste, możliwe, rzadkie i bardzo rzadkie do wykrycia w wodorze produkowanym metodami: elektrolitycznymi (PEM, alkaliczne), membranowymi i reformingu parowego.*

** Wyjątek dla opisanego badania: formaldehyd*

OMC Envag oferuje w Polsce analizatory ProCeas® firm Durag i Ap2E w różnej kombinacji funkcjonalnej laserów i różnej zabudowie, stosownie do potrzeb klienta (rys. 6). Analizatory w technologii OFCEAS dostarczane są wraz z układem poboru próbki pod zmniejszonym ciśnieniem. Analizatory wyróżnia szybki czas odpowiedzi (30-100 s), bardzo niskie limity detekcji (tab. 1), precyzyjna kalibracja wewnętrzna, modułowa konstrukcja i przystępna cena.

Rys. 6. Zdjęcia analizatora ProCeas® wykorzystującego technologię OFCEAS dostępnego w różnych wersjach do zabudowy w szafie 19" i do zabudowy naściennej. Szafa pomiarowa z analizatorami. Na życzenie dostępne są modele analizatorów do strefy zagrożenia wybuchem

Artykuł powstał we współpracy OMC Envag Sp. z o.o. z firmami Durag oraz Ap2E. W tekście wykorzystano oryginalne grafiki producenta dzięki uprzejmości firmy Ap2E. □

OMC ENVAG

Literatura

1 C. Beurey, B. Gozlan, M. Carré, T. Bacquart, A. Morris, N. Moore, K. Arrhenius, H. Meuzelaar, S. Persijn, A. Rojo, A. Murugan, Review and Survey of Methods for Analysis of Impurities in Hydrogen for Fuel Cell Vehicles According to ISO 14687:2019, Frontiers in Energy Research, 2021,8,615149.

2 J. Morville, S. Kassi, M. Chenevier, D. Romanini, Fast, low-noise, mode-by-mode, cavity-enhanced absorption spectroscopy by diode-laser self-locking, Applied Physics B,2005,80,1027-1038.

3 K. Arrhenius, O. Büker, A. Fischer, S. Persijn, N.D. Moore, Development and evaluation of a novel analyser for ISO14687 hydrogen purity analysis, Measurement Science and Technology,2020,31,075010.

Patrycja Płonka,
Stowarzyszenie Gmin Polska Sieć „Energie Cités"

S3UNICA
Interreg Europe

Inteligentne rozwiązania dla poprawy efektywności energetycznej budynków

Według Komisji Europejskiej sektor budynków odpowiada za ok. 40% całkowitego zużycia energii i 36% całkowitej emisji gazów cieplarnianych na obszarze Unii. Poprawa ich efektywności energetycznej ma zatem kluczowe znaczenie dla osiągnięcia neutralności klimatycznej UE do 2050 r. zgodnie z założeniami tzw. Europejskiego Zielonego Ładu. Na efektywność tę wpływa wiele czynników, począwszy od konstrukcji i stanu technicznego budynku, poprzez rodzaj i stan instalacji wewnętrznych, rodzaj wyposażenia, sposobu użytkowania, aż po zachowania korzystających z budynku osób.

Wykorzystanie pełnego potencjału oszczędności energii istniejących budynków wymaga więc działań na różnych poziomach: działań inwestycyjnych, takich jak termomodernizacja, modernizacja instalacji wewnętrznych, czy zmiana źródła ciepła na bardziej ekologiczne, ale też zmian o charakterze funkcjonalnym oraz edukacji i zapewnienia odpowiednich nawyków użytkowników.

Coraz większe znaczenie dla zapewnienia optymalnego wykorzystania energii w budynku mają szybko rozwijające się technologie informacyjno-komunikacyjne (ICT) służące gromadzeniu, przesyłaniu i przetwarzaniu informacji w celu ich praktycznego wykorzystania,

Kampus Uniwersytetu w Białymstoku *(źródło: UwB)*

np. do świadomego zarządzania energią. Technologie ICT mają w budynkach szerokie zastosowanie, a ich umiejętne wykorzystanie może przyczynić się nie tylko do ograniczenia zużycia energii, ale i znacznej poprawy warunków zdrowotnych, bezpieczeństwa i komfortu użytkowników, co jest szczególnie istotne biorąc pod uwagę fakt, że w budynkach spędzamy obecnie blisko 80% naszego życia. Technologie ICT umożliwiają bowiem inteligentne zarządzanie budynkiem z uwzględnieniem zarówno potrzeb środowiskowych, jak i potrzeb ich użytkowników. Coraz więcej budynków wyposażanych jest w rozwiązania umożliwiające sterowanie pracą instalacji, np. instalacji oświetleniowej, grzewczej, wentylacyjnej, czy klimatyzacyjnej i dostosowanie ich pracy do zmieniających się warunków otoczenia (pogoda, pora dnia, harmonogram dnia). Głównym zadaniem takich systemów jest minimalizacja zużycia mediów i kosztów eksploatacji budynku, zwiększenie funkcjonalności i bezpieczeństwa budynku oraz zapewnienie optymalnego komfortu użytkownikom. Systemy zarządzania budynkiem (BMS) na bieżąco gromadzą, archiwizują i przetwarzają dane związane ze stanem konkretnych instalacji, a także sterują nimi w sposób automatyczny lub półautomatyczny. W czasie rzeczywistym informują też o istotnych zdarzeniach, czy anomaliach - np. gwałtownym wzroście zużycia energii, czy przekroczeniach mocy zamówionej.

Wdrażanie inteligentnych rozwiązań ma szczególne znaczenie w budynkach użyteczności publicznej, które z jednej strony są dużymi konsumentami energii, a z drugiej powinny pełnić wzorcową rolę wyznaczając standardy i dając dobry przykład podmiotom prywatnym i obywatelom. Jak ocenić gotowość istniejących budynków do wprowadzenia takich rozwiązań? Znowelizowana Dyrektywa w sprawie charakterystyki energetycznej budynków, której celem jest dekarbonizacja sektora budownictwa, wprowadziła nowe narzędzie do oceny budynków, jakim jest wskaźnik gotowości **Smart Readiness Indicator** (SRI).

Wskaźnik SRI pozwala ocenić gotowość budynku do obsługi inteligentnych rozwiązań. A dokładniej mówiąc, ma on za zadanie ocenić zdolność budynku lub jego części do dostosowania do obsługi inteligentnych rozwiązań oraz dopasowania ich funkcjonowania do potrzeb użytkowników. Zastosowanie wskaźnika ma zwiększyć wartość dodaną tworzonych inteligentnych obiektów, a także dostarczyć informacje budujące świadomość korzyści wynikających z zastosowania inteligentnych technologii w budynkach.

> Technologie ICT mają w budynkach szerokie zastosowanie, a ich umiejętne wykorzystanie może przyczynić się nie tylko do ograniczenia zużycia energii, ale i znacznej poprawy warunków zdrowotnych, bezpieczeństwa i komfortu użytkowników (…)

Metodologia wyliczania wskaźnika SRI obejmuje analizę stopnia wypełnienia funkcji oczekiwanych od budynku i jego systemów technicznych, w tym:

- zdolności budynku do utrzymania odpowiedniej charakterystyki energetycznej, np. poprzez optymalizację zużycia energii oraz wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych,
- zdolności budynku do zaspokojenia potrzeb jego użytkowników oraz zapewnienia im odpowiedniego komfortu, bezpieczeństwa i dostępności,
- zdolności do elastycznego uczestnictwa w aktywnym i pasywnym pozyskiwaniu energii, w tym reagowania na zmiany zapotrzebowania i zdolności do przesuwania obciążeń.

Metodologia wyliczania wskaźnika SRI obejmuje analizę następujących elementów składających się na obraz gotowości budynku do obsługi inteligentnych rozwiązań:

- **Systemy**: rodzaj systemów zainstalowanych w obiekcie, np. system ogrzewania, chłodzenia, przygotowania ciepłej wody użytkowej, oświetlenia, wytwarzania energii na miejscu, monitoringu i zarządzania zużyciem energii, ładowania pojazdów elektrycznych, monitorowania budynku, itp.
- **Instalacje**: rodzaj instalacji i możliwości regulacji jej pracy w danym systemie.
- **Poziomy funkcjonalności**: możliwość dopasowania pracy danej instalacji do potrzeb użytkownika. Im wyższy poziom funkcjonalności, tym „inteligentniejsza" instalacja.
- **Wpływ danej instalacji i jej poziomu funkcjonalności na nadrzędne wartości**, jakimi są:
  - *Oszczędność energii po stronie użytkownika* - wpływ instalacji na możliwość ograniczenia zużycia energii (np. możliwość ograniczenia zużycia energii w efekcie lepszej regulacji temperatury),
  - *Elastyczność w zakresie zarządzania zużyciem energii i magazynowania energii* - ocena elastyczności wykorzystania i produkcji energii w budynku,
  - *Wytwarzanie energii przez użytkownika* - wpływ instalacji na udział energii odnawialnej w ogólnym wykorzystaniu energii oraz kontrolę własnego zużycia energii w celu zapewnienia większej autonomii i bezpieczeństwa dostaw energii do budynku,
  - *Komfort* - wpływ instalacji na komfort użytkowników, w tym ich komfort cieplny, akustyczny i wizualny,

- *Wygoda* - wpływ instalacji na wygodę użytkowników (np. wymóg obsługi mniejszej ilości sprzętu, a w efekcie poznania mniejszej liczby instrukcji niezbędnych do kontrolowania technicznego systemu budynku),
- *Dobre samopoczucie i zdrowie* - wpływ instalacji na dobre samopoczucie i zdrowie użytkowników budynku,
- *Konserwacja budynku oraz przewidywanie, wykrywanie i diagnozowanie awarii* - wpływ instalacji na możliwość zapewnienia jej odpowiedniej konserwacji i obsługi, co ma istotne znaczenie dla zapewnienia zarówno efektywnego wykorzystania energii, jak i komfortu użytkowników,
- *Informacja dla użytkowników* - wpływ instalacji na dostarczanie informacji dotyczących korzystania z budynku przez użytkowników.

Końcowa punktacja bazuje na średniej punktacji uzyskanej dla 8 ww. głównych kryteriów (energia, elastyczność, produkcja energii, komfort, wygoda, zdrowie, konserwacja i prognozowanie awarii oraz informacja dla użytkownika). W efekcie otrzymujemy jeden, wyrażony w procentach, wskaźnik wskazujący, w jakim stopniu dany budynek jest zdolny do obsługi inteligentnych rozwiązań, a co za tym idzie - zapewnienia optymalnego wykorzystania energii i komfortu jego użytkownikom.

W ramach międzynarodowego projektu S3UNICA, finansowanego ze środków programu Interreg Europe, wskaźnik SRI pilotażowo wyliczono dla wybranych budynków uniwersyteckich uczestniczących w projekcie. Dlaczego dla budynków uniwersyteckich? Dlatego iż stanowią one szczególny rodzaj placówek, mających znaczącą rolę do odegrania, jeżeli chodzi o rozwój i przyspieszenie wdrażania inteligentnych rozwiązań w sektorze budownictwa. Z jednej strony kształcą bowiem przyszłych pracowników, w tym pracowników zajmujących się tematyką zrównoważonego budownictwa, ochrony środowiska i klimatu (w sektorze publicznym i prywatnym). Z drugiej strony są predystynowane do tego, aby wypracowywać i testować u siebie nowe, inteligentne i energooszczędne rozwiązania. Co więcej, same są dużymi konsumentami energii, a podejmowane przez nie wysiłki na rzecz ograniczenia zużycia energii przyczyniają się do ograniczenia negatywnego wpływu człowieka na klimat, poprawy lokalnej jakości powietrza oraz podniesienia świadomości energetycznej studentów i przedstawicieli lokalnej społeczności.

Właśnie z ww. względów władze publiczne uczestniczące w projekcie S3UNICA, realizujące ambitne cele klimatyczno-energetyczne, zdecydowały się zacieśnić współpracę ze środowiskiem uniwersyteckim i kształcenia zawodowego, powołując lokalne zespoły doradcze aktywnie włączające przedstawicieli ww. środowiska w wypracowanie i wdrażanie odpowiednich regionalnych i lokalnych strategii. W Polsce taki zespół powstał w mieście Bielsko-Biała, które - będąc sygnatariuszem Porozumienia Burmistrzów, oddolnego ruchu miast na rzecz ochrony klimatu i adaptacji do już obserwowanych lokalnie zmian klimatu - podjęło zobowiązanie do redukcji emisji gazów cieplarnianych na swoim obszarze aż o 40% do 2030 r. Realizacja tak ambitnego celu, obejmującego zarówno redukcję emisji w sektorze publicznym, jak i sektorze prywatnym, wymaga współpracy z mieszkańcami i lokalnymi interesariuszami, do których należy środowisko uniwersyteckie i szkoły ponadpodstawowe. Celem zespołu jest m. in. wymiana informacji, wiedzy i dobrych praktyk, uspójnienie i integracja planów na przyszłość, a także wypracowanie katalogu i realizacja wspólnych działań, włączających placówki uniwersyteckie w realizację polityki klimatyczno-energetycznej oraz wspierających przygotowanie studentów do pracy w rozwijającym się sektorze zarządzania energią, ochrony klimatu i adaptacji do zmiany klimatu, w tym w ramach lokalnych struktur administracyjnych.

Więcej informacji na temat projektu S3UNICA, wyników analizy wskaźnika SRI przeprowadzonej dla wybranych uniwersytetów oraz dobrych praktyk w zakresie wdrożonych na uczelniach inteligentnych rozwiązań i zacieśniania współpracy z sektorem publicznym można znaleźć na stronie: https://projects2014-2020.interregeurope.eu/s3unica/ □

Wdrażanie inteligentnych rozwiązań ma szczególne znaczenie w budynkach użyteczności publicznej, które z jednej strony są dużymi konsumentami energii, a z drugiej powinny pełnić wzorcową rolę wyznaczając standardy i dając dobry przykład podmiotom prywatnym i obywatelom

Fot. Aleksander Andrews on unsplash

Dr inż. Agata Wajda,
Zakład Gospodarki o Obiegu Zamkniętym, Instytut Chemicznej Przeróbki Węgla

Dr hab. inż. Tomasz Jaworski,
Katedra Technologii i Urządzeń Zagospodarowania Odpadów, Politechnika Śląska

Zagospodarowanie odpadowych paneli fotowoltaicznych

Perspektywy i wyzwania

Dynamicznie rozwijający się rynek technologii fotowoltaicznych sprzyja znacznym przyrostom mocy zainstalowanej. Ta globalna tendencja będzie się wiązała także z ustanowieniem i rozwojem rynku odpadowych paneli fotowoltaicznych. Istotnym zagadnieniem w tym kontekście będzie określenie ram systemu zagospodarowania wycofanych z obiegu paneli fotowoltaicznych z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych, środowiskowych i organizacyjnych.

W ostatnich latach miał miejsce dynamiczny wzrost rynku fotowoltaicznego, zarówno w ujęciu krajowym, jak i globalnym. Jedną z ważniejszych przyczyn tej tendencji jest znaczny rozwój technologii fotowoltaicznych, co przekłada się na spadek cen. Generalnie można stwierdzić, że ta forma pozyskiwania energii elektrycznej stała się konkurencyjna cenowo w odniesieniu do źródeł energii nieodnawialnej. W niektórych rejonach świata jest wręcz tańsza niż produkcja energii elektrycznej z wykorzystaniem konwencjonalnych paliw [1]. Ostatnie kilka lat to znaczny przyrost mocy zainstalowanych w Polsce i na świecie. W 2020 r. całkowita moc zainstalowana w fotowoltaice wyniosła w Polsce 3936 MW, a wzrost w odniesieniu do roku poprzedniego to 2463 MW, co dało 4. miejsce w Europie pod względem przyrostu mocy zainstalowanej PV [2,3]. Tendencja wzrostowa jest charakterystyczna także dla Europy, gdzie w 2020 r. w krajach Unii Europejskiej całkowita moc zainstalowana wyniosła 153 GW, a przyrost mocy wyniósł 18,8 GW [3]. W Polsce, jak i w innych krajach posiadających liczne instalacje fotowoltaiczne, jest to spowodowane m. in. korzystaniem z różnego rodzaju dofinansowań przez użytkowników indywidualnych, a także firmy oraz instytucje państwowe.

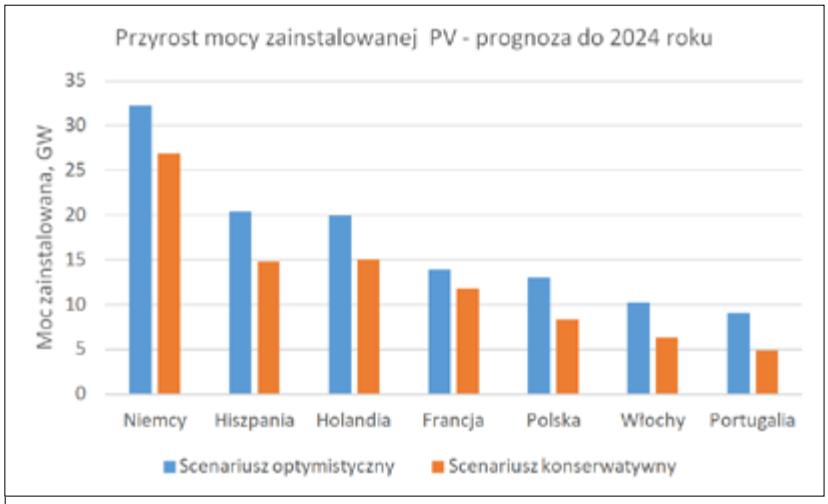
Perspektywa dla fotowoltaiki w Polsce jest bardzo obiecująca. Według [2,4] w 2025 r. moc zainstalowana w fotowoltaice osiągnie poziom 15 GW. Analogiczna sytuacja ma miejsce w ujęciu globalnym, chociaż rozwój nie jest równomierny. Do światowej czołówki pod względem przyrostu mocy należą Chiny, USA, Niemcy, Japonia, Australia. Szacuje się, że w 2050 r. udział energii elektrycznej wyprodukowanej z wykorzystaniem technologii PV ma wynieść 25% globalnego zapotrzebowania na energię elektryczną. Znaczny udział źródeł odnawialnych w prognozach przyszłej konsumpcji wskazuje, że energia słoneczna będzie jednym z kluczowych elementów miksu energetycznego. Wartością dodaną będzie także znaczne obniżenie emisji CO_2, co wpisuje się w działania na rzecz klimatu. Polska jest jednym z liderów europejskiego rynku fotowoltaicznego w kontekście zwiększania liczby instalacji fotowoltaicznych. Wskazują na to również prognozy, których rezultaty przywołano na rysunku 1 [1-3].

Zakłada się znaczny przyrost mocy zainstalowanej w krajach UE. Polska jest jednym z liderów tego wzrostu z szacowanym przyrostem mocy zainstalowanej mieszczącym się w przedziale 8-13 GW. W predykcji zastosowano scenariusz optymistyczny i konserwatywny, który może inaczej być nazwany jako minimum. Jak zaobserwowano w opracowaniu [1], w tego typu analizach predykcyjnych uzyskane wartości rzeczywiste najczęściej mieściły się w zakresie wyznaczonym przez scenariusze minimum i maksimum. Znaczna ilość instalacji fotowoltaicznych będzie wymagała zagospodarowania po okresie użytkowania. Jedną z metod może być recykling paneli fotowoltaicznych, który pozwala na odzyskanie takich materiałów jak: szkło, plastik, czy metale. Z uwagi na długi okres użytkowania produktu, jakim są panele fotowoltaiczne, zagospodarowanie odpadowych paneli fotowoltaicznych nie jest jeszcze usystematyzowane. Jedynie w Unii Europejskiej wprowadzono pewne ogólne ramy prawne.

Zagospodarowanie paneli fotowoltaicznych

Na rynku dostępnych jest wiele technologii fotowoltaicznych, które umownie są klasyfikowane w obrębie trzech generacji: I, II i III. Do pierwszej generacji należą panele z krzemu krystalicznego - mono- i polikrystaliczne. Stanowią one zdecydowaną większość obecnie produkowanych i instalowanych paneli. Dzięki stosunkowo niskiej cenie i wysokiej sprawności często wygrywają z konkurencyjnymi rozwiązaniami. Druga generacja ogniw fotowoltaicznych obejmuje technologie cienkowarstwowe: ogniwa oparte na krzemie amorficznym oraz ogniwa bez krzemowe- CIGS (selenek miedziowo-indowo-galowy), CdTe (tellurek kadmu), perowskitowe. Jest to zróżnicowana grupa ogniw nie produkowanych na bazie krzemu krystalicznego. Produkty tu zaliczane charakteryzują się niższą sprawnością niż urządzenia fotowoltaiczne I generacji, natomiast proces produkcyjny jest tańszy oraz pozwalający na zmniejszenie zużycia półprzewodników. Do ostatniej generacji należą ogniwa barwnikowe, które są oparte na zjawisku fotosyntezy. Ogniwa te składają się z nanokomórek zawierających synte-

Fot. XGAZzyLzn18 on unsplash



Rys. 1. Predykcja przyrostu mocy zainstalowanej w PV w wybranych krajach Europy w latach 2021-2024 [2,3]

tyczny barwnik, który do pewnego stopnia przypomina chlorofil. W porównaniu do ogniw fotowoltaicznych I i II generacji charakteryzują się dużą elastycznością i lekkością, ale też niską sprawnością, wytrzymałością oraz żywotnością [4-7].

