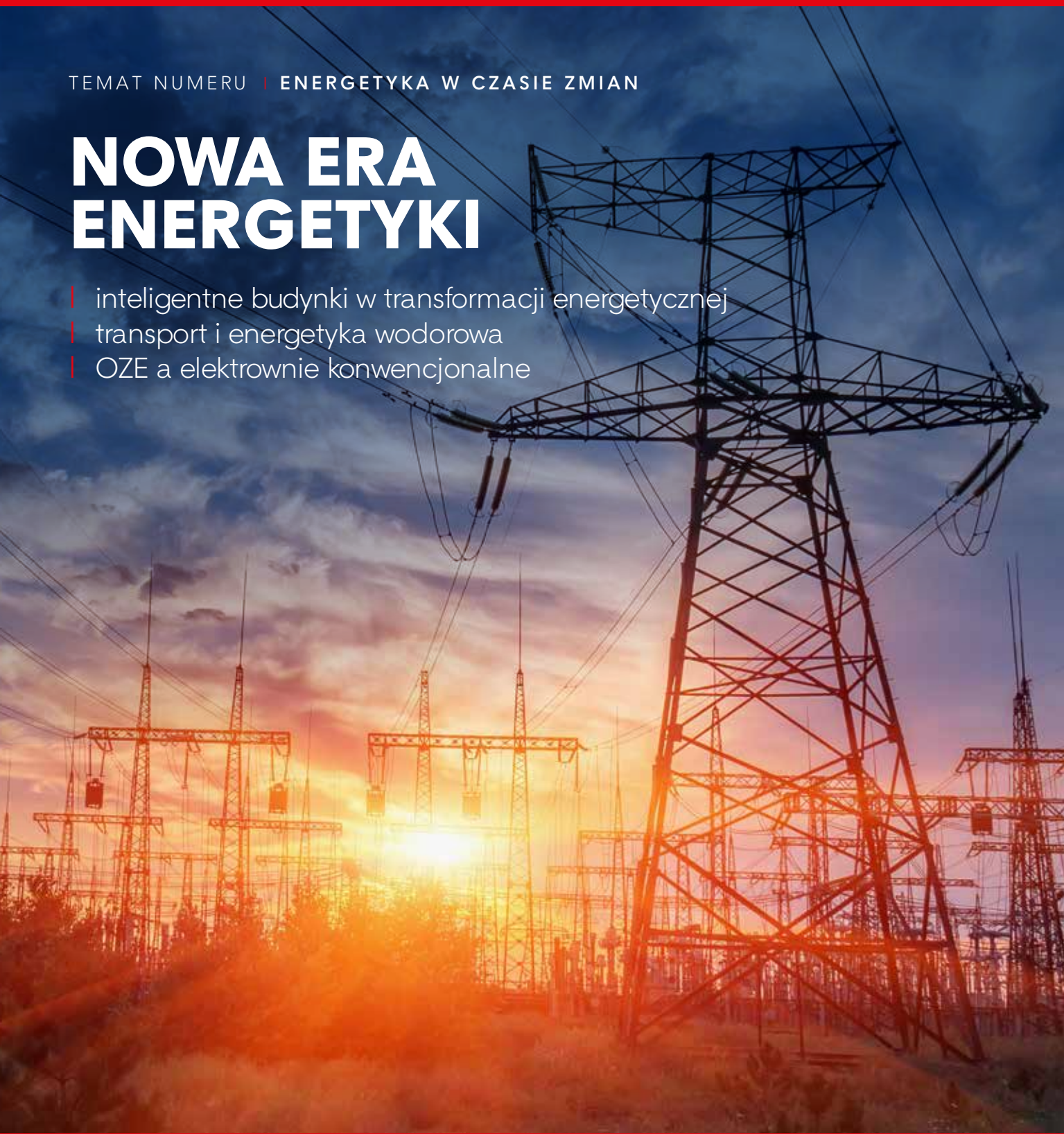
4/23 (836)
Dwumiesięcznik

58.14.12.0
ISSN 1734-7823

Energetyka

— CIEPLNA I ZAWODOWA

kierunekenergetyka.pl



TEMAT NUMERU | ENERGETYKA W CZASIE ZMIAN

NOWA ERA ENERGETYKI

- inteligentne budynki w transformacji energetycznej
- transport i energetyka wodorowa
- OZE a elektrownie konwencjonalne

SILNY REGULATOR DLA TRANSPARENTNEJ TRANSFORMACJI > 34

REWOLUCJA Z METANEM > 90

WODÓR. TEMAT MEDIALNY CZY NIEODLEGŁA RZECZYWISTOŚĆ? > 100

EUROWATER
A GRUNDFOS COMPANY

PONAD **10 tys.** zrealizowanych projektów dla branży ciepłowniczej na świecie

Układ przygotowania wody do uzupełnienia sieci ciepłowniczej

Uzdatnianie wody dla ciepłowni i elektrociepłowni

Specjalizujemy się w tworzeniu najnowocześniejszych systemów generacji wody dla ciepłownictwa

Doradztwo
Doradztwo przy projektowaniu i doborze urządzeń

Produkcja
Projektujemy i wykonujemy systemy z największą precyzją i w najwyższej jakości

Montaż i rozruch

Szkolenia
Szkolenia dla personelu obsługującego

Serwis
Serwis gwarancyjny i pogwarancyjny w tym serwis prewencyjny

30 Lat w Polsce

Eurowater Sp. z o.o.

www.eurowater.pl

Centrala Izabelin
Tel.: +48 22 722 80 25

Oddział Wrocław
Tel.: +48 71 345 01 15

Oddział Gdańsk
Tel.: +48 58 333 13 80

info.pl@eurowater.com

Z ŻYCIA BRANŻY

8 | **Geotermia – ciepłownicza przyszłość Berlina?**
Aleksandra Fedorska

10 | **Przełamać bariery**
Jan Sakławski

13 | **Rozwój technologii „Power to heat" w ciepłownictwie systemowym – dlaczego to takie ważne?**
Dorota Jeziorowska

14 | **Innowacje w energetyce. Dlaczego są nam teraz bardzo potrzebne?**
Teodor Sawicki

16 | **W jaką stronę wieje wiatr? Przyszłość polskiej energetyki wiatrowej**
Bartłomiej Fligier, Wiktor Krzewiński

18 | **Rozkład źródeł energii pierwotnej na świecie**
Wojciech Sikorski

TEMAT NUMERU: ENERGETYKA W CZASIE ZMIAN

22 | **Budynki inteligentne w procesie transformacji energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej**
Andrzej Ożadowicz

34 | **Silny regulator dla transparentnej transformacji**
Rozmowa z Moniką Gawlik, dyrektorem Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki

38 | **Prąd z Elektrowni Opole płynie już 30 lat**
PGE GiEK S.A.

42 | **Transport i energetyka wodorowa w transformacji energetycznej**
Waldemar Jędral

50 | **OZE a elektrownie konwencjonalne**
Rozmowa z Jackiem Janasem, członkiem zarządu ds. operacyjnych Enea Elektrownia Połaniec

54 | **Samowystarczalna energetycznie ciepłownia geotermalna Oława – 12,2 MWt Cz. 1**
Jacek Zimny, Krzysztof Szczotka, Jakub Szymiczek, Mieczysław Struś

64 | **Zielony amoniak**
Marek Kubiak

68 | **Krzem dla nowej energetyki**
Bartosz Bańkowski

74 | **Światłowody – czujniki dla przemysłu**
Wojciech Karaś

78 | **Adaptacja do zmian klimatu w Taksonomii UE**
Magdalena Skrzyńska, Patrycja Żupa-Marczuk

82 | **Ecogenerator. Innowacje, partycypacja społeczna i odpowiedzialność ekologiczna po szczecińsku**
Joanna Radzięda

DEKARBONIZACJA, OZE I ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA ENERGII

90 | **Rewolucja z metanem**
Rozmowa z Piotrem Apollo, prezesem Tauron Nowe Technologie

94 | **Efektywne zarządzanie energią**
Anita Bednarek

100 | **Wodór. Temat medialny czy nieodległa rzeczywistość?**
Emma Bartosik

CIEPŁOWNICTWO

110 | **Rozstrzygnięcia FIT FOR 55 a transformacja ciepłownictwa systemowego. Analiza Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych**
Dorota Jeziorowska, Paweł Stępień

114 | **Ciepłownia geotermalna – ciepłownią przyszłości?**
Geotermia Polska Sp. z o.o

118 | **Trzy reguły a transformacja ciepłownictwa**
Małgorzata Niestępska

130 | **Gotowi na kolejny sezon**
Rozmowa z Marcinem Staniszewskim, prezesem zarządu TAURON Ciepło

133 | **Ciepło bez spalania**
Rozmowa z Konradem Nowakiem, prezesem Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Olsztynie

136 | **Optymalizacja działania sieci dzięki cyfrowemu bliźniakowi**
Karol Jasiński

140 | **Projektowanie systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wartość LCoH jako kluczowy czynnik, kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła**
Aleksandra Sulej, Krzysztof Kalinowski, Konrad Wiśniewski, Jacek Gajkowski, Grzegorz Wiśniewski

REMONTY I UTRZYMANIE RUCHU

146 | **ET Inspektor. Monitorowanie zużycia urządzeń ciśnieniowych online**
Bartłomiej Siedmiogrodzki

148 | **Monitoring efektywności energetycznej przy wykorzystaniu modeli sztucznej inteligencji**
Maciej Przymanowski

154 | **AI a bezpieczeństwo**
Tomasz Klinkosz

TEMAT NUMERU: ENERGETYKA W CZASIE ZMIAN

Fot. zasoby własne rozmówcy

34

SILNY REGULATOR DLA TRANSPARENTNEJ TRANSFORMACJI

Rozmowa z Moniką Gawlik, dyrektorem Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki

DEKARBONIZACJA, OZE I ALTERNATYWNE ŹRÓDŁA ENERGII

Fot. Tauron Nowe Technologie

90

REWOLUCJA Z METANEM

Rozmowa z Piotrem Apollem, prezesem Tauron Nowe Technologie

CIEPŁOWNICTWO

fot. PEC Ciechanów

118

TRZY REGUŁY A TRANSFORMACJA CIEPŁOWNICTWA

Małgorzata Niestępska

Patryk Cyran
redaktor wydania
tel. 32 415 97 74 wew. 15
tel. kom. 728 499 502
e-mail: patryk.cyran@e-bmp.pl

Nowa era energetyki

W dzisiejszym dynamicznym i niezwykle szybko zmieniającym się świecie, temat energetyki jest mocno spleciony z procesami, jakie nieustająco zachodzą wokół nas – w gospodarce i środowisku. Wraz z postępem technologicznym, narastającymi wyzwaniami ekologicznymi oraz ciągłymi zmianami geopolitycznymi, podejście do energii oraz jej wykorzystywania nabiera nowego znaczenia. Ta „nowa era energetyki" wiąże się zarówno z koniecznością dostosowania się do wymogów środowiskowych, jak i z odkrywaniem oraz wdrażaniem innowacyjnych sposobów zaspokajania energetycznych, globalnych potrzeb.

Tematem bieżącego numeru jest właśnie „Energetyka w trakcie zmian". Inteligentne budynki czy transport i energia wodorowa to jedne z zagadnień, jakie poruszamy w tym kontekście. Z kolei w redakcyjnej rozmowie Monika Gawlik, dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w URE, wyjaśnia, dlaczego dla tej transparentnej transformacji potrzebny jest silny regulator.

Wielkimi krokami zbliża się kolejny sezon grzewczy, więc i działu o ciepłownictwie nie mogło zabraknąć w tym wydaniu. Zaczynamy od analizy Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych poświęconej istotnym regulacjom dla branży, związanym z pakietem „Fit for 55". W „ciepłownictwie" zamieszczamy również wywiad z Marcinem Staniszewskim, prezesem TAURON Ciepło (m.in. o przygotowaniach spółki do kolejnego okresu zimowego) czy z Konradem Nowakiem, prezesem MPEC w Olsztynie (o tym, czy sektor nadąża za zmianami m.in. związanymi z rozwojem budownictwa).

Nowa era energetyki jest nierozłączna z dekarbonizacją, odnawialnymi oraz alternatywnymi źródłami energii. Czy wiedzieli państwo, że Tauron Nowe Technologie przewiduje metanową rewolucję? Szeroko poruszamy też temat wodoru, który „pod lupę" wzięła Emma Bartosik, laureatka XV edycji Krajowego Konkursu Energetycznego im. prof. Jacka Malko pn. „Wszystko zależy od energii!".

Transformacja dotyka również obszarów utrzymania ruchu. Czy możliwa tu do wykorzystania sztuczna inteligencja jest bezpieczna? Jak optymalizować działania sieci dzięki cyfrowemu bliźniakowi? Na te i wiele innych pytań znajdziecie odpowiedzi w ostatnim dziale poświęconym właśnie UR.

Zapraszam do lektury, jak i dyskusji na temat zmieniającego się „energetycznego krajobrazu". Życzę, by hasło „Nowa era energetyki" stało się pewną motywacją, aby zbadać, zrozumieć i działać na rzecz lepszej przyszłości.

I do zobaczenia na jubileuszowym, XXV Sympozjum Naukowo-Technicznym ENERGETYKA BEŁCHATÓW 2023.

Patryk Cyran

Energetyka CIEPLNA I ZAWODOWA

Wydawca:
BMP spółka z ograniczoną odpowiedzialnością spółka komandytowa
KRS: 0000406244, REGON: 242 812 437
NIP: 639-20-03-478
ul. Morcinka 35
47-400 Racibórz
tel./fax 32 415 97 74
tel.: 32 415 29 21, 32 415 97 93
energetyka@e-bmp.pl
www.kierunekenergetyka.pl

BMP to firma od 30 lat integrująca środowiska branżowe, proponująca nowe formy budowania porozumienia, moderator kontaktów biznesowych, wymiany wiedzy i doświadczeń. To organizator branżowych spotkań i wydarzeń – znanych i cenionych ogólnopolskich konferencji branżowych, webinariów, wydawca profesjonalnych magazynów i portali.

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

Prezes zarządu BMP Spółka z ograniczoną odpowiedzialnością Sp. k.
Mateusz Grzeszczuk
Redaktor naczelny
Przemysław Płonka
Redaktor wydania
Patryk Cyran
Redakcja techniczna
Marcelina Gąsior
Kolportaż
rafał.ruczaj@e-bmp.pl
Sprzedaż:
Krzysztof Sielski, Jolanta Mikołajec-Piela, Marta Mika, Magda Widrińska, Ewa Dombek, Monika Majewska

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

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

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

Fot. na okładce: 123rf

BEZPIECZEŃSTWO ENERGETYCZNE POLSKI – DZIEŃ ENERGETYKA W PGE GIEK

11 sierpnia br. odbyły się uroczyste obchody Dnia Energetyka, organizowane przez PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy PGE. W Bełchatowie, na tradycyjnej akademii, spotkali się pracownicy i zaproszeni goście.

Wśród gości, którzy wzięli udział w obchodach, byli m.in. Sekretarz Stanu w Kancelarii Prezydenta RP, szef Biura Polityki Międzynarodowej – Marcin Przydacz, dyrektor biura poselskiego Roberta Telusa – Rafał Skoczylas, podsekretarz stanu w Ministerstwie Klimatu i Środowiska, główny geolog kraju, pełnomocnik rządu ds. polityki surowcowej państwa – Piotr Dziadzio, senator Wiesław Dobkowski, marszałek senior Antoni Macierewicz, wicemarszałek województwa łódzkiego Zbigniew Ziemba, władze samorządowe z lokalizacji oddziałów spółki PGE GiEK, przedstawiciele świata nauki i duchowieństwa oraz związków zawodowych. Władze Grupy PGE reprezentował Przemysław Kołodziejak, wiceprezes zarządu ds. operacyjnych PGE Polskiej Grupy Energetycznej. W uroczystości uczestniczył zarząd spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna na czele ze Zbigniewem Kasztelewiczem, pełniącym obowiązki prezesa zarządu PGE GiEK (na zdjęciu).

Źródło i fot.: PGE GiEK

POROZUMIENIE W ZAKRESIE ROZWOJU ENERGETYKI JĄDROWEJ W POLSCE

Grupa Azoty Zakłady Chemiczne „Police" S.A., amerykańska spółka Ultra Safe Nuclear Corporation (USNC) oraz koreański Hyundai Engineering CO. Ltd (HEC) podpisały Porozumienie wstępne dotyczące współpracy w zakresie rozwoju energetyki jądrowej w Polsce, w tym rozwoju technologii MMR.

Strony porozumienia zakładają ścisłą współpracę w zakresie wdrożenia technologii MMR firmy USNC w przemyśle chemicznym, budowę układu energetycznego opartego o modułowe reaktory oraz wykorzystanie zeroemisyjnej energii jądrowej do wytwarzania wodoru.

Źródło i fot.: Grupa Azoty

ECO Z CERTYFIKATEM NA PRODUKCJĘ ZIELONEGO CIEPŁA Z BIOMASY

ECO SA z Opola jako producent ciepła uzyskała certyfikat w wyniku przeprowadzonego audytu zrównoważonego rozwoju w produkcji biopaliw, paliw z biomasy i biopłynów w systemie KZR INiG. Audyt wykazał, że spełnione zostały wszelkie wymagania i kryteria unijne dotyczące ograniczania emisji gazów cieplarnianych. Tym samym wyprodukowaną w ECO energię z biopaliw będzie można uznać za energię z OZE w rozumieniu dyrektyw w sprawie efektywności energetycznej (EED) oraz w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (RED II).

Źródło i fot.: Biuro Prasowe ECO

ENEA OPERATOR WYBUDOWAŁA GŁÓWNY PUNKT ZASILAJĄCY NA SZCZECIŃSKICH POMORZANACH

Enea Operator zakończyła budowę stacji elektroenergetycznej 110/15 kV. Inwestycja zwiększy pewność zasilania w aglomeracji szczecińskiej oraz przyczyni się do wzrostu potencjału sieci do przyłączania kolejnych OZE.

Główny Punkt Zasilający (GPZ) pozwoli również na zwiększenie potencjału gospodarczego regionu. Nowy obiekt umożliwi podłączenie do sieci nowych odbiorców na terenach inwestycyjnych położonych na południe od Szczecina w pobliżu autostrady A6.

Źródło i fot.: enea.pl

PEJ Z POZYTYWNĄ DECYZJĄ ZASADNICZĄ WS. BUDOWY PIERWSZEJ ELEKTROWNI JĄDROWEJ W POLSCE

11 lipca 2023 roku minister klimatu i środowiska, na wniosek spółki Polskie Elektrownie Jądrowe (PEJ), wydał decyzję zasadniczą, która formalnie potwierdziła, że inwestycja w pierwszą elektrownię jądrową w Polsce jest zgodna z interesem publicznym i realizowaną przez państwo polityką, w tym polityką energetyczną.

Dokument ten uprawnia PEJ do ubiegania się o uzyskanie kolejnych decyzji administracyjnych – m.in. lokalizacyjnej oraz późniejszego pozwolenia na budowę. Jest to krok prowadzący do pozytywnych zmian w polskim miksie energetycznym i poprawy bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Pierwsza elektrownia jądrowa zlokalizowana na Pomorzu będzie kompensować prognozowany wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną, wpłynie na stabilność zasilania i dywersyfikacje źródeł energii, a tym samym zapewni suwerenność energetyczną, która jest kluczowa – zwłaszcza dla regionu Europy Środkowo-Wschodniej.

Źródło: gov.pl

ELEKTROWNIA DOLNA ODRA UZYSKAŁA POZWOLENIE NA BUDOWĘ STACJI ROZRUCHOWEJ

Elektrownia Dolna Odra, należąca do spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy PGE, uzyskała pozwolenie na budowę stacji rozruchowej, która zwiększy elastyczność pracy elektrowni poprzez umożliwienie szybkiego uruchomienia bloków energetycznych w sytuacji ich całkowitego wyłączenia.

Inwestycja zapewni bezpieczeństwo pracy bloków energetycznych w Elektrowni Dolna Odra i zwiększy możliwość ich szybkiego reagowania na rosnące zapotrzebowanie operatora na energię w krajowym systemie energetycznym.

Aktualnie zakończyły się prace projektowe i rozpoczęła się faza realizacji inwestycji. 12 lipca br. nastąpiło przekazanie wykonawcy placu budowy.

Źródło i fot.: Departament Komunikacji PGE GiEK

VEOLIA DOSTAWCĄ ENERGII DO NAJSŁYNNIEJSZEGO POLSKIEGO SCHRONISKA W TATRACH

Veolia rozpoczęła dostawy energii dla Schroniska PTTK w Morskim Oku – jednego z najczęściej odwiedzanych przez turystów miejsc w Tatrach. To wynik aktywnych działań sprzedażowych Veolii, która intensyfikuje ofertowanie energii do klientów biznesowych, instytucji publicznych oraz jednostek samorządu terytorialnego.

Veolia będzie dostawcą energii do Schroniska PTTK w Morskim Oku. Rokrocznie obiekt odwiedza ponad 400 tys. osób. Veolia wróciła do aktywnego ofertowania po okresie zamrożenia cen energii, dzięki czemu ma już w swoim portfelu zarówno duże wolumenowo podmioty, jak i znaczące marki i obiekty.

Źródło: veolia.pl

ORLEN Projekt podpisał z ENERGĄ umowę w sprawie przejęcia

100

proc. udziałów w spółce usług inżynierskich Energa Invest

Źródło: ORLEN

Utworzenie NABE pozwoli na przyspieszenie transformacji polskiej elektroenergetyki w kierunku źródeł zero- i niskoemisyjnych, przy jednoczesnym zachowaniu pełnego bezpieczeństwa energetycznego kraju

– Jacek Sasin,

minister aktywów państwowych

Źródło: gov.pl

NISKOEMISYJNE KOTŁY PRACUJĄ JUŻ W NOWEJ ELEKTROCIEPŁOWNI W SIECHNICACH

Wszystkie cztery niskoemisyjne kotły szczytowo-rezerwowe zostały uruchomione w ramach planu rozruchu instalacji w nowo budowanej elektrociepłowni gazowej w Siechnicach. Inwestycję realizuje Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich KOGENERACJA należący do PGE Energia Ciepła z Grupy PGE. Jednostka rozpocznie pracę w 2024 r. i przyczyni się do obniżenia emisji CO_2 o ponad 60 procent.

Nowa, niskoemisyjna, przyjazna dla środowiska inwestycja będzie się składała z bloku gazowo-parowego oraz z czterech kotłów szczytowo-rezerwowych (KSR) i zastąpi studwudziestoletni zakład zasilany węglem. Źródłem zasilania będzie gaz ziemny, dzięki czemu roczna emisja CO_2 obniży się aż o 622 tysiące ton, tj. o 61 procent. Oznacza to również oszczędności energii pierwotnej na poziomie blisko 600 tysięcy MWh rocznie.

Źródło i fot.: kogeneracja.com.pl

LINIE BEZPOŚREDNIE TO TAŃSZY PRĄD DLA FIRM

Prezydent podpisał nowelizację Prawa energetycznego, która wprowadza przygotowane przez Ministerstwo Rozwoju i Technologii przepisy dotyczące linii bezpośrednich. Dzięki nim przedsiębiorcy będą mogli w prostszy sposób korzystać z pochodzącej z OZE energii, a to oznacza obniżkę bieżących kosztów działalności.

– Dzięki liniom bezpośrednim wiele zakładów przemysłowych będzie miało łatwiejszy dostęp do taniej i zielonej energii z OZE, a prąd z pobliskiej farmy fotowoltaicznej będzie mógł trafić prosto do odbiorcy. Ma to bardzo duże znaczenie w przypadku przedsiębiorstw energochłonnych, ponieważ będzie można obniżyć koszty bieżącego działania, a co za tym idzie zwiększyć konkurencyjność firm – poinformował minister rozwoju i technologii Waldemar Buda.

Źródło: gov.pl

Geotermia – ciepłownicza przyszłość Berlina?

Berlin nie ma łatwo ze swoim systemem grzewczym. Lwia część ciepłownictwa w stolicy Niemiec to paliwa kopalne, przy czym 77% ciepła powstaje z gazu ziemnego, reszta z węgla, biogazu lub spalania odpadów. Według organizacji ekologicznej Bund Naturschutz udział energii odnawialnej w ogrzewaniu miasta wynosi mniej niż 1%. W czasach wszechobecnej potrzeby ograniczenia emisji i ratowania klimatu berliński system grzewczy powinien trafić do lamusa.

Stolica Niemiec, które aspirują do roli społeczeństwa przodującego w zakresie ochrony klimatu i redukcji emisji, musi reagować i szuka alternatywnych źródeł ogrzewania budynków. Jedną z ewentualnych możliwości zajmują się obecnie naukowcy Niemieckiego Centrum Badawczego Nauk Geologicznych (GFZ) w Poczdamie, którzy badają zastosowanie technologii geotermii do zaspokojenia potrzeb grzewczych niemieckiej stolicy. – W centrum ziemi temperatura wynosi około 5000 stopni Celsjusza, na głębokościach blisko 6378 kilometrów. Im głębiej się schodzi, tym mamy więcej ciepła. Dzieje się tak od momentu uformowania się Ziemi i będzie trwać przez miliony lat. To produkcja energii bazowej, która jest dostępna wszędzie i o każdej porze roku i dnia, nie wymaga magazynowania i zajmuje niewiele miejsca. Innymi słowy, jest odpowiednia dla dużych miast – tłumaczy swoim czytelnikom gazeta Berliner Zeitung.

fot. zasoby autora

Aleksandra Fedorska

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

Wszystko paruje i syczy

Berlin wydał już pozwolenie na próbne odwierty na terenie miasta od 2024 roku. W pierwszej kolejności mają one zbadać potencjał ciepłowniczy na głębokościach 400 - 1300 m. Zdaniem ekspertów, na terenie Berlina oraz otaczającej to miasto Brandenburgii do sukcesu mogą doprowadzić odwierty na głębokości 1000 - 3000 m. Były główny geolog Brandenburgii, Werner Stackebrandt, na życzenie Berliner Zeitung przedstawił bardzo obrazowo to, co dzieje się 4000 m pod stopami zwykłego Berlińczyka. – Tam wszystko paruje i syczy, a z wulkanicznych stożków często wystrzeliwują świecące fontanny, którym towarzyszy stłumiony huk lawy spływającej do doliny – opowiada Stackebrandt.

Przekonać do ciepła ze środka

Berlińczyków trzeba ewidentnie trochę przekonywać do „ciepła ze środka", jak określana jest często geotermia. Jego pozyskanie nie obejdzie się bez wysokich nakładów finansowych, gdyż koszty odwiertów wynoszą między 1,5 - 2 miliony euro za 1000 m. Ale inwestycja ta może się opłacić. Świadczą o tym pierwsze pojedyncze systemy geotermiczne, które zostały już uruchomione w mieście. Pod niemieckim Bundestagiem znajduje się zbiornik geotermalny, a Pałac Miejski w Berlinie również posiada system geotermalny. W Bundestagu geotermię wykorzystuje się także do energooszczędnego chłodzenia budynku parlamentu. Woda o temperaturze 20 stopni jest latem wypompowywana na powierzchnię, podgrzewana do 60 stopni i wtłaczana z powrotem w głąb ziemi. Zimą jest dostępna w początkowej temperaturze 55 stopni.

Fascynacja geotermią

W teorii geotermią w Berlinie wszyscy wydają się być zafascynowani. Coraz głośniej mówi się o pierwszych odwiertach w pobliżu Stadionu Olimpijskiego w Charlottenburgu. Jednak czyste kalkulacje opłacalności tych inwestycji robią bardziej umiarkowane wrażenie. Najtrudniejszy będzie etap stworzenia adekwatnej infrastruktury, która rozprowadzi ciepłą lub chłodną wodę po mieście. W Berlinie to trudne, ponieważ miasto nie dysponuje w wystarczającym zakresie siecią ogrzewania. Wobec braku takiej sieci przesyłowej można by zbudować mikrosieci wokół odwiertów, ale to rozwiązanie wydaje się jeszcze droższe od budowy berlińskiej sieci przesyłowej. Tak więc głównym wyzwaniem dla projektu geotermalnego w Berlinie są koszty i infrastruktura, tym bardziej, że mieszkańcy będą musieli pośrednio pokryć koszty tych inwestycji, płacąc odpowiednio wysokie rachunki za ogrzewanie. Wielu z nich być może nie zaakceptuje faktu, że obecnie już bardzo drogie ogrzewanie miałoby kosztować jeszcze więcej.

OMC ENVAG

DOSTARCZAMY KOMPLEKSOWE ROZWIĄZANIA „POD KLUCZ"

PROJEKT I DOSTAWA I MONTAŻ I URUCHOMIENIE I SZKOLENIE I SERWIS – DO POMIARU GAZÓW I PYŁÓW

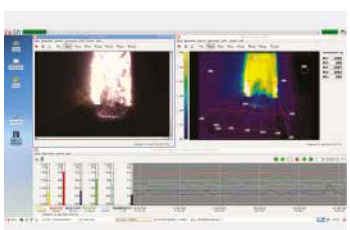
POMIARY JAKOŚCI WODORU

- Zgodność z normami ISO 14687 + EN 17124
- Szeroki zakres pomiarów (H_2O, CH_4, O_2, CO_2, CO, H_2S, HCHO, HCOOH, NH_3, HCl)
- Limit detekcji na poziomie ppb
- Wysokorozdzielcza technologia laserowa
- Niewymagana regularna kalibracja
- Mały przepływ próbki do analizy

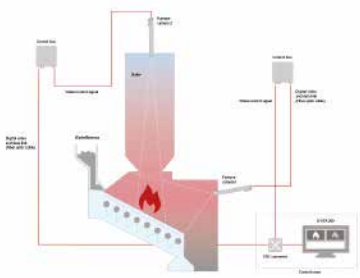
Składnik	Limit zgodnie z ISO 14687 (ppm)	ProCeas® Limit detekcji 3σ 60s (ppm)
H_2O	5	0,02
CH_4	100	0,001
O_2	5	0,1
CO_2	2	0,01
CO	0,2	0,001
H_2S	0,004	0,001
HCHO	0,2	0,001
HCOOH	0,2	0,01
NH_3	0,1	0,001
HCl	0,05	0,001

SYSTEM D-VTA 200 DURAG

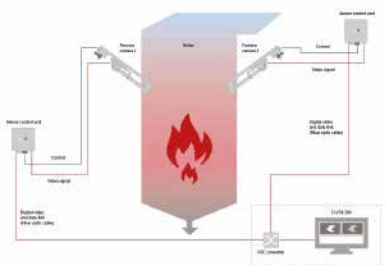
- Obserwacja i analiza frontu płomienia na palenisku rusztowym
- Obserwacja i wykrywanie anomalii w paleniskach pyłowych
- Kontrolowanie spalania biomasy lub odpadów (MSW, RDF)
- Optymalizacja wtrysku amoniaku w instalacjach SNCR
- Instalacje spalające niestandardowe paliwo



D-VTA 200
w kotłach
rusztowych



D-VTA 200
w kotłach
pyłowych



ul. Iwonicka 21, 02-924 Warszawa
+48 22 858 78 78
pow@envag.com.pl, spalanie@envag.com.pl

Przełamać bariery

Rozwój odnawialnych źródeł energii wymaga przełamywania barier na wielu płaszczyznach. Mamy bariery związane z finansowaniem, wysokim kosztem technologii czy niedopasowaniem regulacji do postępu technologicznego. Od lat, mozolnie, bariery te są – z lepszym lub gorszym skutkiem – eliminowane. Pisałem o tym wielokrotnie, że moim zdaniem posuwamy się do przodu, chociaż ciągle nie jesteśmy w stanie pokonać niektórych uprzedzeń o charakterze ideologicznym. Wciąż pozostają jednak dwie bariery, które wydają się być poza bieżącym sporem politycznym. Jedną chyba właśnie przełamaliśmy, drugą – dopiero zidentyfikowaliśmy.

Jan Saklawski

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

fot. zasoby autora

Pierwszą kwestią była dostępność gruntów i zmiana systemu planowania i zagospodarowania przestrzennego. Problemy w tych kwestiach miały charakter wieloaspektowy. Preferowane lokalizacje dla dużej energetyki odnawialnej to działki w pobliżu GPZów, w odległości, która pozwalałaby na wybudowanie przyłącza w rozsądnych warunkach cenowych. Jednocześnie w ogromnej większości są to grunty rolne objęte wieloma ograniczeniami zarówno w zakresie obrotu nimi, jak i zagospodarowania. Po pierwsze, sprzedaż czy nawet wydzierżawienie dużej części gruntów rolnych wymaga zgody Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, jeżeli następuje 5 lat od poprzedniego nabycia. Niestety, o ile przy sprzedaży (bardzo mało popularnej formy zabezpieczenia gruntów pod PV) notariusz czuwa nad uzyskaniem odpowiedniej zgody, o tyle w przypadku dzierżawy nikt nie pilnuje prawidłowości transakcji. Oczywiście, jeżeli w sprawę zaangażowane jest profesjonalne doradztwo prawne (i pod tym mianem mam na myśli adwokatów lub radców prawnych znających specyfikę tego rodzaju inwestycji), to zwykle wyłapie tę konieczność, ale niestety mnóstwo projektów, szczególnie na etapie *ready-to-build* jest przygotowywana metodą „gospodarczą". W takich warunkach dzierżawa może być podpisana bez zgody KOWRu i być po prostu nieważnym tytułem prawnym. Pół biedy, jeżeli nabywca zorientuje się przed nabyciem projektu. Zdecydowanie gorsza sytuacja ma miejsce, jeżeli projekt jest już kupiony, a podstawowy tytuł – będący również podstawą uzyskania warunków przyłączenia oraz pozwolenia na budowę – okazuje się nieważny. Potencjalna kaskada trudności może więc być bardzo problematyczna. Odpowiedzią jest jedynie profesjonalne doradztwo prawne. Nie widać na horyzoncie żadnych koncepcji dotyczących uwolnienia obrotu gruntami rolnymi.

Planowanie i zagospodarowanie

Zupełnie inaczej ma się sytuacja związana z planowaniem i zagospodarowaniem przestrzennym, ponieważ problematyka ta została właśnie w bardzo istotnym stopniu zaadresowana. Po pierwsze, czasochłonne zmiany lub uchwalanie miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego były utrapieniem dla gmin i inwestorów. Proces taki zajmował nawet kilka lat i nie było możliwości jego przyspieszenia ze względu na szereg obowiązków konsultacyjnych po stronie gminy. Po drugie, lokalizowanie inwestycji na podstawie decyzji o warunkach zabudowy utrudniało tzw. odrolnienie, które dokonuje się w ramach miejscowego planu. Po trzecie, zmiana lub uchwalenie planu generowały koszty, które ponosiła gmina, pomimo tego, że faktycznym beneficjentem takich działań był inwestor. Po czwarte, liczne punktowe nowelizacje i zmiany przepisów o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym spowodowały nieczytelność niektórych mechanizmów ustawowych.

Przykładowo gminy często nie rozumiały relacji pomiędzy planem a studium i w konsekwencji odmawiały wydawania decyzji o warunkach zabudowy, jeżeli studium nie przewidywało lokalizacji OZE w danym miejscu, albo stosowały zasadę dobrego sąsiedztwa wobec instalacji OZE pomimo wyraźnego wyłączenia tych inwestycji spod przedmiotowego kryterium.

Ostatnia nowelizacja ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym może zniwelować przynajmniej część przywołanych wyżej problemów. Po pierwsze, uchwalanie i zmienianie planów odnoszących się jedynie do OZE będzie mogło zostać dokonane za pośrednictwem procedury uproszczonej. Za zgodą wojewody opiniowanie, uzgodnienia i konsultacje będą się wówczas odbywać jednocześnie, co znacząco skróci czas przygotowania planu. Po drugie, choć wielkoskalowe OZE będą mogły być realizowane jedynie w oparciu o miejscowy plan zagospodarowania przestrzennego (analogicznie jak dziś wiatraki, choć oczywiście bez zasady 10H), to możliwe będzie istotne przyspieszenie wprowadzania tego aktu oraz jego aktualizowania. Poza opisaną wyżej procedurą uproszczoną wprowadzona została również możliwość uchwalenia zintegrowanego planu inwestycyjnego, który będzie czymś w rodzaju punktowej zmiany planu z możliwością obciążenia inwestora kosztami jego przygotowania i uchwalenia. Ten mechanizm wydaje się szczególnie interesujący, skoro tak dużym mankamentem procedury planistycznej było obciążenie gminy kosztami, podczas gdy benefity szły niemal w całości do inwestora. W mojej ocenie może to również zadziałać jako remedium na różnego rodzaju sytuacje na pograniczu prawa i dobrego smaku, które miały miejsce z uwagi na wskazaną wyżej zależność. Jestem pełen optymizmu w kontekście opisanych regulacji i mam nadzieję, że przyspieszą one znacząco możliwość pozyskiwania gruntów w celu przeznaczenia ich na inwestycje OZE. Mankamentem przywołanej regulacji jest niestety brak możliwości jej zastosowania do magazynów energii, więc pozostaje mieć nadzieję, że ustawodawca z czasem rozszerzy jej zakres, tak aby objęła wszystkie inwestycje niezbędne do przeprowadzenia transformacji energetycznej w Polsce.

Odmowy przyłączeń

Tak jak wspomniałem na początku tego tekstu, pozostaje jeszcze jeden problem, który ostatnio po raz kolejny trafił na „tapetę dyskusji" o zmianach w rodzimej energetyce. Chodzi oczywiście o problematykę przyłączeń, a w zasadzie lawinowo rosnącej liczby odmów wydania warunków przyłączenia. Prezes URE opublikował ostatnio raport, w którym wskazuje, że w latach 2021-2022 OSD poinformowały regulatora o 11 tys. odmów przyłączenia obiektów do sieci energetycznej, wobec 1209 odmów w latach 2019-2020[1].

Jest to zjawisko bardzo niepokojące, ponieważ na nic zdadzą się zmiany w zakresie finansowania, utworzenie NABE, regulowanie cPPA czy uwolnienie gruntów, jeżeli instalacja ma być tylko stojącym w szczerym polu urządzeniem, które nie może wprowadzać energii do sieci. Co więcej, brak pewności co do możliwości przyłączenia skutecznie odstrasza inwestorów, ponieważ nie mają oni pewności, czy dana inwestycja w ogóle zacznie na siebie zarabiać. Do tego dochodzą bardzo wątpliwe praktyki rynkowe poszczególnych OSD, którzy modyfikują wydane wcześniej warunki, odmawiają podpisania umów przyłączeniowych i mówiąc wprost – kombinują jak mogą – by nie przyłączać nowych wytwórców. Wiele w tym zakresie pomogłoby uregulowanie cablepoolingu, ale przede wszystkim brakuje realnej kontroli nad decyzjami OSD. Jak słusznie dostrzega Prezes URE, nie mamy w Polsce standardów oceny kryteriów technicznych i ekonomicznych przyłączenia, co powoduje, że oceny OSD są w zasadzie uznaniowe i bardzo trudne do zweryfikowania przez personel regulatora. Sama procedura „odwoławcza", choć odwoławczą wcale nie jest, ciągnie się zaś latami, a operatorzy nawet na tym etapie nie udostępniają w całości swoich ekspertyz wnioskodawcom, co w bardzo znaczącym stopniu utrudnia weryfikację prawidłowości podjętych decyzji.

> Prezes URE opublikował ostatnio raport, w którym wskazuje, że w latach 2021-2022 OSD poinformowały regulatora o 11 tys. odmów przyłączenia obiektów do sieci energetycznej

***

Mamy więc diagnozę problemu. Czy do jego rozwiązania wystarczą kosmetyczne zmiany, o których wspomina Prezes URE w swoim raporcie, czy też konieczne będzie przemodelowanie całego sytemu decyzji w zakresie przyłączeń do sieci elektroenergetycznej? Czas pokaże. Ostatnia i najważniejsza przeszkoda dopiero przed nami.

Przypis

[1] https://www.ure.gov.pl/pl/urzad/informacje-ogolne/aktualnosci/11188,Podsumowanie-dzialalnosci-branzy-energetycznej-i-gazowej-w-latach-2021-2022-oraz.html#_ftn4

PENTOL

55 LAT DZIAŁALNOŚCI
40 LAT W POLSCE

Pentol jest dostawcą nowoczesnych produktów i technologii niezbędnych zarówno dla optymalizacji procesu spalania, poprawy sprawności procesów technologicznych, jak również redukcji i monitoringu emisji substancji zanieczyszczających środowisko naturalne. Współpracujemy w tym zakresie z wieloma renomowanymi i uznanymi na rynku europejskim partnerami.

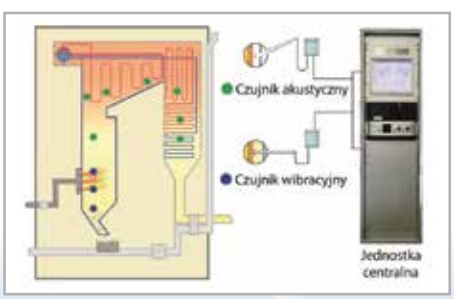
Stork Thermeq jest znany przede wszystkim z produkcji odgazowywaczy termicznych, których unikalna konstrukcja umożliwia głęboką, trwałą redukcję stężenia tlenu w wodzie zasilającej.

- **Zawartość resztkowa tlenu nawet 5ppb**
- **Szeroki zakres wydajności - 10 do 100% znamionowej**
- **Prosta jednobryłowa konstrukcja - oszczędność miejsca**
- **Niepotrzebna chłodnica oparów**
- **Możliwość modernizacji istniejących odgazowywaczy**

W Polsce odgazowywacze Storka zainstalowano we wszystkich największych krajowych blokach energetycznych (m.in. w Bełchatowie, Kozienicach, Opolu i Jaworznie) jak również w Elektrociepłowniach zawodowych i przemysłowych, m.in. EC Zielona Góra, EC ELCHO w Chorzowie, EC Lublin, EC Fortum Częstochowa i Zabrze, EC Zakładów Papierniczych Stora-Enso w Ostrołęce i Mondi w Świeciu. W 2023 roku odgazowywacz Storka został dostarczony w ramach projektu EC Czechnica.

Ponadto oferta Pentolu obejmuje:

- **Dodatek do węgla PENTOMAG 2550** zapobiegający szlakowaniu kotłów,
- **Instalacje kondycjonowania spalin** do poprawy skuteczności elektrofiltrów,
- **Kompletne systemy ciągłego monitoringu emisji** spełniające wymagania konkluzji BAT, w tym poszczególną aparaturę:
  - analizatory spalin (SO_2, NO, NO_2, N_2O, NO_x, CO, NH_3, HCl, HF, CH_4, CO_2, Hg, H_2S, O_2, SO_3, TOC),
  - pyłomierze,
  - przepływomierze,
  - wilgotnościomierze,
  - elementy drogi gazowej
- **Analizatory spalin dla optymalizacji procesów technologicznych** oraz kontroli pracy urządzeń do redukcji emisji zanieczyszczeń (odpylanie, odsiarczanie, odazotowanie),
- **Ciągły pomiar rozkładu temperatury w przekroju komory paleniskowej AGAM,**
- **Instalacje wczesnego wykrywania nieszczelności w kotłach PLDS,**
- **Monitory płomienia.**



Zapraszamy do odwiedzenia naszej strony internetowej!

www.pentol.pl

Rozwój technologii „Power to heat” w ciepłownictwie systemowym – dlaczego to takie ważne?

Rozwój technologii „Power to Heat” w ciepłownictwie systemowym staje się coraz bardziej doniosłym tematem w dzisiejszym świecie energetyki. W miarę jak społeczeństwa dążą do redukcji emisji i zrównoważonego wykorzystania zasobów, ta innowacyjna strategia zdobywa uznanie jako kluczowy element transformacji sektora ciepła. Dlaczego właśnie teraz nabiera ona takiego znaczenia?

Dorota Jeziorowska

dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

fot. zasoby autora

Sector coupling

W ostatnim czasie nie brakuje głosów na temat współpracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego i systemów ciepłowniczych. Synergia tych sektorów może mieć wiele wymiarów i jeszcze więcej zalet, działając *de facto* w obu kierunkach. Oczywistym elementem łączącym oba sektory są jednostki kogeneracji pracujące zarówno na rzecz KSE, jak i systemów ciepłowniczych. Nie są to małe wolumeny – ponad 15% mocy wytwórczych przyłączonych do systemu elektroenergetycznego stanowią właśnie jednostki kogeneracji. Rola kogeneracji będzie wzrastać ze względu na jej duży potencjał w kontekście stabilizacji pracy zależnopogodowych instalacji OZE, jest to jednak odrębny duży temat. W artykule chciałabym się skupić na możliwościach wykorzystania systemów ciepłowniczych na potrzeby zagospodarowania nadwyżek energii elektrycznej z odnawialnych źródeł energii.

Power to heat – zalety

Szeroko pojęta branża ciepłownicza i elektroenergetyczna dawno już zauważyła potencjał sector coupling w tym obszarze, czego odzwierciedleniem było np. uruchomienie przez PGE Energia Ciepła S.A. pierwszego kotła elektrodowego w Elektrociepłowni w Gdańsku. Spodziewać się można dalszego rozwoju wykorzystania tych technologii ze względu na nieustannie rosnący udział mocy wytwórczych w OZE przyłączonych do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego, w tym z planowanych kolejnych dużych inwestycji np. w morskie farmy wiatrowe. W tym kontekście rozwój technologii „Power to heat” ma podwójną zaletę – z jednej strony pozytywnie wpływa na stworzenie warunków pozwalających na rozwój OZE, z drugiej – daje szanse na zwiększenie wolumenu ciepła z OZE dostarczanego do systemów ciepłowniczych. Kwestia ta jest tym bardziej istotna, że jak pokazała ostatnia analiza PTEZ (Polskie Towarzystwo Elektrociepłowni Zawodowych), o której również szerzej można przeczytać w niniejszym wydaniu „Energetyki Cieplnej i Zawodowej”, lista technologii pozwalających na dekarbonizację największych systemów ciepłowniczych jest bardzo ograniczona, a wykorzystanie ciepła z energii elektrycznej z OZE jest jedną z nielicznych, na którą mniejszy wpływ ma lokalizacja danego rynku ciepła.

Uwarunkowania rozwoju

Potencjał rozwoju technologii „Power to heat” w ciepłownictwie systemowym był dotychczas mocno ograniczony ze względu na regulacje Unii Europejskiej w zakresie dyrektywy RED. Wynikało to z braku określenia wyjątku dla sektora ciepłownictwa w odniesieniu do metodologii kalkulacji zużycia energii z OZE na potrzebę realizacji krajowych celów w tym zakresie. W efekcie za ciepło z OZE można było uznać tylko ciepło z energii elektrycznej z OZE wytworzonej w tej samej instalacji OZE lub dostarczonej za pomocą linii bezpośredniej. Niemal finalne rozstrzygnięcia pakietu „Fit for 55” wskazują, że podejście instytucji unijnych w tym zakresie zmienia się, co daje szansę na wykorzystanie umów PPA na potrzeby „zazielenienia” całości wytworzonego ciepła w jednostkach, tj. kotły elektrodowe w oparciu o energię elektryczną z OZE objętą ww. umową. Aktualnie kluczowym wyzwaniem pozostaje implementacja przepisów dyrektywy RED III, niemniej sama zmiana podejścia na poziomie legislacji unijnej wydaje się pierwszym dużym krokiem do dalszej popularyzacji tych rozwiązań. Myślę, że można pokusić się o stwierdzenie, że stworzenie warunków pozwalających na rozwój technologii „Power to heat” jest kluczowym czynnikiem determinującym skuteczność transformacji dużych i największych systemów ciepłowniczych.

OKIEM STUDENTA

Innowacje w energetyce. Dlaczego są nam teraz bardzo potrzebne?

Stworzenie bezemisyjnego systemu energetycznego w Polsce do 2050 roku będzie wymagało inwestycji w nowe moce wytwórcze, takie jak elektrownie jądrowe czy morskie farmy wiatrowe. Nie należy jednak zapomnieć o dalej idących zmianach w elektromobilności, konsumpcji energii czy implementacji nowych narzędzi cyfrowych. W tych obszarach nadal mamy szansę tworzyć nowe technologie, ale do tego potrzeba kapitału, przede wszystkim ze środków publicznych, ponieważ przykłady z innych krajów pokazały, że to one odgrywają tu kluczową rolę.

fot. zasoby autora

Teodor Sawicki

członek Koła Naukowego Energetyków, student Politechniki Warszawskiej. Koordynator projektu „Porozmawiajmy o Energetyce", który jest miejscem dyskusji pomiędzy studentami a specjalistami z branży o przyszłości energetyki w Polsce. Na co dzień pracuje nad implementacją automatyzacji oraz optymalizacją w energetyce

Już w ciągu najbliższych 30 lat w Polsce powinniśmy bezemisyjnie wytwarzać całą naszą energię elektryczną, co zostało ustalone w międzynarodowych porozumieniach. Zadanie będzie o tyle trudne, że popyt na energię elektryczną wzrośnie przez elektryfikację pośrednią lub bezpośrednią transportu oraz przemysłu. Dlatego oprócz modernizacji aktualnych źródeł wytwórczych będziemy musieli budować także nowe moce w źródłach OZE. Według PEP (Polityki Energetycznej Polski) zapotrzebowanie na energię elektryczną już w 2040 roku wzrośnie o 50%. Jest to niepowtarzalna szansa na tworzenie innowacji, ponieważ transformacja energetyczna doprowadzi do powstania nowych potrzeb rynkowych na niespotykaną dotąd skalę, które będą musiały zostać zaspokojone przez nowo powstałe produkty lub usługi.

Start-upy w energetyce

Te nowe produkty lub usługi będą importowane do nas z obcych rynków lub stworzone na nowo w Polsce. Owe start-upy zyskają przewagę konkurencyjną, ponieważ będą skrojone pod potrzeby rynku Europy Środkowo-Wschodniej oraz mogą odnieść spektakularne sukcesy w tym regionie (jak np. Lerta). Czynnikiem, który również mógłby przyspieszyć innowacje, są większe inwestycje w B+R (Badania i Rozwój). A pomimo trendu wzrostu nakładów krajowych brutto na działalność B+R w odniesieniu do PKB (wskaźnik GERD) są one w Polsce wciąż dwa razy niższe w porównaniu do najbardziej innowacyjnych gospodarek Europy, takich jak Niemcy czy Szwecja.

Tendencja rozwoju inwestycji w innowacje jest zauważalna także na rynku energetycznym. Aktualnie każda z największych spółek z sektora energetycznego w naszym kraju ma własny akcelerator start-upów, w którym pomaga młodym spółkom rozwijać się lub wspólnie przeprowadzać pierwsze pilotaże. Największy w Polsce akcelerator takich start-upów posiada ORLEN. W jego autorskim programie „ORLEN Skylight Accelerator" chce przeznaczyć w latach 2021-2031 1 mld zł na inwestycje w start-upy powiązane z obszarem jego działalności.

Potencjał start-upów jest zauważalny nie tylko w sektorze energetycznym. Inwestycje w tym obszarze rosną we wszystkich branżach w Polsce. Według raportu fundacji Start-up Poland, w 2022 roku w rynek młodych firm fundusze VC zainwestowały pomiędzy

3,25 mld zł a 4,50 mld zł, co było rekordem wszech czasów. Niestety, dalej to niewiele w porównaniu do rynków zagranicznych – około 850 mln euro wynosiły jedynie trzy wybrane inwestycje w Niemczech w 2022 roku (start-up GoStudent, HeimKapital oraz Forto). W całym 2022 roku, według EY, w rynek start-upów w Niemczech napłynęło prawie 10 mld euro kapitału, który i tak spadł o 47% w porównaniu do rekordowego roku 2021. Co ciekawe, w Polsce co czwartą złotówkę na rynku generowały instrumenty powiązane z instytucjami takimi jak NCBiR oraz PFR, które są podmiotami państwowymi. To pokazuje, jak ważne są – dla utrzymania trendu – dalsze inwestycje środków publicznych.

Opłacalne mimo wszystko

Dlaczego tak jest? Inwestycje w innowacje w energetyce lub biotechnologii generują zyski dopiero po długim okresie z punktu widzenia funduszy VC. Inwestycje na rozwój koncepcji, pierwszego produktu lub nawet MVP są obarczone wysokim ryzykiem i przynoszą zyski dopiero po 5-6 latach od rozpoczęcia prac nad rozwojem. Tymczasem „czysto cyfrowe" rozwiązania mogą się szybciej skalować i już po roku lub 2 latach być dochodowe dzięki gotowemu produktowi.

> Aktualnie każda z największych spółek z sektora energetycznego w naszym kraju ma własny akcelerator start-upów

Inwestycje w firmy, gdzie prywatne fundusze widzą zbyt duże ryzyko niepowodzenia, mimo wszystko są opłacalne. Dowód na to stanowi analiza przeprowadzona przez Szwedzką Agencję Energetyki, która udzielała bezzwrotnych pożyczek dla firm na rozwój ich koncepcji, weryfikację projektu lub jego przeprowadzenie. Zainwestowała od początku istnienia programu grantowego około 100 mln euro w firmy, które są aktualnie wyceniane na 3 miliardy euro. Co więcej, 4 z 5 firm po wyjściu z procesu inkubacyjnego otrzymało dodatkowe dofinansowanie.

Nie możemy polegać tylko na tym, że to duże koncerny energetyczne będą tworzyły innowacje. Powinniśmy przenieść środek ciężkości na małe przedsiębiorstwa, które są znacznie bardziej elastyczne i mogą sprawniej dostosować się do aktualnych warunków i potrzeb rynku. Szwecja jest dowodem na to, że inwestycja na wczesnym etapie rozwoju firmy daje wymierne korzyści. W Polsce mamy wielu studentów oraz innowatorów, chętnych do brania aktywnego udziału w transformacji energetycznej. Należy jednak pamiętać, że do tego niezbędny jest kapitał. Zwiększenie wydatków z funduszy publicznych na inwestycje w energetyce zachęci inwestorów prywatnych oraz przyśpieszy rozwój polskiej gospodarki i transformacji energetycznej.

OKIEM STUDENTA

W jaką stronę wieje wiatr? Przyszłość polskiej energetyki wiatrowej

Czy przy obecnej rynkowej dominacji fotowoltaiki jest sens – w naszym pięknym kraju nadbałtyckim – rozwijać energetykę wiatrową? A jeśli tak, to z czym wiązana powinna być przyszłość tego sektora? Jedno jest pewne – słowo „Bałtyk" nie padło tu przypadkiem.

fot. zasoby autorów

Bartłomiej Fligier i Wiktor Krzewiński

Studenci 3. roku na kierunku Energetyka odnawialna i zarządzanie energią, Wydział Energetyki i Paliw, Akademia Górniczo-Hutnicza w Krakowie. Członkowie koła AGH Eko-Energia

Obecne trendy w energetyce nie pozostawiają złudzeń – najbliższe lata w Europie silnie związane są z odnawialnymi źródłami energii. Podczas gdy fotowoltaika w Polsce rozwija się w tempie błyskawicznym, energetyka wiatrowa zeszła na drugi plan. Mimo dynamicznego rozwoju w pierwszych latach XXI wieku, zmiany podatkowe oraz zmiany systemu wsparcia energetyki wiatrowej z tzw. zielonych certyfikatów na system aukcyjny w roku 2015 wywołały znaczną stagnację tego sektora. Nie pomogły również wprowadzone rok później silne restrykcje lokalizacyjne, takie jak między innymi sławna już zasada „10H", określająca minimalną odległość turbiny od zabudowań na dziesięciokrotność jej wysokości.

Po dobie pandemii oraz kilku pozytywnych zmianach, takich jak m.in. zmienienie „10H" na „7H", energetyka wiatrowa powoli wraca do łask, a świadczy o tym fakt bicia przez turbiny kolejnych rekordów. W 2022 przyłączono do systemu 1,5 GW mocy czerpanej z wiatru, a 20 lutego 2023 farmy wiatrowe wyprodukowały 7832,8 MWh energii elektrycznej, ustanawiając tym samym historyczny rekord Polski. Wszystkie te wiadomości napawają dużym optymizmem i pozwalają przypuszczać, że mimo wszystko wiatraki w naszym kraju dalej się liczą.

Porozmawiajmy więc o tym, do czego jeszcze zdolny jest wiatr, jakie wobec niego plany ma polski rząd oraz czy fotowoltaika na dachu to jedyny sposób na zmniejszenie rachunków prosumentów.

Offshore'owe farmy wiatrowe – filar polskiej energetyki według PEP 2040

Na morzu wiatr wieje mocniej niż w głębi lądu, co potwierdzi każdy zaprawiony wilk morski. Europa jest absolutnym przodownikiem w aspekcie wykorzystywania tego na swój użytek. Kraje takie jak Niemcy czy Wielka Brytania zaspokajają ponad 20% swojego zapotrzebowania na energię właśnie przy pomocy wiatru, a w przypadku Danii jest to aż 55%. Morskie farmy wiatrowe, nazywane z angielskiego offshore'owymi, od niedawna nie schodzą z ust większości krajów europejskich z dostępem do morza. To właśnie z tą gałęzią energetyki odnawialnej Polska zaczyna wiązać coraz większe nadzieje, bowiem

według PEP 2040 „Szczególną rolę w realizacji celu OZE odegrają morskie farmy wiatrowe, których rozwój jest strategiczną decyzją dotyczącą rozwoju kluczowych kompetencji w tym zakresie w Polsce pozwalających na rozwój gospodarczy". Zmiana miksu energetycznego i zapewnienie wyższego poziomu bezpieczeństwa energetycznego wymaga użycia lokalnych źródeł, wśród których niebagatelną rolę odegra projekt morskiej farmy wiatrowej Baltica 2+3 oraz 1. Firmy PGE i Ørsted zadeklarowały, że Baltica 2+3 ma zostać oddana do eksploatacji w roku 2030, zostając tym samym pierwszą polską off-shore'ową farmą wiatrową. Na potrzeby tych projektów powstać ma na Wybrzeżu infrastruktura zarówno do budowy kolejnych farm, jak i eksploatacji już powstających. Miejmy nadzieję, że w przyszłości pozwoli to Polsce na zdynamizowanie rozwoju tej branży.

> Kraje takie jak Niemcy czy Wielka Brytania zaspokajają ponad 20% swojego zapotrzebowania na energię przy pomocy wiatru, a w przypadku Danii jest to aż 55%

Jak studenci walczą z wiatrakami

Przydomowa fotowoltaika już na stałe weszła w krajobraz polskich miast i miasteczek. Dzięki dopłatom związanym z programem „Mój Prąd 5.0" coraz więcej ludzi decyduje się na małoskalowe instalacje fotowoltaiczne w celu obniżenia rachunków za prąd. Niewiele się w Polsce mówi jednak o w istocie podobnych możliwościach instalacji wiatrowych – przydomowe turbiny wiatrowe mogą bowiem z równie dużym powodzeniem wspierać domową sieć energetyczną.

Pisząc ten artykuł nie moglibyśmy nie wspomnieć o projektach w tym zakresie, związanych z pracą naszego koła. Członkowie Eko-Energii postawili sobie za punkt honoru stworzenie czegoś innowacyjnego, by dołożyć swoją cegiełkę do rozwoju konceptu przydomowych turbin. W ten sposób powstały dwie turbiny o dumnych nazwach Windy i Halyna. Ideą stojącą za ich niekonwencjonalnością była chęć zwiększania zakresu prędkości wiatru, na którym turbiny mogą pracować, w celu zmaksymalizowania generacji energii. W Windy mechanizm działania jest prosty – ma ona dyfuzor ze zmienną średnicą, dzięki czemu używając efektu Venturiego jesteśmy w stanie kontrolować prędkość wiatru na jej wylocie. W Halynie zastosowano autorski układ przechwytywania momentu pędu, który następnie dostarczany jest do trzech generatorów o różnej charakterystyce. Oszacowano, że dzięki takim modyfikacjom przydomowe turbiny mogłyby produkować od 30% do 60% więcej energii niż turbiny konwencjonalne o podobnych gabarytach. Technologia ta może w przyszłości być alternatywą dla paneli fotowoltaicznych w instalacjach typu off-grid, znajdujących się w obszarach, gdzie wiatr ma szeroki profil prędkości.

Do czego jeszcze można użyć wiatru

Jednym z najbardziej obiecująco zapowiadających się start-upów w sektorze wiatrowym wydaje się być „Vortex Bladless", czyli koncept turbiny wiatrowej, która... nie jest turbiną. Jej konstrukcja wewnętrzna, jak i zewnętrzna mocno wyróżniają się na tle innych rozwiązań technicznych swoją prostotą. Istotą jej działania jest wykorzystanie oscylacji urządzenia wywoływanej poprzez zjawisko zwane „Vortex Shedding", co w efekcie pozwala na konwersję energii kinetycznej przepływu na energię elektryczną przy wykorzystaniu alternatora. Dzięki prostej budowie, niskim kosztom utrzymania, niewielkim rozmiarom oraz braku bezpośredniego, negatywnego wpływu na otoczenie, pojawia się perspektywa zastosowania ich w miejscach, takich jak przykładowo centra miast, rezerwaty przyrody czy też mniejsze miejscowości portowe o dużych nasileniach wiatru. Jak natomiast podają twórcy projektu, istnieje również możliwość skalowania rozmiaru tej technologii, aby tworzyć z nich duże farmy wiatrowe oraz nawet farmy wiatrowe typu offshore.

***

Nadchodzące lata będą swego rodzaju sprawdzianem dla polskiej energetyki pod kątem jej zdolności do adaptacji względem dyrektyw takich jak Fit for 55 czy też PEP2040. Jak już to zostało wspomniane, jednym z kluczowych aspektów – oprócz wdrożenia energetyki jądrowej – będzie utworzenie farm wiatrowych na wodach Bałtyku, które mogą okazać się preludium do kolejnych inwestycji na tym polu. Bacznie należy również śledzić rozwój alternatywnych technologii wiatrowych, mogących wprowadzić powiew innowacji i potencjalnie zapoczątkować niemałą rewolucję energetyczną.

fot. 123rf

ROZKŁAD ŹRÓDEŁ ENERGII PIERWOTNEJ NA ŚWIECIE

Wojciech Sikorski
ekspert z obszaru energetyki

Nierównomierne rozmieszczenie światowych zasobów surowców energetycznych jest powszechnie akceptowanym faktem. Często największe pod względem powierzchni państwa mają dostęp do wielu złóż, co umożliwia im czerpanie z tego licznych korzyści. Niemniej czasami i mniejsze kraje mogą wpływać na sytuację rynkową danego surowca i to w znaczącym stopniu.

Aby śledzić i monitorować globalne zasoby energetyczne powołano organizację o nazwie World Energy Council (WEC), która co trzy lata gromadzi i prezentuje statystyczne dane dotyczące tego zakresu, podczas swoich kongresów. Przedstawiane są wówczas informacje o wielkościach nieodnawialnych źródeł energii pierwotnej, takich jak paliwa stałe, płynne i gazowe, a także o rudach pierwiastków rozszczepialnych, jak uran i tor. Analizie podlegają również możliwości pozyskania energii ze źródeł odnawialnych (takich jak energia wodna, słoneczna, wiatrowa, pochodząca z biomasy oraz energia geotermalna).

Takie podejście pozwala nam spojrzeć na zasoby surowców energetycznych w bardziej „technicznym" świetle, umożliwiając zrozumienie ich skali i potencjału. Dzięki temu możemy lepiej ocenić ich dostępność i wykorzystanie na świecie oraz skupić się na rozwijaniu alternatywnych, bardziej zrównoważonych źródeł energii, które mogą przyczynić się do stabilnego rozwoju i redukcji naszej zależności od surowców nieodnawialnych.

> Obserwując rozmieszczenie pierwotnej energii na całym globie nie można nie dostrzec wyraźnej nierówności

Zmiany w zasobach

Zasoby ogólnie określane są w tych raportach jako: pewne – oznaczające złoża nadające się do wydobycia, jak również prawdopodobne zasoby całkowite. Te z kolei tyczą się zasobów, które mogą nie być jeszcze w pełni rozpoznane i stanowią wartość perspektywiczną. Nie powinno być również zaskoczeniem, że wielkości poszczególnych rodzajów zasobów stale się zmieniają. Zostanie to dokładniej pokazane w dalszej części artykułu, jednak w tym miejscu można zaznaczyć, iż ogromny wpływ ma na to stale postępujący rozwój geologii, dzięki której można łatwiej oraz pewniej wskazać potencjalne miejsce zalegania danych surowców. Oddziaływanie ma także już samo prowadzone wydobycie, pomniejszające ich ilości, jednak stosunek odkrywania kolejnych złóż do trwającej eksploatacji wychodzi nadal „na plus". Pod uwagę trzeba również wziąć, że nie wszystkie pokłady zasobów są obecnie rentowne w kontekście wydobycia. Istotnych jest w tym aspekcie wiele czynników, które – pomijając warunki naturalne – również szybko ulegają zmianom, jak np. zaawansowanie technologii.

Nie wszystkie kraje podają jednak rzeczywiste wartości posiadanych zasobów surowców energetycznych. Działa to w dwie strony. Kraje, na terenie których złoża zalegają bardzo obficie, nie zawsze chcą się tym chwalić – w dużej mierze dla obrony swoich dóbr, jak również całego państwa. Jak wiadomo, znaczna liczba konfliktów zbrojnych, które wydarzyły się w historii ludzkości (a zwłaszcza w XX wieku), miała podłoże surowcowe. Z kolei kraje ubogie mogą przekłamywać w drugą stronę, choćby dla uzyskania mniej przytłaczających cen od eksporterów.

	Zasoby [Mt]		Wydobycie [Mt]		R/P
Kraj	1993	2011	1993	2011	lata
Stany Zjednoczone	168 391	237 295	858	1 092	> 100
Rosja	168 700	157 010	304	327	> 100
Chiny	80 150	114 500	1 150	3 384	34
Australia	63 658	76 400	224	398	> 100
Indie	48 963	60 600	263	516	> 100
Reszta świata	501 748	245 725	1 675	1 805	> 100
Suma	1 031 610	891 530	4 474	7 520	> 100

TAB. 1
Światowe zasoby węgla [1]

Zasoby węgla

W przypadku światowych zasobów węgla prym wiodą największe mocarstwa naszego globu. Zamieszczona tabela odnosi się w przeważającej mierze do złóż węgla kamiennego. Widać w niej, że Stany Zjednoczone doprowadziły do powiększenia ilości swoich całkowitych zasobów – dzięki odnalezieniu nowych złóż na rok przygotowywania zestawienia (2011) względem roku 1993. Chociaż Rosja posiadała wówczas bardzo zbliżoną ilość „czarnego złota", to jednak już jedenaście lat po millenium zauważyć można znaczącą różnicę w kontekście tych dwóch państw. Generalizując, bardzo duże pokłady węgla kamiennego znajdują się (w ujęciu geograficznym) powyżej 30° północnej szerokości geograficznej, natomiast na półkuli południowej – w rejonie Australii i Nowej Zelandii. Królujące w zestawieniu Stany Zjednoczone posiadają niezwykle uprzywilejowaną sytuację, gdyż duża liczba złóż znajduje się bardzo płytko w stosunku do powierzchni (do 100 metrów), dzięki czemu możliwe jest prowadzenie eksploatacji systemem odkrywkowym. Podobna sytuacja tyczy się złóż zlokalizowanych na Syberii, jednak w tym przypadku problemem jest duża odległość od punktu zbytu, przez co walor ten traci na znaczeniu.

Węgiel brunatny zlokalizowany jest w dużej mierze na terenie Europy Środkowej oraz Rosji. Koszty wydobycia tego surowca są dużo niższe niż węgla kamiennego, jednak jego parametry (głównie spora zawartość wilgoci) utrudniają transport na większych dystansach. Wobec tego elektrownie opalane tym paliwem muszą być zlokalizowane w sąsiedztwie kopalń.

Wracając jeszcze do tabeli – ciekawostką może okazać się wartość parametru R/P, która określa liczbę

ROPY NIE ZABRAKNIE? Coraz częściej słychać głosy, że rozpoznawanie nowych złóż postępuje szybciej aniżeli wydobycie tych już eksploatowanych

lat, na jaką wystarczy jeszcze danego surowca, biorąc pod uwagę aktualne wydobycie oraz posiadane wielości złóż. Widać zatem, że w większości przypadków jest to ponad 100 lat, poza jednym krajem z zestawienia – Chinami. Zatem jeśli eksploatacja utrzyma się na ówczesnym poziomie, a nic nie wskazuje na to, by miało być inaczej, rozpoznane zasoby wystarczą na jedynie 34 lata (dla roku 2011).

Zasoby ropy naftowej

W przypadku zasobów ropy naftowej nie ma żadnych niespodzianek. Blisko 64% całkowitych światowych złóż zlokalizowanych jest na terenie Bliskiego Wschodu, a 8% z pozostałych 36% mieści się na obszarze Wenezueli. Nadmienić należy jednak, że sytuacja w kontekście ilości, wielkości, a także w pewnej mierze położenia złóż dopiero rozpoznawanych jest bardzo dynamiczna. Dla potwierdzenia tego można przybliżyć historyczne dane, według których w roku 1922 szacowano światowe zasoby na 3,5 mld ton. Czterdzieści dwa lata później (w roku 1964) pewne i potwierdzone zasoby wynosiły już 86 mld ton, natomiast w roku 2012 potwierdzone zasoby były równe 163 mld ton. Łatwo w ten sposób zauważyć, jak szybko zmienia się sytuacja na rynku ropy naftowej. Obecnie coraz częściej słychać głosy, że rozpoznawanie nowych złóż postępuje szybciej aniżeli wydobycie tych już eksploatowanych, dzięki czemu wydłuża się stosunek R/P (przy założeniu niezwiększania poziomu wydobycia).

Gaz ziemny

Gaz ziemny bardzo często obecny jest wespół ze złożami ropy naftowej. W związku z tym spodziewać się można znacznych zasobów tego paliwa na Bliskim Wschodzie. Jednak przeważające ilości znajdują się na terenie Rosji, a dokładniej krajów byłego Związku Radzieckiego. Gaz stał się dla władz rosyjskich bardzo często kartą przetargową oraz narzędziem nacisku, co zauważyć można w stosunkach międzynarodowych pomiędzy tymże krajem a Ukrainą czy Białorusią. Łącznie na terenie Rosji oraz Bliskiego Wschodu znajduje się około 67% całkowitych potwierdzonych złóż tego surowca.

W Europie największe ilości zlokalizowane są na terytorium Norwegii oraz Holandii. Podobnie jak w kontekście ropy naftowej, tak i tutaj szybko postępuje rozpoznawanie nowych złóż. Dla przykładu warto podać, że w roku 1952 pewne zasoby plasowały się na poziomie 27 bln m^3, natomiast w roku 2012 było to już 186 bln m^3.

Zasoby dla energetyki odnawialnej

Z zakresu OZE warto spojrzeć na sektor związany z energetyką wodną. Światowe wody to ogromne ilości energii, której jednak nie jesteśmy w stanie do końca spożytkować. Szacowane maksymalne możliwe wykorzystanie ilości energii zawartej w pływach morskich, przy uwzględnieniu obecnie stosowanej technologii, wynosi jedynie około 0,01% całkowitej zawartej w tym zjawisku energii.

Kwestie pozostałych elementów składających się na energetykę odnawialną pozostawić można, póki co, bez określania aktualnej sytuacji. Są to na tyle młode branże, które niezwykle szybko ewoluują, że ciężko wskazywać możliwości wykorzystania w różnych regionach świata, w zależności od lokalnych warunków.

Szanse i wyzwania

Obserwując rozmieszczenie pierwotnej energii na całym globie nie można nie dostrzec wyraźnej nierówności. Wielkie pokłady surowców energetycznych skoncentrowane są głównie na terytoriach państw rozwiniętych, co daje im dużą przewagę konkurencyjną. Obecność znaczących złóż surowców energetycznych odegrała kluczową rolę w rozwoju tych państw. Posiadanie strategicznych zasobów umożliwiło nie tylko zaspokajanie własnego zapotrzebowania energetycznego, ale także pomogło w budowie silnej pozycji na arenie międzynarodowej. Istotne pokłady ropy naftowej, gazu ziemnego czy węgla stanowiły fundament dla rozwoju przemysłu petrochemicznego czy energetycznego. Dzięki temu wybrane państwa zyskały ogromną siłę ekonomiczną, zdolność do eksportu surowców oraz znaczący wpływ na kształtowanie rynków światowych.