Okres użytkowania paneli fotowoltaicznych szacowany jest na 20-35 lat. Zagospodarowanie wycofanych z użytkowania paneli fotowoltaicznych przewiduje różne możliwości. Podobnie jak w przypadku odpadów, wymienia się tu: zapobieganie powstawaniu, ponowne wykorzystanie, recycling, składowanie. Zapobieganie powstawaniu w tym ujęciu rozumiane jest jako wdrażanie coraz to bardziej zaawansowanych technologii produkcji, które mają na celu wykorzystywanie możliwie najmniejszej ilości surowców. Najważniejszymi elementami systemu gospodarki poużytkowymi panelami fotowoltaicznymi będą recykling oraz - w mniejszym stopniu - ponowne wykorzystanie [6-8].

Sposób zagospodarowania tego rodzaju odpadu jest zależny od uwarunkowań prawnych. W większości państw panele fotowoltaiczne są traktowane jako odpad ogólny, co umożliwia zastosowanie różnych metod postępowania z odpadem, w tym także bezpośrednie składowanie. W niektórych krajach trwają dyskusje nad spójnym prawem dotyczącym gospodarki odpadowymi panelami fotowoltaicznymi. Dotyczy to w szczególności krajów o dużym udziale instalacji fotowoltaicznych, które w perspektywie kilkudziesięciu lat przewidują znaczny przyrost zainstalowanych mocy. Wśród nich wymienić można: USA, Japonię, Australię, czy Koreę Południową. Inna sytuacja ma miejsce w państwach Unii Europejskiej, w której ramy działania w tym zakresie zostały ustalone. Na mocy dyrektywy 2012/19/UE urządzenia fotowoltaiczne zaliczono do grupy zużyty sprzęt elektryczny i elektroniczny (WEEE - Waste Electrical and Electronic Equipment) [9]. Zgodnie z tym dokumentem zagospodarowanie paneli fotowoltaicznych wymaga uzyskania 85% sprawności w odzyskiwaniu surowców wtórnych. Dodatkowy aspekt to nałożenie odpowiedzialności pokrycia kosztów zbiórki oraz recyklingu na producentów paneli fotowoltaicznych.

Metody recyklingu paneli słonecznych I generacji obejmują trzy różne typy procesów - przekształcanie mechaniczne, termiczne lub chemiczne. W innym podejściu można określić trzy etapy recyklingu:

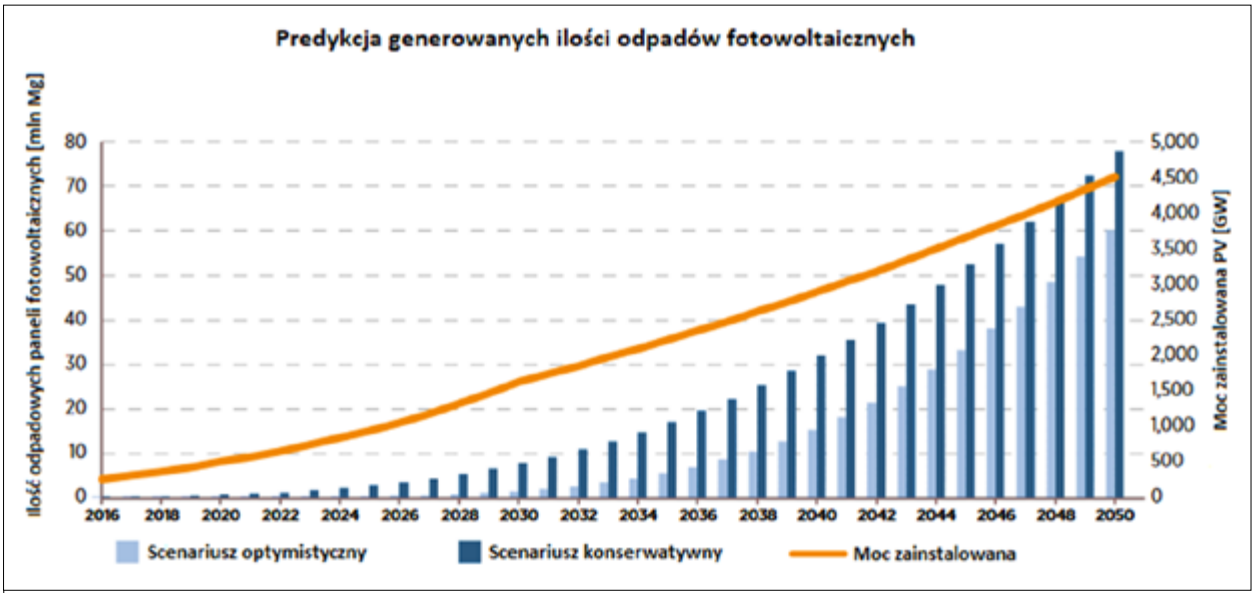
- usunięcie aluminiowej ramy, okablowania i puszki przyłączeniowej,
- oddzielenie szkła od płytki krzemowej w procesie termicznym, mechanicznym lub chemicznym,
- oddzielenie i oczyszczenie ogniw krzemowych i metali specjalnych (np. srebra, cyny, ołowiu, miedzi) za pomocą technik chemicznych i elektrycznych.

Cienkowarstwowe panele, które stanowią zdecydowanie mniejszą część rynku energii słonecznej, wymagają pewnych modyfikacji procesów recyklingu. Niemniej należy zauważyć, że obecnie w obu rozpatrywanych przypadkach recykling paneli fotowoltaicznych nie zachodzi na szeroką skalę, a ma on raczej charakter demonstracyjny [5-8, 10].

Oprócz recyklingu, jako metodę zagospodarowania wycofanych z eksploatacji paneli użytkowych, rozpatruje się także ich ponowne wykorzystanie. Może ono mieć miejsce bezpośrednio po oddaniu przez użytkownika lub po przystosowaniu. Przewidywany okres użytkowania paneli fotowoltaicznych nie oznacza, że po zakończeniu użytkowania urządzenie to nie jest w stanie generować energii elektrycznej. Powodem oddania często będzie zmniejszenie sprawności produktu. Stąd przewiduje się powstanie rynku wtórnego paneli fotowoltaicznych, które po uprzednim przystosowaniu mogłyby zostać wykorzystane [1, 4, 5].

Perspektywy i wyzwania

Zgodnie z predykcją zawartą w [1, 3] rozwój technologii fotowoltaicznych będzie dynamiczny w kolejnych latach. Zwiększeniu inwestycji w fotowoltaikę będzie towarzyszyć wzrost ilości odpadowych paneli fotowoltaicznych, spowodowany przede wszystkim wymianą modułów o obniżonej sprawności, dla których zakończył się przewidywany okres użytkowania, na produkty zaawansowane technologicznie. W konsekwencji konieczne będzie opracowanie i wdrożenie systemu gospodarowania odpadami tego rodzaju. To zjawisko jest globalne, a w przypadku krajów UE wynika ponadto z implementacji prawa unijnego. Obecnie jednak nie istnieją zorganizowane systemy recyklingu paneli



Rys. 2. Prognoza ilości odpadowych paneli fotowoltaicznych [1]

fotowoltaicznych, ani nie ustanowił się rynek wtórny. Recykling poużytkowych paneli ma miejsce w nielicznych instalacjach, na przykład Veolia we współpracy z PV Cycle przetwarza znikome ilości paneli fotowoltaicznych [11]. Państwa europejskie, w tym Polska, są zainteresowane utworzeniem zestawu procedur i procesów dedykowanych recyklingowi paneli fotowoltaicznych. Obecnie nie zidentyfikowano instalacji recyklingu paneli PV na dużą skalę. Jest to nowe wyzwanie dla przemysłu fotowoltaicznego, zwłaszcza w krajach, w których udział tego typu przedsiębiorstw i instalacji wzrasta, tj. w Chinach, Japonii i Niemczech. Zwiększenie ilości instalacji fotowoltaicznych będzie się wiązać z narastającą ilością odpadowych paneli fotowoltaicznych, co zostało przedstawione na rysunku 2 [1].

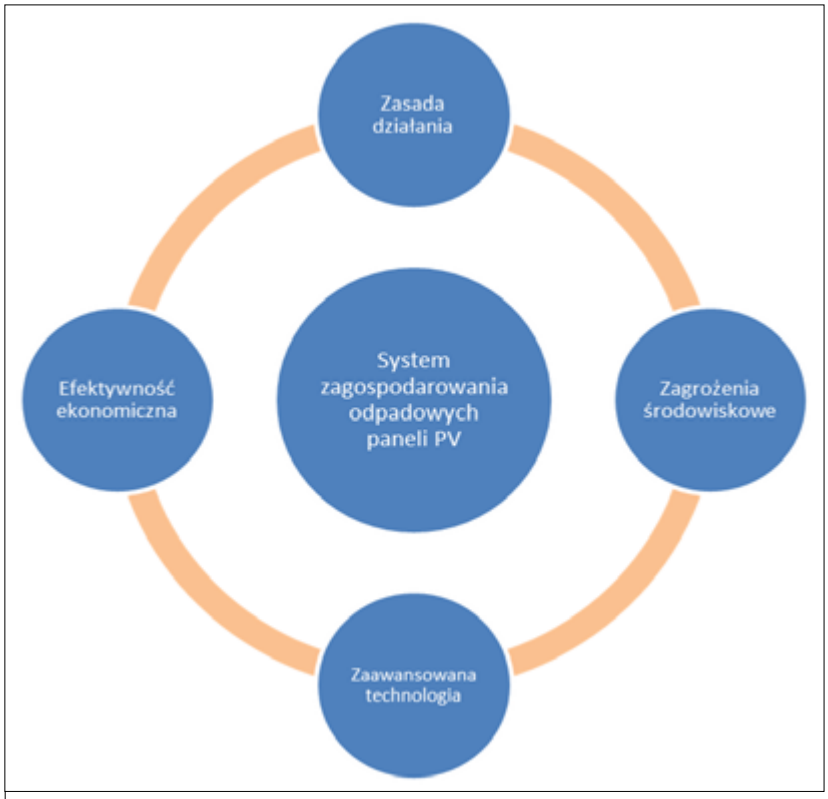
Jak można zauważyć, udział odpadowych paneli fotowoltaicznych będzie stale się zwiększał, przy czym znaczące przyrosty w skali globalnej będą miały miejsce po 2030 r. Efektem tego będzie konieczność opracowania systemu gospodarowania odpadami PV ze szczególnym uwzględnieniem przemysłowego recyklingu oraz na mniejszą skalę - rynku wtórnego umożliwiającego ponowne wykorzystanie. Konieczne będzie zapewnienie odpowiedniej infrastruktury oraz kadry realizującej system zagospodarowania tym odpadem, co według prognoz przyczyni się do stworzenia nowej, istotnej gałęzi gospodarki [1, 5].

Wprowadzenie systemu wraz z niezbędną infrastrukturą jest samo w sobie ogromnym wyzwaniem. Aktualnie bowiem taka infrastruktura i dedykowany system nie istnieje. Należy spodziewać się w najbliższych latach intensyfikacji działań w tym zakresie, przede wszystkim w państwach UE. Wynikające z dyrektywy o WEEE cele będą wspólne dla wszystkich krajów, niemniej lokalne uwarunkowania najprawdopodobniej wpłyną na pewne różnice w kształcie implementowanego systemu zagospodarowania odpadowych paneli fotowoltaicznych. Przewiduje się, że w ciągu najbliższych 10-15 lat nastąpi znaczny rozwój branży recyklingu fotowoltaicznego, również w Polsce [1, 4, 6].

W ramach tworzenia systemu można wyróżnić kilka aspektów systemu zagospodarowania odpadowych paneli fotowoltaicznych. Na rysunku 3 zestawiono elementy, które są istotne z punktu widzenia implementacji systemu.

Zagrożenia środowiskowe w przypadku znacznej ilości specyficznego odpadu, jakim są panele fotowoltaiczne, mogą przybierać różne formy. Wprowadzenie sprawnego systemu zagospodarowania przewidującego ponowne wykorzystanie lub recykling pozwoli na zminimalizowanie składowania, a także oszczędność surowców pierwotnych. Niewłaściwe gospodarowanie odpadowymi panelami fotowoltaicznymi może doprowadzić do przedostania się metali ciężkich w nich zawartych do środowiska. Istotne jest zatem opracowanie systemu zapewniającego bezpieczne przetwarzanie [7].

Wyzwaniem technologicznym jest dostosowanie się do różnorodności typów i rozmiarów użytkowanych paneli fotowoltaicznych. Technologia recyklingu powinna być opracowana w sposób zapewniający przemysłowy recykling różnych rodzajów odpadów fotowoltaicznych. Wiąże się to z innym, istotnym zagadnieniem, a mianowicie opłacalnością. W obecnej sytuacji przewiduje się, że przetwarzanie paneli fotowoltaicznych powinno mieć miejsce w dużych zakładach ze względu na zapewnienie dużego strumienia odpadów. Z punktu widzenia opłacalności recyklingu ma-



Rys. 3. Aspekty systemu zagospodarowania odpadowych paneli fotowoltaicznych

sa przetworzonych paneli fotowoltaicznych jest bardzo ważna, gdyż nakłady inwestycyjne będą bilansowane przez wpływy tytułem sprzedaży odzyskanych surowców. Należy jednak wspomnieć, że aktualny trend oszczędzania surowców wykorzystywanych w procesie produkcji modułów fotowoltaicznych paradoksalnie nie wpływa pozytywnie na efektywność ekonomiczną recyklingu, gdyż zmniejsza jego potencjalną opłacalność. Materiały, które zostają stopniowo ograniczane w produkcji (głównie srebro, miedź, metale ziem rzadkich), są droższe niż inne pozostałe. Im więcej ich uda się odzyskać, tym bardziej wartościowe produkty się otrzymuje [4-8]. W przypadku jednak braku pewności zwrotu inwestycji, nie należy się spodziewać zarzucenia realizacji systemu recyklingu i ponownego wykorzystania wycofanych z użytkowania paneli fotowoltaicznych. Rola fotowoltaiki oraz ilość generowanych odpadów PV będzie na tyle znaczna, że nie da się uniknąć wprowadzenia systemowego rozwiązania. Rozwój technologii recyklingu może doprowadzić do zmniejszenia kosztów inwestycyjnych. Pozostaje także kwestia opłaty za zagospodarowanie pożytkowych paneli, którą co do zasady ponosi producent, jednak w praktyce nie spotkano się z określeniem zasad działania takiego rozwiązania [1, 10].

Podsumowanie

Dynamiczny rozwój energetyki opartej na źródłach odnawialnych sprzyja zwiększeniu inwestycji w fotowoltaikę. Obok energetyki wiatrowej, rynek modułów fotowoltaicznych jest jednym z najszybciej rozwijających się. Ma to przełożenie na przyrost mocy zainstalowanej w PV, co jest tendencją globalną. W perspektywie czasowej będzie się to wiązało ze zwiększającą się ilością odpadowych paneli fotowoltaicznych. Znaczny przyrost odpadów będzie wymagał systemowego rozwiązania opartego o dedykowane technologie z uwzględnieniem aspektów ekonomicznych oraz środowiskowych. □

Literatura

1. End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels 2016. International Renewable Energy Agency IRENA, International Energy Agency IEA. Strona: www.irena.org .
2. Raport Rynek fotowoltaiki w Polsce. Instytut Energetyki Odnawialnej, maj 2021.
3. Solar Power Europe - Leading the Energy Transition. Strona: www.solarpowereurope.org.
4. Włodarczyk, R. Analysis of the Photovoltaic Waste-Recycling Process in Polish Conditions—A Short Review. Sustainability 2022, 14, 4739. https://doi.org/10.3390/su14084739.
5. Chowdhury, M.S.; Rahman, K.S.; Chowdhury, T.; Nuthammachot, N.; Techato, K.; Akhtaruzzaman, M.; Tiong, S.K.; Sopian, K.; Amin, N. An overview of solar photovoltaic panels 'end-of-life material recycling. Energy Strategy Rev. 2020, 27, 100431.
6. Ahmadi, M.H.; Baghban, A.; Sadeghzadeh, M.; Zamen, M.; Mosavi, A.; Shamshirband, S.; Kumar, R.; Mohammadi-Khanaposhtani, M. Evaluation of electrical efficiency of photovoltaic thermal solar collector. Eng. Appl. Comput. Fluid Mech. 2020, 14, 545-565.
7. Huang, B.; Zhao, J.; Chai, J.; Xue, B.; Zhao, F.; Wang, X. Environmental influence assessment of China's multi-crystalline silicon (multi-Si) photovoltaic modules considering recycling process. Sol. Energy 2017, 143, 132-141.
8. Cerchier, P.; Brunelli, K.; Pezzato, L.; Audoin, C.; Rakotoniaina, J.P.; Sessa, T.; Tammaro, M.; Sabia, G.; Attanasio, A.; Forte, C.; et al. Innovative recycling of end of life silicon PV panels: Resielp. Detritus 2021, 16, 41-47.
9. WEEE. Directive 2012/19EU of the European Parliament and of the Council; European Parliament and the Council of the European Union: Brussels, Belgium, 2012.
10. Chen, W.-S.; Chen, Y.-J.; Lee, C.-H.; Cheng, Y.-J.; Chen, Y.-A.; Liu, F.-W.; Wang, Y.-C.; Chueh, Y.-L. Recovery of Valuable Materials from the Waste Crystalline-Silicon Photovoltaic Cell and Ribbon. Processes 2021, 9, 712.
11. Veolia. Strona: www.veolia.fr.

Konrad Różowicz
Dr Krystian Ziemski & Partners Kancelaria Prawna Sp. Kom.

Formy współpracy instalacji z gminami w świetle bieżącego orzecznictwa

Gminy i związki międzygminne zobowiązane są m. in. do zapewnienia odbioru odpadów komunalnych z nieruchomości zamieszkałych oraz umożliwienia deponowania odpadów w punktach selektywnego zbierania odpadów komunalnych. Z założenia poza zadaniami gminy pozostaje odbiór odpadów komunalnych z nieruchomości niezamieszkałych. Stan odmienny występuje w przypadku przyjęcia uchwały, o której mowa w art. 6c ust. 2 ustawy z dnia 13 września 1996 r. o utrzymaniu czystości i porządku w gminach (tj. Dz. U. z 2021 r. poz. 888, dalej: *„u.c.p.g."*).

W konsekwencji gminy i związki międzygminne są podstawowymi dysponentami odpadów komunalnych wytworzonych na ich terenie. Zapewnienie zagospodarowania tych kategorii odpadów może nastąpić z wykorzystaniem rożnych form prawnych współpracy - zarówno publicznoprawnych, jak i prywatnoprawnych.

Zagospodarowanie odpadów na gruncie u.c.p.g.

Przepisy u.c.p.g. w ograniczonym zakresie odnoszą się do materii zagospodarowania odpadów komunalnych. Powyższe stanowi konsekwencję optyki przyjętej na potrzeby ustanawiania ww. ustawy, która skoncentrowana jest na gminie / związku międzygminnym oraz sposobie organizowania i funkcjonowania lokalnych systemów gospodarki odpadami komunalnymi. Powyższe nie może jednak stanowić podstawy dla utracenia z pola widzenia doniosłej roli, jaką dla prawidłowego i efektywnego funkcjonowania, zarówno dla poszczególnych lokalnych systemów gospodarki odpadami komunalnymi, jak i dla ogółu krajowej gospodarki odpadami komunalnymi, pełni zagadnienie zagospodarowywania odpadów komunalnych i jak doniosła jest rola instalacji.

> „(…) gmina może odrębnie zapewniać realizację usług odbiorowych i polegających na zagospodarowaniu odpadów komunalnych lub może wybrać jednego wykonawcę odpowiedzialnego za świadczenie usługi kompleksowej

Materia zagospodarowania odpadów komunalnych ujawnia się w kilku przepisach u.c.p.g. w tym w art. 6d ust. 1 u.c.p.g. zgodnie z którym organ wykonawczy, jest „obowiązany udzielić zamówienia publicznego na odbieranie odpadów komunalnych od właścicieli nieruchomości, o których mowa w art. 6c albo zamówienia publicznego na odbieranie i zagospodarowanie tych odpadów.". Z przepisem tym zostały powiązane kolejne, które regulują konsekwencje proceduralne przyjętego przez gminę sposobu skonfigurowania zamówienio-wego usług odpadowych. Zgodnie z art. 6d ust. 4 pkt 5 u.c.p.g. w dokumentach zamówienia określa się m. in. „instalacje, w szczególności instalacje komunalne, do których podmiot odbierający odpady komunalne od właścicieli nieruchomości, jest obowiązany przekazać odebrane odpady - w przypadku udzielania zamówienia publicznego na odbieranie odpa-

dów od właścicieli nieruchomości lub zobowiązuje do wskazania takich instalacji w ofercie - w przypadku udzielania zamówienia publicznego na odbieranie i zagospodarowywanie tych odpadów".

Z powyższego wprost wynika, że gmina może odrębnie zapewniać realizację usług odbiorowych i polegających na zagospodarowaniu odpadów komunalnych lub może wybrać jednego wykonawcę odpowiedzialnego za świadczenie usługi kompleksowej.