Jednakże należy zaznaczyć, że nierównomierne rozmieszczenie bogactw surowcowych wiąże się również z wyzwaniami. Kraje, które nie dysponują takimi zasobami, są często zmuszone do poszukiwania alternatywnych źródeł energii lub importu surowców, co może stawiać je w trudnej sytuacji gospodarczej. Ponadto koncentracja bogactw złóż w pewnych regionach może prowadzić do nierównowagi gospodarczej i geopolitycznej na świecie, generując konflikty i napięcia międzynarodowe. Dlatego też, w obliczu tych nierówności, konieczne staje się rozwijanie strategii energetycznych bazujących na zrównoważonym rozwoju i poszukiwanie alternatywnych źródeł energii.

Energia odnawialna, tak jak słoneczna, wiatrowa czy hybrydowa, zyskuje coraz większe znaczenie, ponieważ nie tylko zmniejsza naszą zależność od surowców nieodnawialnych, ale także ma pozytywny wpływ na środowisko naturalne. Inwestycje w rozwój technologii energetycznych, efektywność energetyczną oraz badania nad nowymi źródłami energii są kluczowe dla zapewnienia trwałego i zrównoważonego rozwoju energetycznego na skalę globalną oraz zmniejszenia zależności od ograniczonych zasobów surowców energetycznych.

W tym kontekście, rozwinięcie technologii odnawialnych staje się nie tylko nieodzowne, ale również niezwykle atrakcyjne. Energia słoneczna, pozyskiwana z promieniowania słonecznego, może być używana do produkcji energii elektrycznej za pomocą paneli fotowoltaicznych. Energia wiatrowa, wykorzystująca siłę wiatru do generowania energii, rozwija się w szybkim tempie na morzach i lądach. Energia hybrydowa, łącząca różne źródła energii odnawialnej, pozwala na jeszcze większą niezależność energetyczną.

Ponadto rozwój baterii i systemów magazynowania energii jest kluczowy, aby móc wykorzystywać energię odnawialną w bardziej efektywny sposób, nawet wtedy, gdy nie ma bezpośredniego dostępu do naturalnych źródeł. Nowoczesne technologie magazynowania, takie jak baterie litowo-jonowe czy systemy pomp wodnych, umożliwiają gromadzenie i wykorzystywanie energii w bardziej elastyczny sposób, dostosowując się do zmieniających się potrzeb i zapewniając stabilność sieci energetycznej.

Pomimo nierównomiernego rozmieszczenia surowców energetycznych na świecie, globalna współpraca i inwestycje w rozwój technologii mogą przyczynić się do wyrównania tej nierówności. Współpraca międzynarodowa w dziedzinie energii, transfer technologii oraz umowy handlowe dotyczące surowców energetycznych są kluczowe dla zapewnienia stabilności i równowagi na globalnym rynku energetycznym.

***

Podsumowując, nierównomierne rozmieszczenie surowców energetycznych stanowi zarówno wyzwanie, jak i motywację do dążenia do zrównoważonego rozwoju energetycznego. Rozwój technologii odnawialnych, inwestycje w efektywność energetyczną i współpraca międzynarodowa są kluczowymi elementami, które pozwolą nam pokonać te wyzwania i stworzyć bardziej zrównoważony i niezależny system energetyczny na rzecz przyszłych pokoleń.

Literatura

[1] World Energy Council, World Energy Resoruces – 2013 Survey: Summary. ■

REKLAMA

Fot. 123rf

BUDYNKI INTELIGENTNE

w procesie transformacji energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej

dr hab. inż. Andrzej Ożadowicz, prof. AGH
AGH Akademia Górniczo-Hutnicza

Gwałtowny rozwój energetyki rozproszonej wpływa m.in. na powstawanie lokalnych mikrosieci z udziałem odnawialnych źródeł energii oraz infrastruktury budynkowej obiektów korzystających z energii wytwarzanej i gromadzonej lokalnie, często bezpośrednio na i w budynkach. Stąd konieczność modernizacji nie tylko sieci energetycznych zapewniających zasilanie budynków, ale również systemów i infrastruktury na poziomie obiektowym, wraz z implementacją rozwiązań inteligentnych w budynkach wspierających monitoring, sterowanie i efektywne zarządzanie energią.

Liczne raporty branżowe, w tym w szczególności Międzynarodowej Agencji Energetycznej, wskazują, że budynki i ich infrastruktura odpowiadają za niemal 40% ogólnoświatowego zużycia wszystkich rodzajów energii. W jeszcze większym stopniu, bo na poziomie około 65%, odnosi się to do wykorzystania energii elektrycznej [1,2]. Z tymi faktami wiąże się zwiększona emisja gazów cieplarnianych, za którą odpowiadają budynki, na poziomie 36% emisji ogólnoświatowej. Jednocześnie to właśnie budownictwo jest jedną z najprężniej rozwijających się gałęzi współczesnej gospodarki, a rosnąca populacja ludzkości w coraz większym stopniu korzysta z różnego typu budynków, nie tylko w celach mieszkaniowych, ale także zawodowych i produkcyjnych. Jak wskazują raporty Komisji Europejskiej, w Europie znakomita część tych obiektów, ponieważ około 75%, to budynki już od wielu lat istniejące, z bardzo niskimi wskaźnikami efektywności energetycznej lub też w ogóle niespełniające żadnych wymogów w tym zakresie i wymagające sukcesywnej modernizacji [3].

Dlatego też podejmowane są inicjatywy służące poprawie ogólnej efektywności energetycznej budynków dla osiągnięcia celu neutralności emisyjnej w Europie do roku 2050, zapisanego w strategii Europejskiego Zielonego Ładu [4]. Ich efektem jest zwiększenie nakładów inwestycyjnych na poprawę efektywności energetycznej kluczowych sektorów gospodarki światowej, w tym również budownictwa [1].

Nie miej istotnym obszarem aktywności służących poprawie efektywności energetycznej budynków i zwiększeniu ich gotowości na obsługę nowych elementów infrastruktury (m.in. OZE, magazyny energii, stacje ładowania pojazdów elektrycznych itp.), jest tworzenie niezbędnych nowych norm prawnych, dyrektyw i standardów nakazujących oraz sankcjonujących konieczność implementacji nowych technologii i rozwiązań inteligentnych w budynkach nowych i modernizowanych. W szczególności mają wspierać one realizację mechanizmów aktywnego zarządzania popytem na energię elektryczną (ang. Demand Side Management, DSM) oraz elementów inteligentnych sieci elektroenergetycznych Smart Grid w powiązaniu z obsługą prosumentów, przy zachowaniu wysokiego poziomu komfortu użytkowania budynków i podniesieniu poziomu ich elastyczności do zmieniających się w okresie eksploatacji wymagań użytkowników i uwarunkowań systemowych.

Dyrektywy EPBD – przyszłość to budynki efektywne energetycznie i inteligentne

W branży budownictwa w Europie podstawowymi dokumentami są Dyrektywy Parlamentu Europejskiego i Rady 2002/91/WE oraz 2010/31/UE [5,6], znane jako EPBD (ang. Energy Performance of Buildings Directive), w których określono narzędzia i niezbędne kierunki działań dla zdefiniowania oraz analiz właściwości energetycznych budynków (m.in. wprowadzenie świadectw energetycznych). Ponadto dyrektywy EPBD wprowadziły nowe wytyczne dla organizacji procesów poprawy właściwości energetycznych budynków, z uwzględnieniem warunków klimatycznych, przy zachowaniu opłacalności ekonomicznej. Jednak wytyczne te odnosiły się przede wszystkim do wysoce energochłonnych systemów ogrzewania i chłodzenia budynków. Wskazywały na konieczność renowacji, modernizacji takich elementów, jak: izolacja termiczna, instalacje grzewcze, instalacje ciepłej wody użytkowej (CWU) czy systemy klimatyzacji i wentylacji (ang. Heating, Ventilation, Air Conditioning, HVAC). W dyrektywie EPDB z roku 2010 zwrócono po raz pierwszy uwagę na możliwość wykorzystania cyfrowych, sieciowych systemów monitoringu oraz automatyki budynkowej, jako narzędzi w poprawie efektywności energetycznej budynków, jednak bez szczegółowych wytycznych w tym zakresie. W branży automatyki budynkowej

> W wyniku rozwoju energetyki rozproszonej i postępującego procesu transformacji energetycznej zmienia się charakter i rola budynków oraz ich infrastruktury w systemie energetycznym

i systemów inteligentnych budynków bezpośrednim efektem wytycznych dyrektyw EPBD było sformułowanie i publikacja w roku 2007 normy PN-EN 15232 „Energetyczne właściwości użytkowe budynków – część 1: Wpływ automatyzacji, sterowania i technicznego zarządzania budynkami". Z kolei jej nowelizacja z roku 2017 PN-EN 15232:2017 [7] i zwarte tam zapisy oraz podstępujący gwałtownie rozwój technologiczny i popularyzacja rozwiązań oraz systemów inteligentnych w budynkach, stały się przyczynkiem dla opracowania wytycznych znowelizowanej dyrektywy EPBD 2018/844/UE z roku 2018 [8, 9, 10]. W dokumencie tym po raz pierwszy zdecydowanie skupiono się na trendzie rozwojowym systemów i funkcji inteligentnych, wskazując jednoznacznie na konieczność ich wdrażania w budynkach. Wprost określono warunki, jakie muszą spełniać systemy automatyki i sterowania instalacjami technicznymi, aby miały realny wpływ na efektywność energetyczną budynków oraz wspierały obsługę nowych elementów infrastruktury budynkowej, w szczególności związanej z rozwojem lokalnych mikrosieci energetycznych i instalacji prosumenckich.

W odniesieniu do tych właśnie kwestii w dyrektywie EPBD 2018 zdefiniowano nowy wskaźnik gotowości budynków do obsługi inteligentnych sieci SRI (ang.

Smart Readiness Indicator) dla określenia zdolności budynków do korzystania z technologii cyfrowych, teleinformatycznych i systemów automatyki, umożliwiających dostosowanie obiektów do potrzeb użytkowników oraz wymogów sieci elektroenergetycznej. Zwłaszcza ten ostatni element ma istotne znaczenie dla rozwoju technologicznego i aplikacyjnego systemów czy rozwiązań inteligentnych w kontekście poprawy efektywności energetycznej budynków, zwiększenia komfortu ich użytkowania oraz włączenia infrastruktury budynków z odnawialnymi źródłami energii OZE i zasobnikami energii do struktur zintegrowanych, inteligentnych sieci elektroenergetycznych (ang. *Smart Grid*).

Obserwowana dynamika zmian branż energetyki i budownictwa powoduje, że prace nad kolejnymi wersjami dyrektywy EPDB wciąż trwają, a we wstępnych propozycjach, zgłoszonych również jako część Europejskiego Zielonego Ładu, proponuje się obligatoryjność określania poziomu wskaźnika SRI dla dużych i nowych budynków niemieszkalnych.

Gotowość budynków na rozwiązania inteligentne – wskaźnik SRI

W kontekście transformacji energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej, najnowsza wersja dyrektywy EPBD 2018 [8] wprowadza wiele ogólnych wytycznych dla podniesienia poziomu gotowości budynków do obsługi rozwiązań inteligentnych oraz sieci Smart Grid, wraz narzędziem weryfikacji tego poziomu w postaci zdefiniowanego w dyrektywie wskaźnika gotowości budynków do obsługi inteligentnych sieci SRI. W metodologii jego szacowania i weryfikacji określono funkcje sterowania, monitoringu infrastruktury budynkowej oraz możliwości wzajemnego ich połączenia, integracji inteligentnych urządzeń. Wskazano trzy główne cele, którym mają one służyć [8,11,12]:

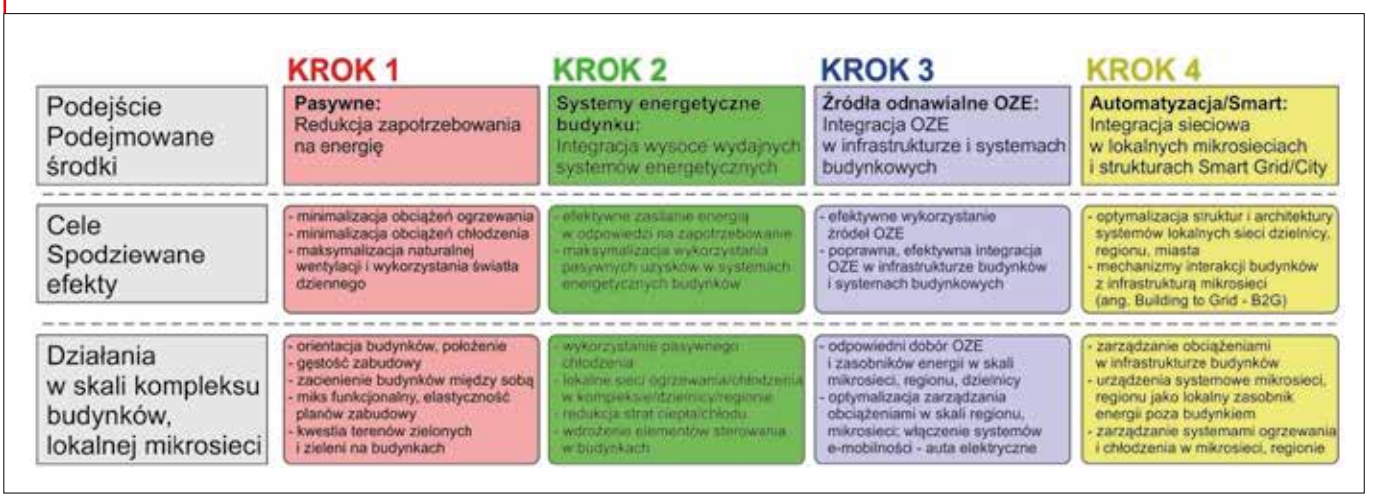
- zdolność do utrzymania wysokiej efektywności energetycznej w okresie eksploatacji budynku poprzez wprowadzenie mechanizmów adaptacyjnych, dostosowania zużycia energii, np. dzięki wykorzystaniu energii ze źródeł odnawialnych;
- możliwość dostosowania trybu pracy urządzeń i infrastruktury budynków do potrzeb użytkowników, ze zwróceniem uwagi na ich dostępność i przyjazność dla użytkownika oraz utrzymanie komfortu i zdrowego klimatu w pomieszczeniach, wraz z możliwością raportowania zużycia energii;
- elastyczność ogólnego zapotrzebowania budynku na energię elektryczną, w tym jego zdolność do udziału w mechanizmach, usługach aktywnej i pasywnej oraz ukrytej i jawnej odpowiedzi na zapotrzebowanie (ang. *Demand Side Response, DSR*) oraz zarządzania popytem na energię DSM, wraz z oddziaływaniem na sieć oraz lokalne źródła OZE.

W uogólnionych zapisach dyrektywy wskazano jednoznacznie najważniejsze technologie, rozwiązania techniczne oraz usługi, służące poprawie wskaźnika SRI, takie jak [8,11,13]:

- inteligentne liczniki energii elektrycznej i mediów,
- systemy automatyki i sterowania budynków,
- urządzenia samoregulujące do regulowania temperatury pomieszczeń,
- inteligentne urządzenia gospodarstwa domowego,
- punkty ładowania pojazdów elektrycznych,
- magazynowanie energii, OZE, wraz z funkcjami sterowania oraz konieczność interoperacyjności tych elementów.

Jednak praktyczna implementacja tych uogólnionych wytycznych wymaga dodatkowych narzędzi i dokumentów wykonawczych, stąd rozpoczęte po publikacji dyrektywy prace szeregu zespołów badawczych i inżynierskich, ukierunkowane na ich opracowanie. Jednym z efektów tych działań jest nowa metodologia projektowania energooszczędnych i inteligentnych budynków i ich zespołów, również w kontekście organizacji lokalnych mikrosieci energetycznych oraz ich

RYS. 1
Struktura metodologii projektowania energooszczędnych i inteligentnych budynków, w szczególności zespołów budynkowych; opracowanie własne na podstawie [14, 15]

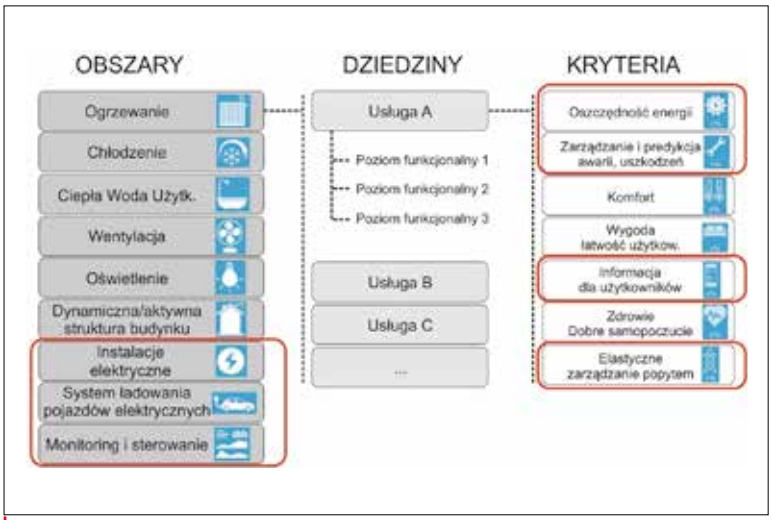


integracji w ramach wirtualnych elektrowni, a nawet klastrów energii. Metodologia bazuje na kilku etapach, które schematycznie pokazano na rysunku 1 [14,15,16].

Taka metodologia zmienia podejście do procedury projektowania budynków z uwzględnieniem ich energooszczędności oraz budowy i obsługi lokalnych mikrosieci energetycznych. Warto zwrócić uwagę na kroki 2, 3 i 4, w których analizowane są aktywne elementy infrastruktury budynkowej i ich włączenia w system inteligentnych sieci elektroenergetycznych. Krok 2 – tworzenie i analiza koncepcji projektowych infrastruktury sieci zasilania i dystrybucji energii w budynkach i ich otoczeniu oraz powstawania potencjalnych strat energetycznych i organizacji platform zarządzania energią. Krok 3 – uwzględnienie źródeł OZE oraz technologii zasobników energii w strukturze budynków, dla zapewnienia elastyczności zarządzania energią na poziomie pojedynczych obiektów oraz lokalnych mikrosieci energetycznych. Krok 4 – integracja mikrosieci i systemów zarządzania infrastrukturą budynków, w szczególności pod kątem ich efektywnego udziału w strukturach sieci Smart Grid i mechanizmach DSM/DSR [15,17].

Osobnym aspektem było i wciąż pozostaje określenie wymagań, wytycznych służących realizacji rozwiązań technicznych i technologicznych oraz funkcji automatyki wspierających podniesienie poziomu wspomnianego wskaźnika SRI. Zostały one przedstawione w raporcie z czerwca 2020 r., opracowanym przez zespół badawczo-rozwojowy, powołany na wniosek Komisji Europejskiej [18]. Większość z nich odwołuje się niemal bezpośrednio do listy funkcji i klas efektywności systemów automatyki i sterowania budynkami (ang. *Building Automation and Control Systems, BACS*), opisanych we wspomnianej wcześniej normie PN-EN 15232:2017. Jednak dla weryfikacji poziomu SRI określono nowe obszary funkcjonalne, związane z systemami energii elektrycznej w budynkach oraz kryteria weryfikacji odnoszące się do zarządzania energią i popytem – zaznaczone na rysunku 2 czerwoną ramką. Ostatecznie przyjęto 9 głównych obszarów (domen) oceny gotowości budynków na wprowadzenie rozwiązań inteligentnych, wraz z określeniem niezbędnych dziedzin funkcji (usług), ze wskazaniem zróżnicowanych poziomów ich funkcjonalności oraz 7 kryteriów oddziaływania (wpływu). W efekcie powstała matrycowa struktura elementów mających wpływ na efektywność energetyczną budynków oraz ich gotowość na wprowadzenie rozwiązań inteligentnych, pokazana schematycznie na rysunku 2 [17,18].

Do każdego z obszarów przyporządkowano szereg usług, czyli funkcji, np. ogrzewanie obejmuje dziesięć usług, a dla każdej z takich usług z kolei wskazano kilka poziomów funkcjonalności sterowania (oznaczone od 0 do 4), opisanych szczegółowo w kilkunastu tabelach w raporcie [18]. Co ważne, zapisy tabel mogą być wykorzystane do weryfikacji poziomu gotowości budynku, ale także przy projektowaniu rozwiązań inteligentnych



RYS. 2
Obszary, dziedziny i kryteria weryfikacji wskaźnika gotowości budynków do obsługi inteligentnych sieci SRI, ustalanego dla budynków już istniejących i nowo budowanych; opracowanie własne na podstawie [17, 18]

wspierających implementację mechanizmów zarządzania energią. Na tym wątku skupiono się w dalszej części artykułu, bez prowadzenia rozważań dotyczących samego obliczenia wskaźnika SRI, wyrażanego jako wartość procentowa od 0% do 100%. Warto w tym miejscu jedynie wspomnieć, że udział obszarów odnoszących się do funkcji obsługi sieci inteligentnych Smart Grid w całkowitej wartości wskaźnika SRI kształtuje się na poziomie 1/3 i jest największy ze wszystkich innych obszarów wskazanych na rysunku 2 [12,18].

Funkcje sterowania i zarządzania energią w budynkach – wytyczne wskaźnika SRI

Jak już wcześniej wspomniano, zapisy wytycznych odnośnie funkcji i rozwiązań inteligentnych określone dla weryfikacji wskaźnika SRI są komplementarne z wytycznymi doboru funkcji automatyzacji obsługi infrastruktury inteligentnych budynków oraz systemów zarządzania budynkami (ang. *Building Management Systems, BMS*). Warto jednak bliżej przyjrzeć się obszarom (domenom) funkcji potencjalnie wspierających użytkowników budynków, w szczególności zaś prosumentów ze źródłami OZE i zasobnikami energii. Należą do nich: Instalacje elektryczne, System ładowania Pojazdów Elektrycznych, Monitoring i Sterowanie. Funkcje i usługi z pozostałych obszarów również mają znaczenie dla poprawy efektywności energetycznej budynków i obsługi lokalnych mikrosieci, jednak w niniejszym artykule skupiono się na tych najważniejszych, odnoszących się do realizacji funkcji aktywnego zarządzania popytem na energię DSM i odpowiedzi strony popytowej DSR [10]. W tabelach 1 i 2 zebrano dedykowane tym rozwiązaniom funkcje wskazane w raporcie [18], wraz z ich przypisaniem do obszarów i poziomów funkcjonalności. Dla ustalenia uwagi wybrano wytyczne zdefiniowane w raporcie dla tzw. metody klasyfikacji B (szczegółowej), uwzględniającej

TAB. 1
Usługi i funkcje systemów BACS z obszaru Instalacje Elektryczne, z poziomami ich funkcjonalności dla klasyfikacji B wskaźnika SRI
Źródło: opracowanie własne na podstawie [12,18]

Obszar	Funkcja z wpływem na gotowość	Poziom funkcjonalności				
		0	1	2	3	4
ELEKTRYCZNOŚĆ	Raportowanie informacji dotyczących lokalnego wytwarzania energii elektrycznej	Brak	Dostępne dane o bieżącej generacji energii	Aktualne wartości i dane historyczne	Ocena wydajności, w tym prognozowanie i / lub analizy porównawcze (benchmark)	Ocena wydajności, w tym prognozowanie i / lub analizy porównawcze, w tym zarządzanie predykcyjne i wykrywanie błędów
ELEKTRYCZNOŚĆ	Magazynowanie energii elektrycznej (wytwarzanej lokalnie)	Brak	Magazynowanie energii elektrycznej na miejscu (np. baterie elektryczne)	Lokalne magazynowanie energii (np. baterie elektryczne lub zasobniki termiczne) ze sterownikiem obsługującym sygnały z sieci (operatora systemu)	Lokalne magazynowanie energii (np. baterie elektryczne lub zasobniki termiczne) ze sterownikiem optymalizującym wykorzystanie lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej	Lokalne magazynowanie energii (np. baterie elektryczne lub zasobniki termiczne) ze sterownikiem optymalizującym wykorzystanie lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej, z możliwością oddania do sieci
ELEKTRYCZNOŚĆ	Optymalizacja zużycia własnego lokalnie wytwarzanej energii elektrycznej	Brak	Planowanie/ harmonogramy zużycia energii elektrycznej (inteligentne gniazda, sprzęt AGD itp.)	Zautomatyzowane zarządzanie lokalnym zużyciem energii elektrycznej w oparciu o aktualną dostępność energii odnawialnej (EMS)	Zautomatyzowane zarządzanie lokalnym zużyciem energii elektrycznej w oparciu o aktualne i przewidywane zapotrzebowanie na energię oraz dostępność energii odnawialnej (DSM/DSR)	---
ELEKTRYCZNOŚĆ	Sterowanie elektrociepłownią (CHP, ang. Combined Heat and Power Plant), kogeneracja	Sterowanie CHP oparte na planowanym zarządzaniu czasem pracy (harmonogram) i / lub bieżącym zapotrzebowaniu na energię cieplną	Sterowanie czasem pracy CHP zależnie od wahań dostępności OZE; nadprodukcja zostanie wprowadzona do sieci	Sterowanie czasem pracy CHP zależne od wahań dostępności OZE i sygnałów z sieci; dynamiczne ładowanie i sterowanie czasu pracy w celu optymalizacji zużycia własnego z energii odnawialnej	---	---
ELEKTRYCZNOŚĆ	Obsługa trybów pracy (mikro) sieci (micro) grids	Brak	Automatyczne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej (na poziomie budynku) na podstawie sygnałów z sieci	Automatyczne zarządzanie zużyciem energii elektrycznej (na poziomie budynku) i dostawą energii elektrycznej do sąsiednich budynków (mikrosieci) lub sieci	Automatyczne zarządzanie zużyciem i dostawą energii elektrycznej (na poziomie budynku), z możliwością kontynuacji ograniczonej pracy poza siecią (tryb wyspowy)	---
ELEKTRYCZNOŚĆ	Raportowanie informacji dotyczących magazynowania energii	Brak	Dostępne dane o aktualnym stanie naładowania (SOC, ang. State of Charge)	Aktualne wartości i dane historyczne	Ocena wydajności, w tym prognozowanie i / lub analizy porównawcze (benchmark)	Ocena wydajności, w tym prognozowanie i / lub analizy porównawcze, w tym zarządzanie predykcyjne i wykrywanie błędów
ELEKTRYCZNOŚĆ	Raportowanie informacji dotyczących zużycia energii	Brak	Raportowanie bieżącego zużycia energii elektrycznej na poziomie budynku	Informacje zwrotne w czasie rzeczywistym lub analizy porównawcze (benchmark) na poziomie budynku	Informacje zwrotne w czasie rzeczywistym lub analizy porównawcze (benchmark) na poziomie urządzeń – odbiorników	Informacje zwrotne w czasie rzeczywistym lub analizy porównawcze (benchmark) na poziomie urządzeń – odbiorników ze zautomatyzowanymi, spersonalizowanymi zaleceniami

IEC ENERGY COMPANY

DISTRIBUTED GENERATION

Decentralized energy sources based on Rolls Royce combined cycle units for production of heat, electricity and cooling

WASTEWATER TREATMENT PLANTS

Wastewater treatment plants based on MBR membrane technology and anaerobic process with biogas production

AUTOMATION AND DIGITALIZATION

Process control system, algorithms, software, visualization, remote monitoring and archiving, SCADA

RENEWABLES, GREEN H2 AND ENERGY SAVING

Solar PV, hybridization, microgrids, kinematic UPS and BESS, recovery of low-grade heat through heat pumps and absorption chillers, green H2

Interregional Energy Company GmbH

60322, Germany,
Frankfurt Am Main Falkensteiner 77

Tel: 0511 / 212 76 811
mob: +49151 / 22 81 89 12
mob: +49151 / 57 36 74 15

office@iec-energy.eu
alexei.filinovich@iec-energy.com
www.iec-energy.eu

Efektywna filtracja

Minimalna emisja

ZAKRES NASZYCH USŁUG

- Worki i kieszenie filtracyjne
- Kosze i ramy wsporcze we wszystkich rodzajach
- Multikieszenie filtracyjne
- Wkłady patronowe
- Akcesoria filtracyjne
- Tkaniny filtracyjne i aeracyjne

BWF Poland Sp. z. o.o.
ul. Stadionowa 4
40-341 Mysłowice
Polska
T +48 32 223 90 00
info@bwf-envirotec.pl

www.bwf-envirotec.pl

TAB. 2
Usługi i funkcje systemów BACS z obszaru System Ładowania Pojazdów Elektrycznych, z poziomami ich funkcjonalności dla klasyfikacji B wskaźnika SRI
Źródło: opracowanie własne na podstawie [12,18]

Obszar	Funkcja z wpływem na gotowość	Poziom funkcjonalności				
		0	1	2	3	4
SYSTEM ŁADOWANIA POJAZDÓW ELEKTRYCZNYCH	Dostępność punktów / stacji ładowania samochodów elektrycznych	Brak punktów / stacji	Kanały (lub zwykłe gniazda w sieci zasilania)	0 - 9% miejsc parkingowych wyposażonych w punkty ładowania	10 - 50% miejsc parkingowych wyposażonych w punkty ładowania	> 50% miejsc parkingowych wyposażonych w punkty ładowania
	Ładowanie samochodów elektrycznych skojarzone z siecią zasilania	Brak (system ładowania bez sterowania)	Ładowanie sterowane jednokierunkowo np. z podaniem żądanego czasu odjazdu i wykorzystanie sygnałów z sieci – od operatora, do optymalizacji	Ładowanie sterowane dwukierunkowo np. z informacją o zapotrzebowaniu, z podaniem żądanego czasu odjazdu i wykorzystanie sygnałów z sieci – od operatora, do optymalizacji	---	---
	Stacje ładowania z systemem łączności i informacji	Brak informacji	Raportowanie informacji o stanie naładowania pojazdu do użytkownika / lokatora	Raportowanie informacji o stanie naładowania pojazdu do użytkownika oraz automatyczna identyfikacja i autoryzacja kierowcy w stacji ładowania (zgodność z ISO 15118)	---	---

najszersze spektrum funkcji i usług. Kolorem szarym zaznaczono funkcje wspierające realizację aktywnego zarządzania energią strony popytowej i instalacji prosumenckich, czyli służące uzyskaniu najwyższego poziomu gotowości na rozwiązania inteligentne w perspektywie postępującej transformacji energetycznej i rozwoju energetyki rozproszonej [18-20].

Tabela 1 definiuje usługi, funkcje z obszaru Instalacje elektryczne. W relacji do zapisów normy PN-EN 15232 to zupełnie nowy obszar z punktu widzenia realizacji funkcji automatyki i monitoringu, w szczególności wspierających obsługę mikrosieci energetycznych. Warto też podkreślić, że to jeden z obszarów, dla którego określono najwięcej funkcji.

W tabeli 2 zebrano funkcje związane z obsługą instalacji ładowania samochodów elektrycznych. Podobnie jak przy tabeli 1 warto zwrócić uwagę, że w stosunku do zapisów normy PN-EN 15232 jest to zupełnie nowa dziedzina funkcji automatyki i monitoringu wskazywanych do oceny i realizacji rozwiązań inteligentnych dla budynków i związanych z nimi mikrosieci energetycznych.

Rozwiązania inteligentne i funkcje automatyki w zarządzaniu energią w budynkach

Zapisy tabel 1 i 2 wskazują jednoznacznie na rosnące znaczenie funkcji wspierających użytkowników i zarządców budynków w racjonalnym zarządzeniu zasobami energii elektrycznej wytwarzanej i gromadzonej lokalnie, w strukturach generacji rozproszonej oraz współpracy z operatorami systemów dystrybucji OSD wdrażającymi sukcesywnie mechanizmy interaktywnej komunikacji z odbiorcami i prosumentami. Taka perspektywa rozwoju sieci Smart Grid z udziałem lokalnych OZE, magazynów energii włączanych do infrastruktury budynków, determinuje nowe obszary aplikacyjne dla urządzeń i systemów automatyki budynkowej BACS. Wielokrotnie pojawiające się w tabelach 1 i 2 funkcje monitoringu, raportowania czy sterowania adaptacyjnego (zależność np. od obecności osób, sygnałów zwrotnych od urządzeń, systemów), wymagają zastosowania i zintegrowania licznych dodatkowych czujników, układów lub modułów pomiarowych rozproszonych w ramach infrastruktury budynków.

Na tym właśnie polu doskonale sprawdzają się od wielu już lat systemy BACS. Jednocześnie podmioty działające w branży automatyki budynkowej wprowadzają na rynek wciąż nowe, coraz bardziej zaawansowane moduły systemowe takie jak programowalne sterowniki, serwery automatyki czy wreszcie usługi bazujące na współpracy z chmurą obliczeniową w koncepcji tzw. Internetu Rzeczy, które pozwalają na realizację nowych funkcji. Wszystkie te elementy i innowacyjne rozwiązania mogą być z powodzeniem wykorzystane w nowych obszarach wsparcia użytkowników budynków w efektywnym zarządzaniu energią elektryczną, mediami energetycznymi i skutecznym wykorzystaniu infrastruktury budynków oraz powstających przy nich lokalnych mikrosieci energetycznych.

Nową kategorią modułów włączanych w struktury sieciowych systemów automatyki budynkowej są różnego typu tzw. inteligentne liczniki energii i mediów (smart meter). Pozwalają one na aktywny monitoring zużycia mediów energetycznych, poziomu popytu na energię, informowanie użytkowników o zmianach tych parametrów, stając się istotnym

elementem organizacji funkcji aktywnego sterowania urządzeń infrastruktury i podsystemów w budynkach, a w szczególności efektywnego wykorzystania energii wytwarzanej i gromadzonej lokalnie w ramach mikrosieci i instalacji prosumenckich [21,22].