Zapewnienie zagospodarowania odpadów komunalnych, *per se*, nie zostało ustawowo powiązane z żądną konkretną formą prawną - *a contrario* względem przepisów dotyczących odbioru odpadów komunalnych ze źródła, które mocą u.c.p.g. zostało zespolone z regulacjami P.z.p. W konsekwencji gminie, albo związkowi międzygminnemu, przysługuje w tej sferze pełna swoboda wyboru spośród form realizacji zadań komunalnych, o których mowa w art. 2 i 3 u.g.k., w tym realizowanie ich w modelu tzw. administracyjnego in-house (uchwałowego powierzenia realizacji usług, kontrolowanej i zależnej ekonomicznie spółce), poprzez zawiązanie współpracy PPP, czy poprzez udzielenie zamówienia publicznego (jako samoistnego przedmiotu zamówienia).

Odmienne stanowisko bywa podnoszone przez ekspertów. Przykładowo M. Budziarek wskazuje na „brak natomiast obowiązku, jak i możliwości udzielenia przez organ wykonawczy zamówienia publicznego na samo zagospodarowanie odpadów komunalnych"[1]. Stanowisko to nie znajduje jednak nie tylko poparcia w systemowej interpretacji art. 6d ust. 1 u.c.p.g, ale również w stanowiskach orzeczniczych. Przykładowo KIO w wyroku z dnia 26 sierpnia 2021 r., KIO 1987/21, uznała, że „przepis art. 6d ust. 1 ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach nie może być interpretowany w sposób zawężający, że możliwe jest prowadzenie postępowań tylko na odbiór albo tylko na odbiór i zagospodarowanie jako jedyne dwa modele działania zamawiających, natomiast pozostałe usługi (np. samo zagospodarowanie) wyłączone zostały spod reżimu ustawy Pzp".

Zagospodarowanie odpadów jako przedmiot porozumienia międzygminnego

Przepis art. 6d ust. 1 u.c.p.g bywa odczytywany również rozszerzająco, jako źródło limitacji prawnej innych form zapewnienia realizacji zadań z zakresu zagospodarowania odpadów komunalnych. W ostatnim czasie kluczowym wyrokiem Izby, w którym wyrażono takie, nieuprawnione zapatrywanie był - wyrok z dnia 20 grudnia 2021 r., KIO 3561/21, w którym Izba stanęła na stanowisko, że z „literalnego brzmienia art. 6d ust. 1 ucpg wynika, że ustawodawca nie przewidział w tej ustawie, szczegółowej regulacji dotyczącej przetargu w przedmiocie obejmującym wyłącznie zagospodarowanie odpadów poprzez ogłoszenie przetargu na odbiór odpadów. Wobec takiego braku oraz wobec odesłania zawartego w art. 6g ww. ustawy w niniejszej sprawie zastosowanie znajdą wprost przepisy ustawy Pzp.". Powyższe stanowiło jedną z okoliczności, która miałaby przemawiać za niedopuszczalnością przekazania zadania gminnego w postaci zagospodarowania odpadów w formie porozumienia międzygminnego, o którym mowa w art. 74 u.s.g. W przywołanym już wyroku Izba przyjęła, że „nie znajduje jakichkolwiek podstaw prawnych do przyjęcia stanowiska zamawiającego, że Gminy w ramach Porozumienia mogą wyłączyć w zakresie zagospodarowania odpadów komunalnych wytworzonych w Gminie przepisy ustawy Pzp i przekazać innej Gminie te zadania, jako jej zadanie własne w trybie bezprzetargowym, cyt,: Poza zakresem tego przepisu (przyp. Art. 6d ucpg) pozostaje <zagospodarowanie> odpadów o ile nie jest powiązane w usługę kompleksową - odbioru i zagospodarowania odpadów komunalnych. Niezasadne jest stanowisko zamawiającego podane w odpowiedzi na odwołanie, że żaden przepis prawa powszechnie obowiązującego nie ustanawia obowiązku udzielenie zamówienia na zagospodarowanie odpadów komunalnych w trybie przetargu. Zauważyć należy, że takie przekazanie zagospodarowania odpadów Gminie (...) jest niewątpliwie korzystne dla tej Gminy, stanowi element biznesowy dla (...) sp. z o.o. (...) Tak więc jest to niewątpliwie Porozumienie zawarte w celach biznesowych".

Na skutek zaskarżenia ww. wyrok KIO został on usunięty z obrotu prawnego, a odwołanie zostało oddalone (wyrok Sądu Okręgowego w Warszawie z dnia 17 maja 2022 r., XXIII Zs 44/22). Powyższe stanowi przejaw pozytywnej walki o niemarginalizowanie swobody gmin przy współpracy w zakresie zagospodarowania odpadów komunalnych, która została podjęta szeregiem porozumień międzygminnych, w tym m. in. poprzez:

- Porozumienie nr 39/2021 r. z dnia 26 października 2021 r. w sprawie powierzenia Gminie Miasto Szczecin przez Gminę Miasto Koszalin realizacji zadań z zakresu zagospodarowania frakcji energetycznej odpadów komunalnych zawarte w dniu 26 października 2021 r., w Szczecinie, pomiędzy: Gminą Miasto Szczecin, a Gminą Miasto Koszalin,
- Porozumienie międzygminne nr 1/2020 z dnia 22 października 2020 r. pomiędzy Miastem Suwałki, a Gminą Suwałki,
- Porozumienie międzygminne nr GO-I.031.12.2020 Prezydenta Miasta Stalowej Woli z dnia 27 sierpnia 2020 r. zawarte pomiędzy: Gminą Stalowa Wola, a Gminą Gorzyce,
- Porozumienie międzygminne zawarte w dniu 12 marca 2019 r. pomiędzy: Gminą Miasta Gdańska, z siedzibą w Gdańsku, ul. Nowe Ogrody 8/12, a Gminą Pruszcz Gdański z siedzibą w Pruszczu Gdańskim,
- Porozumienie Międzygminne nr PG.031.2.2019 Gminy Krzeszów

i Gminy Kuryłówka z dnia 26 listopada 2019 r. w sprawie powierzenia Gminie Krzeszów przez Gminę Kuryłówka realizacji zadań z zakresu zagospodarowania odpadów komunalnych,

- Porozumienie Międzygminne z dnia 5 października 2018 r. w sprawie powierzenia Gminie Ostrów zadania publicznego w zakresie zagospodarowania odpadów komunalnych zmieszanych wytworzonych na terenie Gminy Miasto Krosno zawarte pomiędzy: Gminą Miasto Krosno, a Gminą Ostrów.

Powyższe ukazuje powszechność stosowania ww. formy współdziałania gmin w obszarze zagospodarowania odpadów komunalnych. Współpraca gmin w ww. zakresie, charakteryzująca się wieloma profitami, w tym m. in. zwiększoną spójnością rozwiązań (m. in. możliwością większego ujednolicenia lokalnych systemów gospodarki odpadami komunalnymi) oraz długotrwałością (m. in. umożliwiając stabilizację lokalnych systemów gospodarki odpadami komunalnymi, chociażby w zakresie rozbicia frakcyjnego zbierania odpadów, np. poprzez wydzielenie szkła białego i kolorowego).

Przed tzw. hura optymizmem powstającym na skutek wydania przez Sąd Okręgowy w Warszawie z dnia 17 maja 2022 r., XXIII Zs 44/22, powinno chronić m. in. stanowisko wyrażone przez RIO w Gdańsku w piśmie z dnia 17 grudnia 2021 r. (nr pisma WK. 0441/105/283/4/2021), w którym organ ten wskazał, że „zawarcie porozumienia, na mocy którego jedna z jednostek sektora finansów publicznych powierza realizację własnego zadania publicznego innej jednostce sektora finansów publicznych, co miało miejsce w przedmiotowym przypadku, zgodnie z wytycznymi wskazanymi w wyroku Trybunału Sprawiedliwości Unii Europejskiej z dnia 13 czerwca 2013 r. C-386/11 (który zapadł w sprawie analogicznej do niniejszej sprawy) stanowi zamówienie publiczne i z tych względów winno zostać objęte zakresem Dyrektywy 2004/18 WE (w obecnym stanie prawnym - Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2014/24/UE z dnia 26 lutego 2014 r. w sprawie zamówień publicznych, uchylającą dyrektywę 2004/18/WE (Dz. Urz. UE. L Nr 94 z późn. zm.), która zawiera analogiczne przepisy do nieobowiązującej już dyrektywy 2004/18 WE)". Powyższe ukazuje, że walka o swobodę w doborze form realizacji zadań z zakresu odpadowego jest ciągle żywa.

In-house, a realizacja zadań przejętych drogą porozumienia międzygminnego

Zasadne jest również wspomnienie o stanowiskach, które kwestionują możliwość wykorzystania formuły in-house przy realizacji zadań przejętych w drodze porozumienia. W ww. zakresie kluczowe okazało się stanowisko KIO wyrażone w wyroku z dnia 27 grudnia 2017 r., KIO 2567/17 (tzw. sprawa tarnowska). Wskazanym wyrokiem Izba udaremniła zlecenie w kontraktowej formule in-house, realizacji zadania przejętego porozumieniem międzygminnym, przez spółkę komunalną kontrolowaną i zależną ekonomicznie od gminy przejmującej zadanie[2]. Z powołaniem na ww. wyrok, zbieżne stanowisko wyraził Prezes UZP kontrolując postępowanie o udzielenie zamówienia publicznego pn. „świadczenie usług związanych z odbiorem oraz zagospodarowaniem odpadów komunalnych wytwarzanych przez właścicieli nieruchomości, na których zamieszkują mieszkańcy, z terenu Gminy Tarnów Opolski" (wynik kontroli doraźnej z dnia 21 grudnia 2018 r. (znak: UZP/DKZP/WKZ3/422/14(3)/18 JB KNZ/12/18/DKZP). □

KONRAD RÓŻOWICZ

Partner kierujący Działem Prawa Zamówień Publicznych w Dr Krystian Ziemski & Partners Kancelaria Prawna Sp. k.

W swojej dotychczasowej pracy zawodowej nabył doświadczenie w obsłudze prawnej zamawiających, wykonawców oraz podwykonawców doradzając im zarówno w zakresie spraw związanych z planowaniem i udzielaniem zamówień publicznych, ubieganiem się o uzyskanie zamówień, jak również powstających w związku z realizacją umów w sprawie zamówień publicznych, czy umów o podwykonawstwo. Posiada także doświadczenie w reprezentowaniu klientów przed Krajową Izbą Odwoławczą oraz organami kontroli, w szczególności Prezesem Urzędu Zamówień Publicznych.

Swoją pracę zawodową łączy z działalnością naukową, popularyzatorską oraz szkoleniową. Autor książek, komentarzy praktycznych, dziesiątków artykułów specjalistycznych oraz naukowych publikowanych w czasopismach zamówieniowych, w tym szeregu dotyczących nowego P.z.p. Trener z bogatym doświadczeniem w szkoleniach grupowych oraz konsultacjach indywidualnych.

1 M. Budziarek, Komentarz do art. 6d u.c.p.g. w: Utrzymanie czystości i porządki w gminach, M. Budziarek, A. Szymczak, Warszawa 2021.

2 Krytycznie względem ww. stanowiska m.in. J. Jagoda, Porozumienie międzygminne a wykonywanie zadań w trybie zamówienia in-house, „Samorząd Terytorialny", nr 6/2019, s. 61-71.

- **Dr hab. Krzysztof Zamasz,**
  Członek Zarządu Grupy Veolia w Polsce, Dyrektor Handlowy
- **Radosław Przybysławski,**
  Zastępca Dyrektora Handlowego Grupy Veolia w Polsce
- **Jakub Dąbrowski,**
  Menedżer Produktów Efektywności Energetycznej, Veolia Energia Polska

Czerpać globalnie działać lokalnie

Historia firmy Veolia sięga połowy XIX w., kiedy to według dekretu Napoleona III założono Compagnie Générale des Eaux, która zajęła się dostawą wody dla Paryża. Od początku lat 1980, firma CGE rozpoczęła intensywne rozszerzanie swojej oferty o obsługę źródeł energii (elektrycznej i ciepła) i odpadów - w tym ich utylizację. Tym samym tworząc silną, kompleksową ofertę dla samorządów. Obecnie Veolia jest międzynarodową grupą firm. W skali światowej zatrudniamy blisko 179 000 pracowników na pięciu kontynentach, 95 mln osób dostarczamy wodę pitną, odbieramy 47 mln ton odpadów i wyprodukowaliśmy 43 mln MWh energii elektrycznej.

W Polsce Grupa Veolia jest obecna od 25 lat i zatrudnia 4600 osób. W tym czasie nawiązaliśmy udaną współpracę z 123 samorządami, z czego w 58 zarządzamy sieciami ciepłowniczymi. Pod względem organizacyjnym jesteśmy podzieleni na 9 niezależnych, ale blisko ze sobą współpracujących spółek:

- Veolia Energy Contracting Poland, która jest spółką multienergetyczną zajmującą się przede wszystkim obrotem i sprzedażą energii i gazu,
- Veolia Energia Warszawa, która zarządza największą w Unii Europejskiej siecią ciepłowniczą,
- Veolia Industry zajmująca się obsługą techniczną budynków i przemysłu,
- PWiK Tarnowskie Góry - lokalne Przedsiębiorstwo Wodociągów i Kanalizacji,
- Veolia Energia Poznań - energia elektryczna, ciepło i media przemysłowe dla Poznania,
- EKO-ZEC - producent kruszyw,
- Veolia Term - ciepło dla miast,
- Veolia Energia Łódź zajmująca się produkcją i przesyłem ciepła i energii elektrycznej,
- oraz Veolia Energia Polska, która jako spółka matka Grupy Veolia w Polsce prowadzi szereg strate-

gicznych projektów, m. in. w zakresie rozwoju linii biznesowych odpady i woda.

Na każdym rynku, czyli także w Polsce, nasza strategia działania jest taka sama. Wiedzę i doświadczenie zdobyte globalnie stosujemy z całą siłą punktowo - lokalnie. U konkretnego Klienta w każdym pojedynczym działaniu. Bez względu, czy dotyczy ono obsługi zespołu energetycznego, czy wywozu odpadów.

Na przestrzeni ponad półtora wieku w naszych obszarach działania zmieniała się sytuacja polityczna, formalna, technologiczna oraz społeczna. Aby móc stawiać czoła zmianom przez tak długi okres czasu postawiliśmy na „antykruchość" naszej organizacji. Antykruchość w naszym rozumieniu jest gotowością nie tylko na ewolucuję, ale także na nagłe zmiany sytuacji, usterki, zmiany regulacji, globalną epidemię i co najważniejsze - na nieznane, bo w dłuższym horyzoncie czasowym jedyne co jest pewne - to niepewność.

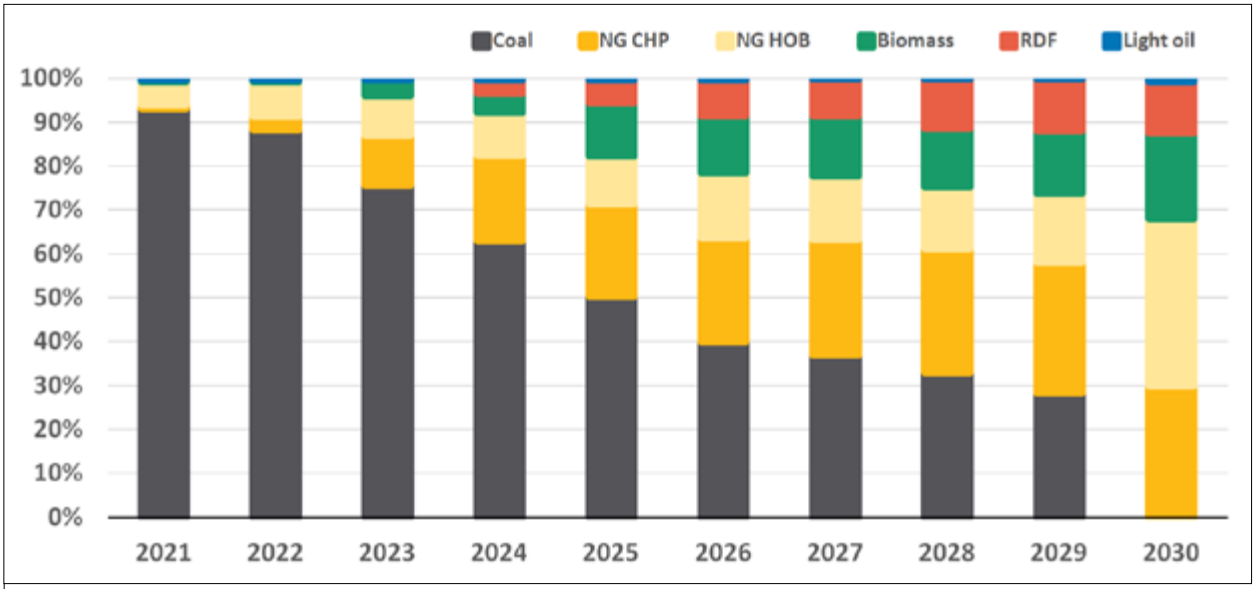
Nie mamy zwyczaju używać słowa sukces, ponieważ kojarzy się ono z zakończoną, zrealizowaną pracą. Tymczasem nasze działania to stałe wieloletnie świadczenie usług na rzecz naszych Klientów. Nie zawsze jest to proste i nie zawsze pozwala kończyć pracę o przysłowiowej 17, ale w dłuższej perspektywie jest niesamowicie satysfakcjonujące i napędzające naszą organizację. Dzięki stabilności podstawowych usług komunalnych, współpracujące z nami samorządy mogą się skupić na swoich działaniach i odnosić swoje sukcesy. Sukcesy za sukcesami. Innej drogi niema.

> ANTYKRUCHOŚĆ w naszym rozumieniu jest gotowością nie tylko na ewolucuję, ale także na nagłe zmiany sytuacji, usterki, zmiany regulacji, globalną epidemię i co najważniejsze - na nieznane

Obecnie przed Polskimi samorządami stoi wyzwanie dekarbonizacji aktywów energetycznych. Zgodnie z planem klimatycznym, do 2030 r. emisję CO_2 należy zredukować o 55% w stosunku do 1990 r. Jest to wyzwanie szczególnie duże dla Polski, która od 1990 r. bardzo intensywnie rozwinęła się gospodarczo. W pakiecie jest, także wzrost udziału energii ze źródeł odnawialnych (OZE) do 32% i wzrost udziału efektywnych energetycznie systemów ciepłowniczych powyżej 5 MWt do poziomu 85%.

Obecnie systemy ciepłownicze w Polsce często są nieefektywne i wymagają fundamentalnych zmian technologicznych. Ciepłownictwo indywi-

Fot. Veolia



Rys. 1. Planowana struktura miksu paliwowego Grupy Veolia w Polsce w perspektywie do 2030 r.

dualne opiera się blisko w połowie na węglu, a w przypadku ciepłownictwa systemowego wartość ta osiąga blisko trzy czwarte.

W odpowiedzi na te wyzwania czerpiemy globalnie, realizując kluczowe inwestycje dekarbonizacyjne. Przykładem takiego działania może być obiekt CCGT w Łodzi i SCGT w Poznaniu.

CCGT w Łodzi będzie produkować rocznie 4 600 TJ ciepła i 1,9 TWh energii elektrycznej zużywając przy tym 4 TWh gazu. Obecnie źródło zostało certyfikowane w ramach rynku mocy i trwają finalne negocjacje dotyczące przyłączenia do sieci gazowej.

W Poznaniu produkcja ciepła będzie nieco większa, bo osiągnie rocznie 5 100 TJ, a energii elektrycznej nieco mniejsza na poziomie 1 THh. Źródło jest certyfikowane, a umowy przyłączeniowe podpisane.

Nie bez znaczenia jest lokalizacja tych inwestycji. W obydwu miastach już eksploatujemy źródła energii i wspomniane wyżej inwestycje. Świadczą one o stabilności współpracy z lokalnymi samorządami oraz długotrwałej strategii.

W ramach inwestycji dekarbonizacyjnych w portfelu do realizacji mamy, także Zakłady Odzysku Energii w Łodzi i Zamościu. Inwestycje te będą pracować na preRDF, czyli paliwie pochodzącym z odpadów nienadających się do recyclingu. Obiekty te razem wyprodukują rocznie 1550 TJ energii cieplnej i 100 GWh energii elektrycznej, jednocześnie zmniejszając zużycie węgla łącznie o ponad 81 000 ton.

Wg analityków z Międzynarodowej Agencji Energetycznej wszystkie technologie wymagane do osiągnięcia zredukowanych poziomów emisji CO_2 już istnieją i są sprawdzone. Jednocześnie jako wyzwanie równoległe do technicznego wymienia się organizację pozwalającą na ich wdrożenie. Tak głęboka zmiana może być trudno osiągalna indywidualnie. W tym właśnie celu wracamy do naszych stabilnych globalnych korzeni. Nasze zespoły to nie tylko inżynierowie, ale także zaplecze finansowe pozwalające realizować inwestycje metodą ESCO, inwestycje infrastrukturalne, integracje klastrowe oparte na wielu źródłach i wiele innych.

> Nasze zespoły to nie tylko inżynierowie, ale także zaplecze finansowe pozwalające realizować inwestycje metodą ESCO, inwestycje infrastrukturalne, integracje klastrowe oparte na wielu źródłach

W ramach spółki Veolia Term działamy w 66 miastach, w których posiadamy 63 ciepłownie, 2 elektrociepłownie i 4 silniki kogeneracyjne. Razem stanowi to 1 102 MW energii cieplnej i 21 MW energii elektrycznej zainstalowanej.

W celu osiągnięcia założeń „Fit for 55" jednym z podstawowych działań jest zmiana miksu paliwowego, który obecnie opiera się w ponad 90% na węglu. Za przepisami podąża więc strategia technologiczna, która polega na zwiększaniu udziału biomasy, kogeneracji gazowej i wspomnianego wcześniej RDF.

Nasza oferta dla samorządów w zakresie eksploatacji źródeł energii jest konkurencyjna finansowo, pozwala wdrażać najbardziej efektywne światowe technologie, a w efekcie transformować Polską branżę energetyczną. □

III Seminarium

„Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła"

4-5 października 2022, Poznań

NOWOCZESNE CIEPŁO

- POZYSKIWANIE CHŁODU Z CIEPŁA SIECIOWEGO
- MOŻLIWOŚĆ WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO POCHODZĄCEGO Z RÓŻNYCH ŹRÓDEŁ
- GENERACJA ROZPROSZONA W SYSTEMACH CIEPŁOWNICZYCH
- KORZYŚCI PRAWNE, FINANSOWE I ŚRODOWISKOWE - OPŁACALNOŚĆ
- PRZYKŁADY INSTALACJI WYKORZYSTANIA CIEPŁA ODPADOWEGO - DOŚWIADCZENIA PRAKTYCZNE MOŻLIWOŚCI WSPARCIA FINANSOWEGO DLA INSTALACJI I SIECI CHŁODNICZYCH, ODZYSKU CIEPŁA ODPADOWEGO, MAGAZYNÓW CIEPŁA
- PREZENTACJA DOSTĘPNYCH TECHNOLOGII.

Szczegóły: www.nowa-energia.com.pl

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

Organizator:

nowa Energia

Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW
Dyrektor Instytutu Techniki Cieplnej, Politechnika Warszawska

Czy systemy ciepłownicze będą istniały w przyszłości?

W wielu dyskusjach pojawia się pytanie: czy systemy ciepłownicze będę istniały w przyszłości? A jeśli tak, to jaka będzie ich rola? Poddawana jest pod dyskusję techniczna możliwość zasilania systemów w stu procentach neutralną klimatycznie energią. Problem ten szczególnie odnoszony jest do dużych systemów ciepłowniczych. Drugą, i chyba ważniejszą, kwestią jest brak możliwości osiągnięcia ekonomicznego uzasadnienia dla takiego rozwoju. W związku z tym ciągle trwa dyskusja o roli i przyszłości systemów ciepłowniczych. Czy warto je rozwijać, a jeżeli tak, to w jakiej formie?

Z drugiej strony wszyscy przedstawiciele branży ciepłowniczej wyraźnie mówią, że systemy ciepłownicze muszą istnieć. Pojawia się pytanie: czy nie jest to zapewnienie o konieczności „własnego istnienia"? W tym artykule będę starał się dowieść, że twierdzenie o celowości istnienia systemów ciepłowniczych jest prawdziwe, o czym jestem głęboko przekonany. Bezpośrednio do napisania artykułu na ten temat skłoniła mnie dyskusja podczas Panelu Dyskusyjnego w ramach IX Konferencji „Nowe Kierunki Kogeneracji", organizowanej przez Wydawnictwo „Nowa Energia", która odbyła się dniach 2-3 lutego 2022 r. w formie zdalnej. Miałem zaszczyt moderować dyskusję, w której udział wzięli: dr Małgorzata Niestępska - Prezes Zarządu, PEC Sp. z o.o. w Ciechanowie; Krzysztof Diduch - Prezes Zarządu, ECO Kogeneracja Sp. z o.o.; Janusz Fic - Prezes Zarządu, MPGK - Krośnieński Holding Komunalny Sp. z o.o.; Jarosław Głowacki - Członek Zarządu - Wiceprezes ds. Technicznych, PGNiG TERMIKA SA: Paweł Kupczak - Prezes Zarządu, MPEC Sp. z o.o. w Nowym Sączu; Maciej Martyniuk - Koordynator Projektu, Dział Rozwoju Innowacyjnych Metod Zarządzania Programami, NCBR.

Poniżej przedstawię wskazane przez moich rozmówców, uznane przeze mnie za najważniejsze, czynniki wpływające na to, że systemy ciepłownicze powinny istnieć w przyszłości. Kolejność opisów nie wynika z istotności, ponieważ bardzo trudno jest rozstrzygnąć o wadze poszczególnych czynników, a raczej jest losowa.

> Argumentem, który już wiele razy przytaczałem jest to, że systemy ciepłownicze muszą wspierać system elektroenergetyczny kraju poprzez wykorzystanie technologii kogeneracyjnych oraz gromadzenie w najtańszy sposób nadwyżek energii elektrycznej w postaci ciepła

Argumentem, który już wiele razy przytaczałem jest to, że systemy ciepłownicze muszą wspierać system elektroenergetyczny kraju poprzez wykorzystanie technologii kogeneracyjnych oraz gromadzenie w najtańszy sposób nadwyżek energii elektrycznej w postaci ciepła. Wynika to głównie z tego, że w przyszłości konieczne będzie przetwarzanie nadwyżek energii ze źródeł pogodozależnych na syntetyczne paliwa. Przetwarzanie tych paliw na energię elektryczną powinno odbywać się w układach kogeneracyjnych zasilających systemy ciepłownicze. Oczywiście jest wiele kwestii, jak to powinno być szczegółowo rozwiązane, ale implikacja jest oczywista.

Ważną konkluzją z dyskusji jest to, że ciepłownictwo jest biznesem i należy szukać okazji biznesowych, tak jak w innych branżach. W pełni zgadzam się tym z tym stwierdzeniem, bo nie będzie jednego uniwersalnego rozwiązania dla ciepłownictwa, ale trzeba będzie szukać nowych, niestandardowych rozwiązań, które będą dawały możliwość osiągania zadowalających zysków przy atrakcyjnych cenach dla odbiorcy ciepła. W dyskusji wskazano na konieczność transformacji przedsiębiorstw „ciepłowniczych" na rzecz przedsiębiorstw „multienergetycznych" świadczących usługi nie tylko energetyczne. Łączenie różnych obszarów działania będzie dawało synergię, dając możliwość generowania godziwego zysku dla przedsiębiorstwa. Niestety szczegółowe uwarunkowania poszczególnych systemów będą wynikowo dawały inne optymalne rozwiązania.

Ważnym elementem wskazanym podczas dyskusji była bariera przejścia obiorców końcowych na inny system zasilania. Konieczność zmiany systemu ogrzewania jest dużym wysiłkiem finansowym, a w przypadku mniej zamożnych odbiorców często jest to prawie niemożliwe. Oczywiście w sposób wolny i stopniowy odbiorcy będę mogli odchodzić od zasilania z systemów ciepłowniczych. Nie mniej należy stwierdzić, że działania branży i inne czynniki powodują, że brak jest obecnie odpływu odbiorców. Można czasami zaobserwować wręcz momentami odwrotną tendencję. Ostatnie odmowy przyłączania dla obiorców przez PSG dało znaczne przyrosty zgłoszeń chęci przyłączeń do sieci ciepłowniczej w niektórych systemach ciepłowniczych. Ogólnie chyba można stwierdzić, że obecnie problem odpływu odbiorców nie istnieje. Nie oznacza to jednak, że w bliskiej przyszłości problem ten nie może się pojawić. W szczególności gdy popatrzy się na propozycje zapisów pakietu Fit for 55. Można z nich wnioskować, że może być niemożliwe przyłączanie nowych odbiorców do systemów, w których nie będzie dostatecznej ilości energii odnawialnej. A to może w bliskiej przyszłości stanowić problem.

Wiele razy w dyskusji pojawiło się stwierdzenie, że kogeneracja jest ważnym elementem przewagi systemów ciepłowniczych. Można jednak sobie wyobrazić, że indywidualne podmioty będą w stanie wdrażać małe technologie kogeneracyjne, które obecnie stają się coraz tańsze. W dyskusji zwrócono jednak uwagę na to, że system ciepłowniczy jako większy podmiot od odbiorcy indywidualnego będzie miał większe możliwości (większy potencjał) szybszego wdrażania nowych technologii, w tym technologii wodorowych i kogeneracyjnych. Widać więc, że to systemy ciepłownicze mogą szybciej i bardziej efektywnie wdrażać te rozwiązania. Być liderem nowych technologii.

Wszyscy zgadzamy się, że gaz ma być paliwem przejściowym. Przejście odbiorców indywidualnych na gaz będzie wiązało się ze zwiększeniem nakładów na infrastrukturę gazową. Znacznie taniej, z punktu widzenia kosztów budowy infrastruktury gazowej, będzie jeżeli gaz będzie dostarczany do mniejszej liczby większych podmiotów zasilających źródła ciepła pracujących na potrzeby systemów ciepłowniczych, niż większej liczby mniejszych podmiotów indywidualnych. Oczywiście takie rozważanie ma sens przy założeniu, że systemy gazowe wymagają obecnie rozbudowy, a będę musiały w horyzoncie do około 2050 r. zanikać (w celu przesyłu gazu ziemnego), a systemy ciepłownicze obecnie istniejące będą ciągle wykorzystywane. W obliczu ostatnich wydarzeń gaz jest pod dużym znakiem zapytania i możliwe, że nie będzie on paliwem przejściowym.

Kolejnym ważnym elementem w dyskusji o celowości istnienia systemów ciepłowniczych jest to, że większe systemy ciepłownicze obciążane są tzw. kosztami ETS. Patrząc na politykę Unii Europejskiej widać, że system ETS zostanie rozszerzony na wszystkie podmioty i ten argument zniknie. Będzie to istotne ułatwienie rozwoju systemów.

Praktycznie wszyscy rozmówcy wskazali na konieczność rozproszenia wytwarzania ciepła na potrzeby zasilania sieci ciepłowniczej. Wynika to z tego, że źródła ciepła zasilane paliwami kopal-

Fot. Martin Adams on unsplash

nymi muszę być zastępowane innymi, neutralnymi klimatycznie. To powoduje konieczność szukania różnych rozwiązań - okazji technicznych i biznesowych. Te najczęściej dotyczą źródeł niewielkiej mocy wykorzystujące np. ciepło odpadowe, czy płytką geotermię. W taki sposób systemy ciepłownicze trzeciej generacji powoli będą stawały się systemami ciepłowniczymi czwartej generacji.

Argumentem, moim zdaniem niepodważalnym, stanowiącym o celowości istnienia systemów ciepłowniczych, jest możliwość wykorzystania ciepła odpadowego dzięki istnieniu systemów ciepłowniczych. Jest to jedna z okazji biznesowych, ale na tyle ważna, że trzeba pochylić się nad nią niezależnie. Istnieje wiele źródeł ciepła odpadowego, ale dostarczenie go do odbiorców wymaga istnienia sieci ciepłowniczej. Niestety często dostarczania tego ciepła będzie wiązało się z zastosowaniem pomp ciepła. Efektywność tych pomp będzie silnie zależna od temperatur ciepła odpadowego i występujących w systemie ciepłowniczym. Tym samym dochodzi się do kolejnego zagadnienia jakim jest konieczność obniżania temperatur w sieci ciepłowniczej. Doświadczenia autora z analiz nad możliwością osiągnięcia neutralności klimatycznej przez system ciepłowniczy wskazują, że ilość energii niezbędnej do zasilania systemów ciepłowniczych będzie bardzo mała i głównie będzie to energia elektryczna. To wskazuje jak ważnym elementem będzie energia odpadowa, a poziom temperatur w sieci ciepłowniczej, będzie determinował ilość energii elektrycznej, której trzeba będzie użyć do tego aby, można było wykorzystać niskotemperaturowe ciepło odpadowe. Na istotność energii odpadowej wskazuje również pakiet Fit for 55. Według propozycji zawartych tam zapisów efektywność systemu ciepłowniczego zgodnie z Dyrektywą o efektywności energetycznej będzie oparta o energię odnawialną i odpadową. Wydaje się, że obecnie wykorzystanie wielu źródeł energii odpadowej jest nierentowne do zasilania systemów ciepłowniczych. Może się to jednak szybko zmienić. W związku z tym, już obecnie należy prowadzić dobrą identyfikację takich potencjalnych źródeł. Jestem przekonany, że dobra identyfikacja może wskazać takie źródła, które już teraz można wykorzystywać - szczególnie w przypadku pozyskania dodatkowych środków wspierających. Każde zmniejszenie wykorzystania emisji CO_2 daje obniżenie ryzyka cenowego uprawnień do emisji, co przekłada się na komfort prowadzenia biznesu.

> Istnieje wiele źródeł ciepła odpadowego, ale dostarczenie go do odbiorców wymaga istnienia sieci ciepłowniczej. Niestety często dostarczania tego ciepła będzie wiązało się z zastosowaniem pomp ciepła

Komfort z korzystania z usług przedsiębiorstw ciepłowniczych to kolejny element wskazany w dyskusji. Argument ten nie dotyczy uzasadnienia istnienia samego systemu ciepłowniczego, ale przedsiębiorstwa. Duża wiedza, doświadczenie w dostarczaniu ciepła oraz cała infrastruktura przedsiębiorstw ciepłowniczych pozwala na zapewnienie usług o odpowiednim standardzie, w tym niezawodności. Systemy ciepłownicze zasilają różnych odbiorców, tj. odbiorców mieszkaniowych, w tym odbiorców komunalnych, ale również odbiorców przemysłowych. Odbiorcy przemysłowi bardzo często potrzebują zapewnienia niezawodności i jakości dostaw ciepła. Bezpieczeństwo zasilania w ciepło wynika z tego, że w systemach ciepłowniczych pracuje praktycznie zawsze więcej niż jedno źródło ciepła, a często istnieją źródła rezerwowe. W przypadku odbiorców indywidualnych praktycznie nie zdarza się, aby występowało więcej niż jedno źródło. Głównym elementem awaryjnym jest jednak źródło, co powoduje, że systemy ciepłownicze zapewniają istotnie większą pewność zasilania. Tendencja do rozpraszania generacji w systemach będzie dodatkowo wpływała pozytywnie.

Niestety są elementy, które bardzo przeszkadzają w możliwości przetrwania systemów ciepłowniczych. Elastyczność pracy, rozwoju, czy budowania różnych usług będzie wymagała w przyszłości od systemów ciepłowniczych, aby mogły konkurować na rynku. Obecne regulacje prawne praktycznie uniemożliwiają takie działania. Przedsiębiorstwa wiele robią w kierunku budowania nowoczesnych usług, ale coraz częściej ograniczeniem jest prawo, a nie technika. Uważam, że prawo regulujące pracę systemów ciepłowniczych będzie się musiało zmienić radykalnie. Tak jak wymagana jest od systemów ciepłowniczych zmiana rewolucyjna, tak i prawo będzie musiało przejść taką zmianę.

Argumentów za istnieniem systemów ciepłowniczych można przytoczyć jeszcze wiele. Część z nich jest dobrze znana, jak np. to, że systemy dają lepszą możliwość zarządzania popytem. Są takie argumenty, które może zbyt rzadko są podnoszone, jak np. to, że akumulacja ciepła na dużą skalę, a w szczególności sezonowa, jest możliwa praktycznie tylko w systemach ciepłowniczych. Ponieważ w tej dyskusji padły argumenty bezpośrednio z branży ciepłowniczej, to są one najbardziej wartościowe i pomogą rozwijać systemy ciepłownicze we właściwym kierunku. Będą one również pomocne w przekonywaniu otoczenia, w tym np. władz samorządowych, do tego, że wspieranie rozwoju systemów ciepłowniczych jest inwestycją w przyszłość. Czym więcej środowisko pozyska interesariuszy pozytywnie nastawionych do rozwoju ciepłownictwa systemowego, tym większa szansa na sukces projektu pod tytułem rozwój systemów ciepłowniczych. □

XXVI Forum Ciepłowników Polskich
Polish District Heating Forum

11-14 września 2022

Międzyzdroje

Serdecznie zapraszamy do udziału
w XXVI Forum Ciepłowników Polskich!

XXVI FCP odbędzie się w dniach
11-14 września 2022 roku
w Hotelu Vienna House Amber Baltic
w Międzyzdrojach

szczegółowe informacje
www.fcp.org.pl

Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, dr hab. inż. Zbigniew Buryn, dr hab. inż. Anna Hnydiuk-Stefan,
Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska

Analiza termodynamiczna i ekonomiczna wpływu objętości akumulatora ciepła na jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej

Wysoka cena gazu ziemnego (szczególnie obecnie podyktowana imperialną polityką Niemiec i Rosji), którego koszt może zatem nawet przekraczać 70-75% rocznych kosztów działania elektrociepłowni gazowo-parowych [6], powoduje często nieopłacalność ekonomiczną ich stosowania (rys. 4, 5). Opłacalność tę można poprawić przez zastosowanie w nich akumulatorów ciepła (rys. 5). Dzięki nim w sezonie ogrzewczym w szczycie potrzeb Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) produkowana będzie w elektrociepłowni dodatkowa ilość energii elektrycznej, a w sytuacji zmniejszonego na nią zapotrzebowania w dolinie obciążenia KSE będzie miało miejsce jej obniżenie.

Całkowita produkcja elektryczności w elektrociepłowni przy tym oczywiście nie ulegnie zmianie, będzie taka sama, gdyby w niej nie było akumulatora (rys. 2). Praca taka jest korzystna, gdyż cena elektryczności w szczycie potrzeb jest wyższa od ceny w dolinie i tym samym wzrośnie przychód z jej sprzedaży. W konsekwencji ulegnie zatem i obniżeniu jednostkowy koszt produkcji ciepła w elektrociepłowni, gdyż przychód ze sprzedaży energii elektrycznej jest kosztem unikniętym jego wytwarzania [2]. Istotne jest zatem znalezienie odpowiedzi na następujące pytania. 1) Jaki całkowity zdyskontowany zysk przyniesie zastosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora? 2) W jak dużym stopniu jego zastosowanie spowoduje obniżenie jednostkowego kosztu produkcji w niej ciepła? 3) Jaka powinna być objętość akumulatora, aby to obniżenie było jak największe?

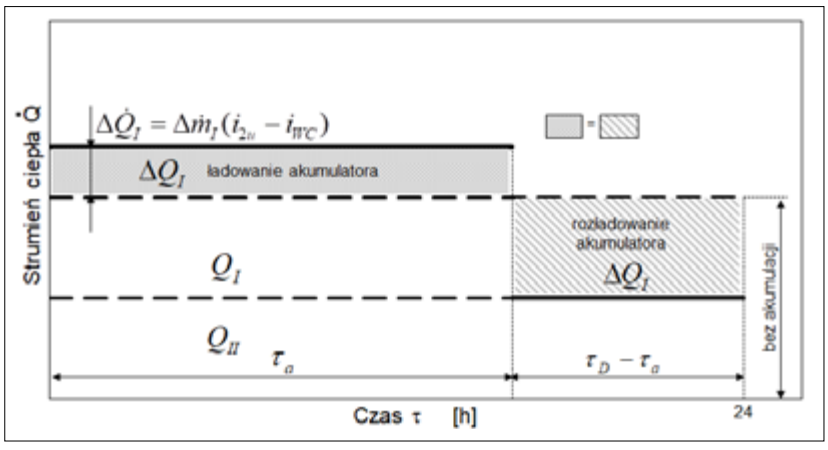
Jak wykazano w [1] opłacalność stosowania akumulatorów ciepła jest tym większa, im większa jest ich objętość V_c. Ta z kolei jest tym większa, w im większym stopniu w czasie doliny można w upuście regulowanym turbiny parowej zwiększyć o wartość $\Delta\dot{m}_1$ (wzór (3)) strumień pary grzejnej zasilającej podstawowy wymiennik ciepłowniczy W_1 w celu podgrzewania w nim dodatkowej ilości wody sieciowej, by gromadzić ją w akumulatorze na czas szczytu potrzeb elektrycznych (rys. 1, 2, 5). Przyrost $\Delta\dot{m}_1$ jest jednak, co oczywiste, ograniczony. Ogranicza go od góry minimalny dopuszczalny strumień pary, który musi być wyprowadzany z turbiny parowej do skraplacza. Strumień ten musi być na tyle duży, by zapewnić konieczne chłodzenie ostatnich stopni części niskoprężnej turbiny oraz by nie dopuścić do jej pracy wentylacyjnej. Ten minimalny strumień wynosi ok. 7% sumy strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej do niej doprowadzanych (rys. 4), a w przypadku zastosowania w układzie kotła odzyskowego trójciśnieniowego, sumy strumieni par wysoko-, średnio- i niskociśnieniowej. Kocioł trójciśnieniowy w elektrociepłowni jest jednak z reguły nieuzasadniony [2]. Aby zatem strumień $\Delta\dot{m}_1$ mógł być odpowiednio duży, tj. by gwarantował pożądane obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła (wzór (19)) w elektrociepłowni gazowo-parowej dzięki zastosowaniu w niej akumulatora, to moc turbiny gazowej N^{TG} musi być zwiększona ponad wartość, gdyby go w układzie nie

było (rys. 4, 5). W sytuacji bowiem, gdy w elektrociepłowni nie ma akumulatora, moc N^{TG} jest z reguły „ściśle dopasowana" do określonego rocznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznych potrzeb cieplnych [2] - rys. 3, 4. Zastosowanie zatem w elektrociepłowni turbiny o większej mocy N^{TG} (rys. 5) spowoduje większą produkcję pary w kotle odzyskowym, a więc umożliwi zwiększenie strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I. Oczywistym jest przy tym, że im mniejsza jest różnica cen energii elektrycznej $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ w szczycie i w dolinie potrzeb KSE, tym większa musi być objętość V_c akumulatora ciepła, a tym samym większa musi być wartość $\Delta\dot{m}_I$, a więc i tym większa musi być moc turbiny gazowej N^{TG}. Oczywistym jest również i to, że im czas doliny τ_a obciążenia KSE jest krótszy, a więc im dłuższy jest szczyt (rys. 1, 2), tym większy zysk przyniesie zastosowanie akumulatora ciepła w elektrociepłowni (por. rys. 10 i 12).