Projektowanie i realizacja systemów inteligentnych dedykowanych wsparciu użytkowników i zarządców budynków w zarządzanie energią i współpracy z OSD w organizacji mechanizmów DSM/DSR może przebiegać na wiele różnych sposobów. Oferta

TAB. 3
Matryca kategorii systemów zarządzania energią dla różnego typu budynków z funkcjami BACS
Źródło: opracowanie własne na podstawie [23]

Jaki typ budynku obejmuje projekt systemu BACS i EMS?	**Pojedyncze pokoje, strefy w budynku**	**Budynki mieszkalne**	**Małe budynki piętrowe mieszkalne, użyteczności publicznej, komercyjne**	**Średnie i duże budynki piętrowe – mieszkalne, użyteczności publicznej, komercyjne**	**Budynki przemysłowe, produkcyjne**
Jakie parametry energetyczne i zasilania mają być mierzone/monitorowane?	• Zużycie energii czynnej [kWh] • Prąd • Napięcie • Zużycie gazu • Zużycie wody	• Zużycie energii czynnej [kWh] • Prąd • Napięcie • Zużycie gazu • Zużycie wody • Zużycie energii cieplnej na ogrzewanie	• Zużycie energii czynnej [kWh] • Pobór mocy biernej [Var] • Współczynnik mocy • Prąd • Napięcie • Zużycie gazu • Zużycie wody • Zużycie energii cieplnej na ogrzewanie i chłodzenie	• Zużycie energii czynnej [kWh] • Pobór mocy biernej [Var] • Pobór mocy pozornej [VA] • Współczynnik mocy • Prąd • Napięcie • Jakość zasilania • Zużycie gazu • Zużycie wody • Zużycie energii cieplnej na ogrzewanie i chłodzenie	• Zużycie energii czynnej [kWh] • Pobór mocy biernej [Var] • Pobór mocy pozornej [VA] • Współczynnik mocy • Prąd • Napięcie • Jakość zasilania • Zużycie gazu • Zużycie wody • Zużycie energii cieplnej na ogrzewanie i chłodzenie
Jakie elementy infrastruktury mają być sterowane/monitorowane?	• Oświetlenie załącz /wyłącz • Sceny świetlne • Ogrzewanie załącz /wyłącz • Rolety/żaluzje okienne załącz/wyłącz • Monitoring obecności • Kontrola dostępu • Obsługa liczników mediów z interfejsem systemów BACS	• Oświetlenie załącz /wyłącz z uwzględnieniem obecności • Sceny świetlne • Ogrzewanie załącz/ wyłącz z reakcją na poziom temperatury wnętrz i na zewnątrz domu • Możliwe sterowanie klimatyzacją i wentylacją zależnie od temperatur wewn. i zewn. oraz intensywności światła dziennego • Rolety/żaluzje okienne z reakcją na dane o intensywności światła • Monitoring obecności • Kontrola dostępu • Monitoring intensywności światła • Obsługa liczników mediów z interfejsem systemów BACS • Możliwa wizualizacja • Możliwe proste funkcje DSM/DSR dla odbiorców i prosumentów	• Oświetlenie załącz/wyłącz z uwzględnieniem obecności i intensywności światła • Ogrzewanie załącz/ wyłącz z reakcją na poziom temperatury wnętrz i na zewnątrz budynku • Sterowanie klimatyzacją i wentylacją zależnie od temperatur wewn. i zewn. oraz intensywności światła dziennego • Rolety/żaluzje okienne z reakcją na dane o intensywności światła • Integracja wybranych funkcji sterowania na poziomie stref i całego budynku • Monitoring obecności • Kontrola dostępu • Monitoring intensywności światła • Obsługa liczników mediów i/lub analizatorów parametrów sieci zasilającej, z interfejsem systemów BACS • Wizualizacja BMS • Implementacja funkcji DSM/DSR dla odbiorców i prosumentów	• Oświetlenie załącz/wyłącz z uwzględnieniem obecności i intensywności światła • Ogrzewanie załącz/ wyłącz z reakcją na poziom temperatury wnętrz i na zewnątrz budynku • Sterowanie klimatyzacją i wentylacją zależnie od temperatur wewn. i zewn. oraz intensywności światła dziennego • Rolety/żaluzje okienne z reakcją na dane o intensywności światła • Integracja wybranych funkcji sterowania na poziomie stref i całego budynku • Monitoring obecności • Kontrola dostępu • Monitoring intensywności światła • Obsługa liczników mediów i/lub analizatorów parametrów sieci zasilającej, z interfejsem systemów BACS • Wizualizacja BMS • Implementacja funkcji DSM/DSR dla odbiorców i prosumentów	• Oświetlenie załącz/ wyłącz ewentualnie z uwzględnieniem obecności • Ogrzewanie załącz/ wyłącz z reakcją na poziom temperatury wnętrz • Sterowanie klimatyzacją i wentylacją zależnie od temperatur wewnętrznych • Rolety/żaluzje okienne załącz/wyłącz • Integracja wybranych funkcji sterowania na poziomie stref i całego budynku • Możliwy monitoring obecności • Możliwa kontrola dostępu • Obsługa liczników mediów i/lub analizatorów parametrów sieci zasilającej, z interfejsem systemów BACS • Wizualizacja BMS • Implementacja funkcji DSM/DSR dla odbiorców i prosumentów

rynkowa i branżowa w tym zakresie jest również coraz bardziej zróżnicowana, z uwzględnieniem najnowszych wytycznych standardów i norm, w tym także związanych ze wskaźnikiem SRI. Stąd wynika potrzeba usystematyzowania podejścia do organizacji systemów zarządzania energią dla budynków różnej kategorii, profilu użytkowego oraz poziomu zaawansowania i rozmiarów ich infrastruktury systemowej i instalacyjnej. Podejścia uwzględniającego ogólne wytyczne w zakresie doboru elementów automatyki i monitoringu oraz uniwersalnych, otwartych standardów automatyki budynkowej. Kategoryzację tego typu proponują profesjonalne firmy działające w branży sieciowych, rozproszonych systemów automatyki. Jedna z nich opracowała matrycę organizacyjną funkcji i systemów zarządzania energią dla międzynarodowego standardu automatyki budynkowej KNX, przedstawioną w tabeli 3 [23].

Wymienione w tabeli 3 parametry i elementy infrastruktury są szczególnie istotne w perspektywie udziału budynków w transaktywnych systemach energetycznych, czyli w szczególności systemach zasilania i dystrybucji dynamicznie reagujących na zmiany zapotrzebowania na energię, zmienność taryf oraz dostępność energii z rozproszonych źródeł OZE i zasobników. Nowym elementem, który już wkrótce będzie musiał być uwzględniany w projektach nowych i modernizacjach istniejących budynków, zwłaszcza wyposażanych OZE i zasobniki energii, będzie wdrożenie mechanizmów, narzędzi aktywnej reakcji strony popytowej i prosumenckiej dla prowadzenia skutecznej współpracy z OSD. Dlatego właśnie elastyczność i transaktywność systemów zarzadzania energią są coraz częściej elementem analiz i prac badawczo-rozwojowych prowadzonych zarówno na szczeblu akademickim, jak i inżynierskim, bezpośrednio w ośrodkach B+R firm branżowych, operatorów systemowych itd. Jak wskazują informacje prezentowane w tym artykule, rozwój tego typu systemów jest nieunikniony. Wymaga jednak spełnienia szeregu warunków i rozwoju świadomości podmiotów branżowych oraz samych użytkowników i prosumentów w zakresie [9,13]:

- koniecznego zwiększenia udziału OZE w mikrosieciach lokalnych wraz z instalacjami zasobników energii i generowaniem jej konsumpcji na potrzeby własne prosumentów,
- kreowania innowacyjnych rozwiązań i stymulowania rozwoju technologii oraz wzrostu pojemności lokalnych magazynów energii różnego typu,
- aktywnego i wieloaspektowego rozwoju możliwości współpracy budynków z sieciami inteligentnymi smart grid, w szczególności przez dynamiczną wymianę informacji o zapotrzebowaniu i lokalnej produkcji energii,
- opracowania i wdrożenia mechanizmów wsparcia odbiorców i prosumentów przez inteligentne systemy opomiarowania mediów i sterowania infrastrukturą budynków,
- wprowadzenia mechanizmów ułatwiających dostępność dla użytkowników informacji o bieżących, dynamicznych kosztach energii (dynamiczne taryfy, zależne od zmiennego poziomu popytu i podaży energii w sieci dystrybucji i lokalnej mikrosieci), przy zachowaniu bezpieczeństwa i poufności danych,
- stymulowania nowych modeli organizacyjnych i biznesowych agregacji użytkowników w lokalnych mikrosieciach oraz tzw. wirtualnych elektrowniach,
- rozwoju infrastruktury obsługi pojazdów elektrycznych.

***

W wyniku rozwoju energetyki rozproszonej i postępującego procesu transformacji energetycznej zmienia się charakter i rola budynków oraz ich infrastruktury w systemie energetycznym. Dotąd bowiem, w tradycyjnym modelu organizacyjnym struktur

REKLAMA

systemowych, zwykle budynki i ich użytkownicy postrzegani byli jako bierni odbiorcy energii, co ułatwiało planowanie rozpływu mocy w systemie i prowadzenie polityki sprzedaży energii w oparciu o mechanizmy krótko- i długookresowego prognozowania popytu. Jednakże rosnąca liczba domowych instalacji OZE, również z zasobnikami energii, i łączenie infrastruktur budynkowych w lokalne mikrosieci czy też wirtualne elektrownie oznacza konieczność zmiany podejścia OSD do budynków oraz pojawiających się nowych instalacji prosumenckich. Co więcej, same budynki z nową, bogatszą infrastrukturą systemów zasilania i generacji energii elektrycznej (i nie tylko) wymagają wdrożenia innowacyjnych rozwiązań funkcjonalnych i inteligentnych, umożliwiających efektywne i dynamiczne zarządzanie energią oraz monitorowanie stanu pracy instalacji energetycznych, zwłaszcza mikrosieci.

> Budynki z nową, bogatszą infrastrukturą systemów zasilania i generacji energii elektrycznej wymagają wdrożenia innowacyjnych rozwiązań funkcjonalnych i inteligentnych

Prezentowane w artykule zagadnienia dotyczące wskaźnika gotowości budynków na rozwiązania inteligentne SRI, wraz ze szczegółowymi wytycznymi w zakresie doboru i organizacji funkcji automatyki przy jego implantacji, oferują nowe możliwości w obszarze projektowania innowacyjnych, inteligentnych budynków. Ich znajomość również po stronie przedstawicieli OSD ma niebagatelne znaczenie, gdyż pozwoli im na opracowanie spójnych mechanizmów, narzędzi dynamicznego zarządzania energią, współpracujących z funkcjami i infrastrukturą coraz popularniejszych inteligentnych budynków i domów.

Literatura

1. Międzynarodowa Agencja Energetyczna, Energy Efficiency 2021; Raport, International Energy Agency, Paryż, Francja, 2021.
2. Kamińska A., Ożadowicz A.: „Lighting Control Including Daylight and Energy Efficiency Improvements Analysis", Energies, 11(8), 2166, 2018.
3. Komisja Europejska: „W centrum uwagi: efektywność energetyczna budynków", https://ec.europa.eu/info/news/focus-energy-efficiency-buildings-2020-lut-17_pl, [data dostępu: 12.07.2023].
4. Komisja Europejska: „Europejski Zielony Ład", komunikat komisji do parlamentu europejskiego, rady europejskiej, rady, komitetu ekonomiczno-społecznego i komitetu regionów, Bruksela, 11.12.2019.
5. Dyrektywa 2002/91/WE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 16 grudnia 2002 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków.
6. Dyrektywa 2010/31/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 19 maja 2010 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona).
7. PN-EN 15232-1:2017-07, „Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Energetyczne właściwości użytkowe budynków – Część 1: Wpływ automatyzacji, sterowania i technicznego zarządzania budynkami", Polski Komitet Normalizacyjny, https://sklep.pkn.pl/pn-en-15232-1-2017-07e.html, [data dostępu: 10.07.2023].
8. Dyrektywa 2018/844/UE Parlamentu Europejskiego i Rady z dnia 30 maja 2018 r. w sprawie charakterystyki energetycznej budynków (wersja przekształcona).
9. Kwasnowski P.: „Leksykon skuteczności automatyki budynkowej w świetle EPBD i norm – część 1", Warunki Techniczne.PL, nr 5 (36), 2020.
10. Ożadowicz A.: „A Hybrid Approach in Design of Building Energy Management System with Smart Readiness Indicator and Building as a Service Concept", Energies, 15(4), 1432, 2022.
11. Witczak K., „Nowa dyrektywa EPBD dotycząca efektywności energetycznej budynków", Materiały Budowlane, 1/2019 (nr 557).
12. Ożadowicz A.: „Gotowość budynków na inteligentne systemy i aplikacje w kontekście poprawy ich efektywności energetycznej oraz włączenia w transaktywne systemy energetyczne", w: Energetyka na skalę XXI wieku – OZE i efektywność energetyczna pod red. Agnieszka Pilarska, Lublin, Wydawnictwo Naukowe TYGIEL, 2022. e-ISBN: 978-83-67104-62-3, str. 47-69.
13. Kwasnowski P.: „Inteligentne budynki – wkrótce to konieczność a nie tylko hasło", Warunki Techniczne.PL, nr 1 (42), 2022.
14. Ożadowicz A., Barczentewicz S.: „Interaktywność, wirtualne elektrownie, systemy transaktywne... to Smart Grid nie wystarczy?", Energetyka Cieplna i Zawodowa, 5/2022.
15. Märzinger T., Österreicher D.: „Extending the Application of the Smart Readiness Indicator a Methodology for the Quantitative Assessment of the Load Shifting Potential of Smart Districts", Energies, 13(13), 3507, 2022.
16. Tyński A. J.: „Świt klastrów energii", Energetyka Cieplna i Zawodowa, 3/2023.
17. Vigna I., Pernetti R., Pernigotto G., Gasparella A.: „Analysis of the Building Smart Readiness Indicator Calculation: A Comparative Case-Study with Two Panels of Experts", Energies, 13(11), 2796, 2020.
18. Verbeke S., Aerts D., Reynders G., Ma Y., Waide P., Final Report on the Technical Support To the Development of a Smart Readiness Indicator for Buildings, Biuro Komisji Europejskiej, czerwiec 2020, https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/bed75757-fbb4-11ea-b-44f-01aa75ed71a1/language-en, [data dostępu: 11.07.2023].
19. Ożadowicz A., Grela J.: „Elementy aktywnego zarządzania popytem na energię w budynkach inteligentnych i mikroinstalacjach prosumenckich", Napędy i Sterowanie, nr 12, 2016, s. 56-63.
20. Ożadowicz A.: „A New Concept of Active Demand Side Management for Energy Efficient Prosumer Microgrids with Smart Building Technologies", Energies, 10(11), 1771, 2017.
21. Kabalci E., Kabalci Y., Siano P.: „Design and implementation of a smart metering infrastructure for low voltage microgrid", International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 134, styczeń 2022, 107375.
22. Babar M., Grela J., Ożadowicz A., Nguyen P. H., Hanzelka Z., Kamphuis I. G.: „Energy Flexometer: Transactive Energy-BasedInternet of Things Technology", Energies, 11(3), 568, 2018.
23. Schneider Electric: „KNX Energy Management Matrix", White Paper, 2013, https://www.se.com/hk/en/download/document/LSB02989EN/, [data dostępu: 12.07.2023]. ■

TWÓJ PARTNER
w armaturze przemysłowej

STEVI®
Zawory regulacyjne

FABA®
Zawory odcinające

SAFE
Zawory bezpieczeństwa

CONA®
Odwadniacze

ZETRIX®
Przepustnice potrójnie mimośrodowe

Armatura ARI z myślą o kliencie.

Jeden partner gwarantujący szybkość dostaw, dużą elastyczność i optymalny koszt. ARI-Armaturen jest firmą będącą projektantem, producentem i dystrybutorem armatury i komponentów do pary i kondensatu a także armatury przeznaczonej do przemysłu chemicznego i petrochemicznego. Nasza szeroka oferta dotycząca armatury przemysłowej obejmuje obszary regulacji i odcięcia przepływu, bezpieczeństwa i odwadniania. Zawsze oferujemy naszym klientom najlepsze rozwiązanie z 20000 starannie dobranych produktów w 200000 wariantach.

Poznaj naszą rodzinną firmę z ponad 70-letnim doświadczeniem oraz zapoznaj się z naszą innowacyjną, wysokiej jakości i niezawodną armaturą.

ARI-Armaturen Albert Richter GmbH & Co. KG
D-33750 Schloß Holte-Stukenbrock
Tel. +49 (0)5207 / 994-0 · info.sales@ari-armaturen.com

ARI ARMATUREN

www.ari-armaturen.com

Silny regulator dla transparentnej transformacji

– Jeśli chcemy, by transformacja energetyczna przebiegała w transparentny sposób i przynosiła korzyści ekonomiczno-społeczne, powinniśmy eksponować i umacniać rolę regulatora w tym procesie, wzmacniać jego władztwo i narzędzia oddziaływania – podkreśla **Monika Gawlik**, dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki.

Patryk Cyran: Jakie są największe wyzwania, z jakimi URE musi się obecnie zmierzyć w sektorze energetycznym?

Monika Gawlik: Branża energetyczna stoi przed wieloma wyzwaniami, które wynikają z transformacji sektora. W wymiarze bezpieczeństwa, rozumianego jako bezpieczeństwo dostaw, najważniejsze z nich to oczywiście inwestycje w sieci dystrybucyjne. Niezbędne są też inwestycje w krajowe źródła – gazowe czy jądrowe. Rynek energii elektrycznej będzie bowiem bezpieczny, jeżeli pojawi się stabilne wsparcie dla wzrastającej ilości OZE w miksie energetycznym, a operatorzy będą mogli efektywnie zarządzać generacją rozproszoną, wykorzystując usługi elastyczności.

Wychodząc naprzeciw wyzwaniom związanym z koniecznością „przebudowy" systemu dystrybucyjnego, już w 2020 roku – na skutek współpracy Urzędu z pięcioma największymi operatorami systemu dystrybucyjnego – powstała koncepcja prac nad „Kartą Efektywnej Transformacji". W październiku 2021 roku został powołany Komitet Sterujący tego projektu, który wypracował zapisy porozumienia regulatora i branży dystrybucyjnej pod nazwą: „Karta Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki". W zakresie prac nad diagnozą potrzeb inwestycyjnych i rozwojowych dystrybutorów, a także zmiany zarówno w zakresie modelu regulacyjnego OSD, jak i w procesie legislacyjnym, brano pod uwagę również koncepcje związane z wykorzystywaniem istniejących sieci w jak najbardziej efektywny sposób. Celem prac było także zapobiegnięcie nadmiernym inwestycjom w sieci w sytuacji, kiedy to nie jest konieczne.

Jesienią 2022 roku zakończyły się prace prowadzące do podpisania Karty Efektywnej Transformacji Sieci Dystrybucyjnych Polskiej Energetyki.

To bezprecedensowe porozumienie Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki i pięciu największych dystrybutorów. Dokument, który tworzy stabilne otoczenie regulacyjne dla inwestycji w modernizację sieci i ich dostosowanie do wymogów energetyki rozproszonej. W znacznym stopniu ułatwi on pozyskiwanie środków finansowych na ten cel. Dokument został podpisany w listopadzie 2022 r., ale w 2023 r. Prezes URE kontynuuje spotkania w ramach Karty.

Wspomniała pani o trwającej transformacji energetycznej. Wyzwaniem dla regulatora w tym czasie jest m.in. proces uzgadniania planów rozwoju przedsiębiorstw dystrybucyjnych na kolejne lata, uwzględniających nakłady związane z tą transformacją.

Podkreślić należy, że nie wszystkie koszty dotyczące transformacji sektora energetycznego mogą być uwzględnione w taryfach. Gdybyśmy próbowali sfinansować ten proces tylko tą drogą, wzrost taryf byłby na poziomie, który nie mógłby uzyskać akceptacji społecznej. Szukamy więc innych rozwiązań, by nie obciążać tak mocno odbiorców. Przede wszystkim rozłożonych w czasie, jak na przykład finansowanie dłużne. Oczywiście, najlepsze byłoby tu finansowanie poprzez dotacje, które w umiarkowanym stopniu dotyka konsumentów energii. Rozważyć warto też pożyczki ze środków unijnych, udzielane na bardzo preferencyjnych warunkach.

Monika Gawlik
dyrektor Departamentu Rynków Energii Elektrycznej i Ciepła w Urzędzie Regulacji Energetyki

Fot. zasoby własne rozmówcy

Wysokość taryf zawsze wywołuje emocje. Zwłaszcza dziś, przy wciąż wysokiej inflacji.

Warto przypomnieć tu, że Prezes URE, działając zgodnie z ustawą i polityką energetyczną państwa, dba o równoważenie interesów przedsiębiorstw energetycznych i odbiorców paliw oraz energii, a jednym z narzędzi tej regulacji jest zatwierdzanie (bądź odmowa zatwierdzenia) taryf. Ocena taryfy dla energii elektrycznej pod kątem jej zgodności z przepisami nie następuje jedynie przez pryzmat interesu odbiorców, błędnie rozumianego jako brak wzrostu opłat za pobraną energię elektryczną lub jej zakup po cenach i stawkach niższych od ekonomicznie uzasadnionych. Takie podejście mogłoby w krótkim czasie doprowadzić do zachwiania ciągłości i niezawodności dostaw, a może nawet do upadłości przedsiębiorstw energetycznych ponoszących koszty działalności. Każdy wniosek jest indywidualny i podlega wnikliwej analizie.

Nie można zapomnieć też, że przychód przedsiębiorstwa, wynikający z zawartych w taryfie cen i stawek opłat, musi pokryć koszty prowadzenia działalności wraz z uzasadnioną wysokością zwrotu z kapitału. A koszty to m.in. wynagrodzenia, ceny paliw, ceny uprawnień do emisji CO_2. W ostatnich dwóch latach mierzyliśmy się z kryzysem, który wynikał przede wszystkim z bardzo dużego wzrostu owych kosztów w bardzo krótkim czasie. W konsekwencji potrzebne były regulacje chroniące odbiorców przed gwałtowną zmianą cen i stawek opłat będącą rezultatem wzrostu kosztów prowadzonej działalności. Obecnie wychodzimy z tego kryzysu w takim rozumieniu, że zmienność cen podstawowych paliw stosowanych w energetyce, czyli gazu i węgla, została istotnie ograniczona. Również ceny tych paliw spadły w porównaniu do roku ubiegłego, choć nadal są one wyższe niż jeszcze kilka lat temu. Z drugiej strony obserwujemy wzrost cen uprawnień do emisji CO_2, zwiększyły się również koszty usług związanych z wykonawstwem inwestycji.

Wróćmy do transformacji energetyki w Polsce. Podkreśla pani, że proces ten wymaga silnego zaangażowania URE.

Rzeczywiście tak jest. Systematyczne poszerzanie zakresu kompetencji i zadań regulatora oraz szybko zmieniająca się sytuacja rynkowa przełożyły się na znaczny wzrost liczby spraw prowadzonych w URE. Jeśli chcemy, by owa transformacja przebiegała w transparentny sposób i przynosiła korzyści ekonomiczno-społeczne, powinniśmy eksponować i umacniać rolę regulatora w tym procesie, wzmacniać jego władztwo i narzędzia oddziaływania.

Kluczową rolę w działaniach Prezesa URE odgrywa i będzie odgrywała komunikacja. Chcemy wytłumaczyć wszystkim uczestnikom rynku, dlaczego dokonują się zmiany na rynku energii i paliw, co się zmienia,

BUDOWA JEDNOLITEGO RYNKU ENERGII

Monika Gawlik: W celu budowy jednolitego, europejskiego rynku energii, Prezes URE jest zaangażowany w szereg działań na arenie międzynarodowej i prowadzi stałą współpracę dwu- i wielostronną z regulatorami na szczeblu regionalnym oraz w Unii Europejskiej. Taka współpraca jest szczególnie istotna w obliczu wyzwań stojących przed sektorem energetycznym, które nieustannie ewoluują i stają się coraz bardziej złożone. Polski rynek energii nie działa w oderwaniu od europejskiego, ale jest jego częścią. Warto pamiętać, że duża niepewność co do bezpieczeństwa dostaw paliw prowokowała spekulacje na rynku europejskim. Ceny energii elektrycznej zostały wywindowane, jednocześnie okazało się, że Unia Europejska nie jest przygotowana na taką sytuację i nie ma odpowiednich narzędzi, by tym spekulacjom zapobiec. Dopiero na przełomie września i października 2022 r. zapadły decyzje o możliwości wprowadzenia przez kraje członkowskie działań osłonowych dla odbiorców energii i gazu oraz opodatkowania spółek energetycznych, osiągających nadzwyczajne zyski dzięki kryzysowi. Ta sytuacja wymagała bardzo aktywnego zaangażowania w wypracowanie najlepszych rozwiązań – zarówno na szczeblu krajowym, jak i międzynarodowym. Dlatego URE jest aktywnie zaangażowany w działania organizacji międzynarodowych takich jak Rada Europejskich Regulatorów Energii (CEER, The Council of European Energy Regulators) czy Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER, The Agency for Cooperation of Energy Regulators). W marcu 2021 roku Prezes URE został wybrany na stanowisko wiceprzewodniczącego Rady Regulatorów ACER (ACER Board of Regulators), która jest ciałem o charakterze opiniodawczym i doradczym wobec dyrektora Agencji.

jak rozłożą się koszty z tym związane, jakie będą ryzyka i korzyści. Już dzisiaj URE to również instytucja, w której dzięki wiedzy i doświadczeniu pracowników następuje racjonalizacja pomysłów pojawiających się w przestrzeni publicznej.

Realizacja powyższych zadań, związanych z transformacją energetyczną, to duże wyzwanie, zwłaszcza wobec problemów, z jakimi musi zmierzyć się Urząd.

Jakie to problemy?

Na początku przypomnę, że Urząd zagwarantował w 2022 r. rekordowe wpływy do polskiego budżetu w wysokości 203 mln zł, co stanowi ponad 24% wzrost w stosunku do poprzedniego roku i ponad 140% zakładanego planu. Zdecydowana większość dochodów, ponad 175 mln zł (86,3%), pochodziła z opłat koncesyjnych. Niestety, co bardzo istotne, kluczowe dla sektora energii i paliw oraz krajowej gospodarki działania URE realizowane są bez istotnego wzrostu zatrudnienia oraz zwiększenia budżetu Urzędu na wynagrodzenia dla pracowników posiadających unikalną wiedzę z zakresu regulacji rynków ciepła, energii elektrycznej, gazu i paliw ciekłych. Powyższe skutkuje odchodzeniem wysokiej klasy specjalistów. Na koniec 2022 r. zatrudnienie wzrosło jedynie o trzy osoby, natomiast rotacja wyniosła aż 12%. Okoliczności te w najbliższych latach będą stanowiły jedno z największych wyzwań Prezesa URE w kontekście możliwości realizacji przez regulatora powierzonych zadań.

A jak widzi pani przyszłość polskiej energetyki w kontekście najbliższych lat?

Przyszłość polskiej energetyki zakłada sprawiedliwą transformację energetyczną oraz stworzenie zeroemisyjnego systemu energetycznego. Osiągnięcie tych założeń wymaga rozbudowy i modernizacji infrastruktury energetycznej, dywersyfikacji źródeł, optymalnego wykorzystania krajowych surowców energetycznych oraz zapewnienia dywersyfikacji kierunków dostaw tych surowców. Przyszłość polskiej energetyki to dalszy rozwój energii odnawialnej oraz jądrowej. Realizując sprawiedliwą transformację energetyczną należy wykorzystać potencjał geograficzny położenia Polski z dostępem do morza, a także zasoby geologiczne.

> Chcemy wytłumaczyć wszystkim uczestnikom rynku, dlaczego dokonują się zmiany na rynku energii i paliw, co się zmienia, jak rozłożą się koszty z tym związane, jakie będą ryzyka i korzyści

Spośród wszystkich elementów infrastruktury energetycznej państwa najbardziej strategiczny staje się krajowy system elektroenergetyczny. Proces elektryfikacji będzie zastępował paliwa kopalne w coraz większym stopniu i wywierał presję na rozbudowę infrastruktury elektroenergetycznej oraz jej odpowiednie zabezpieczenie, w tym również związane z poprawą elastyczności sieci i cyberbezpieczeństwa. Biorąc pod uwagę powyższe okoliczności, a także uwzględniając strukturę wiekową sieci elektroenergetycznych, dostrzegamy gigantyczne wyzwania inwestycyjne związane z modernizacją niektórych elementów tej infrastruktury, które mają kilkadziesiąt lat i generują straty przesyłowe.

Rozmawiał Patryk Cyran, redaktor czasopisma „Energetyka Cieplna i Zawodowa”

Wytwarzamy energię z troską o środowisko

Prowadzimy działalność w sposób zrównoważony, zachowując wysokie standardy ekologiczne. Nasze kompleksy górniczo-energetyczne to przykład odpowiedzialnego pogodzenia wyzwania, jakim jest udział w zapewnieniu bezpieczeństwa energetycznego Polski z troską o środowisko naturalne.

www.pgegiek.pl

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

fot. PGE GiEK S.A.

PRĄD Z ELEKTROWNI OPOLE PŁYNIE JUŻ 30 LAT

PGE GiEK S.A.

Elektrownia Opole, należąca do spółki PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna z Grupy PGE, obchodzi w tym roku 30-lecie istnienia. Jest to ważna rocznica, która pokazuje nie tylko długotrwały rozwój firmy, ale również jej kluczową rolę w produkcji energii elektrycznej dla Polski. Działając na terenie województwa opolskiego, Elektrownia Opole jest jednym z największych producentów energii w kraju.

Podczas 30 lat funkcjonowania Elektrownia Opole zdobyła na energetycznej mapie Polski prestiżowe trzecie miejsce pod względem zainstalowanej mocy, przyczyniając się do rozwoju regionu i zwiększania potencjału energetycznego w kraju. Ma ona ogromne znaczenie dla gospodarki, zarówno na poziomie lokalnym, jak i krajowym. Dzięki swojej mocy wytwórczej 3300 MWe, elektrownia jest w stanie zaspokoić ok. 8 proc. zapotrzebowania na energię w Polsce.

Elektrownia Opole zlokalizowana jest w północnej części miasta, poniżej ujścia rzeki Mała Panew do

Odry. Usytuowanie w tym rejonie zapewnia korzystne warunki zasilania zurbanizowanego i uprzemysłowionego południowo-zachodniego regionu kraju. Jest kondensacyjną elektrownią cieplną blokową z zamkniętym układem wody chłodzącej, w której eksploatowanych jest 6 bloków energetycznych o łącznej mocy osiągalnej ok. 3340 MW. Charakteryzują się one wysoką dyspozycyjnością i niskim współczynnikiem awaryjności.

Zdolności produkcyjne Elektrowni Opole, po wprowadzeniu w październiku 2019 roku do eksploatacji dwóch nowoczesnych bloków energetycznych o łącznej mocy 1810 MW, zwiększyły się ponaddwukrotnie i wynoszą aktualnie około 24 TWh energii elektrycznej rocznie. W tym miejscu warto podkreślić, że budowa ww. dwóch nowoczesnych jednostek o mocy 905 MW każda to największa inwestycja energetyczna w Polsce po 1989 roku. – Nowe bloki są w stanie wyprodukować do 12,5 TWh energii elektrycznej rocznie, zaspokajając ponad 4 mln gospodarstw domowych. Zostały zaprojektowane na 35 lat pracy z czasem wykorzystania mocy zainstalowanej maksymalnie do 8000 godzin/rok – mówi Zbigniew Kasztelewicz, p.o. prezesa zarządu, wiceprezes ds. wydobycia PGE GiEK.

Nowoczesne rozwiązania

Elektrownia Opole jest znana ze swojego zaangażowania w zrównoważony rozwój i ochronę środowiska. W ciągu 30 lat działalności wprowadziła wiele innowacyjnych rozwiązań, które zmniejszają negatywny wpływ na naszą planetę. Od lat prowadzi działania mające na celu zminimalizowanie negatywnego wpływu na środowisko naturalne. Kontynuuje również swoje starania w zakresie modernizacji instalacji, stosowania nowoczesnych technologii i poprawy efektywności energetycznej. Inwestycje w nowoczesne technologie i systemy oczyszczania spalin przyczyniają się do zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i zanieczyszczeń powietrza. Opolska elektrownia angażuje się w programy ochrony przyrody i zrównoważonego rozwoju.

– Elektrownia Opole stanowi przykład nowoczesnej technologicznie inwestycji, która podnosi poziom kultury ekologicznej w Polsce. Bardzo dobre wskaźniki eksploatacyjne oraz rezultaty w zakresie ochrony środowiska pozwalają zaliczyć ją do czołowych polskich elektrowni cieplnych opalanych węglem kamiennym – mówi Zbigniew Kasztelewicz.

Elektrownia Opole to również duże wsparcie dla lokalnej gospodarki. Poprzez inwestycje w infrastrukturę, zakupy u lokalnych dostawców i partnerstwo z lokalnymi przedsiębiorcami, elektrownia stymuluje rozwój biznesu i tworzenie nowych miejsc pracy w regionie. Jest ona jednym z największych pracodawców w regionie opolskim, zatrudniającym 1122 osób. Praca w elektrowni daje stabilne zatrudnienie, co przyczynia się do rozwoju lokalnej społeczności.

CIEKAWOSTKI

1. Bloki Elektrowni Opole, przez okres trzydziestu lat (do 30.06.2023 r.) wyprodukowały 230 606 GWh energii elektrycznej. Dla zobrazowania ilości: roczne zużycie energii elektrycznej w województwie opolskim w gospodarstwach domowych w roku 2020 wyniosło 802 GWh.
2. Bloki Elektrowni Opole na dzień 30.06.2023 r. przepracowały łącznie 730 274 godzin.
3. W minionym trzydziestoleciu były uruchamiane 3 191 razy.

PIERWSZE MELDUNKI budowy Elektrowni Opole

ZAKŁADY ENERGETYCZNE OKRĘGU POŁUDNIOWEGO

ELEKTROWNIA OPOLE W BUDOWIE

MELDUNEK Nr 6/78/54

Z POSTĘPU ROBÓT BUDOWLANO-MONTAŻOWYCH

Budowa chłodni dla bloku 1 i 2

fot. Archiwum Elektrowni Opole

BUDOWA ELEKTROWNI OPOLE

fot. Archiwum Elektrowni Opole

KALENDARIUM 30-LECIA ELEKTROWNI OPOLE

- **23 lutego 1993 r., godzina 12.47** – synchronizacja pierwszego bloku energetycznego z Polskim Systemem Elektroenergetycznym
- **17 stycznia 1994 r., godzina 4.28** – synchronizacja bloku nr 2
- **9 listopada 1995 r.** – Elektrownia Opole zawarła porozumienie z norweską firmą Norgips na budowę fabryki płyt kartonowo-gipsowych
- **21 grudnia 1995 r., godzina 21.57** – synchronizacja bloku nr 3
- **27 września 1996 r.** – nastąpiło podpisanie kontraktu długoterminowego z Polskimi Sieciami Elektroenergetycznymi na dostawę mocy i energii elektrycznej.
- **13 listopada 1996 r.** – uruchomienie instalacji mokrego odsiarczania spalin bloku nr 1
- **26 marca 1997 r.** – uruchomienie instalacji mokrego odsiarczania spalin bloku nr 2
- **26 marca 1997 r.** – synchronizacja bloku nr 4
- **10 lipca 1997 r.** – całkowite wyłączenie elektrowni w wyniku powodzi „tysiąclecia"
- **31 lipca 1997 r.** – przekazanie do eksploatacji instalacji mokrego odsiarczania spalin bloku nr 3
- **31 grudnia 1998 r.** – zakończono budowę elektrowni jako inwestycji centralnej (łącznie oddano do eksploatacji cztery bloki energetyczne z planowanych pierwotnie sześciu)
- **marzec 2000 r.** – oddanie do eksploatacji trzech nowoczesnych zbiorników magazynowych popiołu o łącznej pojemności 51 tys. m^3
- **14 kwietnia 2000 r.** – pierwsza transakcja Elektrowni Opole na Towarowej Giełdzie Energii
- **sierpień 2001 r.** – realizacja – słynnych potem w całej Polsce – malowideł na chłodniach kominowych elektrowni (ze słoneczkiem i księżycem)
- **15 listopada 2001 r.** – uzyskanie certyfikatu potwierdzającego wdrożenie systemu zarządzania środowiskiem wg wymagań normy ISO 14001, wydanego przez uznaną na świecie jednostkę certyfikacyjną British Standards Institiution (BSI)
- **14 grudnia 2001 r.** – uzyskanie certyfikatu potwierdzającego wdrożenie systemu odpowiedzialności społecznej wg wymagań standardu SA 8000 (Social Accountability 8000) – Elektrownia Opole trafiła do elitarnego grona zaledwie kilku przedsiębiorstw w Polsce posiadających certyfikowany system zarządzania w tym zakresie, będąc jedynym przedsiębiorstwem z branży energetycznej
- **9 marca 2004 r.** – podpisanie aktu założycielskiego Spółki Akcyjnej BOT Górnictwo i Energetyka (Elektrownia Opole była współinicjatorem powstania spółki)
- **9 listopada 2004 r.** – Urząd Regulacji Energetyki wydał Elektrowni Opole pierwsze w Polsce świadectwo pochodzenia energii odnawialnej, wytwarzanej w procesie współspalania węgla i biomasy
- **28 września 2005 r.** – uzyskanie, jako pierwsze przedsiębiorstwo w Polsce, certyfikatu potwierdzającego wdrożenie Europejskiego Systemu Ekozarządzania i Audytu (EMAS) wg wymagań Rozporządzenia (WE) Nr 761/2001 Parlamentu Europejskiego z dnia 19.03.2001 r.; tym samym Elektrownia Opole, jako pierwsza firma w Polsce, uzyskała wpis do wojewódzkiego i krajowego rejestru Europejskiego Systemu Ekozarządzania i Audytu EMAS
- **7 kwietnia 2006 r.** – pierwsza wycinka wierzby energetycznej na niemal 40 ha własnej plantacji
- **10 grudnia 2007 roku** – uzyskano potwierdzenie zgodności projektu budowy bloków nr 5 i 6 z kierunkiem rozwoju strategicznego Grupy PGE S.A.
- **17 września 2009 roku** – ogłoszenie postępowania o udzielenie zamówienia publicznego na budowę bloków energetycznych nr 5 i 6, klasy 900 MW
- **21 stycznia 2010 roku** – zakończono prace przy wyburzaniu starych fundamentów bloków energetycznych nr 5 i 6 oraz chłodni kominowej nr 3, przygotowując plac pod budowę nowych bloków energetycznych
- **15 lutego 2012 r.** – nastąpiło podpisanie umowy z konsorcjum firm Rafako, Polimex-Mostostal, Mostostal Warszawa na realizację inwestycji budowy nowych bloków energetycznych
- **12 marca 2012 r.** – nastąpiła konsolidacja PGE Elektrowni Opole S.A. z PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.
- **3 lipca 2013 r.** – przekazanie konsorcjum Remak-Rozruch i Nalco Mobotec Polska placu budowy pod część wspólną instalacji odazotowania spalin bloków
- **31 stycznia 2014 r.** – wydanie Polecenia Rozpoczęcia Prac dla bloków energetycznych nr 5 i 6
- **15 lutego 2014 r.** – inauguracja budowy bloków energetycznych nr 5 i nr 6 o łącznej mocy 1800 MW
- **4 luty 2015 r.** – podpisanie umowy na realizację Stacji Uzdatniania Wody o wydajności 7 200 m^3/h z konsorcjum firm: Seen Technologie sp. z o.o., Instal Warszawa S.A., Elemont sp. z o.o.
- **17 sierpnia 2015 r.** – rozpoczęcie montażu konstrukcji stalowej kotła bloku nr 5
- **14 lipca 2016 r.** – półmetek budowy bloków energetycznych nr 5 i 6
- **wrzesień 2017 r**. – przekazanie do eksploatacji Stacji Uzdatniania Wody
- **15 stycznia 2019 r.** – synchronizacja bloku nr 5
- **14 maja 2019 r.** – synchronizacja bloku nr 6
- **31 maja 2019 r.** – przekazanie do eksploatacji bloku nr 5
- **30 września 2019 r.** – przekazanie do eksploatacji bloku nr 6
- **10 października 2019 r.** – uroczystość zakończenia budowy dwóch ultranowoczesnych bloków energetycznych nr 5 i 6 o łącznej mocy 1800 MW
- **17 sierpnia 2021 r.** – przystosowanie bloków energetycznych nr 1-4 do nowych wymagań środowiskowych, tzw. konkluzji BAT

fot. Archiwum Elektrowni Opole

PIERWSZA SYNCHRONIZACJA

Najpierw była osada hutnicza

Znana jest powszechnie długa historia budowy Elektrowni Opole. Różne zawirowania społeczno-gospodarcze, bankructwo socjalistycznego systemu nakazowo-rozdzielczego czy transformacja gospodarcza przełomu lat osiemdziesiątych i dziewięćdziesiątych XX wieku, znacznie opóźniały finalizację inwestycji. Opóźnienia pojawiły się także na początku robót. Wszystko przez odnalezienie śladów – wyjątkowo rozległej – osady hutniczej z okresu wpływów rzymskich, czyli sprzed około 1700 lat. Po jej odkryciu w trójkącie wsi Brzezie – Borki – Dobrzeń Mały, do prac ratowniczo-badawczych przystąpił Instytut Historii Architektury, Sztuki i Techniki Politechniki Wrocławskiej. Konsultantem naukowym nad stanowiskiem został dr hab. Kazimierz Bielenin, wicedyrektor Muzeum Archeologicznego w Krakowie, wybitny specjalista w dziedzinie hutnictwa.