Z uwagi na powyższe, konieczna jest analiza termodynamiczna i ekonomiczna pracy elektrociepłowni gazowo-parowej, która odpowie na kolejne pytanie. 4) Jak duża musi być moc turbiny gazowej N^{TG}, aby przy danej cenie gazu ziemnego i określonym rocznym zapotrzebowaniu na komunalne ciepło grzejne gwarantowała pożądane obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej (wzór (19)) do poziomu relatywnie taniego ciepła z elektrociepłowni, w której spalany jest ponad dwukrotnie tańszy na jednostkę energii chemicznej paliwa węgiel? W porównaniu z elektrociepłownią węglową korzystnymi natomiast czynnikami technicznymi i ekonomicznymi dla układu gazowo-parowego są: 1) dużo większa, co najmniej 5-krotnie, roczna produkcja w nim energii elektrycznej przy identycznej rocznej produkcji ciepła, 2) niższe, nawet o ponad 40%, jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) nakłady inwestycyjne oraz 3) niższy na megawatogodzinę wyprodukowanej energii elektrycznej koszt zakupu pozwoleń na emisję dwutlenku węgla. Emisja CO_2 z jednostki energii chemicznej spalanego gazu jest bowiem prawie dwa razy mniejsza od emisji powstającej w wyniku spalania węgla. Dla gazu ziemnego emisja ta wynosi $\rho_{CO_2}^{gaz} \approx 55\ \mathrm{kg}_{CO_2}/\mathrm{GJ}$, dla węgla kamiennego $\rho_{CO_2}^{weg} \approx 98\ \mathrm{kg}_{CO_2}/\mathrm{GJ}$.

Analiza termodynamiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

Akumulator ciepła (rys. 5) pozwala gromadzić gorącą wodę sieciową w godzinach τ_a zmniejszonego zapotrzebowania w KSE na energię elektryczną. Akumulacji podlega wówczas dodatkowa ilość wody sieciowej, która jest podgrzewana w wymienniku podstawowym W_I (wymaga to zwiększenia mocy wymiennika), dzięki zwiększonemu z upustu regulowanego turbiny parowej strumieniowi pary grzejnej o wartość $\Delta\dot{m}_I$ (wzór (3)). Natomiast w godzinach szczytu $(\tau_D - \tau_a)$ regulowany upust, z którego zasilany jest wymiennik W_I, jest zamykany i cała upustowa para grzejna jest kierowana do części kondensacyjnej turbiny w celu produkcji dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, a zgromadzona w akumulatorze podgrzana woda jest w tym czasie wprowadzana do sieci ciepłowniczej i uzupełnia brakującą moc cieplną (rys. 1, 2).

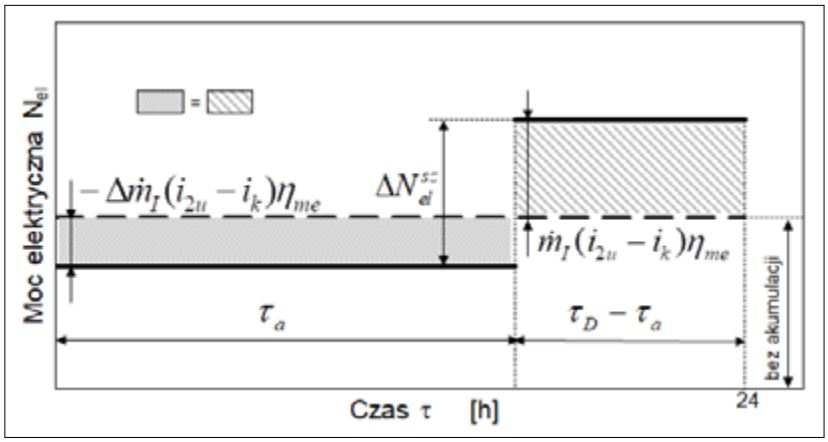


Rys. 1. Obciążenie cieplne elektrociepłowni gazowo-parowej z akumulatorem ciepła

W układzie bez akumulacji ilość ciepła grzejnego przekazanego do sieci w ciągu doby w wymienniku podstawowym W_I (rys. 1, 4) wyraża się wzorem:

$$Q_I = \dot{m}_I(i_{2u} - i_{WC})\tau_D, \tag{1}$$

gdzie:
$\dot{m}_I$ - strumień pary upustowej zasilającej wymienniki ciepłowniczy podstawowy W_I w układzie bez akumulacji,
i_{2u} - entalpia właściwa pary upustowej przed wymiennikiem W_I,
i_{WC} - entalpia właściwa wody za wymiennikiem W_I,
τ_D - liczba godzin doby.



Rys. 2. Obciążenie elektryczne turbozespołu parowego w elektrociepłowni gazowo-parowej z akumulatorem ciepła

W przypadku układu z akumulacją tę samą ilość ciepła Q_I wyznacza się z równania przy założeniu, że w okresie szczytu wymiennik W_I nie działa (rys. 1):

$$Q_I = (\dot{m}_I + \Delta\dot{m}_I)(i_{2u} - i_{WC})\tau_a, \tag{2}$$

gdzie:
τ_a - liczba godzin doliny obciążenia KSE,
$\Delta\dot{m}_I$ - przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I w czasie doliny obciążenia KSE,

skąd z (1) i (2) przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I musi co najmniej wynosić:

$$\Delta\dot{m}_I = \dot{m}_I \frac{\tau_D - \tau_a}{\tau_a}. \tag{3}$$

Wykonując bilans energii wymiennika podstawowego W_I można wyznaczyć objętość V_c akumulatora ciepła. Pomijając straty ciepła do otoczenia objętość ta wyraża się równaniem:

$$V_c = \Delta\dot{m}_I \tau_a \frac{i_{2u} - i_{WC}}{\rho_w c_w (T_g - T_p)} \tag{4}$$

gdzie:
ρ_w, c_w - gęstość i pojemność cieplna właściwa wody,
T_g, T_p - temperatura wody sieciowej po i przed podgrzaniem (rys. 4).

Większa wartość przyrostu upustowej pary $\Delta\dot{m}_I$ ponad wartość wyznaczoną ze wzoru (3) będzie umożliwiała szybsze ładowanie akumulatora, tj. w czasie krótszym niż czas τ_a doliny zmniejszonych potrzeb elektrycznych. Gdyby jednak ładowanie odbywało się w czasie τ_a, to akumulator musiałby mieć wówczas, co oczywiste, większą objętość. Im większa będzie wartość $\Delta\dot{m}_I$ tym lepiej, gdyż tym większy będzie roczny przychód ΔS_R (wzór (9)) ze sprzedaży energii elektrycznej w szczycie potrzeb KSE. Wzrośnie zatem całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} osiągany w czasie T lat eksploatacji akumulatora pomimo tego, że z uwagi na zwiększoną jego objętość wzrosną także na niego nakłady inwestycyjne J^{aku}(wzory (11), (12)) i większe zatem będą jego roczne koszty kapitałowe (amortyzacji A^{aku} i finansowe F^{aku}) oraz koszty ΔK_e jego konserwacji i remontów (wzór (8)).

Analizując jednocześnie zmianę mocy turbozespołu parowego w układzie z akumulacją w porównaniu z układem bez akumulacji otrzymuje się (rys. 2):

- w czasie doliny τ_a obciążenia KSE:

$$\Delta N_{el}^{\tau_a} = -\Delta \dot{m}_I (i_{2u} - i_k)\eta_{me}, \tag{5}$$

- w czasie szczytu $(\tau_D - \tau_a)$ obciążenia KSE:

$$\Delta N_{el}^{\tau_D - \tau_a} = \dot{m}_I (i_{2u} - i_k)\eta_{me}. \tag{6}$$

gdzie:
i_k - entalpia właściwa pary odprowadzanej do skraplacza,
η_{me} - sprawność elektromechaniczna turbozespołu parowego.

Jak wynika ze wzorów (3), (5) i (6) - im większa jest wartość $\Delta \dot{m}_I$, i im krótszy jest czas τ_a, tym większy jest przyrost mocy elektrycznej w szczycie potrzeb KSE (patrz rys. 2)

$$\Delta N_{el}^{sz} = (\dot{m}_I + \Delta \dot{m}_I)(i_{2u} - i_k)\eta_{me} \tag{7}$$

i tym większy będzie całkowity zdyskontowany zysk (wzór (8)) z eksploatacji akumulatora ciepła w elektrociepłowni.

Analiza ekonomiczna stosowania akumulatorów ciepła w elektrociepłowniach

Warunkiem koniecznym ekonomicznej opłacalności stosowania w elektrociepłowniach akumulatorów ciepła jest, aby zysk z ich eksploatacji był co najmniej niemniejszy od zysku bez stosowania w nich akumulatorów. *Warunek konieczny* sprowadza się zatem do żądania, aby przychód ze sprzedaży dodatkowej, szczytowej energii elektrycznej, był co najmniej niemniejszy od przyrostu kosztów związanych z budową akumulatora ciepła. Jest to równoznaczne z przynajmniej niezwiększeniem kosztu produkowanego w elektrociepłowni ciepła. Za moc szczytową należy przy tym oczywiście, jak już wyżej zaznaczono, uważać wyłącznie przyrost mocy ΔN_{el}^{sz} ponad moc z doliny (rys. 2). Uwzględniając powyższe uwagi, warunek konieczny ekonomicznej opłacalności stosowania akumulacji ciepła w zapisie z czasem ciągłym przedstawia się zależnością [1]:

$$NPV^{aku} = \int_0^T \left[\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - R^{aku} - \left(\Delta S_R - \Delta K_e - F^{aku} - A^{aku}\right)p\right] e^{-rt} dt \tag{8}$$

gdzie:
A^{aku} - rata amortyzacji, $A^{aku} = J^{aku} / T$ [1– 8],
e^{-rt} - czynnik dyskontujący pieniądze wstecz na moment rozpoczęcia eksploatacji akumulatora ciepła ($t = 0$),
F^{aku} - zmienne w czasie odsetki (koszty finansowe) od nakładów inwestycyjnych J^{aku} (wzory (11), (12)), $r[J^{aku} - (t-1)R^{aku}]$ [1-8],
ΔK_e - roczny koszt konserwacji i remontów akumulatora ciepła (koszty te zależą od nakładów inwestycyjnych J^{aku}),
p - stopa podatku dochodowego,
R^{aku} - rata spłaty kredytu, $R^{aku} = J^{aku} / T$ [1-8],
r - stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego,
ΔS_R - przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej,
t - czas,
T - wyrażony w latach kalkulacyjny okres eksploatacji akumulatora ciepła.

W ogólnym przypadku, tj. gdy akumulator jest wykorzystywany zarówno w sezonie ogrzewczym (zimowym, indeks „z") i pozaogrzewczym (letnim, indeks „l"), przyrost rocznego przychodu z produkcji szczytowej energii elektrycznej wyraża się wzorem [1]:

$$\begin{aligned}\Delta S_R = \{ & L_z [\Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k)\eta_{me}(\tau_D - \tau_a^z)(e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k)\eta_{me}(\tau_D - \tau_a^z)e_{el}^{sz} + \\ & - \Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k)\eta_{me}\tau_a^z e_{el}^d] + L_l [\Delta \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k)\eta_{me}(\tau_D - \tau_a^l)(e_{el}^{sz} - e_{el}^d) + \\ & + \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k)\eta_{me}(\tau_D - \tau_a^l)e_{el}^{sz} - \Delta \dot{m}_I^l (i_{2u} - i_k)\eta_{me}\tau_a^l e_{el}^d]\}(1 - \varepsilon_{el}),\end{aligned} \tag{9}$$

gdzie:
e_{el}^{d}, e_{el}^{sz} - cena energii elektrycznej w dolinie i szczycie obciążenia KSE,
L_z - liczba dni trwania sezonu ogrzewczego,
L_l - liczba dni poza sezonem ogrzewczym, $L_l = 365 - L_z$,
ε_{el} - wskaźnik elektrycznych potrzeb własnych elektrociepłowni.

W zależności (9) założono, że ceny energii elektrycznej w szczytach i dolinach potrzeb w okresach ogrzewczym i pozaogrzewczym są sobie równe.

Całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} osiągnięty w T latach eksploatacji akumulatora ciepła osiągnięty ze sprzedaży elektryczności w szczycie potrzeb po wyższej cenie od ceny w dolinie wykorzystując zależność (9) wyraża się ostatecznie wzorem [1]:

$$
\begin{aligned}
NPV^{aku} = &\left\{ L_z V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z) \frac{i_{2u} - i_k}{i_{2u} - i_{WC}} \frac{\tau_D}{\tau_a^z} \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \left[e_{el}^{sz,t=0} \frac{\mathrm{e}^{(a_{el}^{sz} - r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d,t=0} \frac{\mathrm{e}^{(a_{el}^{d} - r)T} - 1}{a_{el}^{d} - r} \right] + \right. \\
&+ L_l \left[\frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta (i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} + \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta (i_{2u} - i_{WC}) \tau_a^z} \right] \frac{\tau_a^z}{\tau_a^l} (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) (\tau_D - \tau_a^l) \times \\
&\times e_{el}^{sz,t=0} \frac{\mathrm{e}^{(a_{el}^{sz} - r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - L_l \left\{ \left[\frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta (i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} + \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta (i_{2u} - i_{WC}) \tau_a^z} \right] \frac{\tau_a^z}{\tau_a^l} - \frac{V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z)}{\beta (i_{2u} - i_{WC})(\tau_D - \tau_a^z)} \right\} \times \\
&\left. \times (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \tau_D e_{el}^{d,t=0} \frac{\mathrm{e}^{(a_{el}^{d} - r)T} - 1}{a_{el}^{d} - r} - \mathrm{A} V_c^{\mathrm{B}} \left[(1 - \mathrm{e}^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z \left(\frac{1 - \mathrm{e}^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \right\} (1 - p) \to \max
\end{aligned}
\tag{10}
$$

Zysk ten, co oczywiste, powinien być jak największy. Rośnie on ze wzrostem objętości akumulatora V_c : $NPV^{aku} \to \infty$, gdy $V_c \to \infty$ [1]. Największą zatem wartość przyjmie dla maksymalnej możliwej w danej elektrociepłowni wartości $V_c = V_c^{\max}$ (wzór (15)).

Nakłady inwestycyjne pod klucz na akumulator ciepła wynoszą [16]:

- akumulator ciśnieniowy:

$$
J_{ciś}^{aku} = \mathrm{A} V_c^{\mathrm{B}} = 48{,}281 (V_c)^{0{,}4955} \ \text{[tys. USD]} \tag{11}
$$

- akumulator bezciśnieniowy:

$$
J_{bezcis}^{aku} = \mathrm{A} V_c^{\mathrm{B}} = 2{,}5083 (V_c)^{0{,}6442} \ \text{[tys. USD]} \tag{12}
$$

przy czym objętość V_c wyrażona jest w m³. Nakłady obejmują: stalowy zbiornik (bezciśnieniowy lub ciśnieniowy), rurociągi, armaturę, pompy ładujące i rozładowujące (mogą to być odwracalne maszyny przepływowe) wraz z silnikami napędowymi, systemy opomiarowania i automatyki, izolację zbiornika, prace konstrukcyjno-budowlane (m. in. fundamenty), zabezpieczenia antykorozyjne i urządzenia wewnętrzne zbiornika, tj. instalacje rozprowadzania czynnika i dyfuzory itp. W pracy nie przeanalizowano akumulatora ciśnieniowego, bowiem nakłady inwestycyjne na niego są kilkakrotnie większe od nakładów na akumulator bezciśnieniowy (panuje w nim lekkie nadciśnienie rzędu ok. 300-500 Pa). Okres trwania budowy to 1 rok.

Należy zaznaczyć, że w przypadku elektrociepłowni gazowo-parowych produkcja ciepła w sezonie pozaogrzewczym (letnim), tj. na potrzeby tylko ciepłej wody użytkowej (c.w.u.) - rys. 3 - ma miejsce wyłącznie w kotle odzyskowym w zabudowanym w nim wymienniku ciepła w zakresie niskich temperatur spalin. Wartości strumieni upustowych par grzejnych z upustów regulowanych turbiny parowej zasilających wymienniki ciepłownicze W_{II} i W_I są wówczas oczywiście równe zero, $\dot{m}_{1u} = 0$, $\dot{m}_{2u} = 0$, (rys. 4, 5). Roczny przyrost przychodu wynikający z produkcji szczytowej energii elektrycznej netto we wzorze (9) upraszcza się wówczas do zależności:

$$
\Delta S_R = \left\{ L_z \left[\Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z)(e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}) + \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a^z) e_{el}^{sz} + - \Delta \dot{m}_I^z (i_{2u} - i_k) \eta_{me} \tau_a^z e_{el}^{d} \right] \right\} (1 - \varepsilon_{el}) \tag{13}
$$

i wzór (10) na całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} redukuje się do postaci:

$$NPV^{aku} = \left\{ L_z V_c \rho_w c_w (T_g^z - T_p^z) \frac{i_{2u} - i_k}{i_{2u} - i_{WC}} \frac{\tau_D}{\tau_a^z} \eta_{me} (1 - \varepsilon_{el}) \left[e_{el}^{sz,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{sz} - r)T} - 1}{a_{el}^{sz} - r} - e_{el}^{d,t=0} \frac{e^{(a_{el}^{d} - r)T} - 1}{a_{el}^{d} - r} \right] + \right.$$
$$\left. - A V_c^B \left[(1 - e^{-rT}) \frac{\delta_{rem}}{r} + z \left(\frac{1 - e^{-rT}}{T} + 1 \right) \right] \right\} (1 - p) \to \max \tag{14}$$

Pierwszy składnik po prawej stronie zależności (13) oznacza przyrost przychodu ze sprzedaży szczytowej energii elektrycznej wynikający tylko z różnicy cen energii szczytowej i z doliny obciążenia (w układzie bez akumulacji energia $\Delta \dot{m}_I (i_{2u} - i_k) \eta_{me} (\tau_D - \tau_a)$ jest sprzedawana po cenie e_{el}^d), składnik drugi oznacza przychód ze sprzedaży energii po cenie szczytowej, składnik trzeci wynika ze zmniejszenia przychodu ze sprzedaży energii elektrycznej w dolinie obciążenia KSE (rys. 2).

Druga pochodna zysku NPV^{aku} względem V_c przyjmuje wyłącznie wartości dodatnie i funkcja $NPV^{aku} = f(V_c)$ (14) jest zatem funkcją wklęsłą w całym przedziale zmienności objętości $V_c \in \langle 0; \infty)$ i ma minimum przyjmujące zawsze wartość ujemną: $NPV_{\min}^{aku} = f(V_{c\min}) < 0$. Funkcja $NPV^{aku} = f(V_c)$ jest zatem stale malejąca w przedziale $V_c \in \langle 0; V_{c\min})$ i stale rosnąca w przedziale $V_c \in (V_{c\min}; \infty)$ - rys. 10-13. Wartość NPV^{aku} dąży zatem do nieskończoności, gdy objętość V_c dąży do nieskończoności: $NPV^{aku} \to \infty$, gdy $V_c \to \infty$. Wartość $V_{c\min}$ oblicza się z warunku koniecznego istnienia ekstremum Natomiast przy założeniu, że $NPV^{aku} = 0$ z równania (14) wyznacza się tzw. graniczną wartość objętości akumulatora V_c^{gr}. *Warunek konieczny* opłacalności eksploatacji akumulatora ciepła wykorzystując wzór (4) można zatem ostatecznie zapisać zależnością:

$$V_{c\max} = \Delta \dot{m}_{I\max} \tau_a \frac{i_{2u} - i_{WC}}{\rho_w c_w (T_g - T_p)} \geq V_c^{gr} \tag{15}$$

gdzie:

$\Delta \dot{m}_{I\max}$ - maksymalny możliwy przyrost strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I; o wartości tego strumienia decyduje maksymalna możliwa zdolność upustowa upustu regulowanego.