Plan badań przeszedł najśmielsze oczekiwania. Odkopany materiał źródłowy był bardzo obfity i ciekawy. Łącznie odkryto 730 obiektów zabytkowych, w tym 10 pieców dymarskich, 250 palenisk wygrzewczych, 10 pieców do prażenia rudy darniowej, tyle samo obiektów do przygotowania węgla drzewnego, którym wówczas posługiwano się powszechnie w hutnictwie oraz pozostałości 40 obiektów mieszkalnych ówczesnych rodzin hutniczych.

Poza tym natrafiono na studnię z cembrowiną drewnianą, znaleziono trzy jednostronne kilofy żelazne, używane do obróbki rudy i wsadu żużla. Surowiec do pieców dymarskich czerpano znad brzegów Małej Panwi, obfitujących wtedy w złoża rudy darniowej.

Znaleziona została także moneta obiegowa imperium rzymskiego, która w powiązaniu z innymi znaleziskami przemawiała za dalekosiężną wymianą handlową, jaką utrzymywała ta opolska osada hutnicza. Jak wtedy zapisano w okolicznościowej notatce: „znalezione zabytki należą do niezwykle rzadko występujących nie tylko u nas, lecz i w skali europejskiej”.

> Elektrownia Opole stanowi przykład nowoczesnej technologicznie inwestycji, która podnosi poziom kultury ekologicznej w Polsce

MEGAZEGAR
w Elektrowni Opole

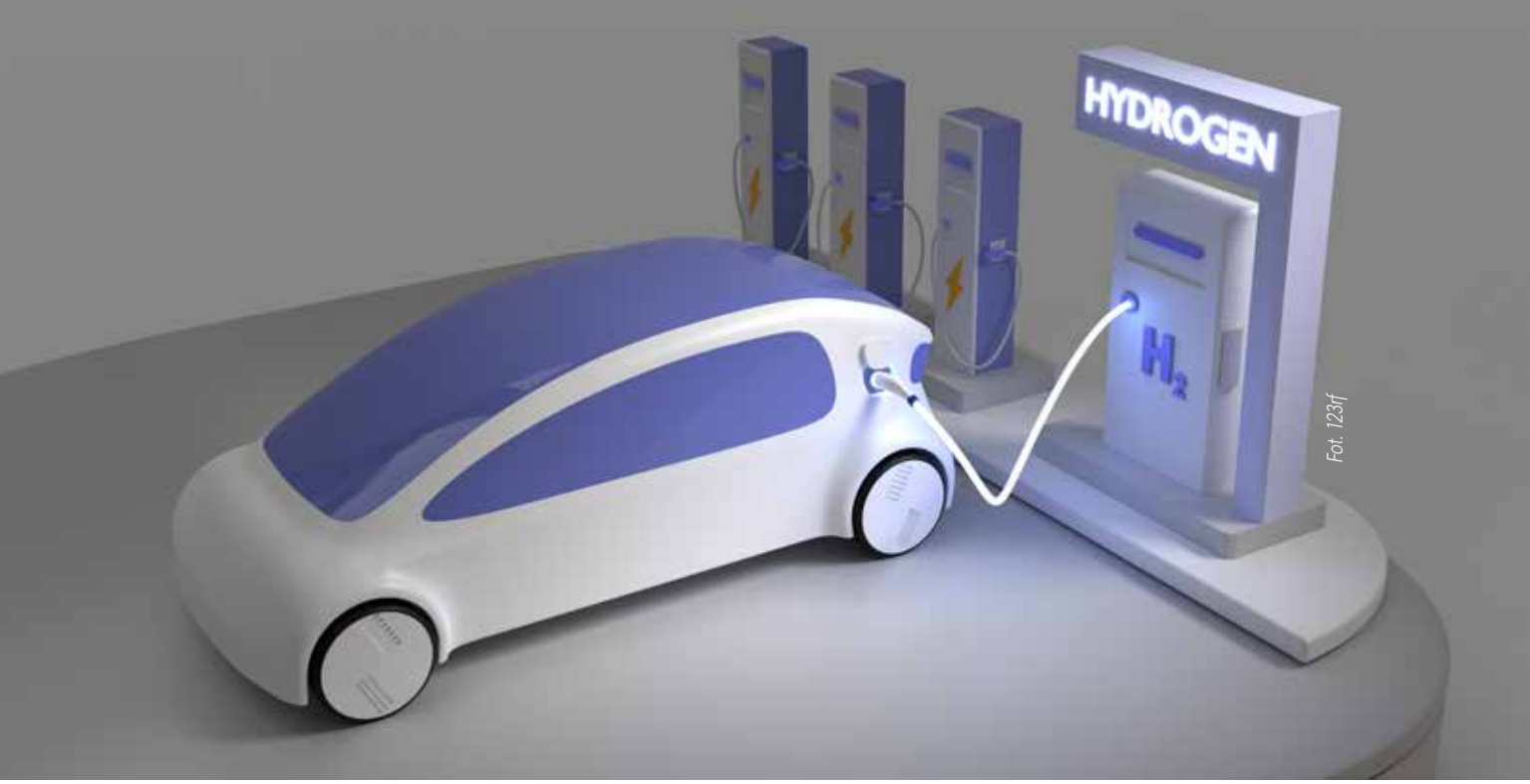
fot. PGE GiEK S.A.

Megazegar Elektrowni Opole

Na ścianie bocznej budynku kotła nr 1, na wysokości 113 m, zamontowany jest ogromny, wieżowy, elektryczny zegar. Jest jednym z największych zegarów w Europie – ma średnicę ośmiu metrów, największa wskazówka waży 100 kg, mniejsza – 50 kg. Tuż po montażu, w roku 2003, był największym zegarem w świecie.

Jest on doskonale widoczny od strony parkingu głównego elektrowni i już od dwudziestu lat (zamontowany został na jubileusz 10-lecia elektrowni) odmierza czas nie tylko pracownikom zakładu, ale także mieszkańcom okolicznego hotelu czy pacjentom przychodni lekarskiej. Imponujący zegar elektrowni jest większy od słynnego londyńskiego Big Bena czy warszawskiego, zamontowanego na Pałacu Kultury i Nauki. Sterowany drogą radiową, wg atomowego wzorca czasu, odtwarza także – sygnałem bicia dzwonu – pełne godziny.

Na stałe wpisał się w opolski krajobraz i gdy czasem trwa remont rozdzielni elektrycznych pozostaje nieruchomy i cichy..., wzbudzając w pracownikach troskę i pytania o powody jego milczenia. ■



Fot. 123rf

TRANSPORT I ENERGETYKA WODOROWA

w transformacji energetycznej

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

Postulowane przez Parlament i Radę UE stopniowe wycofywanie pojazdów z tradycyjnymi silnikami spalinowymi znacznie utrudni transformację polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie i bardzo powiększy jej koszty. Warto dodać, że transport wodorowy wydaje się być tu korzystniejszy od elektrycznego, ale o końcowej eliminacji jednego z nich zadecydują koszty eksploatacyjne i względy bezpieczeństwa oraz ceny pojazdów.

Dyskusja o możliwych wariantach transformacji energetycznej w Polsce jest dziś dość anemiczna. Krytyczne uwagi, zwłaszcza do PEP 2040 [1], zgłaszają entuzjaści wielkiej rozbudowy elektrowni wiatrowych (el.w.) oraz przeciwnicy elektrowni jądrowych (el.j.). Mało jest natomiast konkretnych propozycji dotyczących niezbędnych mocy i ich proporcji dla różnych źródeł energii, m.in. źródeł odnawialnych (OZE), oraz kwestii magazynowania wielkich ilości energii elektrycznej (e.e.), produkowanych bardzo nierównomiernie właśnie przez OZE. Ostatnio (kwiecień 2023 [2]) Parlament i Rada UE dołożyły jeszcze jeden wielki problem do rozwiązania: dokonanie takiej transformacji transportu, aby do 2050 r. wyeliminować (w domyśle – całkowicie) pojazdy spalające paliwa klasyczne i emitujące CO_2 na rzecz pojazdów bezemisyjnych: elektrycznych i/lub wykorzystujących wodór.

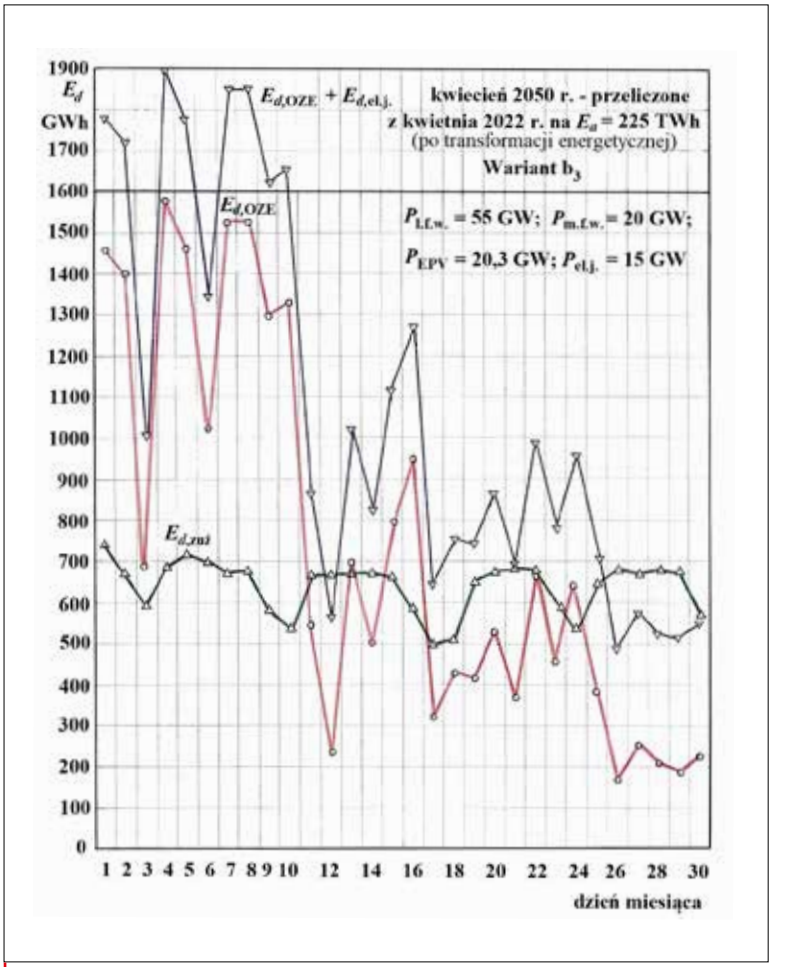
Uzupełnienie dotyczące magazynowania wielkich ilości e.e.

W cyklu artykułów [3]÷[8] uzasadniono tezę, że transformacja polskiej energetyki na całkowicie bezemisyjną jest osiągalna do 2050 r. tylko wtedy, jeśli będzie w połowie bazowała na OZE, zaś w drugiej połowie – na el.j. Założono, że roczna produkcja e.e. centralnie rozprowadzanej siecią elektroenergetyczną nie przekroczy wartości E_a = 225 TWh. Wykazano równocześnie, że głównym problemem transformacji może stać się konieczność wielkoskalowego magazynowania e.e., produkowanej przez OZE często w dużym nadmiarze.

Pokazano, że w różnych dekadach roku należałoby okresowo magazynować $\delta(\Delta E) \approx 4000...8000$ GWh e.e. [8], zaś pojemność ΔE systemu magazynów, w formie energetyki wodorowej, powinna być nie mniejsza od największego oczekiwanego jej nadmiaru $\delta(\Delta E)_{max}$: $\Delta E \geq \delta(\Delta E)_{max}$. Przykładem może być produkcja i zużycie e.e. w 2050 r. w miesiącu będącym odpowiednikiem kwietnia 2022 r., po przeliczeniu produkcji i zużycia e.e. ze 174 TWh/a na przewidywane w 2050 r. 225 TWh/a [3], [4] (rys. 1). Nadwyżka e.e. do zmagazynowania wyniosłaby wtedy ok. 5100 GWh [9].

W kwietniu 2022 r. uśredniony współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej elektrowni wiatrowych w Polsce osiągnął wartość $c_{f,śr}$ = 0,330. Jeszcze większy ($c_{f,śr}$ = 0,545) był on w lutym 2022 r., najbardziej wietrznym miesiącu pięciolecia 2018-2022. Oszacowano, że gdyby wtedy całą nadwyżkę e.e. trzeba było zmagazynować, to potrzebna pojemność wyniosłaby $\Delta E \geq 8300$ GWh [8]. Aby nie przekraczać największej realnej do osiągnięcia pojemności $\Delta E_{max} \approx 5000$ GWh, to ok. 0,18 mln ton z 0,43 mln ton wytworzonego wówczas wodoru należałoby wykorzystać poza energetyką, np. do celów ciepłownictwa.

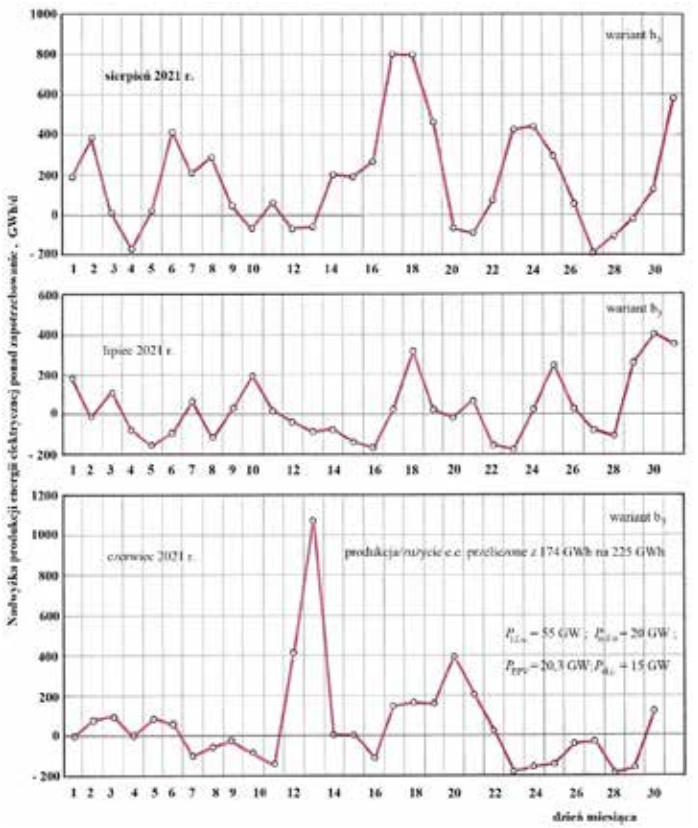
Wykonując obliczenia średniomiesięczne, dla każdego miesiąca z lat 2019÷2022 (patrz np. [8] i rys. 1) otrzymywało się nadwyżkę e.e. wytworzonej nad zużytą. Wynik będzie jednak zupełnie inny, jeśli produkcję i zużycie e.e. będzie się analizować doba po dobie. Na



RYS. 1
Dobowa produkcja e.e. przez OZE i el.j. ($E_{d,OZE}$; $E_{d,OZE} + E_{d,el.j.}$) i dobowe zużycie e.e. $E_{d,zuż}$ w miesiącu odpowiadającym w 2050 r. kwietniowi 2022 r., na podstawie [6], [7]

rysunku 2 pokazano nadwyżki produkcji e.e. ponad zużycie, w okresach po transformacji odpowiadających miesiącom VI, VII i VIII 2021 r., po zastosowaniu przeliczenia z E_a = 174 na 225 TWh [3]÷[8]. Rysunek 2 dotyczy wariantu b_3 [4], [8], dla którego moce źródeł wynoszą: dla lądowych farm wiatrowych (l.f.w.) $P_{l.f.w.}$ = 55 GW, morskich farm wiatrowych (m.f.w.) $P_{m.f.w.}$ = 20 GW, farm fotowoltaicznych (EPV) P_{EPV} = 20,3 GW i el.j. $P_{el.j.}$ = 15 GW.

Z rysunku widać, że w każdym z ww. miesięcy było po 9...13 dób, w których – ze względu na słabe wiatry, występowałyby niedobory e.e., które trzeba by pokrywać z magazynów. Ze względu na prawdopodobną sprawność całego systemu magazynowego η_{mag} = 0,4 [4], potrzeba do tego 1/0,4 = 2,5 raza więcej e.e. pobieranej jej z chwilowych nadwyżek. Oceniono, że w rezultacie – mimo łącznej nadwyżki e.e. nad niedoborami w ciągu 3 miesięcy (92 dni) $\delta E_{92+} \approx 1833 + 1039 + 5534 = 8406$ GWh, z powodu łącznych niedoborów $\delta E_{92-} \approx -(1311 + 1387 + 863) = -3561$ GWh, do uzupełnienia których potrzeba $2,5 \cdot 3561 = 8903$ GWh, z magazynów e.e. po 3 miesiącach ubyłoby $(8406 - 8903) \cdot 0,4 = -199$ GWh. Zatem nawet do bardzo przybliżonych analiz powinno się posługiwać danymi dobowymi, nie zaś – uśrednionymi danymi miesięcznymi, szacując



RYS. 2
Nadwyżka produkcji e.e. ponad zapotrzebowanie dla odpowiedników miesięcy VI÷VIII 2021 r. po transformacji energetycznej (w 2050 r.), dla wariantu b_3, przy założeniu E_a = 225 TWh

doba po dobie zmieniający się stan magazynów e.e. Nie można wykluczyć, że wykonanie takiej analizy dla całego roku doprowadzi do wniosku, że założona dla wariantu b_3 maksymalna pojemność ΔE = 5000 GWh magazynów e.e. może być zbyt mała.

Wpływ transformacji transportu samochodowego na elektryczny lub wodorowy

Ostatnie rozporządzenie Parlamentu i Rady UE (19 kwietnia 2023 r.) [2] w sprawie transportu samochodowego po roku 2035 znacznie komplikuje przewidywaną do zakończenia w 2050 r. transformację energetyczną. Nowe regulacje zakładają w zasadzie wycofanie do roku 2035 sprzedaży pojazdów z typowymi silnikami o masie ≤ 3,5 t. Znając jednak dotychczasowe tendencje do rozszerzania restrykcyjnych przepisów w ramach pakietu *Fit for 55* można przypuszczać, że rozpocznie się stopniowe wycofywanie nie tylko ze sprzedaży, ale także z eksploatacji wszystkich pojazdów z typowymi silnikami spalinowymi, które do 2050 r. znikną z dróg Europy. Będą musiały je zastąpić pojazdy z napędem elektrycznym i/lub wodorowym. Implikacje tego dla energetyki i gospodarek poszczególnych państw mogą być bardzo poważne.

W opracowaniu Instytutu Transportu Samochodowego [9] prognozuje się zarówno łączne liczby pojazdów różnych kategorii na lata 2020, 2025, 2030 i 2035, zestawiając je z rzeczywistymi liczbami w 2015 r., jak również całkowite zużycie paliw różnych rodzajów w tych latach. W tablicy 1 podano wybrane wartości dla lat 2015 i 2035.

Na podstawie tablicy 1 łączną energię zawartą w paliwach przewidywanych do zużycia w 2035 r. oszacowano na 230,4 TWh. Przyjmując, że średnia sprawność samochodu na paliwo tradycyjne (licząc przepływ energii od zbiornika paliwa do kół) wynosi $\eta_{s,trad.}$ = 0,35 i że liczba samochodów z napędem elektrycznym lub wodorowym po transformacji będzie taka, jak samochodów tradycyjnych w roku 2035, można oszacować ilość e.e. netto, potrzebnej do napędu nowych samochodów, na $E_{a,transp.}$ = 230,4 · 0,35 = 80,64 TWh/a.

Transport elektryczny

Sprawność samochodu elektrycznego, uwzględniając straty ładowania oraz straty w prostownikach, falownikach i w samym silniku, wynosi wg różnych źródeł $\eta_{s,el.}$ ≈ 0,73. Do systemu stacji ładowania ogółu samochodów elektrycznych trzeba by więc doprowadzić w ciągu roku e.e. w ilości 80,64/0,73 = 110,47 TWh. Dodając prognozowane wg [9] zużycie energii przez samochody elektryczne, będące tylko dodatkiem do obecnych samochodów spalinowych (bez transfor-

TAB. 1
Rzeczywiste i przewidywane zużycie paliw samochodowych wg [9]

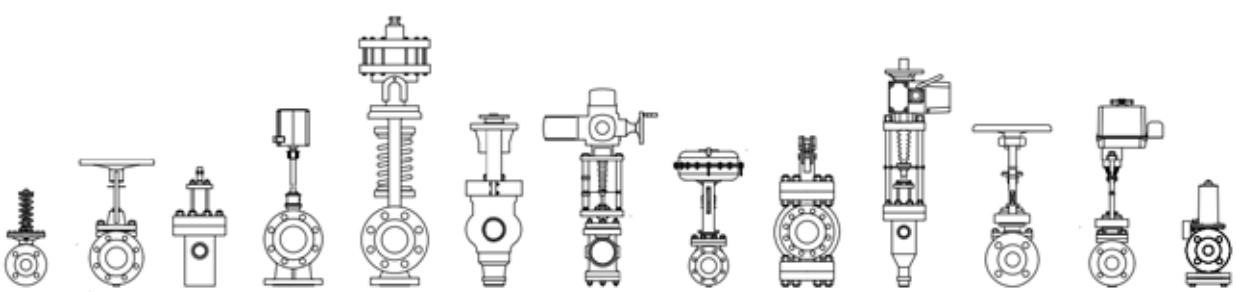
Paliwo	Rok 2015 tys. ton	Rok 2035 tys. ton*)	Gęstość kg/dm³	Wartość opalowa MJ/kg	Wartość opałowa kWh/kg
benzyna	3375	3835	0,747	40,95	11,38
olej napędowy	9284	10778	0,833	43,0	11,94
LPG letni i zimowy	1471	1364	0,541 0,525	45,88 46,02	12,74 12,78
CNG (LNG)	16	1777		50 (16,5)	13,9 (4,56)
bioetanol	169	767		26,6	7,39
biodiesel	928	1778		30,7	10,2

*) Łączna masa paliw w 2035 r. wyniosłaby 20,299·106 ton

REGULACJA I BEZPIECZEŃSTWO

LDM

INDUSTRIAL VALVES



DOBIERAMY ARMATURĘ DO POTRZEB KLIENTA

WWW.LDMPOLSKA.PL

Howden

A Chart Industries Company

Turbiny parowe Howden / KK&K

Na potrzeby ekologicznego wytwarzania energii

www.howden.com

Turbiny dla energetyki i przemysłu

- Moc wyjściowa do 40 MW
- Kogeneracja
- Spalarnie odpadów (WtE)
- Utylizacja ciepła odpadowego
- Zamiast stacji redukcyjnych pary
- Napęd maszyn: kompresorów, pomp itp.
- Rozwiązania standaryzowane lub dedykowane

Howden, a Chart Industries Company

Hessheimer Str. 2
67227 Frankenthal
Germany

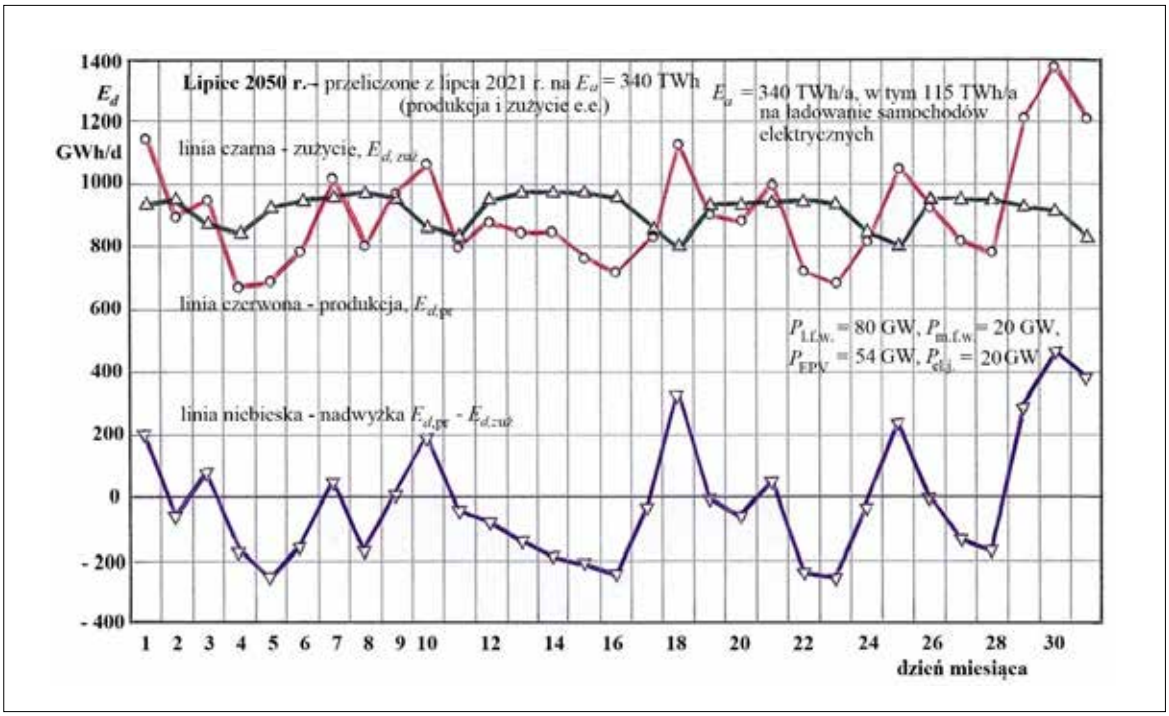
T: +49 6233 85 25 78
E: steam-turbines@howden.com

www.howden.com/turbo

Więcej niż 100 lat inżynierskiej wiedzy pod marką "Made in Germany"

Revolving Around You™

Kühnle, Kopp & Kausch



RYS. 3
Dobowa produkcja i zużycie oraz nadwyżka e.e. po transformacji transportu z tradycyjnego spalinowego na elektryczny dla miesiąca w 2050 r. będącego odpowiednikiem lipca 2021 r.

macji), wynoszące 4,8 TWh, otrzyma się ilość e.e. dla samochodów elektrycznych, zastępujących wycofane samochody spalinowe, $E_{a.s.el.} = 110{,}47 + 4{,}8 \approx 115$ TWh/a. Łączne zużycie e.e. po transformacji energetycznej, w 2050 r., wyniosłoby zatem nie $E_{a,zuż.} = 225$ TWh/a, jak zakładano w poprzednich analizach, lecz $E'_{a,zuż.} = 340$ TWh/a.

Rewolucyjna transformacja transportu ze spalinowego na elektryczny wymusiłaby znaczny wzrost potrzebnej mocy poszczególnych źródeł e.e. Na podstawie wstępnych przeliczeń oceniono, że moce te – zamiast takich mocy, jak dla wariantu b_3 (rys. 1), powinny wynosić:
$P_{l.f.w.} = 80$ GW, $P_{m.f.w.} = 20$ GW, $P_{EPV} = 54$ GW, $P_{el.j.} = 20$ GW (wariant b_4 w tab. 2).

Utrzymano założenie, że EPV powinny wyprodukować ¼ ilości e.e. wytworzonej przez el.w. [3] oraz uznano, że 80 GW jest graniczną mocą l.f.w. ze względu na dostępną w Polsce powierzchnię, jeśli zmniejszyć poprzednio przyjętą wartość $\tau = 0{,}85$ km²/MW do $\tau' = 0{,}6$ km²/MW [3], [7]; [10] i założyć, że będą zastosowane turbiny wiatrowe o mocach jednostkowych 5...6 MW. Konieczne również powiększenie mocy el.j. do 20 GW mogłoby być dość trudne. Większa także powinna być pojemność magazynów e.e., $\Delta E \approx$ 6000...7000 GWh.

Większe będą ubytki e.e. z magazynów podczas okresów słabszych wiatrów. Licząc analogicznie jak w [8] otrzymano ubytki: dla miesiąca analogicznego do czerwca 2021 r. $\delta(\Delta E) \approx -2800$ GWh, dla lipca 2021 (rys. 3) ok. – 1570 GWh, zaś po 3 miesiącach analogicznych do VI÷VIII 2021 r. ubytek z magazynów e.e. wynosiłby jeszcze ok. – 1610 GWh.

Roczna produkcja e.e. przez wszystkie źródła w wariancie b_4 wyniosłaby (licząc w sposób przybliżony, tj. średniorocznie jak w [8]): $E_{a,wytw.} = [24(80 \cdot 0{,}227 + 20 \cdot 0{,}393) + 156 + 432]365 \approx 442\,600$ GWh/a. Przyjęto średnie wartości współczynników $c_{f,l.f.w.} = 0{,}227$ i $c_{f,m.f.w.}$

TAB. 2
Koszty transformacji energetycznej dla $E_a = 225$ TWh/a i $E_a = 340$ TWh/a

Wariant	E_a TWh/a	$P_{l.f.w.}$ GW	$P_{m.f.w.}$ GW	P_{EPV} GW	$P_{el.j.}$ GW	ΔE_{min} GWh	$A_{całk.}$ *) km²	$K_{inw.}$ mld Eu
b_3	225	55	20	20,3	15	5000	49 000 (34 600)	300
b_3'	225	45	20	20,3	15	4000	40 500 (28 600)	278
b_4	340	80	20	54	20	6000	72 000 (50 800)	405
b_5	340	55	20	42	25	5000	51 500 (36 400)	382

*) Łączna powierzchnia l.f.w. i farm EPV; wartości górne – dla $\tau = 0{,}85$ km²/MW, wartości dolne (w nawiasach) – dla najmniejszej możliwej wartości $\tau = 0{,}60$ km²/MW

ZMIERZCH AUT SPALINOWYCH
Wkrótce rozpocznie się stopniowe wycofywanie nie tylko ze sprzedaży, ale także z eksploatacji wszystkich pojazdów z typowymi silnikami spalinowymi, które do 2050 r. znikną z dróg Europy. Będą musiały je zastąpić pojazdy z napędem elektrycznym i/lub wodorowym

Fot. 123rf

= 0,393 jak dla 2021 r., najmniej wietrznego spośród lat 2018÷2022, przy czym 0,393 = 0,227 · 0,45/0,26 (wartości 0,26 i 0,45 – patrz [3]). Wartość $E_{d,EPV} \approx 156$ GWh/d wynika z ww. założenia, że farmy EPV będą wytwarzały ¼ e.e. produkowanej przez farmy wiatrowe, natomiast $E_{d,el.j.} = 432 = 24 \cdot 0{,}9 \cdot 20$, przyjmując współczynnik wykorzystania mocy przez el.j. równy $c_{f,el.j.} = 0{,}9$.

Skutkiem rewolucji w transporcie i powiększenia zużycia energii do $E'_{a,zuż.} = 340$ TWh/a będzie znaczny wzrost kosztów transformacji energetycznej. W tablicy 2 zestawiono jej koszty dla kilku poprzednich wariantów ($E_a = E_{a,wytw.} = E_{a,zuż.} = 225$ TWh/a) oraz nowych wariantów oznaczonych jako b_4, b_5. Koszty obliczono wg zasad przyjętych w [4].

Wariant b_5 jest korzystniejszy od wariantu b_4 ze względu na mniejsze koszty i powierzchnię niezbędną pod l.f.w. i farmy EPV. Jednak uzyskanie aprobaty różnych grup nacisku, wewnętrznych i zwłaszcza zewnętrznych, na łączną moc el.j. aż 25 GW, wydaje się dość problematyczne.

Warto zauważyć, że w znacznej większości różnych dużych inwestycji rzeczywiste koszty realizacji okazywały się 1,5...2 razy większe od kosztów planowanych. Całkowite koszty transformacji energetycznej mogą więc być znacznie większe niż podane w tablicy 2.

Transport wodorowy

Alternatywnym rozwiązaniem jest transport wodorowy z pojazdami napędzanymi silnikami spalającymi wodór bezpośrednio, tłokowymi lub turbinowymi, albo z ogniwami paliwowymi zasilającymi silniki napędowe elektryczne.

Przyjęto dalej, że średnie sprawności silników wodorowych są takie same, jak sprawności silników na paliwa tradycyjne, tj. $\eta_{s,H2} = 0{,}35$. Wartość opałowa wodoru $W_{H2} = 120{,}33$ MJ/kg = 33,43 kWh/kg, zaś uśredniona wartość opałowa paliw wg tablicy 1, to $W_{pal.trad.} = 11{,}35$ kWh/kg; do napędu ogółu pojazdów z silnikami wodorowymi potrzeba więc $G_{H2} = 20{,}299 \cdot 10^6 \cdot 11{,}35/33{,}43 = 6{,}892 \cdot 10^6$ ton wodoru. Do jego wytworzenia należałoby zużyć $6{,}892 \cdot 10^6$ t /20 GWh/t = 344 600 GWh ≈ 345 TWh e.e.; jest to ilość wręcz gigantyczna.

Ilość ta znacznie się zmniejszy, jeśli uwzględnić, że w przewidywanej wg [9] łącznej liczbie ok. 26,7 mln pojazdów samochodowych w Polsce w 2035 r. ok. 88% będą stanowiły samochody osobowe, 8% – pojazdy o masie do 3,5 t i tylko 4% – pojazdy o masie ponad 3,5 t. Można więc założyć, że ok. 95% wszystkich pojazdów będzie wykorzystywało wodorowe ogniwa paliwowe, a tylko 5% – silniki wodorowe.

Na podstawie informacji z wielu źródeł ogniwa wodorowe już wkrótce osiągną sprawność bliską $\eta_{og.H2} \approx 0{,}70$. Założono więc, że pod koniec okresu transformacji sprawność pojazdów z ogniwami wodorowymi osiągnie wartość $\eta_{s,og.H2} \approx 0{,}60$. Ilość wodoru potrzebna dla transportu wyniesie wtedy $G_{H2} = 0{,}05 \cdot 6{,}892 \cdot 10^6 + 0{,}95 \cdot 6{,}892 \cdot 10^6 \cdot 0{,}35/0{,}60 \approx 4{,}16 \cdot 10^6$ ton H_2, do którego wytworzenia potrzebne będzie $4{,}16 \cdot 10^6/20 = 208\,000$ GWh = 208 TWh e.e. Wprowadzając współczynnik 0,9 uwzględniający mniejszą dokładność

bilansowania rocznego produkowanej e.e., zamiast dobowego, otrzyma się ilość 0,9(442,6 – 208) ≈ 211 TWh e.e. (patrz punkt poprzedni), którą energetyka będzie mogła dostarczyć gospodarce po odjęciu potrzeb transportowych. Jest to niewiele mniej niż zakładane wcześniej E_a = 225 TWh/a.

Należy ponadto uwzględnić fakt, że wyeliminuje się znaczne zużycie e.e. na produkcję paliw tradycyjnych. Według różnych źródeł do wyprodukowania 1 kg paliwa ciekłego należy zużyć ok. 5...10 kWh energii, licząc od wydobycia ropy naftowej, poprzez transport do rafinerii, produkcję oraz dystrybucję. Biorąc mniejszą z tych wartości i przyjmując, że tylko 1/3 będzie stanowiła e.e. można ocenić, że eliminując potrzebę produkcji paliw wg tablicy 1 zaoszczędzi się e.e. w ilości co najmniej ok. 30 TWh/a. Uwzględniając to można stwierdzić, że energetyka mogłaby wyprodukować wówczas oprócz 225 TWh e.e. także 30 – (225 – 211) = 16 TWh e.e. na wytworzenie wodoru w ilości ok. 0,32 mln ton (3,56 mld Nm^3) na potrzeby innych gałęzi gospodarki, np. ciepłownictwa. Pomimo to należy dążyć do utrzymania zużycia energii na obecnym, lub lepiej – na niższym poziomie, stosując działania omówione m.in. w [7], [8].

Transport elektryczny czy wodorowy?

Niezależnie od tego, jakiego rodzaju pojazdy zastąpią te tradycyjne, znacznie utrudnione będzie dokonanie transformacji gospodarki na neutralną klimatycznie i o 35% (lub więcej) powiększone będą jej koszty, jeśli pakiet *Fit for 55* i rozporządzenie [2] zostaną utrzymane. Nowe rodzaje transportu należy więc starannie porównać.

Pod względem energetycznym oba typy analizowanych wyżej pojazdów są w miarę równorzędne, z przewagą pojazdów elektrycznych. Natomiast pojazdy z napędem wodorowym będą prawdopodobnie tańsze od elektrycznych. Podobne będą też ilości wodoru możliwe do wykorzystania w gospodarce poza transportem.

Wady powszechnego transportu elektrycznego, z jakimi trzeba się liczyć, to:

- gigantyczne korki przy stacjach ładowania pojazdów elektrycznych, jeśli będzie zachowana 1:1 całkowita liczba wszystkich pojazdów (ok. 26,7 mln),
- zwielokrotniona liczba spalenia się pojazdów w wyniku zwarć w bateriach,
- zwielokrotnione kłopoty, także środowiskowe, z produkcją i utylizacją zużytych baterii,
- znaczny wzrost obciążenia sieci elektroenergetycznej.

Podstawowym czynnikiem, mogącym negatywnie oddziaływać na gospodarkę z powszechnym transportem wodorowym, są zaś niemożliwe na razie do racjonalnej oceny względy bezpieczeństwa związanego z użytkowaniem rozbudowanego systemu wytwarzania, przesyłania, magazynowania i codziennego użytkowania wielkich ilości wodoru.

Należy przypuszczać, że oba systemy transportu będą się rozwijały równolegle, z przewagą na początku transportu elektrycznego, z powodu jego bardziej zaawansowanego technicznie stanu. Zdobywane stopniowo doświadczenia z eksploatacji coraz większej liczby pojazdów oraz możliwości produkcyjne energetyki bazującej na OZE i el.j. zdecydują o przewadze i końcowym wyborze jednego z tych systemów.

Warto zapamiętać

Postulowana przez Parlament i Radę UE transformacja transportu w ramach *Fit for 55*, stopniowo eliminująca do 2050 r. pojazdy z tradycyjnymi silnikami spalinowymi, znacznie utrudni transformację polskiej gospodarki na neutralną klimatycznie i bardzo powiększy jej koszty.

Z dwóch rodzajów transportu, możliwych po transformacji, transport wodorowy wydaje się korzystniejszy od elektrycznego. O końcowej eliminacji jednego z nich zadecydują koszty eksploatacyjne i względy bezpieczeństwa oraz ceny pojazdów.

Niezależnie od wyboru rozwiązania należy radykalnie ograniczać zużycie centralnie wytwarzanej i rozprowadzanej e.e., m.in. przez masowe stosowanie rozproszonych źródeł OZE przez osoby fizyczne i wszelkie przedsiębiorstwa małe, średnie i duże.

Należy bardziej zdecydowanie, w środkach masowego przekazu i w mediach społecznościowych, odpierać argumenty przeciwników racjonalnej transformacji, że tylko OZE – bez energetyki jądrowej – obronią „matkę Ziemię" przed zagładą i przekonywująco wyjaśniać, że jeśli w ogóle byłoby to możliwe, to na pewno po 2050 r.

Literatura

[1] Polityka Energetyczna Polski do 2040 r. (PEP 2040). Załącznik do uchwały nr 22/2021 Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r., Ministerstwo Klimatu i Środowiska, Warszawa 2021; Założenia do aktualizacji PEP do 2040 r., Warszawa, kwiecień 2022.

[2] Rozporządzenie Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) z dnia 19 kwietnia 2023 r. w sprawie zmiany rozporządzenia (UE) 2019/631, DZ.U. L 110 z 25.4.2023.

[3] Jędral W., Energetyka w 2050 r. – tylko wiatr i słońce?, Energetyka Cieplna i Zawodowa, 2022, nr 1, s. 40-47.

[4] Jędral W., Wytwarzanie w Polsce 100% energii elektrycznej – cel realny czy utopia?, Rynek Energii, 2022, nr 3, s. 3-15.

[5] Jędral W., Magazynowanie energii i energetyka wodorowa jako wynik transformacji energetycznej, Rynek Energii, 2022, nr 4, s. 8-15.

[6] Jędral W., Wytwarzanie i magazynowanie wielkich ilości energii elektrycznej w transformacji energetycznej do 2050 r., Energetyka Cieplna i Zawodowa, 2022, nr 5, s. 44-50.

[7] Jędral W., O transformacji energetycznej do 2050 r. raz jeszcze, Energetyka Cieplna i Zawodowa, 2023, nr 1, s. 58-65.

[8] Jędral W., Problemy związane z wielkoskalowym magazynowaniem energii, Energetyka Cieplna i Zawodowa, 2023, nr 2, s. 94-99.

[9] Waśkiewicz J., Pawlak P., Prognozy eksperckie zmian aktywności sektora transportu drogowego, Instytut Transportu Drogowego, Warszawa wrzesień 2017, 42 strony.

[10] Czyżak P., Sikorski M., Wrona A., Co po węglu? Potencjał OZE w Polsce, Instrat Policy Paper 06/2021, Warszawa czerwiec 2021, 84 strony. ■

JACEK JANAS
członek zarządu ds. operacyjnych Enea Połaniec

Fot. ENEA

OZE a elektrownie konwencjonalne

– Następnym krokiem transformacji w energetykę niskoemisyjną będzie oddanie źródeł wiatrowych offshore'owych, a gdy się to stanie, za 3-4 lata będzie zauważalny kolejny znaczący przyrost energii odnawialnej w Polsce – mówi **Jacek Janas,** członek zarządu ds. operacyjnych Enei Elektrowni Połaniec.

Sebastian Podsędek: **Jak ocenia pan dzisiejsze tempo transformacji energetycznej w Polsce?**

Jacek Janas: Muszę powiedzieć, że jako energetyk, który w branży działa już wiele lat, jestem pozytywnie zaskoczony ilością produkowanej dziś energii odnawialnej w wietrze i słońcu. Ostatnie tempo zmian w tym zakresie naprawdę imponuje. A przypomnijmy sobie, że jeszcze niedawno w polskim systemie elektroenergetycznym znaczenie źródeł odnawialnych nie było duże, a osiągnięcie tegorocznego poziomu ponad 20 tysięcy MW zainstalowanych w źródłach odnawialnych czy majowa produkcja prawie 70%

energii z OZE to pułapy niewyobrażalne jeszcze kilka lat temu. Następnym krokiem transformacji w energetykę niskoemisyjną będzie oddanie źródeł wiatrowych offshore'owych, a gdy się to stanie, za 3-4 lata będzie zauważalny kolejny znaczący przyrost energii odnawialnej w Polsce.

Jak rozwój odnawialnych źródeł wpłynie na działalność elektrowni w Połańcu?

Grupa Enea realizuje Strategię Rozwoju, która zakłada „Zieloną zmianę Enei", czyli zrównoważoną transformację Grupy budującą wzrost wartości, przy założeniu długofalowego celu – osiągnięcia neutralności klimatycznej do 2050 r. Enea planuje zrealizować ten cel dzięki dynamicznemu rozwojowi odnawialnych źródeł energii. W Elektrowni Połaniec działa jeden z największych w Europie blok biomasowy, który zresztą wciąż jest jednym z największych tego typu obiektów w Unii Europejskiej. Już od kilkunastu lat dostarcza czystą zieloną energię, wykorzystując odnawialne źródło, jakim jest paliwo biomasowe. Biomasa stanowi kolejny z obszarów ważnych dla rozwoju energetyki odnawialnej i wspomnianej transformacji energetycznej. W Połańcu w dalszym ciągu chcemy stawiać na to paliwo i zwiększyć jego udział, aby ograniczyć emisyjność produkcji energii elektrycznej poniżej 550 kg CO_2 na megawatogodzinę. Jest to też element pewnego zazielenienia, przy optymalizacji nakładów na dostosowanie tych urządzeń. Będzie to etap przejściowy.

Jak obecnie wygląda wykorzystanie biomasy w Połańcu?

Na dzisiejszym poziomie wykorzystania biomasy, która zakontraktowana jest przez spółkę tradingową z naszej grupy, zabezpieczenie dostaw następuje głównie z obszaru lokalnego. W procesie wykorzystywana jest biomasa m.in. pochodzenia rolnego, pelet ze słomy i słonecznika. Najważniejsze, żeby była to biomasa dopuszczona do spalania na urządzeniach w Elektrowni Połaniec. Posiadamy jeden blok fluidalny, z typowym dla niego paliwem biomasowym, a pozostałe układy bazują na współspalaniu na obecnych blokach 200 MW.

Z biomasy „przenieśmy się" na węgiel. Konsumenci indywidualni w ostatnim czasie zwracali uwagę na słabą jakość tego paliwa. Czy i u was pojawiły się tego typu problemy?

Energetyka ma to do siebie, że rozlicza układy paliwowe w ramach dokładnych analiz każdej próbki węgla. Oczywiście, jednorodność paliwa stanowi podstawę do zabezpieczenia jak najbardziej efektywnej pracy bloków i uzyskiwania największej sprawności. Jeżeli to paliwo jest zróżnicowane, utrzymanie wysokiej sprawności staje się wyzwaniem, z którym trzeba się zmierzyć. Bloki w Połańcu posiadają specyficzne komory paleniskowe. Były one dedykowane na wszystkie rodzaje paliw, jakie występowały na rynku polskim w momencie ich projektowania. Stąd też dają dużą możliwość elastyczności w zakresie stosowania różnych jakości węgla.

Mówimy dużo o odnawialnych źródłach, natomiast te konwencjonalne muszą pozostać z nami przynajmniej przez najbliższych kilkanaście lat. Jaka jest „kondycja" Połańca?

Elektrownia Połaniec przechodziła przez program tzw. szerokiej modernizacji, nazwanej Feniksem. Przygotowywał on naszą jednostkę do wydłużenia czasu

ELEKTROWNIA POŁANIEC

Fot. ENEA

eksploatacji. Na podstawowych blokach od 2 do 7 została wymieniona duża część krytycznych elementów, narażonych na zmienne ciśnienie, temperatury, zjawiska pełzania, korozji międzykrystalicznej czy zmęczenia materiałowego wynikającego z czasu eksploatacji. Dzięki tym pracom urządzenia w Połańcu – przy właściwej kontroli – powinny służyć nam przez kolejne 15 lat, czyli około 100-120 tys. godzin eksploatacji.

W ramach wspomnianego Feniksa zajmowaliście się m.in. centralną nastawnią.

Dziś wszystkie bloki są sterowane z jednego miejsca, właśnie ze wspomnianej nastawni, co bardzo pomaga w optymalizacji, współpracy i koordynacji w zakresie prac ruchowych. Sprawność energetyki polega na właściwym prowadzeniu konkretnych bloków. Każdy zasilany jest indywidualnie, ma indywidualne wyprowadzenie mocy. Niektóre elementy, takie jak układy chłodzenia, są zabudowane na wspólnych nitkach, ale jednostki utrzymuje się i diagnozuje osobno. Przede wszystkim ciąg, kocioł, turbinę, generator, transformator... Podlegają szczegółowej analizie, kontroli i optymalizacji, a ponieważ są to bloki powtarzalne, lata praktyki pomagają zakładać pewną predykcję na bazie doświadczeń z przeszłości. Dzięki temu korzysta się z najlepszych praktyk – jak te bloki serwisować i eksploatować, czego wymagają. W Połańcu są firmy, które również w sposób stały współpracują z elektrownią, mają przystosowane i zaplecza, i kadry do utrzymywania dobrego stanu urządzeń.

Wróćmy do transformacji. Jakich inwestycji – poza wspomnianym przez pana offshorem – potrzebuje jeszcze polska energetyka?

Trzymam kciuki przede wszystkim za rozwój energetyki jądrowej, która najprawdopodobniej zastąpi tę węglową.

Taka elektrownia jądrowa powinna powstać w miejscu elektrowni węglowej, przy wykorzystaniu obecnej infrastruktury?

Tak byłoby najlepiej, ale energetyka jądrowa ma swoje bardzo ścisłe uwarunkowania, więc nie chciałbym wskazywać, że to właśnie jest najlepsze miejsce. Pod kątem wyprowadzenia mocy – z pewnością tak, natomiast należy spojrzeć na takie aspekty jak zagwarantowanie układów chłodzenia, akceptacja społeczna dla tej technologii czy uwarunkowania gruntowe.

Rozmawiał Sebastian Podsędek, redaktor BMP

REKLAMA

ORGANIZATOR
30 LAT bmp budujemy możliwości porozumienia

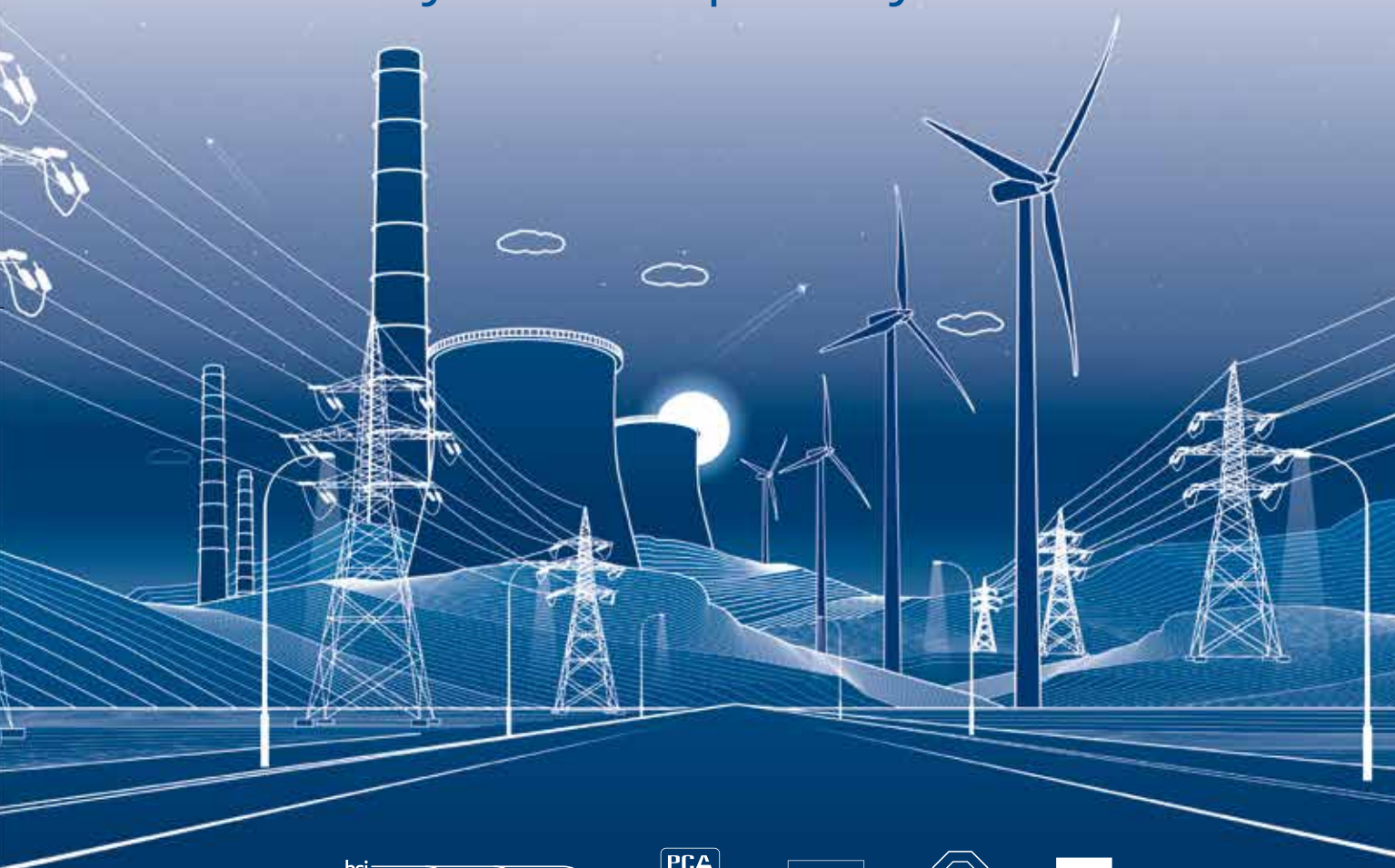
HONOROWY GOSPODARZ
ZEPAK Energia dla Ciebie

PATRONAT MEDIALNY
Energetyka CIEPLNE I ZAWODOWA
kierunekenergetyka.pl

ORLEN OIL
AUTORYZOWANY DYSTRYBUTOR

Ecol

Dostawa środków smarnych
Usługi smarownicze i niezawodnościowe
Czyszczenie przemysłowe



bsi ISO 9001 Quality Management Systems CERTIFIED FS 534337 · ISO 14001 Environmental Management CERTIFIED EMS 534333 · ISO 45001 Occupational Health and Safety Management CERTIFIED OHS 544208

PCA Polskie Centrum Akredytacji BADANIA AB 1564

TÜV AUSTRIA CERTIFIED

TÜV SÜD Industrie Service WHG EQ 2247480

Urząd Dozoru Technicznego LBU-297/07-21

Przedsiębiorca należy do systemu Zielonego Punktu tworzonego przez Rekopol i wspiera rozwój zbiórki selektywnej odpadów w Polsce

VSBE ENERGY IS US MEMBER

MEMBER ICML

Certifed Lubrication Specialist CLS Certified Lubrication Specialist · stle Society of Tribologists and Lubrication Engineers
Certificate issued by STLE

PSEW member

IGEOS well connected MEMBER

Ecol Sp. z o.o. ul. Podmiejska 71A 44-207 Rybnik +48 32 739 18 30 ecol@ecol.com.pl www.ecol.com.pl

SAMOWYSTARCZALNA ENERGETYCZNIE CIEPŁOWNIA GEOTERMALNA OŁAWA – 12,2 MWt Cz. 1

em. prof. n. dr hab. inż. Jacek Zimny, dr inż. Krzysztof Szczotka, mgr inż. Jakub Szymiczek
Akademia Górniczo-Hutnicza im. Stanisława Staszica w Krakowie, Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki

płk, prof. n. dr hab. inż. Mieczysław Struś
Politechnika Wrocławska, Wydział Mechaniczno-Energetyczny

Od paru lat w Polsce realizowanych jest kilka projektów naukowo-wdrożeniowych zmierzających do maksymalnej samowystarczalności energetycznej z OZE (geotermia), suwerenności energetycznej, eliminacji spalania kopalin oraz oszczędności energii. Jeden z tych „ekoenergetycznych" projektów dotyczy miasta Oława.

17 lutego 2016 roku w siedzibie NFOŚiGW w Warszawie podpisano porozumienie w sprawie możliwości finansowania ze środków publicznych innowacyjnych na poziomie światowym technologii energetycznych, wykorzystujących zasoby geotermalne Polski (ciepło, energia elektryczna) w celu spełnienia norm prawa międzynarodowego, UE oraz poprawy bezpieczeństwa energetycznego, suwerenności i niezależności energetycznej Polski, istotnej poprawy efektywności i sprawności energetycznej gospodarki narodowej. Porozumienie podpisali: urzędujący prezesi NFOŚiGW, m.in. aktualny wiceprezes ds. finansowych Artur Michalski, zaś ze strony Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH – dziekan profesor Antoni Kalukiewicz oraz profesor Jacek Zimny, przewodniczący Polskiej Geotermalnej Asocjacji (PGA). W dokumencie stwierdzono, że na podstawie badań AGH oraz PGA istnieje duży potencjał (patenty) oraz warunki hydrogeologiczne Polski do:

1. wdrożenia innowacyjnej na poziomie światowym, oryginalnej polskiej technologii sprężarkowych pomp ciepła dużej mocy (SPCDM), 3-krotnie efektywniejszego pozyskiwania energii geotermalnej do celów grzewczych miejskich systemów ciepłowniczych, w porównaniu do dotąd stosowanych w Polsce absorpcyjnych pomp ciepła dużej mocy (APCDM),
2. wdrożenia oryginalnej polskiej technologii budowy elektrociepłowni/elektrowni geotermalnych typu ORC/Kalina – mogących być podstawą samowystarczalności energetycznej gmin, powiatów, województw, Polski.

W dokumencie stwierdzono, że powstało Konsorcjum Naukowo-Wdrożeniowo-Przemysłowe „Polska Geotermia" w składzie: PGA, wydziały uczelni technicznych w Polsce, Ośrodek Badawczo-Rozwojowy Centralny Ośrodek Chłodnictwa w Krakowie, fabryki pomp ciepła (m.in. Wytwórnia Urządzeń Chłodniczych-PZL Dębica), Przedsiębiorstwo Geologiczne S.A. w Krakowie oraz zainteresowane samorządy gmin (m.in. Dęblin, Wieluń, Turek, Warka, Nowy Tomyśl, Oława) i przedsiębiorstwa energetyki cieplnej w tych miastach (MPEC).

Strony wyraziły wolę wspólnej realizacji innowacyjnych projektów z tego obszaru – dla gmin oraz

podmiotów gospodarczych, w ramach rządowego programu strategicznego „Rozwój wykorzystania potencjału geotermalnego Polski" w Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju Polski do 2030 roku.

Realizując powyższe uzgodnienia z NFOŚiGW, Konsorcjum „Polska Geotermia" oraz PGA prowadzą kilka projektów naukowo-wdrożeniowych w miastach Polski, zmierzających do maksymalnej samowystarczalności energetycznej z OZE (geotermia), suwerenności energetycznej, eliminacji spalania kopalin (węgiel, ropa, gaz), oszczędności energii – zgodnie z konkluzjami BAT w energetyce.

Po pierwszej publikacji z tej tematyki, dotyczącej realizacji innowacyjnego projektu ciepłowni geotermalnej z wykorzystaniem najnowszej generacji SPCDM dla Nowego Tomyśla (Energetyka Cieplna i Zawodowa, nr 3/23, str. 76-83), w dzisiejszym wydaniu prezentujemy cz. 1 publikacji dotyczącej analogicznego projektu geotermalnego w mieście Oława, realizowanego według dokumentacji PGA od 2017 roku.

GEOTERMIA W OŁAWIE
Stanowisko wiertnicze

Zalety energetyki rozproszonej

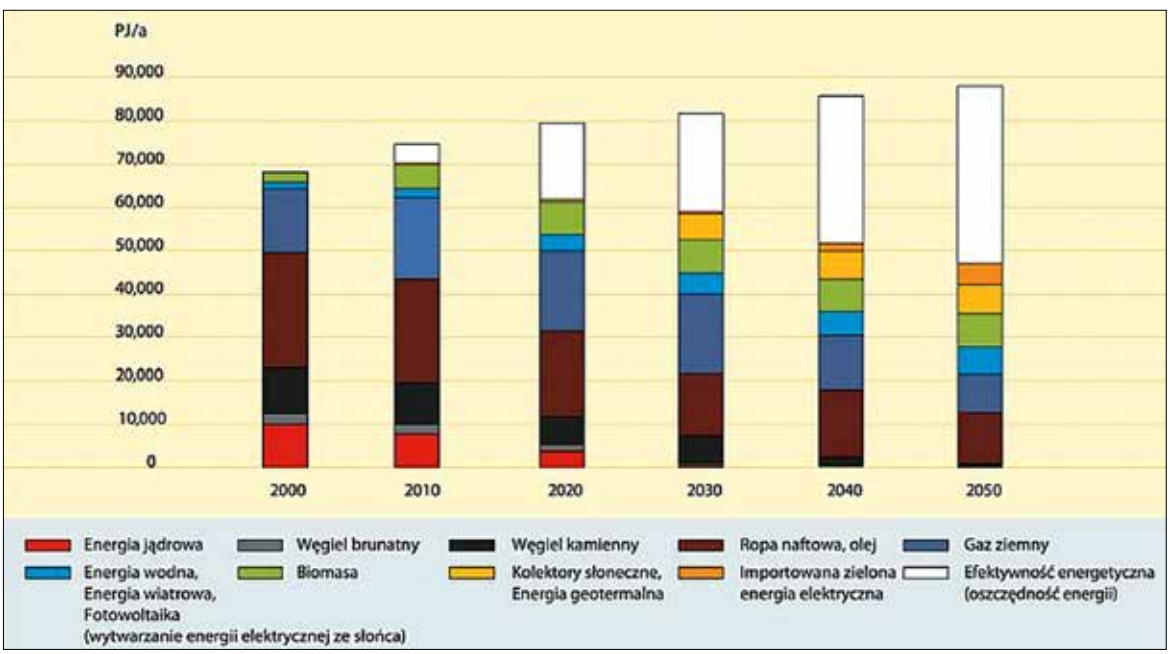
Jednym z kilku istotnych „producentów" energii odnawialnej są zasoby wód geotermalnych. Źródłem ciepła geotermalnego jest rozpad pierwiastków promieniotwórczych w głębi Ziemi. Energię geotermalną pozyskuje się w formie ciepłych wód podziemnych lub gorących suchych skał.

Pierwszą ciepłownię geotermalną uruchomiono w 1850 roku we Włoszech w miejscowości Lardarello, ogrzewając gorącą wodą pobliskie osiedla mieszkalne. Obecnie w tej miejscowości pracuje geoelektrownia o mocy elektrycznej ponad 400 MWe.

Nowo tworzona – od końca XX wieku, po wielkich awariach energetycznych w USA i Europie – energetyka rozproszona, opiera się głównie na lokalnie dostępnych zasobach odnawialnych. W połączeniu ze wzrostem efektywności wykorzystania energii może ona dać pełne pokrycie rosnących potrzeb energetycznych ludzkości, mimo spadku zużycia pierwotnych nośników energii. Taka długoterminowa strategia rozwoju energetyki UE oraz prognoza do roku 2050 została przedstawiona przez Eurostat dla Europy (rysunek 1).

Należy podkreślić, że od kilku lat model ten jest rozwijany i coraz szerzej wdrażany w wielu krajach. Przykładem w Europie jest Norwegia (100% energii z wody), Austria (60% energii z OZE), Niemcy (całkowita likwidacja energetyki jądrowej do 2030 roku, 50% energii „zielonej" do 2030 roku).

Lokalna ekoenergetyka rozproszona ma szereg zalet: mniejsze jednorazowe nakłady finansowe; wariantowość i różnorodność technologii energetycznych; możliwość stałego ich doskonalenia. Two-



RYS. 1
Strategia – Prognoza rozwoju energetyki dla UE [7]

Instalacja geotermalna – uruchomienie	Maksymalna wydajność wody geotermalnej	Maksymalna temperatura wody geotermalnej	Moc zainstalowana/ oszacowana		Wykorzystanie/ sprzedaż ciepła	
			całkowita	z geotermii	całkowita	z geotermii
	[m^3/h]	[°C]	[MW_t]	[MW_t]	[TJ/rok]	[TJ/rok]
Geotermia Podhalańska – 1992/94	670	86	80,8	40,7	376	286,5
Geotermia Pyrzyce – 1996	340	61	48	14,8	100	60
Geotermia Mszczonów – 2001	60	41	10,2	2,7	56,9	15,1
Geotermia Uniejów – 2006	120	68	5	3,2	17,8	8,9
Geotermia Stargard Szczeciński – 2012	100	78	10	10	91	91
Geotermia Poddębice – 2013	116	71	3,8	3,8	17-19	17-19
Geotermia Toruń – 2022	500-1000	62	25	16	50	30

Uwaga: W okresie lat 2014 do 2022 nie powstała żadna systemowa ciepłownia geotermalna w Polsce; w październiku 2022 r. uruchomiono ciepłownię geotermalną w Toruniu w technologii APCDM.

TAB. 1 Aktualnie działające w Polsce ciepownie geotermalne (B. Kępińska, 2016; J. Zimny 2023; opracowanie własne)

rzy nowe miejsca pracy poza miastami, koncentruje lokalny kapitał społeczny, więzi lokalne. Uaktywnia grupy samorządowe i finansowe, obniża istotnie lokalnie i regionalnie poziom gazów cieplarnianych przez oszczędność energii i produkcję bezemisyjną. Uniezależnia państwa od importu nośników energii i ryzykownych technologii, jak energetyka jądrowa.

Na obszarze Europy, liczącej ponad 10 mln km^2, znajduje się około 30 prowincji geotermalno-ro-po-gazonośnych, na około 5 mln km^2. W Polsce ponad 220 tys. km^2 terenu pokryte jest basenami sedymentacyjnymi Prowincji Centralnoeuropejskiej, zawierającymi wody geotermalne w następujących zbiornikach: kambryjskim, dewońsko-karbońskim, dolnopermskim, cechsztyńskim, triasowym, jurajskim i kredowym (J. Sokołowski, 1995).

W 1992 Zakład Geotermalny Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią Polskiej Akademii Nauk, kierowany przez prof. Juliana Sokołowskiego, doprowadził ciepłą wodę termalną do pierwszych budynków we wsi Bańska Niżna – była to pierwsza instalacja tego typu w Europie Centralnej i Wschodniej, największa na świecie.

Aktualnie działające w Polsce profesjonalne ciepłownie geotermalne przedstawiono w tab. 1. We wszystkich wymienionych tam przykładach ciepło geotermalne jest wykorzystywane do ogrzewania budynków i dostarczenia ciepłej wody użytkowej. Ten ekologiczny rodzaj ogrzewania ma zastąpić istniejące już źródła ciepła bazujące na spalaniu lub być źródłem ciepła dla nowych systemów.

W roku 1995 oddano do użytku pierwszą absorpcyjną ciepłownię geotermalną w Pyrzycach na potrzeby tego miasta i gminy, zrealizowaną przez firmę Geotermia Pyrzyce sp. z o.o. według projektu firmy Houe & Olsen z Danii (APCDM).

Cel i zakres opracowania

Celem niniejszego opracowania jest przedstawienie:

A. Wariantowej analizy porównawczej możliwych technologii energetycznych (BAT) dla MZEC Oława z podaniem kosztów wytwarzania ciepła (zł/GJ) [14]:
   1. Wariant W-0
      Stan aktualny (miał węglowy), 2019 r.;
   2. Wariant W-1
      Węgiel, 2020 r.;
   3. Wariant W-2
      Węgiel, 2030 r.;
   4. Wariant W-3
      Gaz ziemny, 2020 r.;
   5. Wariant W-4
      Geotermalna absorpcyjna pompa ciepła (GAPC) – zasilana gazem ziemnym, 2020 r. (rys. 2);
   6. Wariant W-5
      Geotermalna absorpcyjna pompa ciepła (GAPC) – zasilana biogazem, 2020 r. (rys. 2);
   7. Wariant W-6
      Geotermalna sprężarkowa pompa ciepła (GSPC) – zasilana z sieci elektroenergetycznej – bez dotacji (rys. 2);
   8. Wariant W-7
      Geotermalna sprężarkowa pompa ciepła (GSPC) – zasilana z sieci elektroenergetycznej – dotacja 50% (rys. 3)
   9. Wariant W-8
      Geotermalna sprężarkowa pompa ciepła (GSPC) – zasilana z sieci elektroenergetycznej – dotacja 80% (rys. 3);
   10. Wariant W-9
      Geotermalna sprężarkowa pompa ciepła (GSPC) – zasilana energią elektryczną z wiatru – dotacja 50% (rys. 3);

Osłony przenośników taśmowych.

Firma Techmont oferuje osłony przenośników wykonane zarówno z tworzywa sztucznego jak i osłony metalowe wykonane z blachy falistej ocynkowanej ogniowo. Jest to jeden z najtańszych sposobów na zabezpieczenie taśmociągów, instalacji oraz ciągów technologicznych przed wpływem warunków atmosferycznych, pyleniem, dostępem osób niepowołanych jednocześnie zabezpieczając instalację pod kątem wymagań BHP.

Oferowane osłony dostępne są w 11 standardowych rozmiarach (dla każdego typu przenośnika taśmowego). W razie potrzeby osłony są w szybki i łatwy sposób demontowane i ponownie zakładane, a zróżnicowane systemy wizjerów rewizyjnych umożliwiają dostosowanie systemu osłon do potrzeb każdej instalacji.

System dynamicznej aeracji – armatki powietrzne

Metoda dynamicznej aeracji jest jedną z najbardziej efektywnych metod zapewniających stały przepływu w ciągach technologicznych i objętość użyteczną rezerwuarów procesowych. Zatory, zawisy czy inne formy zaburzające poprawne działanie instalacji, mają często bardzo poważne, negatywne skutki wpływając na sprawność całego układu. Niestabilna praca, niska wydajność, pogorszenie się warunków BHP, mają bezpośredni wpływ na ekonomię. Wieloletnia praktyka pokazała, że zastosowanie armatek powietrznych przywraca w pełni założoną sprawność instalacji, a w skrajnych sytuacjach umożliwia poprawne ich funkcjonowanie. Podstawowymi zaletami tych urządzeń są: szerokie spektrum zastosowań oraz fakt, że energia wystrzału przekazywana jest bezpośrednio w transportowany materiał pozwalając na najbardziej efektywne jej wykorzystanie.

www.techmont.com.pl

BIO-CIRCLE®

KOMPLEKSOWE CZYSZCZENIE PRZEMYSŁOWE

Poznaj technologie czyszczenia XXI wieku

Technologie mycia warsztatowego ręczne i automatyczne

BIO-CIRCLE GT-i – biologiczne czyszczenie ręczne
HP VIGO – ręczne myjki wysokociśnieniowe
HTW – w pełni automatyczne myjki ciśnieniowe
PROLAQ – czyszczenie narzędzi lakierniczych

Korzyści

- wysoka **skuteczność** i szybkość usuwania ciężkich zabrudzeń
- **oszczędność** czasu i energii: krótki czas czyszczenia i osuszania części, niskie zużycie energii, obieg zamknięty i długa żywotność płynów myjących
- **komfort pracy i bezpieczeństwo:** nowoczesne i bezpieczne środki chemiczne bez piktogramów oraz funkcjonalne urządzenia

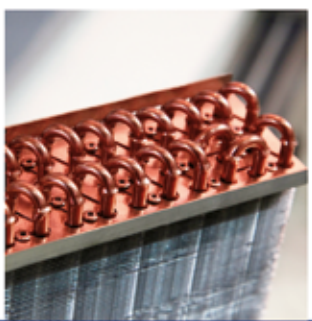
Technologia czyszczenia instalacji, układów zamkniętych i wymienników ciepła

Usługi RWR

- czyszczenie i udrażnianie wnętrza układów zamkniętych, wymienników ciepła i różnego rodzaju instalacji
- usuwanie zanieczyszczeń, nalotów, kamienia i korozji bez konieczności demontażu układu
- profesjonalny dobór urządzenia oraz środka czyszczącego

Korzyści

- przywrócenie maksymalnej **skuteczności** pracy, wydajności i sprawności układu
- **przyspieszenie** procesów
- **oszczędności:** uniknięcie strat energii, zmniejszenie kosztów produkcji
- **komfort i bezpieczeństwo:** minimalizacja ryzyka zastojów i awarii urządzeń, brak konieczności demontażu i ryzyka uszkodzenia układu



Umów się na test urządzeń i środków chemicznych w Twoim Zakładzie.

biuro@bio-circle.com.pl
32 205 29 44

www.bio-circle.com.pl

11. Wariant W-10
    Geotermalna sprężarkowa pompa ciepła (GSPC) – zasilana energią elektryczną z wiatru – dotacja 80% (rys. 3).