Oczywiste jest, że całkowity zdyskontowany zysk NPV^c z eksploatacji elektrociepłowni, w której zabudowany jest akumulator ciepła (rys. 5) jest sumą zdyskontowanego zysku *NPV* osiąganego z jej pracy bez akumulatora (np. 643,65 mln PLN - tab. 1) oraz zdyskontowanego zysku NPV^{aku} osiąganego z pracy samego akumulatora (np. 131 mln PLN - rys. 12):

$$NPV^c = NPV + NPV^{aku}. \tag{16}$$

Zapisując kolejno NPV^c, *NPV*, NPV^{aku} za pomocą rocznych przychodów netto osiąganych ze sprzedaży ciepła po cenie e_c:

$$\int_0^T Q_R (e_c - k_c^{aku})(1 - p) e^{-rt} dt = \int_0^T Q_R (e_c - k_c)(1 - p) e^{-rt} dt + \int_0^T Q_R \Delta k_c (1 - p) e^{-rt} dt \tag{17}$$

otrzymuje się, że jednostkowy koszt jego produkcji k_c^{aku} w elektrociepłowni z akumulatorem:

$$k_c^{aku} = k_c - \Delta k_c \tag{18}$$

jest niższy od kosztu k_c gdy nie ma akumulatora o wartość Δk_c wynikającą ze zdyskontowanego zysku NPV^{aku}:

$$\Delta k_c = \frac{NPV^{aku}}{(1 - p) Q_R} \frac{r}{1 - e^{-rT}} \tag{19}$$

gdzie:

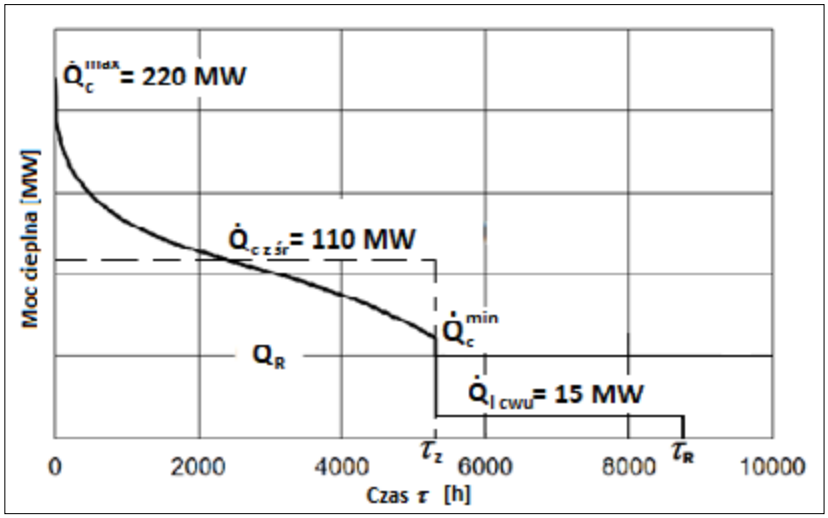
Q_R - roczna produkcja ciepła w elektrociepłowni (rys. 3, w rozważanym przypadku Q_R = 2186784 GJ/a - tab. 1).

Równania (18) i (19) stają się oczywiste, gdy przychody ze sprzedaży ciepła w równaniu (17) wyciągnie się przed znaki całek jako wartości stałe.

Im większą wartość osiągnie zysk NPV^{aku}, tym większa będzie wartość Δk_c obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (rys. 15). Wartość NPV^{aku} z kolei będzie tym większa, im większa będzie możliwa objętość V_C. Jak już bowiem zaznaczono $NPV^{aku} \to \infty$, gdy $V_c \to \infty$ [1]. Konieczne jest zatem analiza termodynamiczna i ekonomiczna elektrociepłowni gazowo-parowej, która przy danym rocznym uporządkowanym wykresie sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną pozwoli odpowiedzieć na pytanie o maksymalną możliwą wartość $V_{c\,max}$.

Wyniki przykładowych obliczeń

Analizie poddano elektrociepłownię gazowo-parową zasilającą odbiorców w komunalne ciepło grzejne oraz ciepłą wodę użytkową (c.w.u.) zgodnie z rocznym uporządkowanym wykresem sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną (rys. 3). Są to potrzeby cieplne na przykład miasta Opola.

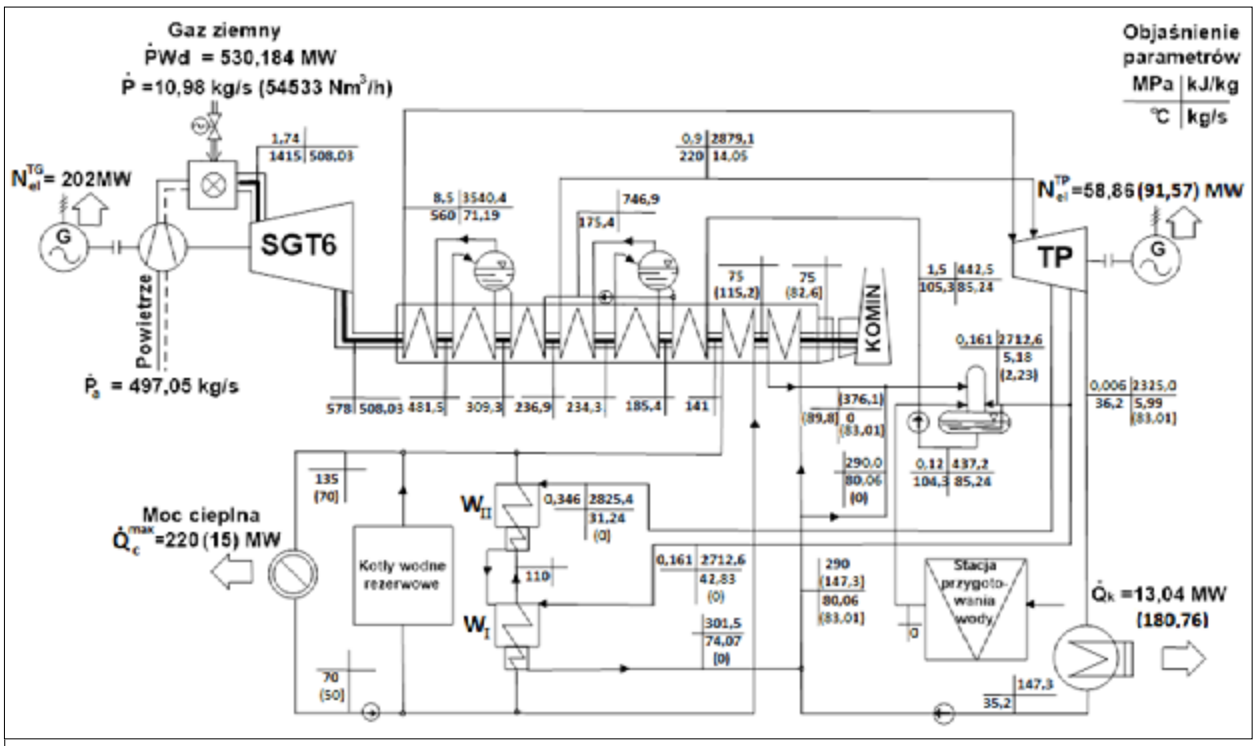


Rys. 3. Roczny uporządkowany wykres sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną

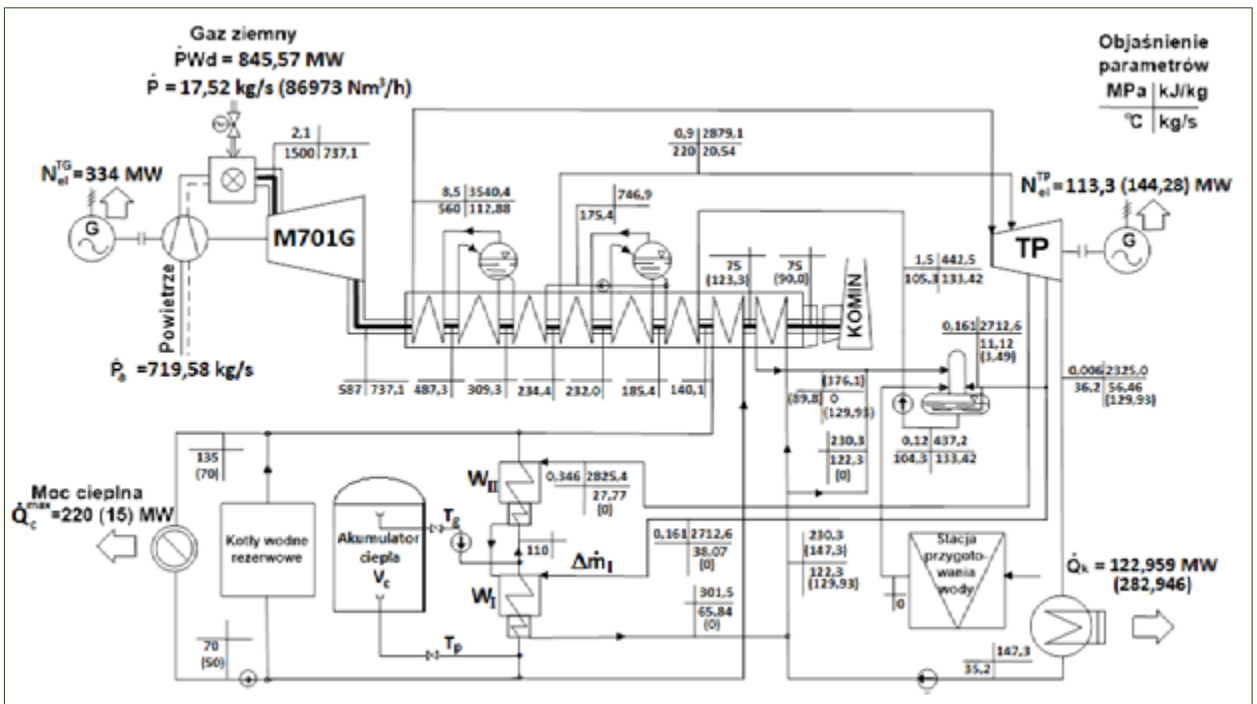
Na rys. 4 i 5 przedstawiono schematy ideowe elektrociepłowni gazowo-parowych bez i z akumulatorem ciepła. Obie elektrociepłownie zaspokajają identyczne potrzeby cieplne zgodnie z zapotrzebowaniem z rys. 3 (patrz też tab. 1).

W tab. 1 dla zaprezentowanych na rys. 4 i 5 elektrociepłowni gazowo-parowych przedstawiono wyniki przykładowych obliczeń techniczno-ekonomicznych oraz przyjęte do nich założenia. Wyniki te odpowiadają sytuacji, gdy w elektrociepłowni nie ma akumulatora ciepła. Szeroki zakres zmian wartości jednostkowych kosztów produkcji ciepła k_c przedstawiono na rys. 6.

Przedstawione na schematach na rys. 4 i 5 parametry termiczne wody i pary oraz ich strumienie w poszczególnych punktach układu odpowiadają sytuacji pracy elektrociepłowni gazowo-parowej w szczycie potrzeb cieplnych, tj. gdy zapotrzebowanie na komunalną moc cieplną jest maksymalne i wynosi $\dot{Q}_c^{max} = 220$ MW (rys. 3). Na rys. 5. parametry te nie uwzględniają dodatkowego strumienia $\Delta\dot{m}_1$ na potrzeby gromadzenia w akumulatorze gorącej wody sieciowej w godzinach τ_a zmniejszonego zapotrzebowania na energię elektryczną. Nie uwzględniono go celowo, by pokazać potencjalnie wówczas dostępny strumień pary grzejnej $\Delta\dot{m}_1$ kosztem możliwego zmniejszenia strumienia pary $\dot{m}_k = 56{,}46$ kg/s doprowadzanej do skraplacza. W sytuacji bowiem maksymalnej mocy cieplnej strumienie upustowych par grzejnych są największe i strumień pary doprowadzany do skraplacza jest wówczas najmniejszy. To zatem on, co należy dobitnie powiedzieć, limituje wówczas maksymalną możliwą wartość $\Delta\dot{m}_1$ (wzór (3)). Minimalna wartość strumienia $\dot{m}_k$, jak już zaznaczono, musi wynosić co najmniej 7% sumy strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej doprowadzanych to turbiny parowej. Mniejsza wartość strumienia mogłaby nie zapewnić koniecznego chłodzenia ostatnich stopni jej części niskoprężnej i doprowadzić tym samym do jej uszkodzenia oraz mogłaby dopuścić do jej pracy wentylacyjnej. W analizowanym przypadku ta minimalna wartość wynosi $\dot{m}_{k\,min} = 9{,}34$ kg/s (7% wartości strumieni par wysoko- i niskociśnieniowej doprowadzanych do turbiny parowej wynoszących w sumie 133,42 kg/s = 112,88 + 20,54). Dodatkowe zwiększenie strumienia $\Delta\dot{m}_1$, ponad strumień „wzięty" ze strumienia $\dot{m}_k = 56{,}46$ kg/s, odbywa się ponadto kosztem zmniejszenia poboru pary do odgazowywacza. W wyniku bowiem zwiększonego poboru strumienia pary do wymiennika W_1 wzrasta wartość entalpii właściwej skroplin doprowadzanych do odgazowywacza z wartości 230,3 kJ/kg (rys. 5) do wartości 290,01 kJ/kg i dzięki temu strumień pary do odgazowywacza jest mniejszy. Entalpia wspomnianych



Rys. 4. Schemat ideowy elektrociepłowni gazowo-parowej dwuciśnieniowej z turbozespołem gazowym o mocy 202 MW; wartości bez nawiasów odnoszą się do pracy elektrociepłowni w sezonie ogrzewczym (zimowym) ze szczytową mocą cieplną równą 220 MW, wartości w nawiasach do sezonu pozagrzewczego (letniego) dla mocy 15 MW na potrzeby c.w.u. (upusty pary w turbinie parowej, z których zasilane są wymienniki ciepłownicze W_I i W_{II} są regulowane)



Rys. 5. Schemat ideowy elektrociepłowni gazowo-parowej dwuciśnieniowej z turbozespołem gazowym o mocy 334 MW; wartości bez nawiasów odnoszą się do pracy elektrociepłowni w sezonie ogrzewczym (zimowym) ze szczytową mocą cieplną równą 220 MW, wartości w nawiasach do sezonu pozagrzewczego (letniego) dla mocy 15 MW na potrzeby c.w.u.; T_g, T_p - temperatura wody sieciowej po i przed podgrzaniem; V_c - objętość akumulatora ciepła; W_I - wymiennik ciepłowniczy podstawowy; W_{II} - wymiennik ciepłowniczy szczytowy; $\Delta\dot{m}_I$ - przyrost strumienia pary upustowej podgrzewającej wodę sieciową w wymienniku W_I do ładowania akumulatora ciepła (upusty pary w turbinie parowej, z których zasilane są wymienniki ciepłownicze W_I i W_{II} są oczywiście regulowane)

Elektrociepłownia gazowo-parowa			Jednostki	Dane techniczne i ekonomiczne	Dane techniczne i ekonomiczne
Szacunkowe nakłady inwestycyjne			**Mln PLN**	**615,60**	**793,58**
Turbozespół gazowy	Typ			SGT6	M701G
	Moc elektr.		MW_e	202,00	334,00
	Stopień sprężania		-	17,4	21,0
	Strumień spalin		kg/s	508,03	737,10
	Temp. spalin wlotowych		°C	1415	1500
	Temp. spalin wylotowych		°C	578	587
	Sprawność elektr.		%	38,10	39,50
Praca w sezonie ogrzewczym (zimowym)	Strumień paliwa gazowego	turbina gazowa	MW_t	530,184	845,570
			kg/s	10,98	17,52
			Nm3/h	54533	86973
	Śr. moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW_t	110,0	110,0
	Śr. moc elektr. turbozespołu parow. brutto		MW_e	76,92	131,36
	Całkowita moc elektryczna brutto		MW_e	278,92	465,36
	Sprawność energetyczna		%	73,4	68,0
	Sprawność elektryczna		%	52,6	55,0
	Czas pracy		h/a	5064	5064
Praca w sezonie pozaogrzewczym (letnim)	Strumień paliwa gazowego	turbina gazowa	MW_t	530,184	845,570
			kg/s	10,98	17,52
			Nm3/h	54533	86973
	Moc cieplna c.o. i c.w.u.		MW_t	15,0	15,0
	Moc elektr. turbozespołu parow. brutto		MW_e	91,57	144,28
	Całkowita moc elektryczna brutto		MW_e	293,57	478,28
	Sprawność energetyczna		%	58,2	58,3
	Sprawność elektryczna		%	55,4	56,6
	Czas pracy		h/a	3360	3360
Całkowite zużycie gazu			Mln Nm3/a	459,39	732,66
Całkowita roczna prod. en. elektr. netto			MWh/a	2302905	3805053
Całkowita roczna prod. ciepła			GJ/a	2186784	2186784
Roczny wskaźnik skojarzenia			-	3,8	6,3
Sprawność energetyczna odniesiona do okresu rocznego			%	65,2	61,9
Koszty roczne : stałe					
	Zwrot od kapitału		Mln PLN/a	53,16	68,53
	Remonty i serwis		Mln PLN/a	18,47	23,81
zmienne	Obsługa		Mln PLN/a	0,35	0,35
	Koszt paliwa		Mln PLN/a	385,89	615,43
	Koszt zakupu pozwoleń na emisję CO_2		Mln PLN/a	88,43	141,04
	Koszt za gosp. korz. ze środ.		Mln PLN/a	0,03	0,04
	Koszt uniknięty energii elektrycznej		Mln PLN/a	-486,37	-803,63
Koszt produkcji ciepła			Mln PLN/a	59,95	45,58
Jednostkowy koszt produkcji ciepła k_c			**PLN/GJ**	**27,42**	**20,84**
Wartość zaktualizowana netto	NPV		Mln PLN	498,54	643,65
Wewnętrzna stopa zwrotu	IRR		%/a	12,62	12,63

Tab. 1. Wyniki przykładowych obliczeń techniczno-ekonomicznych dla elektrociepłowni bez akumulatora ciepła

Przyjęte założenia :	stopa oprocentowania kapitału inwestycyjnego		%/a	5,0	5,0
	kalkulacyjny okres eksploatacji		lata	20	20
	okres trwania budowy		lata	2	2
	wartość opałowa		MJ/kg	48,28	48,28
	gazu		MJ/Nm^3	35,00	35,00
	gęstość gazu		kg/Nm^3	0,725	0,725
	cena	gazu	PLN/Nm^3	0,84	0,84
	emisja CO_2		kg/GJ	55	55
	jednostkowa cena zakupu pozwoleń na emisję CO_2		PLN/Mg	100	100
	jednostkowa cena gazu		PLN/GJ	24,00	24,00
	cena energii	elektrycznej	PLN/MWh	220,00	220,00
	cena	ciepła	PLN/GJ	50,00	50,00
	stopa podatku od	zysku	%/a	19,00	19,00
	moc elektr. potrzeb własnych		% całk. mocy elektr. układu	4,00	4,00
	całk. czas pracy		h/a	8424	8424

Tab. 1. c.d

skroplin jest średnią ważoną entalpii właściwej skroplin wylotowych z wymiennika W_I (i_{wc} = 301,5 kJ/kg) oraz ze skraplacza (i_{skr} = 147,3 kJ/kg). W przypadku maksymalnego możliwego przyrostu strumienia upustowej pary grzejnej zasilającej wymiennik W_I równego $\Delta\dot{m}_{I\max}^{220} = 50{,}14\ \mathrm{kg/s}$ (indeks górny 220 oznacza, że jest to strumień dla mocy cieplnej równej $\dot{Q}_c^{\max} = 220\ \mathrm{MW}$), entalpia tych skroplin doprowadzanych do odgazowywacza, jak już wyżej zaznaczono, rośnie z wartości 230,3 kJ/kg do wartości 290,01 kJ/kg i w konsekwencji maleje zatem strumień pary doprowadzanej do odgazowywacza o entalpii i_{2U} = 2712,6 kJ/kg z wartości $\dot{m}_{odg} = 11{,}12\ \mathrm{kg/s}$ (rys. 5) do wartości $\dot{m}_{odg} = 8{,}1\ \mathrm{kg/s}$. Stąd właśnie $\Delta\dot{m}_{I\max}^{220} = 50{,}14\ \mathrm{kg/s}$ (50,14 = 56,46 - 9,34 + 11,12 - 8,1). Wartość objętości $V_{c\max}^{220}$, jaką musi mieć wówczas akumulator ciepła zgodnie ze wzorem (4) wynosi dla czasu $\tau_a = 12\ \mathrm{h}$ $V_{c\max}^{220} = 49\,855\ \mathrm{m}^3$, a dla czasu $\tau_a = 10\ \mathrm{h}$ $V_{c\max}^{220} = 41\,546\ \mathrm{m}^3$.

Niebezpieczeństwa braku chłodzenie ostatnich stopni części niskoprężnej turbiny parowej oraz jej pracy wentylacyjnej nie ma w sytuacji mniejszego od $\dot{Q}_c^{\max} = 220\ \mathrm{MW}$ zapotrzebowania na komunalną moc cieplną (rys. 3). Wówczas bowiem upustowe strumienie par grzejnych są mniejsze, a więc strumień pary doprowadzanej do skraplacza jest tym samym zawsze oczywiście większy od wartości $\dot{m}_{k\min} = 9{,}34\ \mathrm{kg/s}$. W konsekwencji strumienie $\Delta\dot{m}_I$ mogą być zatem większe od $\Delta\dot{m}_{I\max}^{220} = 50{,}14\ \mathrm{kg/s}$. Największą wartość przyjmowałby strumień $\Delta\dot{m}_I$ dla najmniejszej wartości mocy cieplnej elektrociepłowni (rys. 3). Jej wartość w praktyce najczęściej wynosi ok. 30% wartości $\dot{Q}_c^{\min}$, a więc w analizowanym przypadku $\dot{Q}_c^{\min} \approx 66\ \mathrm{MW}$.

Strumień $\Delta\dot{m}_I$ przyjmowałby wówczas wartość $\Delta\dot{m}_{I\max}^{66} = 112{,}8\ \mathrm{kg/s}$ i akumulator ciepła miałby wówczas objętość $V_{c\max}^{66} = 112\,137\ \mathrm{m}^3$ dla czasu $\tau_a = 12\ \mathrm{h}$, a dla czasu $\tau_a = 10\ \mathrm{h}$ $V_{c\max}^{66} = 93\,448\ \mathrm{m}^3$ (wzór (4)).