B. Geotermalnego systemu grzewczego dla miasta Oławy, z wykorzystaniem APCDM wg duńskiej technologii firmy Houe & Olsen, zrealizowanego przez firmę Geotermia Mazowiecka w mieście Mszczonów (rys. 2).
C. Alternatywnego systemu grzewczego dla miasta Oławy z wykorzystaniem energii wód geotermalnych, sprężarkowych pomp ciepła dużej mocy (SPCDM) i elektrowni wiatrowych wg patentów PL186747, PL229331 – w stosunku do stosowanego obecnie, wykorzystującego spalanie miału węglowego (rys. 3, 4).

> Lokalna ekoenergetyka rozproszona ma szereg zalet, m.in. mniejsze jednorazowe nakłady finansowe

Dane ogólne o mieście

Miasto Oława jest położone w województwie dolnośląskim, w aglomeracji wrocławskiej. To siedziba powiatu oławskiego oraz gminy wiejskiej Oława. Oława leży nad rzekami: Oławą (potocznie zwaną Oławką) i Odrą, 27 km na południowy wschód od Wrocławia. Według danych z 2017 roku liczyła 32 812 mieszkańców i zajmowała powierzchnię 27,36 km^2.

Pod względem geograficznym Oława znajduje się w większej części w Pradolinie Wrocławskiej, jedynie południowo-zachodni fragment sięga Równiny Wrocławskiej. Pod względem administracyjnym miasto położone jest w północno-wschodniej części województwa dolnośląskiego, w środkowej części powiatu oławskiego. Graniczy z gminą Oława oraz z gminą Jelcz-Laskowice.

Opis istniejącego systemu grzewczego dla miasta Oława

Produkcję ciepła dla potrzeb miejskiej sieci ciepłowniczej w Oławie zapewnia Miejski Zakład Energetyki Cieplnej (MZEC) Oława. Obecnie jest on zasilany trzema kotłami węglowymi typu WR o mocy: 11,63 MWt, 11,63 MWt oraz 4,5 MWt; łącznie 27,76 MWt.

Parametry technologiczne ciepłowni w roku 2018 kształtowały się następująco:

- roczne zapotrzebowanie na paliwo (miał węglowy): 9 015 ton,
- roczna sprzedaż ciepła: 148 092 GJ,
- moc zamówiona przez odbiorców ciepła: 25,8 MWt,
- moc maksymalna zarejestrowana w sezonie grzewczym: 17,6 MWt.

Koszt jednostkowy netto wytwarzania ciepła w roku 2018 (stan aktualny, Wariant W-0), wg danych MZEC Oława, wynosi:

- koszt – wytwarzanie (W-0): 47,47 zł/GJ,
- koszt – przesył: 17,21 zł/GJ,
- koszt – suma netto: 64,68 zł/GJ.

Porównawcza analiza wariantowa technologii energetycznych dla MZEC Oława.

Wariant W-1

Dotyczy istniejącej ciepłowni z założeniem zamiany paliwa: z miału węglowego na węgiel energetyczny, dopuszczony przez UE do eksploatacji wg norm 2020 r. – z uwzględnieniem zmiany cen kosztów emisji CO_2.

Dane do obliczeń:

- średnioroczne zapotrzebowanie na paliwo: ok. 9000 ton,
- średnia cena węgla energetycznego[1]: 553,5 zł/tona,
- wartość opałowa w/w[1]: 30 GJ/tona,
- przyjęte koszty emisji CO_2 w 2020 r.[2]: 65 euro/tona.

Wynik analizy i obliczeń:

Koszt wytwarzania 1 GJ ciepła (W-1) netto: 66,49 zł/GJ.

Wariant W-2

Dotyczy wykorzystania istniejącej ciepłowni z założeniem zamiany paliwa: z miału węglowego na węgiel energetyczny dopuszczony przez UE do eksploatacji wg norm 2030 r. – z uwzględnieniem zmiany cen kosztów emisji CO_2.

Dane do obliczeń:

- średnioroczne zapotrzebowanie na paliwo: ok. 9000 ton,
- średnia cena węgla energetycznego[2]: 553,5 zł/tona,
- wartość opałowa w/w[1]: 30 GJ/tona,
- przyjęte koszty emisji CO_2 w 2030 r.[3]: 100 euro/tona.

Wynik analizy i obliczeń:

Koszt wytwarzania 1 GJ ciepła (W-2): 81,00 zł/GJ.

Wariant W-3

Dotyczy istniejącej ciepłowni, z założeniem zamiany paliwa: z miału węglowego na gaz ziemny, dopuszczony przez UE do eksploatacji, z uwzględnieniem cen kosztów emisji CO_2 od 2021 r.

Dane do obliczeń:

- średnia cena gazu ziemnego[3]: 48,00 zł/GJ,
- przyjęte koszty emisji CO_2 w 2020 r.: 65 euro/tona,
- nowa inwestycja: ciepłownia gazowa Oława, 17 MWt;
- koszt średni inwestycji[4]: 2 mln zł/MWt,
- koszt inwestycji[4]: 34 mln zł.

Wynik analizy i obliczeń:

Koszt wytwarzania 1 GJ energii cieplnej (W-3): 92,76, zł/GJ.

Warianty W-4, W-5 – Założenia i charakterystyka „Ciepłowni Geotermalnej – Oława" wykorzystującej absorpcyjne pompy ciepła dużej mocy wg patentu firmy Houe & Olsen

Analizowany wariant zakłada wykorzystanie energii wód geotermalnych do celów grzewczych miasta, z zastosowaniem absorpcyjnych pomp ciepła dużej mocy (APCDM). Rozwiązanie techniczne i technologiczne przedsięwzięcia przedstawia rys. 2.

Łączna wymagana przez MZEC Oława moc grzewcza dla miasta Oławy wynosi 17,0 MWt.

Proponowane rozwiązanie, analogia Mszczonów:

- podstawowe źródło ciepła: absorpcyjna pompa ciepła produkcji zagranicznej o mocy 17 MWt,
- współczynnik efektywności energetycznej pompy ciepła COP = 1,7 - 1,9,
- zasilanie: kotłownia gazowa o mocy 10,0 MWt,
- temperatura wody „na wyjściu" z pompy ciepła 55-65°C,
- pobór ciepłej wody z otworu Oława GT-1 o następujących parametrach: głębokość otworu: 1130 m p.p.t., temperatura wody termalnej: 31°C;
- wydajność odwiertu: 60 m^3/h w warunkach normalnych (grawitacja) do 500 m^3/h po zabiegach intensyfikacji (kwasowanie, szczelinowanie, AGH);
- możliwe schłodzenie wody termalnej z 31°C do 10°C (ΔT= 21°C);
- mineralizacja wody termalnej: maksymalnie 30 mg/dm^3 (dane z zatwierdzonego Projektu Robót Geologicznych dla Miasta Oława, 2018 r.);
- zasilanie pomocnicze (szczytowe): 2 kotłownie gazowe, niskotemperaturowe po 4 MWt każda, dogrzewające ciepłą wodę z układu podstawowego 55°C do temperatury 85°C i więcej;
- wymagane zatrudnienie: 9 osób.

Analiza i określenie podstawowych wskaźników techniczno-ekonomicznych projektu dla przyjętego zapotrzebowania mocy grzewczej miasta Oławy:

Dane do obliczeń:

- średnie roczne zużycie gazu (spalanie) dla 17 MWt: 86 100 GJ, 2,3 mln m^3 gazu,
- koszt średni inwestycji[4]: 2,735 mln zł/MWt,
- koszt inwestycji[4]: 46,5 mln zł.

Wynik analizy i obliczeń:

- koszt wytwarzania ciepła z gazu ziemnego (W-4): 70,28 zł/GJ,
- koszt wytwarzania ciepła z biogazu (W-5): 45,98 zł/GJ.

Podstawowe zastrzeżenia do rozwiązania duńskiego, dotychczas wykorzystywanego w Polsce:

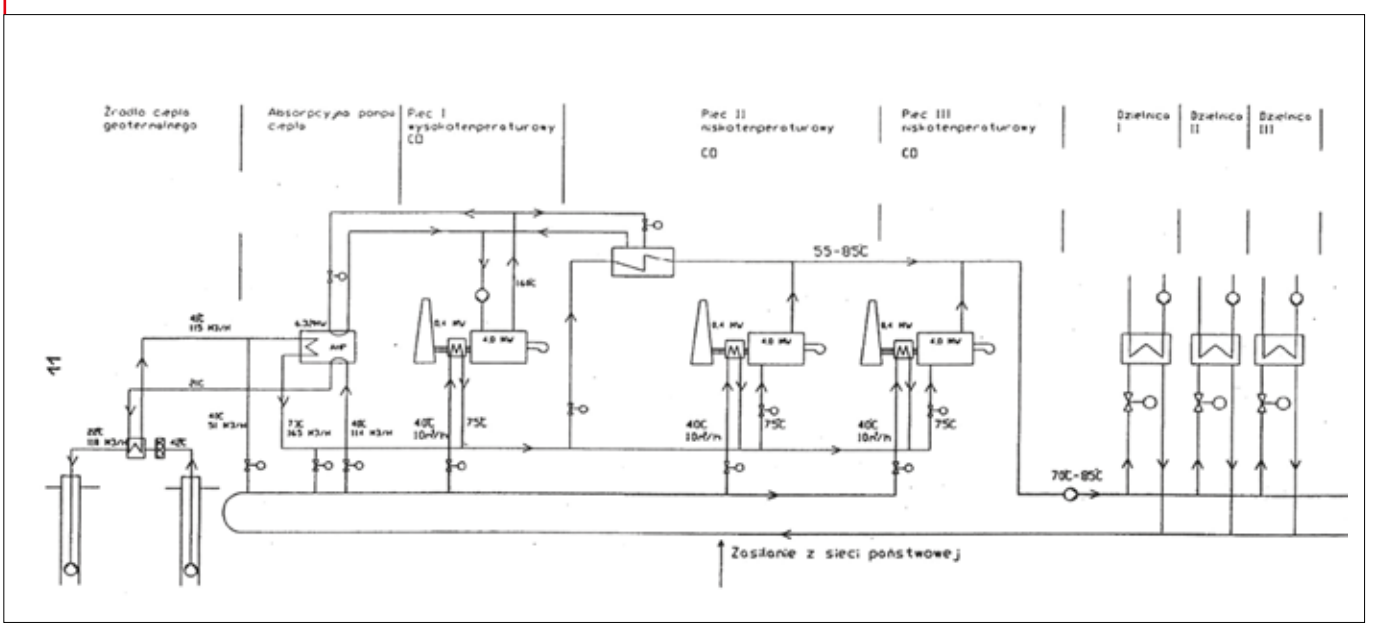
- zastosowanie absorpcyjnej pompy ciepła; COP = 1,7 - 1,9;
- konieczność spalania gazu w kotle gazowym 10 MWt (rys. 2) warunkującym pracę absorpcyjnej pompy ciepła (APCDM);
- koszt jednostkowy wytworzonego ciepła (70,28 zł/GJ);
- koszt inwestycyjny projektu (46,5 mln zł).

Porównanie geotermalnych technologii energetycznych: sprężarkowych i absorpcyjnych pomp ciepła dużej mocy

Aktualnie na świecie stosowane są dwie technologie geotermalne wykorzystujące ciepło Ziemi dla celów energetycznych (ciepło, chłód, energia elektryczna):

- absorpcyjnych pomp ciepła dużej mocy (umownie powyżej 2 MWt, oznaczanych: APC DM;
- sprężarkowych pomp ciepła dużej mocy (umownie powyżej 2 MWt, oznaczanych: SPC DM;

RYS. 2
Koncepcja systemu grzewczego miasta Mszczonów z wykorzystaniem energii wód geotermalnych i absorpcyjnej pompy ciepła (APCDM) według technologii firmy Houe & Olsen (Dania); Wariant W-5 dla „Ciepłownia Geotermalna – Oława" [9]



APC DM dla realizacji procesu technologicznego zasilane są gazem (ziemnym, biogazem, ciepłem odpadowym) – konieczne jest spalanie. SPC DM dla realizacji procesu technologicznego potrzebują energii elektrycznej (z sieci państwowej lub tzw. energii zielonej: elektrownie wiatrowe, wodne, fotowoltaika, inne); proces bez spalania.

Sprawność APC DM, wyrażana współczynnikiem COP (z ang. Coefficient Of Performance) wynosi aktualnie, w zależności od producenta: COP = 1,1-1,9. Tylko grzanie.

Sprawność SPC DM, wyrażana współczynnikiem COP, zawarta jest aktualnie w przedziale COP = 3,0-5,0 (i stale rośnie z uwagi na rozwój nauki, techniki i technologii; falowniki; BAT). Grzanie, chłodzenie, woda lodowa.

Maksymalna temperatura grzania, wynikająca z termodynamiki i procesu technologicznego APC DM wynosi 60-65°C, natomiast maksymalna temperatura grzania, SPC DM to aktualnie (dla stosowanych czynników termodynamicznych) 60-95°C.

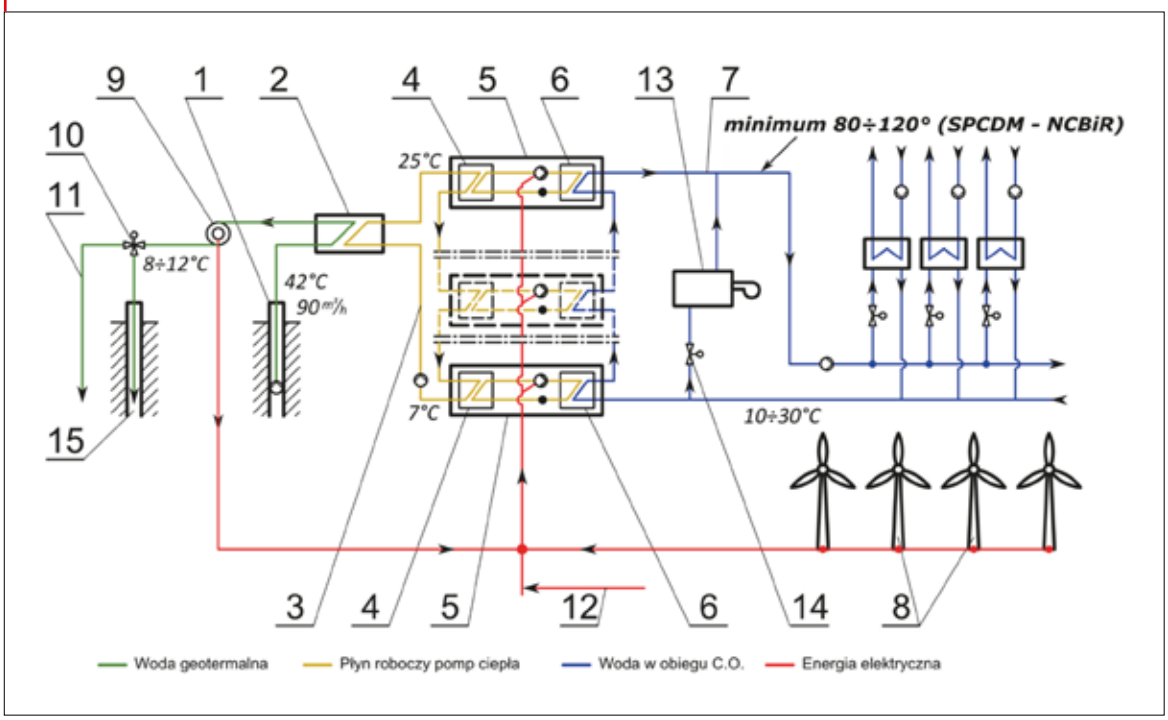
Nowe czynniki termodynamiczne z grupy HFO pozwalają uzyskać wiodącym producentom temperaturę grzania do 120°C („jutro" do 140°C; polski patent PL229331 z roku 2018).

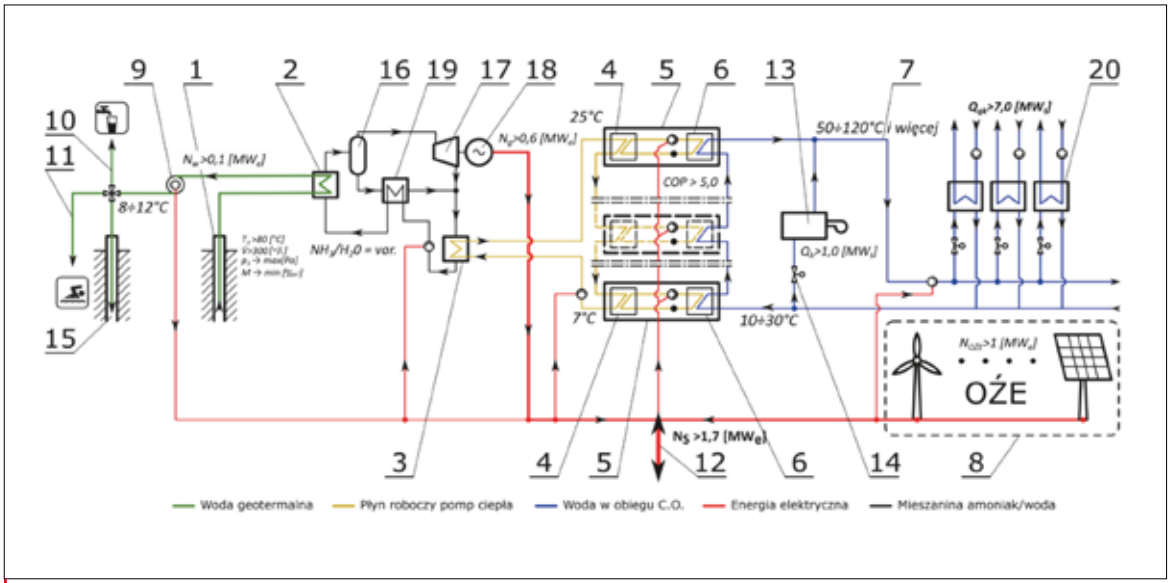
W realizacji Rządowego Programu Strategicznego „Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce" (str. 251, SOR z dn. 14.02.2017 r., Uchwała Rady Ministrów), stosując APCDM naruszane są następujące przepisy prawa unijnego i polskiego [18]:

- Dyrektywa CAFE, dotycząca ochrony powietrza – 2008/50/WE.
- Wynikająca z ww. Ustawa antysmogowa i inne instrumenty prawne na rzecz ochrony powietrza w Polsce – z dn. 12.11.2015 r. (Dz. U. z 2015 r., poz. 1593).

RUSZA ODWIERT GEOTERMALNY
4.11.2022 r. To historyczny moment dla miasta. Ruszył odwiert geotermalny
Na zdjęciu (od lewej): prof. Jacek Zimny, przewodniczący PGA, kierownik projektu; prof. Antoni Kalukiewicz – b. dziekan Wydziału Inżynierii Mechanicznej i Robotyki AGH; Tomasz Frischmann – burmistrz Miasta Oława; prof. Mieczysław Struś – Wydział Mechaniczno-Energetyczny Politechniki Wrocławskiej; mgr inż. Marek Gmiterek – prezes zarządu Miejskiego Zakładu Energetyki Cieplnej Oława Sp. z o.o.

RYS. 3
Schemat układu wytwarzania ciepła zasilany z odnawialnych źródeł energii, wg patentu PL186747 (1996)
1 – Otwór eksploatacyjny, 2 – Wymiennik ciepła, 3 – Gałąź wyjściowa wymiennika ciepła, 4 – Parownik SPC, 5 – Sprężarkowa Pompa Ciepła (SPC), 6 – Skraplacze SPC, 7 – Instalacja C.O., 8 – Farma elektrowni wiatrowych, 9 – Hydroelektrownia, 10 – Instalacja wodociągowa, 11 – Kanalizacja, 12 – Państwowa sieć energetyczna, 13 – Gazowy kocioł grzewczy, 14 – Zawór odcinający kocioł grzewczy, 15 – Otwór zatłaczający





RYS. 4
Schemat układu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zasilany z odnawialnych źródeł energii, wg patentu PL229331 2017; wariant Kalina [17]
1 – Otwór eksploatacyjny, 2 – Parownik układu Kaliny, 3 – Skraplacz układu Kaliny, 4 – Parowniki SPC, 5 – Sprężarkowa Pompa Ciepła (SPC), 6 – Skraplacze SPC, 7 – Instalacja C.O., 8 – Technologie energetyczne OŹE (energia elektryczna), proekologiczne biopaliwowe silniki cieplne, 9 – Hydroelektrownia, 10 – Instalacja wodociągowa, 11 – Balneologia/rekreacja/sport, 12 – Państwowa sieć energetyczna – producent/konsument energii elektrycznej , 13 – Kocioł grzewczy (konwencjonalny / ekologiczny), 14 – Zawór odcinający kocioł grzewczy, 15 – Otwór zatłaczający, 16 – Separator fazy gazowej, 17 – Turbina parowa, 18 – Generator elektryczny, 19 – Przegrzewacz fazy ciekłej, 20 – Lokalna sieć ciepłownicza

- Najlepsze dostępne techniki – BAT (z ang. Best Available Technique), zdefiniowane w Art. 2, pkt 11 Dyrektywy Rady 96/01/WE z dn. 24.09.1996 r., dotyczące zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniu środowiska i ich kontroli.
- Przedmiotowa dyrektywa BAT została zaimplementowana w całości w Polsce przez Ustawę z dn. 27.04.2001 r. Prawo Ochrony Środowiska (Dz. U. z 2008 r., Nr 25, poz. 150 ze zm.).
- Dyrektywa ErP (z ang. E*nergy related Products*), 2009/125/WE obowiązująca od dnia 26.09.2015 r., zmieniająca dyrektywę 2005/32/WE tzw. EuP (z ang. Energy using Products) – dot. efektywności energetycznej maszyn i urządzeń stosowanych w sektorach usług i przemysłu, zmierzającej do przyjętego w UE programu oszczędności energii, zmniejszenia emisji gazów cieplarnianych i poprawie efektywności energetycznej w gospodarce narodowej. Dyrektywa ta wprowadza obligatoryjnie wymóg: oceny maszyn, urządzeń i systemów energetycznych oraz oznakowania energetycznego tychże – obowiązując z dn. 26.09.2015 r. Pierwotnie były to klasy energetyczne: A, B, C, D, E, F, G; aktualnie: A+++, A++, A+, A; B, C, D, E.

W świetle aktualnych przepisów, analizowane APCDM i SPCDM przynależą do następujących klas:

- SPC DM – klasa: A do A+++ (w zależności od zasilania rodzajem energii elektrycznej, BAT);
- APC DM – klasa: B (ze spalaniem biogazu, biomasy, ciepło odpadowe);
- APC DM - klasa: C (ze spalania gazu ziemnego, węglowodory).

Wniosek końcowy

W świetle przedstawionych dokumentów i argumentów merytorycznych niedopuszczalne jest preferowanie w Polsce, jak dotychczas, jednej technologii: absorpcyjnych pomp ciepła dużej mocy (APCDM) [18].

Sprężarkowe pompy ciepła dużej mocy (SPCDM) są stosowane w świecie i UE od ponad 40 lat i wyparły na tamtejszym rynku całkowicie APCDM.

Podziękowania

Autorzy dziękują ogólnopolskiemu Stowarzyszeniu Polskiej Geotermalnej Asocjacji im. prof. J. Sokołowskiego z siedzibą w AGH Kraków i Miejskiemu Zakładowi Energetyki Cieplnej Oława Sp. z o.o. za udostępnienie własnych danych i informacji niezbędnych dla opracowania publikacji.

Przypisy

1 https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_wegla_pgg/
2 https://www.wnp.pl/gornictwo/notowania/ceny_wegla_pgg/
3 https://biznesalert.pl/emisje-co2-ceny-2019-prognoza/
4 PIGEOR – Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej – www.pigeor.pl

Literatura

[1] Notatka służbowa – porozumienie między NFOŚiGW Warszawa, a WIMiR AGH i PGA Kraków z dnia 17.02.2016 r.
[2] Dyrektywa CAFE, dotycząca ochrony powietrza – 2008/50/WE.

[3] Ustawa antysmogowa i inne instrumenty prawne na rzecz ochrony powietrza w Polsce – z dn. 12.11.2015 r. (Dz. U. z 2015 r., poz. 1593).
[4] Najlepsze dostępne techniki – BAT (z ang. Best Available Technique), zdefiniowane w Art. 2, pkt 11 Dyrektywy Rady 96/01/WE z dn. 24.09.1996 r., dotyczące zintegrowanego zapobiegania zanieczyszczeniu środowiska i ich kontroli.
[5] Ustawa z dn. 27.04.2001 r. Prawo Ochrony Środowiska (Dz. U. z 2008 r., Nr 25, poz. 150 ze zm.).
[6] Dyrektywa ErP (z ang. Energy related Products), 2009/125/WE obowiązująca z dnia 26.09.2015 r., zmieniająca Dyrektywę 2005/32/WE tzw. EuP (z ang. Energy using Products).
[7] Umweltpolitik, Geothermie – Energie für die Zukunft, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 2004.
[8] Renewable energies – innovations for the future. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (Federal Ministry for the Environment, Nature Conversation and Nuclear Safety), Berlin, 2006.
[9] Zimny J. - Skojarzona gospodarka energetyczna systemu grzewczego: ciepłownia geotermalna + sprężarkowe pompy ciepła + elektrownie wiatrowe wspomaganego szczytowo gazem. Problemy wykorzystania energii geotermalnej i wiatrowej w Polsce. Seminarium naukowe. Komitet problemów energetyki przy Prezydium PAN, Centrum Podstawowych Problemów Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN, Katedra Energetyki Rolniczej, Wydział Techniki i Energetyki Rolnictwa Akademii Rolniczej w Krakowie, PGA, Kraków - Zakopane, 26-27 maj 1997 r.
[10] Sowiżdżał A. - Geothermal energy resources in Poland - overview of the current state of knowledge. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2018, Tom 82, str. 4020-4027.
[11] Zimny J., Krawczyk J., i inni. Ocena zasobów energetycznych wód geotermalnych wraz z możliwością ich energetycznego wykorzystania w Gminie Oława, Miasto Oława (dz. nr 13/2) © (str. 311) Kraków lipiec 2018 r.
[12] Zimny, J. Krawczyk, J, i inni. Projekt robót geologicznych na wykonanie otworu badawczo-eksploatacyjnego Oława GT-1 dla ujęcia wód geotermalnych w Oławie dla celów energetycznych. str. 80. Kraków, wrzesień 2018 r. (Zatwierdzony: Urząd Marszałkowski Wocław, Koncesja).
[13] Zimny J., Szymiczek J., Szczotka K., Struś M., Kowalski W. - Innowacyjny geotermalny system ciepłowniczy czwartej generacji dla Nowego Tomyśla. ECiZ 3/2023. str. 76-83.
[14] KOBiZE – Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami.
[15] Zimny J., Struś. M., Lech P., Bielik S., 2014. Wytwarzanie energii elektrycznej z zasobów geotermicznych Polski. Akademia Górniczo-Hutnicza – Wydział Inżynierii Mechanicznej i Robotyki, Politechnika Wrocławska – Wydział Mechaniczno-Energetyczny; Szkoła Ochrony i Inżynierii Środowiska AGH; Polska Geotermalna Asocjacja, 2014. s. 232. ISBN 978-83-63318-03-1.
[16] Zimny J., Michalak P., Szczotka K., 2015. Polish heat pump market between 2000 and 2013: European background, current state and development prospects. Elsevier, Renewable and Sustainable Energy Reviews. USA, 2015, Tom 48, str. 791-812.
[17] Patent PL229331, 2017. Schemat układu skojarzonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła, zasilany z odnawialnych źródeł energii; wg patentu wariant Kalina.
[18] Kancelaria prawna JWLP Sp. k.; Kraków, 2018 – Opinia prawna w sprawie technologii geotermalnych w energetyce. 7 stron. ■

Reklama

WIDOK NA INSTALACJĘ
przygotowania gazu syntezowego. Na centralnym planie Parowy Reforming Gazu Ziemnego – źródło produkcji szarego wodoru i serce wytwórni amoniaku

Fot. ANWIL S.A.

ZIELONY AMONIAK

Marek Kubiak
kierownik Biura Technologicznego, ANWIL S.A.

Zielony amoniak może odegrać bardzo ważną rolę w tym, co wydaje się być nieuniknione, czyli w transformacji energetycznej. Droga do jego produkcji nie jest prosta, jednak z pewnością warto nią podążać by osiągnąć zdolności produkcyjne w Polsce.

Amoniak jest substancją, która była znana już w starożytności, a jej nazwa pochodzi od imienia starożytnego boga Amona, lecz dopiero odkrycie metody przemysłowej syntezy nadało amoniakowi istotne znaczenie dla ludzkości.

Thomas Hager, słynny amerykański pisarz literatury popularno-naukowej, nagrodzony m.in. przez American Chemical Society's czy National Academies Communication oraz dziennikarz publikujący m.in. w takich tytułach jak „Wall Street Journal" oraz „Time", dokładnie tymi słowy w swoim bestselerze pt. „Alchemia powietrza" skategoryzował odkrycie przemysłowej metody syntezy amoniaku Habera-Boscha:

Fritz Haber and Carl Bosch „invented a way to turn air into bread... Their work stands, I believe, as the most important discovery ever made."

„The Alchemy of Air" – T. Hager

Wodór (H_2) + Azot (N_2) → Metoda Habera-Bosch'a → Amoniak (NH_3)

Odkrycie metody miało miejsce 100 lat temu, było efektem współpracy fizykochemika Fritza Habera oraz inżyniera chemii Carla Boscha i zrewolucjonizowało produkcję amoniaku – ponieważ była wielokrotnie mniej energochłonna od wcześniejszej metody cyjanoamidowej pochłaniającej ponad 200 GJ/t amoniaku. Odkrycie to przyniosło odkrywcom Nagrodę Nobla i stałe miejsce w panteonie nauki, nie wspominając o olbrzymiej fortunie finansowej. Natomiast, co ważniejsze, ludzkości dało możliwość ogromnego rozwoju określonego mianem eksplozji demograficznej (szacuje się, że połowa ludności na naszym globie ma zapewnione bezpieczeństwo żywnościowe, dzięki właśnie amoniakowi). Dziś ponad 90% światowej produkcji amoniaku jest produktem syntezy metodą Habera-Boscha.

Biorąc powyższe pod uwagę – opinia Thomasa Hagera nt. wagi odkrycia Habera-Boscha wydaje się być obiektywnie uzasadniona.

Produkcja amoniaku

Roczna produkcja amoniaku wynosi ponad 200 mln ton, co czyni go jednym z syntetycznych chemikaliów produkowanych na świecie w największej skali. Zdecydowana większość jest wykorzystywana do produkcji mineralnych nawozów azotowych, które spośród wszystkich nawozów mineralnych mają największe znaczenie gospodarczo-żywnościowe, wpływając w największym stopniu na plonowanie oraz wzrost masy zielonej większości roślin.

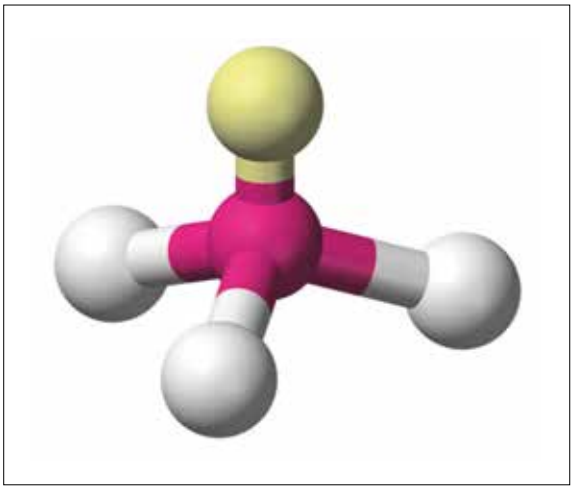
W związku z powyższym amoniak to najważniejsza cząsteczka, zaraz po wodzie, dla plonowania roślin na świecie, a tym samym najważniejsza cząsteczka, po wodzie, dla bezpieczeństwa żywnościowego na świecie.

Amoniak i ANWIL

W ANWILU na wytwarzaniu wodoru i syntetyzowaniu amoniaku można powiedzieć, że „zjedliśmy zęby", ponieważ zajmujemy się tym od samego początku istnienia naszej organizacji, czyli prawie 60 lat. W tym czasie z amoniaku wyprodukowanego we Włocławku powstało 33 mln ton mineralnych nawozów azotowych, a energochłonność produkcji, dzięki wysiłkom naszych inżynierów, obniżono z 44 GJ/t na 33 GJ/t.

Zielona przyszłość amoniaku jako ważnego elementu transformacji energetycznej

Zielony amoniak, czyli amoniak pozyskany w procesie, któremu nie towarzyszy emisja gazu cieplarnianego w postaci dwutlenku węgla, ma potencjał do odegrania ważnej roli w tym, co wydaje się dzisiaj być nieuniknione – transformacji energetycznej. Droga do produkcji zielonego amoniaku w Polsce z pewnością nie jest łatwa, ale przy racjonalnym podejściu do dostępnych sił i środków z pewnością możliwa i na pewno warto ten wysiłek podjąć, ponieważ zielony amoniak ma przed sobą wielką przyszłość i doniosłą rolę do odegrania w nowoczesnej, zrównoważonej gospodarce.



RYS. 1
Grafika prezentuje tetraedryczną strukturę cząsteczki amoniaku: 1 atom azotu (kolor różowy), 3 atomy wodoru (kolor biały) i wolna para elektronowa (kolorem żółtym)

Zielony amoniak ze względu na jego „gęstość energetyczną" stanowić może relatywnie konkurencyjny pod względem zarówno kosztów, jak i szeroko pojętego bezpieczeństwa, magazyn „czystej" energii oraz nośnik do jej wielkoskalowego, transkontynentalnego przemieszczania na potrzeby sektorów energii i paliw w ujęciu globalnym. Również bezpośrednie jego wykorzystanie jest bardzo poważnie analizowane szczególnie jako zero- i/lub niskoemisyjna alternatywa w stosunku do paliw kopalnych dla sektora morskiego czy też dekarbonizacja częściowa sektora konwencjonalnej energetyki bazującej na węglu kamiennym dzięki technologii współspalania węgla z „zielonym" amoniakiem.

Powyższa perspektywa zupełnie nowych zastosowań amoniaku w wersji „zielonej" jako „czystego"paliwa dla transportu morskiego, magazynów zielonego wodoru, optymalnego nośnika do wielkoskalowego transkontynentalnego przemieszczania „czystej" energii czy też środka przejściowego w drodze częściowej dekarbonizacji sektora energetyki opierającej się na węglu kamiennym, oznacza jedno – w ciągu najbliższych 30 lat nastąpi prawdopodobnie spektakularny rozwój rynku amoniaku w wersji zielonej na niespotykaną dotąd skalę.