Ogólnie strumień $\Delta\dot{m}_{I\max}$ dla elektrociepłowni z turbiną gazową M701G (rys. 5) w zależności od mocy $\dot{Q}_c$ (rys. 3) przedstawia się funkcją liniową $\Delta\dot{m}_{I\max} = f(Q_c)$:

$$\Delta\dot{m}_{I\max} = -0{,}4069\,\dot{Q}_c + 139{,}64\ \ [\mathrm{kg/s}] \tag{20}$$

a objętość $V_{c\max} = f(\dot{Q}_c)$ równaniami:

- dla czasu $\tau_a = 12\ \mathrm{h}$

$$V_{c\max} = -404{,}43\,\dot{Q}_c + 138829\ \ [\mathrm{m}^3] \tag{21}$$

- dla czasu $\tau_a = 10\ \mathrm{h}$

$$V_{c\max} = -337{,}02\,\dot{Q}_c + 115691\ \ [\mathrm{m}^3] \tag{22}$$

przy czym moc cieplna $\dot{Q}_c$ wyrażona jest w megawatach.

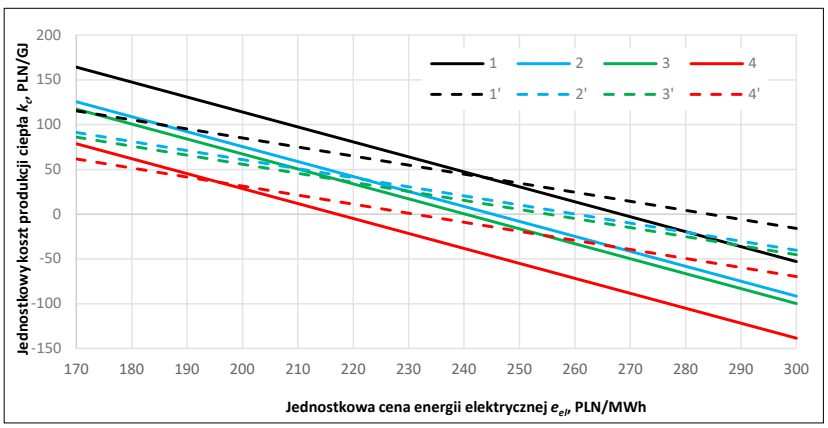
Oczywiście powyższe wzory zostały wyznaczone, tak samo jak miało to miejsce dla mocy cieplnych 220 MW i 66 MW przy założeniu, że strumień pary doprowadzanej do skraplacza przyjmuje zawsze minimalną dopuszczalną wartość równą $\dot{m}_{k\min} = 9{,}34\ \mathrm{kg/s}$.

Istotna jest odpowiedź na pytanie: jaka jest najbardziej uzasadniona ekonomicznie maksymalna wartość objętość akumulatora $V_{c\,max}$ przy danym rocznym uporządkowanym wykresie sumarycznego zapotrzebowania na komunalną moc cieplną? Elektrociepłownia bowiem pracuje ze zmienną mocą $\dot{Q}_c$ (rys. 3), a więc w zależności od jej wartości różne są także wartości $V_{c\,max}$ (wzory (21), (22)). Jak wskazuje praktyka, elektrociepłownia w sezonie ogrzewczym najdłużej, bo niemalże przez cały sezon, pracuje ze średnią mocą cieplną $\dot{Q}_{c\,z\,śr} \approx 110$ MW (rys. 3). Wówczas $\Delta\dot{m}_{I\,\max}^{110} = 94{,}88$ kg/s i objętość akumulatora wynosi: $V_{c\,\max}^{110} = 94\,342$ m^3 dla $\tau_a = 12$ h ($V_{c\,\max}^{110} = 78\,619$ m^3 dla $\tau_a = 10$ h). Należy zatem stwierdzić, że z uwagi na ten najdłuższy czas objętości $V_{c\,max}$, która przyniesie największy zysk NPV^{aku} jest objętość $V_{c\,\max}^{110} = 94\,342$ m^3 ($V_{c\,\max}^{110} = 78\,619$ m^3). Konsekwencją przyjęcia wartości objętości równej $V_{c\,\max}^{110} = 94\,342$ m^3 ($V_{c\,\max}^{110} = 78\,619$ m^3) jest, że nie będzie ona w pełni wykorzystywana dla pracy elektrociepłowni z mocą cieplną większą od $\dot{Q}_{c\,z\,śr} \approx 110$ MW, a natomiast w przypadku mocy mniejszych będzie zachodziło szybsze ładowanie akumulatora gorącą wodą sieciową podgrzewaną np. strumieniem $\Delta\dot{m}_{I\,\max}^{66} = 112{,}8$ kg/s, tj. w czasie krótszym od czasu doliny τ_a. Oczywiście szybsze ładowanie akumulatora nie spowoduje wzrostu przychodu ΔS_R (wzór (9)) ze sprzedaży energii elektrycznej w szczycie potrzeb KSE, gdyż sam czas τ_a oczywiście nie ulegnie skróceniu. Negatywną stroną większej objętości $V_{c\,\max}^{110}$ akumulatora od objętości $V_{c\,max}$ przy mocach większych od $\dot{Q}_{c\,z\,śr} \approx 110$ MW są większe jego koszty kapitałowe (amortyzacji A^{aku} i finansowe F^{aku}) oraz koszty ΔK_e konserwacji i remontów, niż gdy są dla objętości mniejszych (wzór (8)). Jeszcze raz należy jednak *expressis verbis* powiedzieć, że moc $\dot{Q}_{c\,z\,śr} \approx 110$ MW, z jaką pracuje elektrociepłownia w sezonie ogrzewczym, charakteryzuje się najdłuższym czasem pracy (wzór (10) jest otrzymany przy założeniu, że strumień $\Delta\dot{m}_I$ nie zmienia się w czasie; $\Delta\dot{m}_I$ = const), i to zatem wartość $\Delta\dot{m}_{I\,\max}^{110} = 94{,}88$ kg/s powinna decydować o maksymalnej (optymalnej) objętości akumulatora $V_{c\,max}$, tj. objętości dla której całkowity zdyskontowany zysk NPV^{aku} z jego eksploatacji w czasie T = 20 lat będzie największy. Dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 80$ PLN/MWh zysk ten równa się NPV^{aku} =131 mln PLN dla $\tau_a = 12$ h (NPV^{aku} =131 mln PLN dla $\tau_a = 10$ h)(rys. 10, 12). Zysk NPV^{aku} natomiast dla akumulatora o objętości większej, na przykład o objętości $V_{c\,\max}^{66} = 112\,137$ m^3 ($V_{c\,\max}^{66} = 93\,448$ m^3), byłby z uwagi na niewykorzystywanie tej objętości niemalże przez cały czas trwania sezonu ogrzewczego oczywiście mniejszy, gdyż ponoszone byłyby niepotrzebnie jego duże koszty kapitałowe oraz konserwacji i remontów. Z kolei zastosowanie mniejszego akumulatora, na przykład o objętości $V_{c\,\max}^{220} = 49\,855$ m^3 ($V_{c\,\max}^{220} = 41\,546$ m^3), nie pozwoliłoby na wykorzystywanie dostępnego strumienia $\Delta\dot{m}_{I\,\max}^{110} = 94{,}88$ kg/s, a przecież im większy jest strumień $\Delta\dot{m}_I$, tym większy jest zysk NPV^{aku} (wzory (8), (9)).

Należy jeszcze zaznaczyć, że im większa będzie moc turbiny gazowej N^{TG} od mocy turbiny M701G, tym większe będą wartości $\Delta\dot{m}_{I\,\max}$ i tym samym większa będzie wartość objętości akumulatora $V_{c\,max}$, a więc zysk NPV^{aku} z jego eksploatacji osiągnie większą wartość. Moc N^{TG} mogą wyłącznie ograniczyć możliwości finansowe inwestora i dostępna ilość gazu ziemnego.

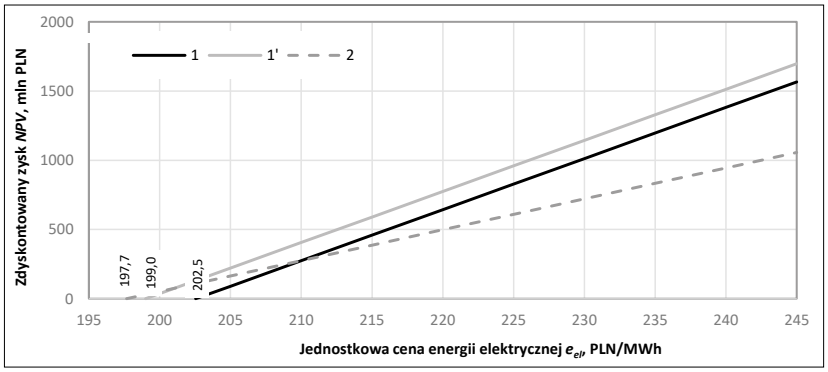
Na rys. 6 przedstawiono szeroki zakres zmian wartości jednostkowego kosztu produkcji ciepła k_c w elektrociepłowniach gazowo-parowych (rys. 4 i 5) z turbinami gazowymi SGT6 i M701G (koszt ten nie uwzględnia obniżenia Δk_c). Na rys. 7-9 zaprezentowano wartości: 1) całkowitego zdyskontowanego zysku *NPV* osiąganego z ich eksploatacji, 2) wewnętrznej stopy zwrotu, tj. oprocentowania *IRR* jakie przynosi zainwestowany kapitał 615,60 i 793,58 mln PLN oraz 3) wartości zdyskontowanego okresu zwrotu *DPBP* nakładów inwestycyjnych. Wielkości te przedstawiono w funkcji ceny energii elektrycznej. Pozostałe ceny do obliczeń *NPV*, *IRR* i *DPBP* przyjęto w wysokości: cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 100 PLN/Mg$_{CO2}$ i cena sprzedaży ciepła 50 PLN/GJ (tab. 1).

Jak wynika z rys. 6 bardzo duży wpływ na wysokość jednostkowego kosztu k_c ma wraz z ceną gazu cena sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni. Gdy wzrost ceny elektryczności znacząco go obniża, to natomiast wzrost

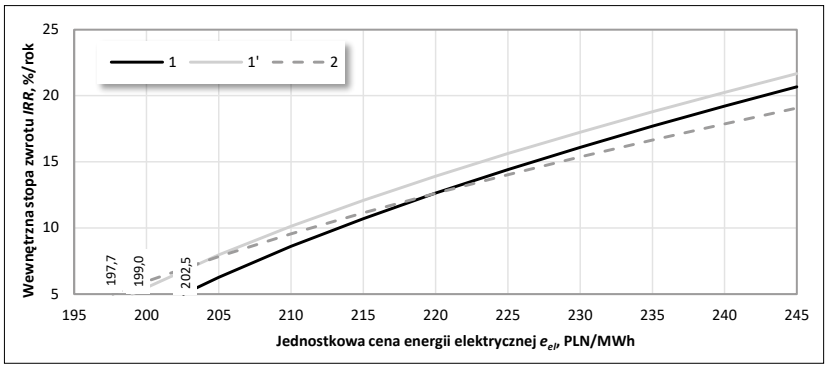


Rys. 6. Jednostkowe koszty kc produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej w funkcji ceny energii elektrycznej eel; linie ciągłe dotyczą turbiny gazowej M701G, gdzie: 1 - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 120 PLN/MgCO_2, 2 - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO2 60 PLN/MgCO_2, 3 - cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 120 PLN/MgCO_2, 4 - koszt gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 60 PLN/MgCO_2; linie kreskowe dotyczą turbiny SGT6, gdzie: 1' - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 120 PLN/MgCO_2, 2' - cena gazu 28 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 60 PLN/MgCO_2, 3' - cena gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 120 PLN/MgCO_2, 4' - koszt gazu 24 PLN/GJ, cena pozwoleń na emisję CO_2 60 PLN/MgCO_2

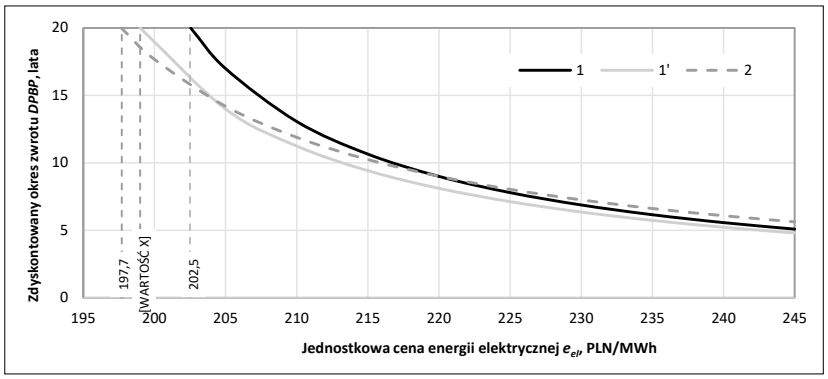
ceny gazu oczywiście go zwiększa. Również wzrost ceny zakupu pozwoleń na emisję CO_2 znacząco podnosi koszt k_c . Ujemne wartości k_c oznaczają, że przychód ze sprzedaży elektryczności, będący kosztem uniknięty produkcji ciepła, znacznie przewyższa, z uwagi na wielokrotnie większą jej produkcję w stosunku do produkcji ciepła, wszystkie pozostałe roczne koszty działania elektrociepłowni (tab. 1). Elektrociepłownia może zatem sprzedawać ciepło odbiorcom nawet za zero złotych, czyli oddawać je za darmo, bo i tak osiągnie dodatni zysk *NPV* ze sprzedaży wyłącznie elektryczności. I będzie on tym większy, im większa będzie cena elektryczności, czyli w im większym stopniu koszt uniknięty przewyższy pozostałe koszty roczne, a więc im większa będzie bezwzględna wartość $|1-k_c|$. Oczywiście w rzeczywistości ciepło nie będzie „oddawane za darmo" i istotnie powiększy zysk *NPV*.



Rys. 7. Zdyskontowany zysk NPV, gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości V_c = 94342 m^3, 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła



Rys. 8. Wewnętrzna stopa zwrotu *IRR*, gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości V_c = 94342 m^3, 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła

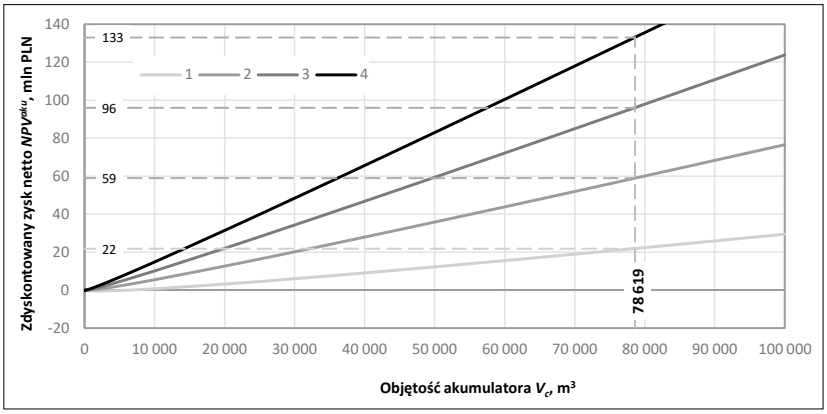


Rys. 9. Zdyskontowany okres DPBP zwrotu nakładów inwestycyjnych, gdzie: 1 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G bez akumulatora ciepła, 1' - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną gazową M701G i z zabudowanym akumulatorem ciepła o objętości V_c = 94342 m^3 , 2 - elektrociepłownia gazowo-parowa z turbiną SGT6 bez akumulatora ciepła

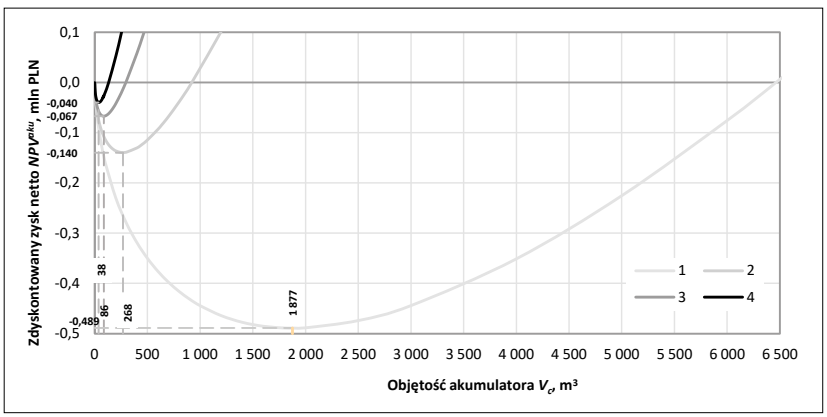
Krzywe *NPV* na rys. 7. przecinają się z osią odciętych, tj. osią ceny energii elektrycznej w punktach o wartościach: 202,5 PLN/MWh w przypadku elektrociepłowni z turbiną gazową M701G i 197,7 PLN/MWh z turbiną SGT6, gdy w elektrociepłowni nie jest zabudowany akumulator. Jednostkowe koszty produkcji ciepła dla tych cen w obu układach przyjmują wówczas oczywiście wartości k_c = 50 PLN/GJ. Dla cen elektryczności niższych zyski *NPV* przyjmują więc wartości ujemne (koszty k_c są bowiem wówczas większe od 50 PLN/GJ, co przy cenie sprzedaży ciepła równej 50 PLN/GJ generuje oczywiście stra-

ty, a więc eksploatacja elektrociepłowni jest nieopłacalna). Oprocentowania *IRR* (rys. 8) mają wówczas oczywiście wartości mniejsze od przyjętej do obliczeń stopy oprocentowania kapitału inwestycyjnego równej 5%, a zdyskontowane czasy *DPBP* zwrotów nakładów inwestycyjnych (rys. 9) są oczywiście dłuższe od przyjętego do obliczeń kalkulacyjnego okresu eksploatacji elektrociepłowni równego 20 lat (tab. 1). Jak wynika z rys. 7 elektrociepłownia z turbiną M701G bez akumulatora z uwagi na znacznie większą produkcję energii elektrycznej przy tej samej produkcji ciepła jak w układzie z turbiną SGT6 jest bardziej opłacalna dopiero powyżej ceny elektryczności 210 PLN/MWh. Dla cen niższych bardziej opłacalna jest elektrociepłownia z „dopasowaną" do potrzeb cieplnych turbiną SGT6. Produkcja bowiem dużej ilości elektryczności, gdy ta jest tania, nie ma oczywiście sensu ekonomicznego - i to oczywiście w tym większym stopniu, im większa jest ta produkcja. Sytuacja ulega istotnej zmianie na korzyść układu z turbiną M701G, gdy w elektrociepłowni zostaje zainstalowany akumulator ciepła o objętości V_c = 94342 m³ (jest to maksymalna objętość akumulatora dla czasu $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$ i $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 80 PLN/MWh). Wówczas zysk NPV^c (wzór (16)) - krzywa 3 na rys. 7 - jest większy od *NPV* niezależnie od ceny energii elektrycznej o wartość NPV^{aku} = 131 mln PLN(rys. 12), co gwarantuje większą opłacalność elektrociepłowni z turbiną M701G w porównaniu z turbiną SGT6. Większe jest także wówczas, choć w stosunkowo małym stopniu, oprocentowanie *IRR*, jakie przynosi kapitał inwestycyjny poniesiony na budowę elektrociepłowni (793,58 mln PLN, tab. 1) i akumulatora ($J_{bezcis}^{aku} = 14{,}47\ \mathrm{mln\ PLN}$, wzór (12); 1 USD = 3,6 PLN) - krzywa 3 na rys. 8 - oraz niewiele krótsze są czasy *DPBP* zwrotu tego kapitału - krzywa 3 na rys. 9. Zastosowanie akumulatora ciepła jest zatem korzystne.

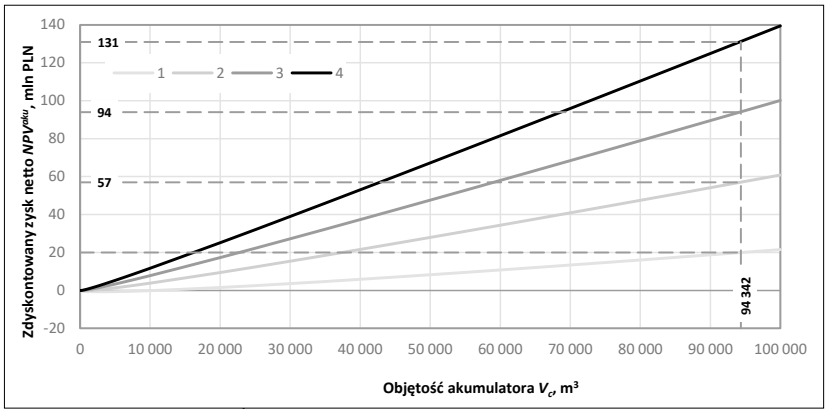
Na rys. 10-13 przedstawiono przebiegi krzywych zysku NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła V_c z różnicą cen energii elektrycznej $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ jako parametrem. Największy zysk $NPV_{\max}^{aku}$ jest osiągany oczywiście dla objętości maksymalnej możliwej $V_{c\,max}$ ($V_{c\max}^{110} = 94\,342\,\mathrm{m}^3$ dla czasu $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$, dla czasu $\tau_a = 10\,\mathrm{h}$ $V_{c\max}^{110} = 78\,619\,\mathrm{m}^3$). Zysk ten gwarantuje tym samym największe możliwe obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni (wzór (19)) - rys. 15. Do obliczeń przyjęto następujące dane wejściowe: $a_{el}^{sz} = a_{el}^{d} = 0$, i_{2u} = 2712,6 kJ/kg, i_k = 2325 kJ/kg, i_{wc} = 301,5 kJ/kg, L_z = 225 dni, p = 19%, r = 5%, T = 20 lat, $T_g^z - T_p^z$ = 25 K, z = 1,05, δ_{rem} = 3%, ε_{el} = 4%, η_{me} = 95%. Z przebiegu krzywych na rys. 10 i 12 wynika ponadto, jak na wartości NPV^{aku} i V_c^{gr} wpływa liczba godzin τ_a doliny potrzeb elektrycznych KSE. Obliczenia wykonano dla $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$ oraz $\tau_a = 10\,\mathrm{h}$. Wpływ liczby godzin τ_a jest bardzo znaczący. Im wartość τ_a jest mniejsza, tym większa jest oczywiście wartość NPV^{aku} i tym mniejsza jest wartość V_c^{gr} (rys. 14).



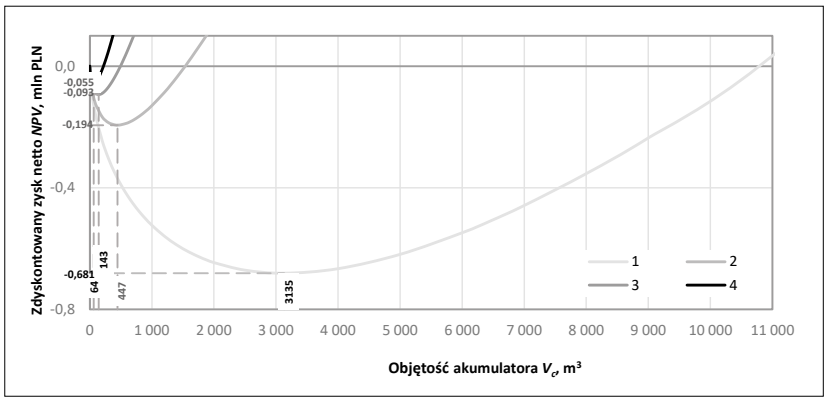
Rys. 10. Zdyskontowany zysk NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła dla $\tau_a = 10\,\mathrm{h}$,
gdzie: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 20 PLN/MWh,
2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 40 PLN/MWh,
3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 60 PLN/MWh,
4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 80 PLN/MWh



Rys. 11. Fragment rys. 10 w dużym powiększeniu



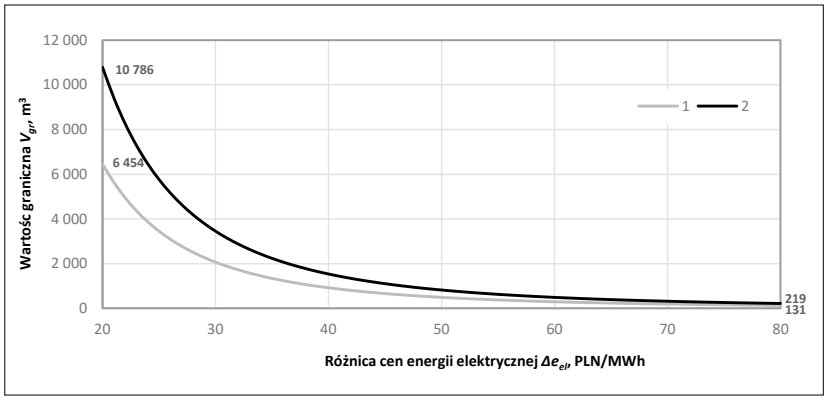
Rys. 12. Zdyskontowany zysk NPV^{aku} w funkcji objętości akumulatora ciepła dla $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$,
gdzie: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 20 PLN/MWh,
2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 40 PLN/MWh,
3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 60 PLN/MWh,
4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ = 80 PLN/MWh



Rys. 13. Fragment rys. 12 w dużym powiększeniu

Przedstawione na rys. 11 i 13 wartości $V_{c\,min}$ wynoszą: dla czasu $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$ $V_{c\,\min} = 63{,}65\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 80$ PLN/MWh, $V_{c\,\min} = 142{,}9\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 60$ PLN/MWh, $V_{c\,\min} = 446{,}8\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 40$ PLN/MWh oraz $V_{c\,\min} = 3135\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 20$ PLN/MWh, natomiast dla czasu $\tau_a = 10\,\mathrm{h}$ $V_{c\,\min} = 38{,}15\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 80$ PLN/MWh, $V_{c\,\min} = 85{,}64\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 60$ PLN/MWh, $V_{c\,\min} = 267{,}6\ \mathrm{m}^3$ dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 40$ PLN/MWh oraz $V_{c\,\min}$ 6454 m^3 dla $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 20$ PLN/MWh. Rys. 10-13 sporządzono dla bezciśnieniowego akumulatora ciepła, a więc dla nakładów inwestycyjnych przedstawionych równaniem (12). Dla akumulatora ciśnieniowego krzywe te, dla takich samych danych wejściowych jak dla akumulatora bezciśnieniowego, leżą w zakresie wartości ujemnych NPV^{aku} dla realnego, tj. możliwego do zaakceptowania w praktyce przedziału zmienności objętości V_c, tj. przedziału, w którym wymiary akumulatora nie przekraczają sensownych technicznie wartości. Aby NPV^{aku} przyjmował wartości dodatnie dla akceptowalnych wymiarów akumulatora, to różnica $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ usiałaby być wielokrotnie większa od różnicy dla akumulatora bezciśnieniowego. Wynika to z wielokrotnie większych nakładów inwestycyjnych na akumulator ciśnieniowy, wzór (11).

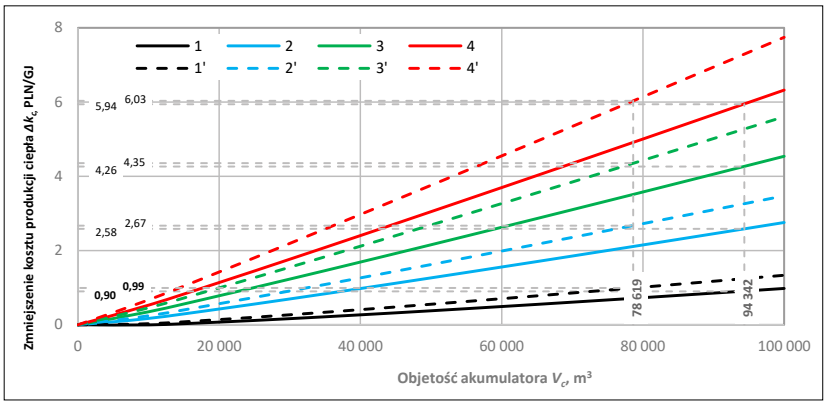
Na rys. 14 przedstawiono graniczną objętość akumulatora ciepła V_c^{gr}.



Rys. 14. Wartość granicznej objętości akumulatora ciepła w funkcji różnicy cen energii elektrycznej w szczycie i dolinie potrzeb na energię elektryczną w funkcji $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$,
gdzie: 1 – $\tau_a = 12\,\mathrm{h}$, 2 – $\tau_a = 10\,\mathrm{h}$

Wartości V_c^{gr} w rozważanym przypadku są niewielkie, gwarantują zatem opłacalność ekonomiczną stosowania akumulatora ciepła (wzór (15)) nawet dla małych wartości różnicy $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$.

Na rys. 15 przedstawiono wartości obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła Δk_c w elektrociepłowni dzięki zastosowaniu w niej akumulatora ciepła.



Rys. 15. Wartość obniżenia jednostkowego kosztu produkcji ciepła Δk_c w funkcji objętości akumulatora; czas $\tau_a = 12\,\text{h}$: 1 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 20$ PLN/MWh, 2 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 40$ PLN/MWh, 3 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 60$ PLN/MWh, 4 - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 80$ PLN/MWh; czas $\tau_a = 10\,\text{h}$: 1' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 20$ PLN/MWh, 2' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 40$ PLN/MWh, 3' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 60$ PLN/MWh, 4' - $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d} = 80$ PLN/MWh

Analizując wartości Δk_c by odpowiedzieć na postawione we wprowadzeniu artykułu pytanie, czy dzięki stosowaniu akumulatora obniżenie jednostkowego kosztu produkcji ciepła jest znaczące, należy jednoznacznie stwierdzić, że tak. Chociaż kształtuje się ono tylko na poziomie kilku złotych na gigadżul wyprodukowanego ciepła, to jego przemnożenie przez Q_R = 2186784 GJ/a daje w wyniku dużą wartość rocznego przychodu $Q_R \Delta k_c$, który w konsekwencji generuje duży zysk NPV^{aku} (rys. 10 i 12). Stosowanie więc akumulatora ciepła w elektrociepłowni w dużym stopniu zwiększa opłacalność ekonomiczną jej eksploatacji.

Podsumowanie i wnioski końcowe

Zastosowana w pracy nowatorska metodyka analiz techniczno-ekonomicznych w zapisie z czasem ciągłym [1, 5, 6, 7, 8] daje całkowicie nową jakość analiz wszelkich procesów inwestycyjnych. Wykorzystanie jej przy poszukiwaniu najkorzystniejszej ekonomicznie objętości $V_{c\,max}$ akumulatora ciepła do elektrociepłowni (wzór (4)), tj. objętości gwarantującej największy możliwy do osiągnięcia zysk $NPV_{\max}^{aku}$ z jego eksploatacji pozwoliło na otrzymanie funkcji $NPV^{aku} = f(V_c)$ (wzór (14)). Jest to bardzo istotne, gdyż znajomość jej przebiegu w całym przedziale zmienności objętości $V_c \in \langle 0;\infty)$ (rys. 10-13) daje, co należy z całą mocą podkreślić, całościowe spojrzenie na rozważany problem. Znany i stosowany do tej pory zapis dyskretny miernika NPV^{aku} [5-8] (krok dyskretyzacji to 1 rok) takiej możliwości nie dawał. Obliczenie bowiem za jego pomocą kilku, czy nawet kilkudziesięciu wartości NPV^{aku} nie pozwalałoby na ocenę charakteru przebiegu krzywej NPV^{aku}. „Punktowe" wyniki nie dają zatem możliwości uogólniania rozważań, a jedynie droga od ogółu do szczegółu jest poprawna i taką możliwość daje. Przejście natomiast od szczegółu do ogółu najczęściej - żeby nie powiedzieć, że zwykle - nie bywa prawdziwe. Trzeba jednak bardzo wyraźnie zaznaczyć, że najczęściej, aby tę prawdę ogólną pojąć i sformułować, trzeba wcześniej przeprowadzić bardzo wiele eksperymentów, trzeba wykonać bardzo wiele obliczeń i analiz szczegółowych, przede wszystkim potrzeba przenikliwego umysłu, inaczej trudno byłoby tę prawdę o całokształcie zachodzących zjawisk i procesów fizycznych, i nie tylko, dostrzec. Dzięki zastosowanej w niniejszej pracy nowatorskiej metodyki „ciągłej" otrzymano także, co równie bardzo ważne, wzory (10), (15). Mają one, co należy bardzo mocno pokreślić, charakter uniwersalny. Pozwalają bowiem znaleźć najkorzystniejszą ekonomicznie objętość akumulatora ciepła do każdej elektrociepłowni, a więc niezależnie od jej mocy cieplnej. Okazuje się przy tym, co jest kolejnym bardzo istotnym osiągnięciem dzięki zastosowaniu metodyki „ciągłej", że jedynymi potrzebnymi wielkościami do obliczenia najkorzystniejszej ekonomicznie wartości objętości $V_{c\,max}$ są wyłącznie entalpie właściwe pary i_{2u}, i_{wc} oraz strumień $\Delta \dot{m}_{I\,\max}$. Następna szalenie ważna sprawa. Jeżeli otrzymana ze wzoru (15) objętość $V_{c\,max}$ akumulatora ciepła w elektrociepłowni przy danej, możliwej do uzyskania na rynku wartości różnicy cen $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ jest mniejsza od wartości granicznej V_c^{gr}, tj. wartości, dla której zysk NPV^{aku} (wzór (14)) jest równy zero (rys. 11,13), to wówczas budowa akumulatora jest nieopłacalna ekonomicznie. Ma ona sens tylko wówczas, gdy różnica cen $e_{el}^{sz} - e_{el}^{d}$ zakupu energii elektrycznej w szczycie i w dolinie zapotrzebowania na energię elektryczną w KSE gwarantuje, że $NPV^{aku} = f(V_{c\,\max}) > 0$. Różnica ta wraz z nakładami inwestycyjnymi J^{aku} oraz wartością $\Delta \dot{m}_{I\,\max}$ decydują o ekonomicznej opłacalności stosowania akumulatorów ciepła.

Stosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora ciepła, tak samo jak w każdej innej, a zatem i w elektrocie-

płowni parowej, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a* [1], jest oczywiście bardzo korzystne, przynosi bowiem dodatkowy zysk *NPV* ^{aku}. Zysk ten przy relatywnie wysokiej cenie gazu oraz relatywnie niskiej cenie energii elektrycznej może nawet przewyższać zysk *NPV* z pracy elektrociepłowni gazowo-parowej (wzór (16)).

Najważniejszymi czynnikami, które w największym stopniu decydują o wysokości jednostkowego kosztu produkcji ciepła w elektrociepłowni gazowo-parowej, a zatem o jej opłacalności ekonomicznej, są wartości tzw. rocznego wskaźnika σ_R jej skojarzonej pracy oraz cena energii elektrycznej. Wskaźnik σ_R jest definiowany jako stosunek rocznej produkcji energii elektrycznej netto do rocznej produkcji ciepła: $\sigma_R = E_{el,R} / Q_R$, i im jest większy, tym opłacalność ekonomiczna pracy elektrociepłowni jest wyższa (dlatego szczególnie wysoka jest opłacalność ekonomiczna eksploatacji przystosowanych do pracy skojarzonej zawodowych elektrowni węglowych [3, 4]; należy jednak *expressis verbis* powiedzieć, że gdy cena elektryczności jest niska, to oczywiście duża jej produkcja jest nieopłacalna (rys. 7). Wskaźnik ten dla elektrociepłowni gazowo-parowej z turbiną gazową M701G (rys. 5) przyjmuje wartość $\sigma_R = 6{,}26\ (3805053\ \text{MWh} \times 3{,}6\,\text{GJ/MWh} / 2186784\ \text{GJ})$, a dla elektrociepłowni z turbiną gazową SGT6 (rys. 4) $\sigma_R = 3{,}79\ (2302905\ \text{MWh} \times 3{,}6\,\text{GJ/MWh} / 2186784\ \text{GJ})$ (patrz tab. 1) (dla elektrociepłowni parowych wskaźnik ten przyjmuje wartości zaledwie $\sigma_R \approx 0{,}6$). W sytuacji zatem odpowiednio wysokich cen energii elektrycznej zysk *NPV* z pracy elektrociepłowni gazowo-parowej z przewymiarowaną „mocowo" turbiną gazową M701G ponad potrzeby cieplne (rys. 5, 7) będzie istotnie wyższy od układu z turbiną gazową SGT6 (rys. 4) - „ściśle dopasowaną" do tych potrzeb (rys. 3), gdyż przychód ze sprzedaży energii elektrycznej wyprodukowanej w elektrociepłowni, który stanowi koszt uniknięty produkcji ciepła, jest wówczas duży (tab. 1). Na przykład dla przyjętych w tab. 1 wartości: ceny gazu 24 PLN/GJ, ceny energii elektrycznej 220 PLN/MWh, ceny ciepła 50 PLN/GJ i ceny zakupu pozwoleń na emisję CO_2 100 PLN/Mg_{CO2} zysk ten ma wartość 643,65 mln PLN, gdy dla układu z „dopasowaną" turbiną SGT6 wynosi tylko 498,54 mln PLN. Zysk *NPV* w tym przypadku jest także większy od zysku *NPV* ^{aku} (rys. 10, 12) jaki przynosi zastosowanie w elektrociepłowni gazowo-parowej akumulatora ciepła. Pomimo tego, że zysk *NPV* ^{aku} dla ceny elektryczności równej 220 PLN/MWh jest mniejszy od zysku *NPV*, to jednak jego zastosowanie jest bardzo korzystne. Jak już bowiem zaznaczono wyżej, wartość zysku *NPV* ^{aku} przy relatywnie wysokiej cenie gazu i niskiej cenie energii elektrycznej może przewyższać wartość zysku *NPV* . Na przykład dla ceny gazu 24 PLN/GJ i ceny sprzedaży energii elektrycznej wynoszącej tylko 205 PLN/MWh, to zysk *NPV* ^{aku} dla elektrociepłowni z turbiną gazową M701G z akumulatorem o objętości $V_{c\,max}$ = 94 342 m^3 jest większy od zysku NPV = 90,55 mln PLN (rys. 7, 12). □

Bibliografia:

1. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A., Juszczak A.: Methodology and continuous time mathematical model for selecting an optimum capacity of a heat accumulator integrated with a CHP plant, Energies, 2018, Volume 11, Issue 5, (May 2018).
2. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012, 2017).
3. Bartnik R., Buryn Z.: Conversion of Coal-Fired Power Plants to Cogeneration and Combined-Cycle: Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer, London 2011.
4. Buryn Z.: Quasi-unsteady CHP Operation of Power Plants. Thermal and Economic Effectiveness, Wydawnictwo Springer, London 2016.
5. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A.: Ekonomika energetyki w modelach matematycznych z czasem ciągłym. Wydawnictwo Naukowe PWN, Warszawa 2017.
6. Bartnik R., Bartnik B.: Rachunek ekonomiczny w energetyce, Wydawnictwo WNT, Warszawa 2014.
7. Bartnik R., Buryn Z., Hnydiuk-Stefan A: Investment Strategy in Heating and CHP. Mathematical Models. Springer-Verlag, London 2017.
8. Bartnik R., Bartnik B., Hnydiuk-Stefan A: Optimum Investment Strategy in the Power Industry. Mathematical Models. Springer-Verlag, New York 2016.

PLAN KONFERENCJI 2022*

nowa Energia

MIESIĄC	KONFERENCJE NE		NR WYDANIA, TERMIN PUBLIKACJI
Luty	KOGENERACJA	IX Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji" 2-3 lutego 2022 *(on-line)*	**Nowa Energia** **Nr 1/2022** 21 lutego 2022 Wydanie elektroniczne
	TPOK	XIV Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych" 23-25 lutego 2022, Gdańsk *(stacjonarnie i on-line)*	
Marzec	UTRZYMANIE RUCHU	VIII Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje" 22-23 marca 2022, Kazimierz Dolny *(stacjonarnie i on-line)*	**Nowa Energia** **Nr 2/2022** 25 kwietnia 2022 Wydanie elektroniczne
	GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	II Webinarium „Gaz i Wodór w Energetyce" 30 marca 2022 *(on-line)*	
Kwiecień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	III Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej" 12 kwietnia 2022 *(on-line)*	
Maj	GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	XIII Konferencja „Gaz i Wodór w Energetyce" 25-26 maja 2022, Warszawa	
Czerwiec	TPOK	VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia" 20-22 czerwca 2022, Szczecin	**Nowa Energia** **Nr 3/2022** 13 czerwca 2022 Wydanie elektroniczne
Wrzesień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	VII Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT" 7-8 września 2022, Raszyn-Falenty	**Nowa Energia** **Nr 4/2022** 2 września 2022 Wydanie elektroniczne
Październik	NOWOCZESNE CIEPŁO	III Seminarium „Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła" 4-5 października 2022, Poznań	
	OCHRONA ŚRODOWISKA	XI Konferencja „Instalacje Ochrony Środowiska w nowej rzeczywistości" 12-13 października 2022, Baranów Sandomierski	
Listopad	NOWY MODEL ENERGETYKI	X Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki" 22-24 listopada 2022, Kazimierz Dolny	**Nowa Energia** **Nr 5-6/2022** 18 listopada 2022 Wydanie elektroniczne
Grudzień	CYBERBEZPIECZEŃSTWO	Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej" 7 grudnia 2022 *(on-line)*	

*** Zaplanowane wydarzenia odbędą się w formule hybrydowej lub online, w zależności od sytuacji epidemicznej.**

X Konferencja Techniczna

„Nowy Model Energetyki"

22-24 listopada 2022 r., Kazimierz Dolny

NOWY MODEL ENERGETYKI

KONFERENCJE 2022 nowa Energia

- POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI PEP 2040,
- TRANSFORMACJA POLSKIEJ ENERGETYKI,
- ENERGETYKA JĄDROWA
- STRATEGIA I TECHNOLOGIE WODOROWE,
- BLOKI GAZOWE - STABILIZACJA SYSTEMU,
- WIELKOSKALOWA ENERGETYKA ODNAWIALNYCH ŹRÓDEŁ ENERGII - OFFSHORE, FOTOWOLTAIKA, BIOMASA,
- BLOKI WIELOPALIWOWE - SZANSA DLA PALIW LOKALNYCH,
- BLOKI IGCC - SZANSA DLA WĘGLA,
- ENERGETYKA PRZEMYSŁOWA,
- CIEPŁOWNICTWO POWIATOWE,
- SEKWESTRACJA DWUTLENKU WĘGLA - CCS, TECHNOLOGIA CCU.

Szczegóły: www.**nowa-energia**.com.pl

Patronat Naukowy:

AGH CENTRUM ENERGETYKI

ITC Instytut Techniki Cieplnej

Patronat Medialny:

wysokie napiecie.pl

Organizator:

nowa Energia

nowa Energia

ZAPISZ SIĘ DO **NEWSLETTERA**