Projekt HySTrAm

ANWIL chce być liderem transformacji energetycznej w aspekcie zielonego amoniaku w Polsce. W tym celu realizujemy studia wykonalności, prowadzone ze światowymi liderami w sektorze technologii zielonego amoniaku oraz angażujemy się w projekty B+R w zakresie innowacji na tym polu. Jednym z takich projektów, o którym możemy dziś wspomnieć, jest HySTrAm.

Założeniem projektu badawczo-rozwojowego HySTrAm jest opracowanie metod transformacji wodoru w amoniak, mając na uwadze istotny w polityce europejskiej aspekt dekarbonizacji sektora energe-

WSPÓŁCZYNNIK EMISYJNOŚCI ŹRÓDEŁ ENERGII ELEKTRYCZNEJ WYRAŻONY W DWUTLENKU WĘGLA (CO_2) [G/KWH]:

Fot. 123rf

- węgiel – 820,
- słońce – farmy fotowoltaiczne – 48,
- słońce – fotowoltaika na dachach – 42,
- hydroenergetyka – 24,
- morskie farmy wiatrowe – 12,
- energetyka jądrowa – 12,
- lądowe farmy wiatrowe – 11.

Źródło danych: gov.pl - Międzyrządowy Zespół ds. Zmian Klimatu (IPCC)

tycznego. W ramach Ramowego Programu Badań i Innowacji (2021-2027) Horyzont Europa, konsorcjum pozyskało dla projektu HySTrAm 5,7 miliona euro na realizację prac B+R w celu wdrożenia zastosowań zielonego amoniaku w przemyśle niskoemisyjnym oraz przełomowych technologii w obszarze magazynowania wodoru. W najbliższych trzech latach w ramach projektu będą realizowane prace w obrębie poniższych celów:

- opracowanie funkcjonalnych materiałów katalitycznych/sorpcyjnych do syntezy amoniaku;
- opracowanie nowych ultraporowatych materiałów o wysokich możliwościach magazynowania H_2;
- wykonanie lekkiego kompozytowego zbiornika do magazynowania wodoru po adsorpcji fizycznej;
- zaprojektowanie, budowa, optymalizacja i przedstawienie dynamicznie działającego reaktora ze złożem stałym do syntezy amoniaku;
- demonstracja rozwiązania na poziomie TRL5;
- opracowanie uzasadnienia biznesowego.

Nad opracowaniem innowacyjnych rozwiązań w ramach HySTrAm pracować będzie konsorcjum składające się z 16 partnerów, w tym dużych, małych i średnich przedsiębiorstw, a także jednostek badawczo-rozwojowych obejmujące cały europejski łańcuch wartości. Koordynatorem prac jest Uniwersytet w Aalborgu (Dania). Projekt realizowany jest od czerwca 2022 i zakończy się w połowie 2025 r.

Celem głównym wszystkich powyższych działań jest wybór optymalnego wariantu modernizacji aktywów produkcyjnych amoniaku poprzez łączenie szarego, błękitnego i zielonego amoniaku w kierunku osiągnięcia wymaganych poziomów dekarbonizacji i zapewnienia konkurencyjnego surowca do produkcji nawozów mineralnych i nie tylko...

Idealny duet: zielony amoniak i zielony wodór

Zielony amoniak łączy się z zielonym wodorem nie tylko poprzez kolor, ale przede wszystkim poprzez silne synergie technologiczne; właściwie powinienem zatytułować tę część: nierozłączne trio zielony amoniak-wodór i OZE&SMRs (czyli źródła nisko- i bezemisyjnej energii). Nie ma zielonego amoniaku bez zielonego wodoru, a zielonego wodoru nie ma bez źródeł nisko- i/lub bezemisyjnej energii.

Woda (H_2O) + OZE&SMRs → Elektroliza → Wodór „zielony" (H_2) + Tlen (O_2)

Wodór „zielony" (H_2) + Azot (N_2) → Konwersja → Amoniak „zielony" (NH_3)

Amoniak „zielony" (NH_3) → reKonwersja → Wodór „zielony" (H_2) + Azot (N_2)

Wodór „zielony" (H_2) + Tlen (O_2) → 0-/nisko emisyjna en. + woda (H_2O)

Co możemy zyskać oprócz dekarbonizacji, rozwijając czyste źródła en. el.? Zastąpienie gazu ziemnego, na którego import ze względów geologicznych jesteśmy skazani, surowcem o niemal nieograniczonej dostępności, tj. wodzie w połączeniu z czystą, niskoemisyjną energią elektryczną, którą możemy skutecznie i efektywnie pozyskać poprzez hybrydę Small Modular Reactors (SMRs) z odnawialnymi źródłami energii z farm turbin wiatrowych i paneli fotowoltaicznych. Jeżeli uda nam się to zrobić, zabezpieczyć odpowiednie wolumeny „niskoemisyjnej", konkurencyjnej kosztowo energii to reszta jest już relatywnie łatwa, ponieważ we Włocławku, w ANWILU mamy kompetencje, aby zrobić z tego należyty użytek, wytwarzając zielony wodór i zielony amoniak.

Pewnie zastanawiają się Państwo w tym momencie, czy energia jądrowa jest energią „czystą" w ujęciu odziaływania na globalne ocieplenie. Myślę, że dane (patrz ramka) nie pozostawiają w tej materii wątpliwości.

Prof. James Hansen, jeden z najsłynniejszych amerykańskich klimatologów, wiele lat temu, jako prekursor działań na rzecz walki z globalnym ociepleniem, zdefiniował cztery główne kierunki działania, które muszą się zmaterializować, aby ochrona klimatu stała się faktem – jednym z nich jest rozwój energetyki jądrowej we współpracy hybrydowej z OZE.

***

Produkcja amoniaku, jako kluczowego ogniwa kombinatu wielkiej syntezy chemicznej, od ponad pół wieku jest chlubą i jednym z kluczowych elementów działalności ANWILU. Wszystkie powyższe aspekty wynikające z ważnej roli, jaką przed amoniakiem roztacza transformacja energetyczna, powodują ogromną szansę, aby przez co najmniej kolejne pół wieku produkcja amoniaku, ale już zielonego, pozostała chlubą i fundamentem działalności ANWILU. ■

Go light.
Go Boldly™

Oprogramowanie Emerson daje odwagę
do wytwarzania czystej, niezawodnej energii
oraz wzmacnia sieci przesyłowe i dystrybucyjne
na całym świecie.

Emerson.com/pl/WytwarzanieEnergii

EMERSON™

Logo Emerson jest znakiem towarowym i usługowym firmy Emerson Electric Co. ©2023 Emerson Electric Co.

Fot. 123rf

KRZEM
DLA NOWEJ ENERGETYKI

dr Bartosz Bańkowski
dyrektor ds. nowych technologii, PCC Rokita SA

Na czym ma opierać się racjonalna i skuteczna transformacja energetyczna? Jaki model działania powinien przeważać w przemyśle i biznesie? Co przyniesie połączenie wydobycia własnych surowców i ich przetwórstwa z zastosowaniem nowoczesnych technologii produkcji, kluczowych dla energetyki urządzeń? Przeanalizujmy to na podstawie najpospolitszego pierwiastka – krzemu.

Wiemy, że nie wystarczy wyłączyć „atomu" czy przestać wydobywać węgiel, a skupić się wyłącznie na uruchamianiu kolejnych fabryk aut elektrycznych i budowie farm wiatrowych. Chyba że chcemy przyczynić się jeszcze bardziej do degradacji planety, a w najbliższej przyszłości uzależnić od wiodących potęg gospodarczych, głównie na skutek braku własnych źródeł podstawowych surowców i bazowych półproduktów przemysłu chemicznego.

W takiej sytuacji, czy też zagrożeniu, znalazła się Europa, która niejednokrotnie sama mocno ogranicza swój potencjał, blokując wydobycie u siebie cennych surowców i wypychając produkcję chemiczną głównie do Chin. Ostatnie lata pokazały, że w znacznym stopniu byliśmy w stanie przestawić się na alternatywne źródła energii, jednak proces ten przeprowadzony został bez uwzględnienia konsekwencji przyspieszonej rezygnacji z energetyki atomowej i bazującej

na węglu. Sam proces przechodzenia na „zielone" technologie obnażył słabość Unii, Europy w ogóle, w zakresie zapewnienia surowców gwarantujących możliwość wytwarzania urządzeń kluczowych dla nowej energetyki, nowego przemysłu. Mowa oczywiście o zawsze deficytowych metalach, takich jak lit, mangan, kobalt czy nikiel, ale też o surowcach znacznie bardziej pospolitych, w tym jednym z najpospolitszych pierwiastków – krzemie. To samo dotyczy produktów całej gałęzi przemysłu chemicznego zajmującego się wytwarzaniem krytycznych dla nowej energetyki materiałów.

Polityka surowcowa w Europie

Aktualnie w Parlamencie Europejskim trwa debata bezpośrednio pokazująca ułomność polityki surowcowej w Europie. Stało się jasne, że przechodzenie na alternatywne źródła energii wiąże się z koniecznością ułatwienia eksploatacji złóż kluczowych surowców oraz umożliwienie ich chemicznej obróbki, podczas gdy procedury związane z uzyskaniem pozwoleń na tego typu działalność niejednokrotnie dyskwalifikują dane przedsięwzięcie. Wspierane są inwestycje w panele fotowoltaiczne, ale bez jednoczesnego, symetrycznego wsparcia dla upstreamu dostarczającego komponenty do tych paneli. Tym sposobem skazujemy producentów finalnych rozwiązań na surowce spoza Europy, otrzymane niejednokrotnie w warunkach urągających wartościom, jakich wyznawanie Europa deklaruje.

Pocieszającym jest fakt, że problem ten został zauważony również przez część polityków. Podejmowane działania, mające na celu odwrócenie trendu uzależniania się od materiałów spoza Europy, głównie z pretendujących do bycia pierwszym mocarstwem świata Chin, zaczynają przynosić realne efekty. Jest to jednak w dużej mierze oddolna inicjatywa biznesu, który mając świadomość pełnego uzależnienia od azjatyckich materiałów do produkcji baterii, ogniw fotowoltaicznych, elektroniki, wspiera lokalne inicjatywy i organizuje się w konsorcja pozwalające pracować nad kompletnym łańcuchem wartości. Przykładem może być tutaj EIT Raw Materials, czy też jedna z nowszych inicjatyw – European Solar Photovoltaic Industry Alliance.

Alternatywne technologie

Ciekawe jest to, że nie mogąc dzisiaj konkurować z Chinami na polu produkcji np. polikrzemu, zaczynamy wdrażać technologie alternatywne, a dobrym przykładem niech będą choćby prace nad zwiększeniem wydajności technologii wykorzystujących epitaksję, eliminując z produkcji wafli krzemowych szereg energochłonnych i generujących straty procesów jednostkowych. Po raz kolejny może się okazać, że potencjał naukowy daje nam przewagę. Biorąc pod uwagę problemy z surowcami czy też komponentami niezbędnymi do produkcji ogniw fotowoltaicznych, zaczynamy wdrażać znacznie bardziej zaawansowane rozwiązania. Jak efektywne – czas pokaże. W kwestii finalnych komponentów potrafimy stworzyć wartościowe, niejednokrotnie przełomowe rozwiązania. Dobrym i jednocześnie interesującym przykładem może być technologia wytwarzania anod na bazie czystego krzemu, wdrażana przez firmę LeydenJar[1] – rozwiązanie, które może zrewolucjonizować proces produkcji gotowych anod, ale jednocześnie bardzo wymagające technologicznie.

Opierając się na azjatyckich dostawcach polikrzemu czy gotowych waflach krzemowych, bez ułatwienia dostępu do kluczowych surowców, takich jak krzem i całe spektrum jego pochodnych, proces uniezależniania się będzie nieefektywny. I tutaj wracamy do problemu błędnie pojmowanej odpowiedzialności za środowisko naturalne, znów stoimy na rozdrożu: krzem – tak, ale jego energochłonna i przypominająca wytop stali produkcja – już nie.

> Aktualnie Grupa PCC rozważa uruchomienie własnej produkcji chlorokrzemianów – tri- i tetrachlorku krzemu

Odpowiedzialne działanie w zakresie budowy łańcucha wartości wiąże się z racjonalnym działaniem zarówno u podstaw, tam, gdzie mamy do czynienia z wydobyciem i wstępnym przetworzeniem danego surowca, jak i na dalszych etapach przetwarzania, aż do produktu finalnego.

Krzem jest o tyle specyficznym surowcem, że występuje niemal wszędzie, ale jego wytopem i obróbką zajmuje się stosunkowo niewiele przedsiębiorstw, przynajmniej w naszym regionie. Jeszcze mniej firm jest w stanie przetworzyć metalurgiczny krzem w trójchlorek i czterochlorek krzemu czy też silany, bez których to komponentów trudno myśleć o masowej produkcji ogniw fotowoltaicznych, baterii czy nawet światłowodów.

Pokryć zapotrzebowanie na nowe inwestycje

W ostatnim czasie w Europie rozpoczęto szereg inwestycji mających na celu uniezależnienie od Azji i przynajmniej osłabienie jej dominacji. Problemy z dostawami surowców, które nastąpiły na skutek pandemii COVID, po raz pierwszy pokazały, jak niebezpieczne jest takie uzależnienie, pomijając już aspekt rywalizacji największych światowych gospodarek i powolne spychanie Europy na margines.

Najwięksi europejscy potentaci w branży półprzewodników, komponentów do elektroniki siłowej i fotowoltaiki zaczęli ogłaszać kolejne duże inwestycje. Enel pod szyldem 3Sun kończy budowę gigafabryki

PRODUKCJA CHLORO-KRZEMIANÓW to dla PCC kierunek naturalny nie tylko ze względu na dostęp do krzemu, ale również pogłębienie integracji surowcowej i synergii w procesie od wydobycia krzemu do otrzymania finalnych surowców chemicznych, np. do produkcji baterii czy ogniw fotowoltaicznych

Fot. 123rf

nowoczesnych ogniw na Sycylii, ale prawdopodobnie znaczna część zaopatrzenia będzie pochodziła z Chin, przynajmniej w pierwszej fazie pracy wytwórni. Meyer Burger stawia na współpracę z Norwegian Crystals, która to firma w dużej mierze korzysta z krzemu wyprodukowanego w Europie i Ameryce Północnej, ale zdolności ma ograniczone, podczas gdy Meyer Burger planuje osiągnąć w 2023 ok. 1,2 GW mocy produkcyjnych, a docelowo ma to być nawet 5 GW. Wzrost produkcji finalnych elementów rośnie wykładniczo, a komponentów wydaje się nie nadążać – nie mamy dzisiaj takich mocy wytwarzania polikrzemu, żeby pokryć zapotrzebowanie nowych inwestycji.

Wzrasta również produkcja w branży półprzewodników – wystarczy spojrzeć na rozwój Wolfspeed[2], Intel, niemieckiego potentata w branży – firmy Infineon czy też Bosch. Celem jest zwiększenie udziału Europy w globalnym rynku półprzewodników z 10 do 20% na przestrzeni następnych 10 lat.

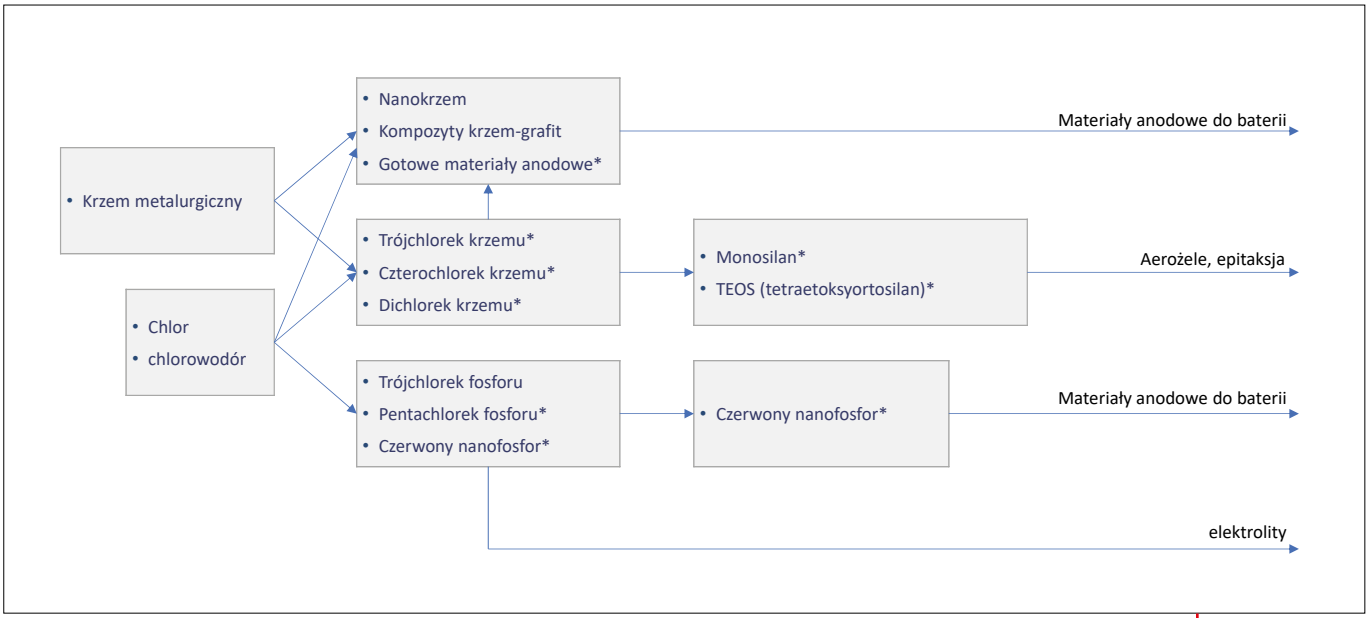
Każdy ze wspomnianych przypadków wygeneruje wzrost zapotrzebowania na polikrzem, chlorokrzemiany, monosilan, węglik krzemu. Na pewno pozytywnym aspektem jest to, że europejskie firmy również rozwijają produkcję określonych półproduktów. Przykładem może być produkcja podłoży do wytwarzania wafli z węglika krzemu, który już dzisiaj jest szeroko wykorzystywany jako zamiennik krzemu w bardzo wymagających aplikacjach. Jest to częściowa integracja i w pewnym zakresie zapewnienie sobie bezpieczeństwa. Natomiast, aby dojść do podłoży SiC, trzeba wyjść z kwarcytu, wytopić krzem, następnie przeprowadzić go w silany i na drodze CVD (chemical vapor deposition) wyprodukować płytkę mogącą stanowić dopiero podłoże do wyprodukowania finalnego wafla na drodze epitaksji. Dzisiaj zarówno płytki SiC, jak i polikrzem czy też gotowe monokryształy musimy importować. Efekt? Szacuje się, że ponad 90% ogniw fotowoltaicznych wytworzonych w Europie zawiera materiał chiński[3]. Uzależnienie w tym zakresie od Chin powoduje, że nie jesteśmy w stanie w pełni wykorzystać potencjału, jaki drzemie w opracowanych w Europie technologiach.

Integracja produkcji na poziomie Europy

W przypadku komponentów do produkcji baterii sytuacja wygląda podobnie, a mowa o bardzo podstawowych substancjach, jak grafit czy elektrolity, które również głównie sprowadzane są spoza Europy. Dlatego tak ważne jest, aby zapewnić pełną integrację produkcji na poziomie europejskim.

Przykładem tego, jak w skali Europy powinien wyglądać rozwój technologii umożliwiających efektywne przejście na zieloną energię, jest model działania Grupy PCC, która już dzisiaj konsekwentnie inwestuje w integrację produkcji – w przypadku PCC opierającej się o krzem oraz chlor i jego pochodne.

Uruchomiona kilka lat temu na Islandii fabryka krzemu metalurgicznego to projekt, który stał się zalążkiem działań podjętych przez koncern w zakresie produkcji kluczowych materiałów wykorzystywanych w produkcji baterii, ogniw fotowoltaicznych, elektroniki siłowej czy półprzewodników. Mowa tutaj zarówno o podstawowych surowcach, takich jak odpowiedniej jakości sproszkowany krzem me-



RYS. 1 Spektrum produktów (z bieżącego i rozwijanego portfela) przeznaczonych dla branży baterii i ogniw fotowoltaicznych

talurgiczny, czy np. materiały anodowe dla baterii litowo-jonowych, ale też chlorosilany. Te ostatnie to substancje o szerokim spektrum aplikacji: począwszy od produkcji światłowodów, poprzez modyfikację powierzchni szkieł wykorzystywanych w produkcji paneli fotowoltaicznych, a kończąc na zastosowaniu w epitaksjalnym wytwarzaniu wafli krzemowych i wafli SiC oraz objętościowego SiC dla elektroniki siłowej.

Niedobór tych materiałów jest dzisiaj główną bolączką europejskich producentów baterii i rozwiązań dla fotowoltaiki. Grupa PCC podeszła do tematu bardzo kompleksowo, rozwijając własne rozwiązania i technologie oraz nawiązując współpracę z kluczowymi jednostkami badawczymi.

Produkcja krzemu i jego pochodnych

Krzem produkowany na Islandii wytwarzany jest w dużej mierze z surowca (kwarcytu) wydobywanego w Polsce i z wykorzystaniem energii pochodzącej w 100% ze źródeł odnawialnych. Trwają również prace nad rezygnacją z węgla jako czynnika redukującego w procesie produkcyjnym, na rzecz węgla drzewnego. Oznacza to, że taka produkcja krzemu będzie miała znacznie niższy ślad węglowy niż ten pochodzący z Azji – będzie jeszcze niższy jak tylko uda się wdrożyć układ odzysku dwutlenku węgla i konwertować go w wartościowe chemikalia. Kolejno podejmowane wyzwania pokazują, że nawet w tak wymagającym procesie jak wytop krzemu jest miejsce na innowacje i ulepszenia.

Aktualnie Grupa PCC rozważa również uruchomienie własnej produkcji chlorokrzemianów – tri- i tetrachlorku krzemu. Prowadzone są prace badawcze, a instalacja pilotażowa pozwala na optymalizację procesu produkcji, w tym na maksymalne wykorzystanie ciepła generowanego w czasie reakcji. Celem jest ułatwienie dostępu do podstawowych pochodnych krzemu tym firmom, które w tej chwili już wdrażają technologie produkcji wafli z krzemu i węglika krzemu z wykorzystaniem epitaksji. Kolejnym krokiem ma być też zapewnienie dostępu do dalszych pochodnych, takich jak monosilan, kluczowy czynnik umożliwiający rozwój nowych generacji materiałów anodowych.

Produkcja chlorokrzemianów to dla PCC kierunek w pewnym stopniu naturalny nie tylko ze względu na dostęp do krzemu. Dzięki PCC Rokita można mówić o pełnej integracji surowcowej, gdyż chlor i chlorowodór tam otrzymywane są nie mniej ważnymi od krzemu surowcami. Sam chlor rzadko rozpatrywany jest jako surowiec istotny dla produktów związanych z branżą baterii, jednak przykład chlorokrzemianów pokazuje, jak bardzo jest on w istocie potrzebny. Natomiast PCC Rokita to też dostawca innych związków na bazie chloru, bez których produkcja baterii byłaby niemożliwa. Mowa tutaj o trójchlorku fosforu, który jest podstawowym surowcem do otrzymywania najpopularniejszego elektrolitu do baterii – heksafluorofosforanu litu ($LiPF_6$).

Uruchomienie kompleksu chlorosilanowego jest zatem krokiem do dalszego pogłębienia integracji i wykorzystania efektu synergii w całym procesie przechodzenia od wydobycia krzemu do otrzymania finalnych surowców chemicznych dla producentów baterii i ogniw fotowoltaicznych (rys. 1).

Taki model działania daje też możliwość wsparcia klientów w zagospodarowaniu zawierających chlor strumieni odpadowych, powstających podczas przetwarzania chlorokrzemianów. Niewątpliwie wdrożenie przez PCC produkcji tych ostatnich, a także dalsze rozszerzenie portfela o monosilan, zabezpieczy surowcowo producentów rozwiązań końcowych i pozwoli im na rozwijanie swoich technologii oraz dalsze inwestowanie w Europie.

FABRYKA KRZEMU
Uruchomiona na Islandii fabryka krzemu metalurgicznego to projekt, który stał się zalążkiem działań podjętych przez PCC w zakresie produkcji kluczowych materiałów wykorzystywanych m.in. w produkcji baterii czy ogniw fotowoltaicznych

Krzem metalurgiczny, chlorokrzemiany, silany to natomiast dla PCC nie koniec aktywności w zakresie prac nad zapewnieniem surowców dla producentów ogniw fotowoltaicznych i baterii. Mając dostęp do doskonałej jakości surowca podjęto prace nad kolejnym istotnym materiałem, a mianowicie nanoproszkami krzemowymi do zastosowań w anodach. Utworzona w tym celu spółka Thorion[4] rozwija technologię produkcji nanoproszków krzemowych i materiałów kompozytowych. A to wszystko we współpracy z Instytutem Frauenhofera oraz Uniwersytetem Duisburg-Essen. Istotą wdrożenia materiałów na bazie krzemu jest znaczące zwiększenie udziału krzemu w materiale anodowym z jednoczesnym zapewnieniem ich kompatybilności z aktualnie stosowanymi na rynku technologiami produkcji baterii. Umożliwia to szybkie wdrożenie rozwiązania do masowej produkcji, znacznie zwiększając wydajność aktualnie oferowanych ogniw. A jest o co walczyć – zastosowanie nanokrzemu w materiałach anodowych do baterii pozwala na zwiększenie ich pojemności o 30%. Aktualnie w Thorion trwają prace nad różnymi formami i typami nanoproszków krzemowych oraz gotowymi anodami, a część prac jest na etapie wdrożenia przemysłowego i testów ogniw w pełnej skali.

***

Jeśli umożliwimy sobie wydobycie surowców i ich wstępne przetwórstwo, zwykle obarczone największą energochłonnością i potencjalnie generujące największe obciążenie dla środowiska, ale za to realizowane w kontrolowanych warunkach i z zastosowaniem odpowiednich technologii odzysku energii, wody, neutralizacji ścieków, i zestawimy to z nowoczesnymi technologiami produkcji ogniw, baterii, elektroniki siłowej, światłowodów, to *de facto* doprowadzimy do realnego w skali globalnej obniżenia emisji do środowiska i zmniejszenia stopnia jego degradacji. A to wyłącznie na skutek rezygnacji z roli bezwolnej marionetki, niemającej realnego wpływu na degradację środowiska na świecie. Marionetki, która własnymi regulacjami ogranicza rozwój przemysłu tylko na swoim własnym podwórku.

Pokazuje to, że dzisiaj w Europie cały przemysł potrzebuje wsparcia i racjonalnego podejścia do regulacji mających na celu ochronę środowiska, ale jest to też aspekt społeczny – należy w społeczeństwie budować świadomość, że tylko wspierając lokalny przemysł gwarantujemy realny wpływ na respektowanie przez przemysł regulacji chroniących środowisko. Docelowo zapewniamy sobie bezpieczny postęp technologiczny w pełnym zakresie – od etapu wydobycia surowców, poprzez przetwórstwo chemiczne, aż do zamontowania gotowego panelu słonecznego na dachu domu jednorodzinnego czy uruchomienia kolejnej elektrowni wiatrowej.

Przypisy

1. LeydenJar secures EU backing in financing of new battery factory - LeydenJar (leyden-jar.com).
2. Nowe technologie. Czipy made in Germany – DW – 01.02.2023.
3. Nadchodzi 5 lat z niedoborami krzemu na rynku! – GLOBENERGIA.
4. PCC Thorion | Silicon Powders for Lithium-Ion Batteries (pcc-thorion.eu). ■

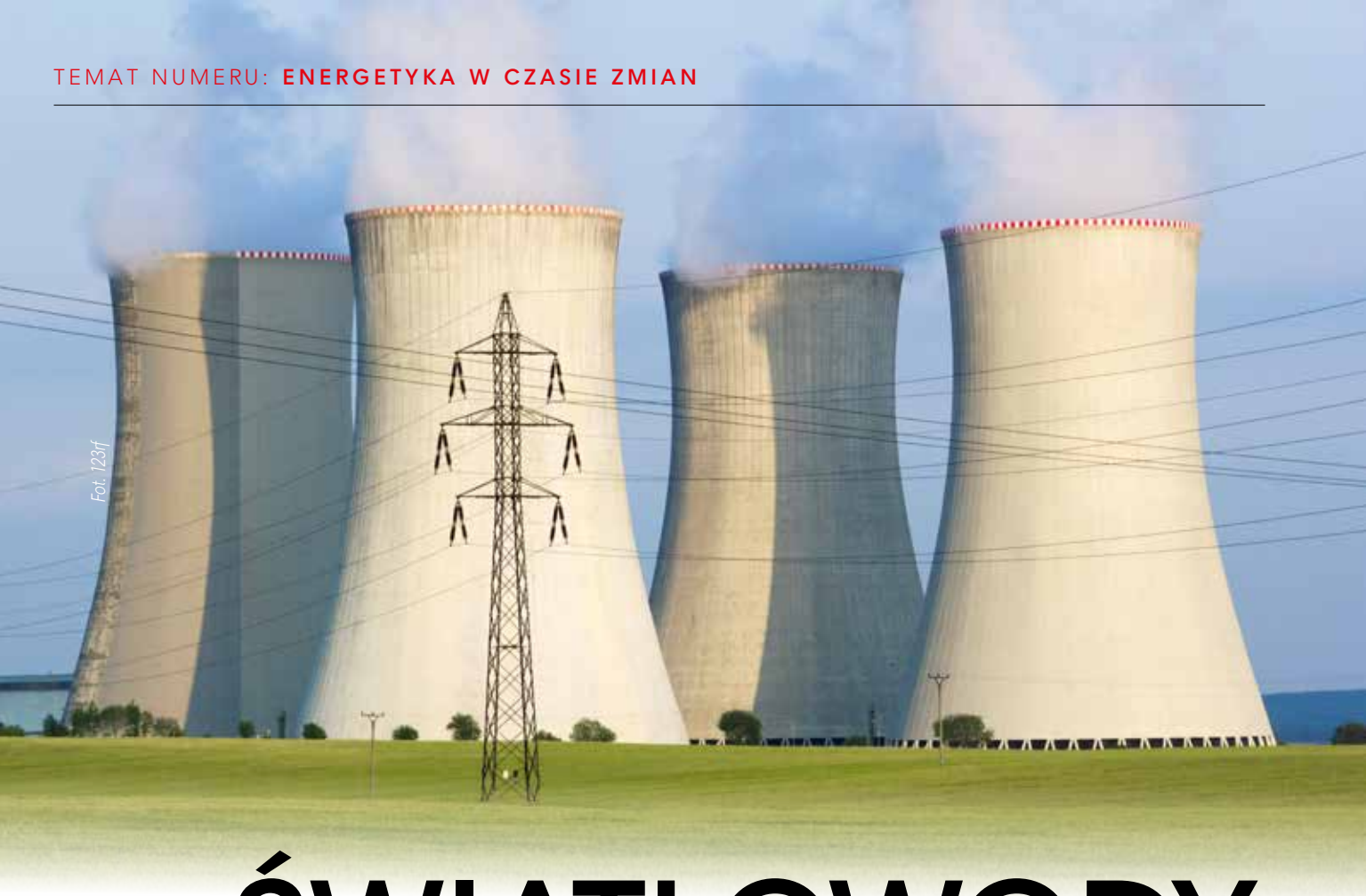
interFOS
światłowód jako ciągły czujnik **pomiarowy**

- Badanie obciążalności kabli energetycznych
- Monitoring zatarcia łożysk wzdłuż taśmociągów
- Lokalizacja wyładowań niezupełnych i wyładowań koronowych
- Monitoring on- line linii napowietrznych: zwis, oblodzenie, siła wiatru
- Detekcja wycieku na rurociągach
- Monitoring konstrukcji
- Ochrona perymetryczna obiektów i instalacji
- Pomiary drgań turbiny

fibrisTerre LIOS TECHNOLOGY LUNA MICRON OPTICS OptaSense® YOKOGAWA

INTERLAB®

www.INTERLAB.pl ▪ TEL.: (+48) 22 840 81 80



Fot. 123rf

ŚWIATŁOWODY
– czujniki dla przemysłu

Wojciech Karaś
INTERLAB sp. z o.o.

W branży energetycznej, z roku na rok, czujniki światłowodowe zyskują coraz większe zastosowanie. Użycie włókna światłowodowego jako czujnika pomiarowego do monitoringu temperatury rolek taśmociągu czy badania obciążalności kabli energetycznych jest już powszechnie znane i stosowane. Pojawiają się jednak coraz nowsze aplikacje. Kilka z nich zaprezentuję w poniższym artykule.

Otoczenie, warunki gospodarcze i coraz bardziej rozwinięta technologia przyczyniają się do używania coraz większej liczby urządzeń elektrycznych w życiu każdego z nas. Tym samym wymagane jest zwiększanie niezawodności sieci energetycznych. Skutecznym środkiem do jej zapewnienia są analizy w oparciu o zbudowany model, a tu największym wyzwaniem jest jego skala i złożoność. Jak zatem zbudować model, który będzie swobodnie skalowalny, jednocześnie uwzględniając złożoność procesu i liczbę zmiennych warunków zewnętrznych? Odpowiedzią jest zastosowanie światłowodowych technik pomiarowych. W układzie, gdzie sam światłowód staje się czujnikiem pomiarowym. Nowe technologie wprowadzają nowe możliwości, a niezawodność stała się już koniecznością.

Monitorowanie sieci energetycznych polega na monitorowaniu dwóch zadań:

RYS. 1 Wykorzystanie istniejącego kabla OPGW do monitoringu sieci energetycznych

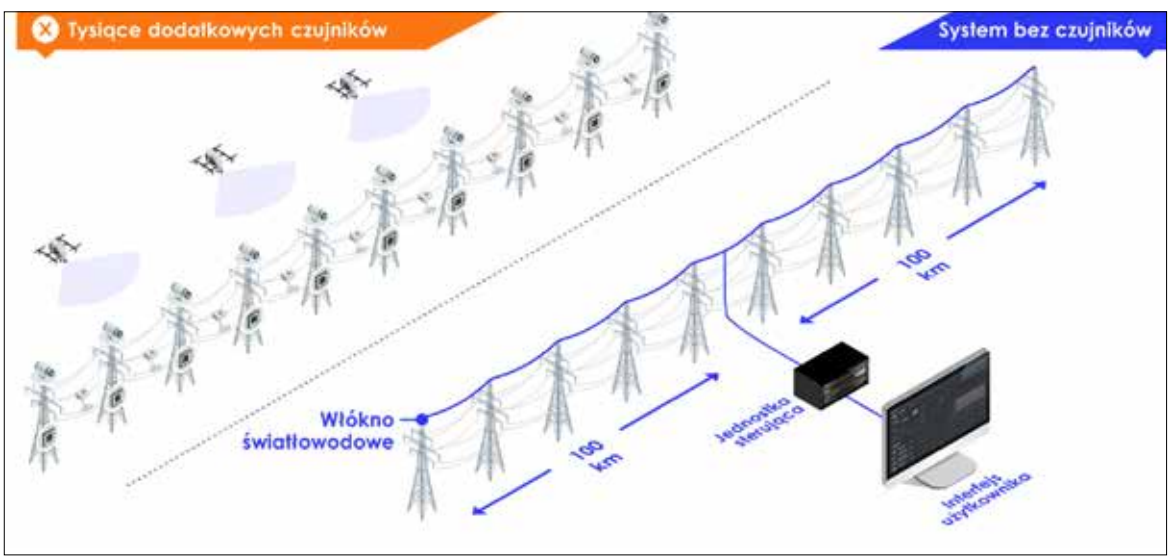
- dystrybucja, czyli monitorowanie na dużych odległościach,
- pomiary ciągłe, czyli monitorowanie zdarzeń oraz pomiary długotrwałych trendów.

Nawet Bill Gates na swoim blogu zwrócił uwagę na znaczenie transmisji energii w procesie zmian klimatycznych. Według niego innowacje w sieciach przesyłowych są bardzo pomocne. Technologie poprawiające jakość sieci, takie jak dynamiczne zmiany parametrów znamionowych linii, sterowanie przepływem mocy i optymalizacja topologii, zwiększają wydajność istniejącego systemu.

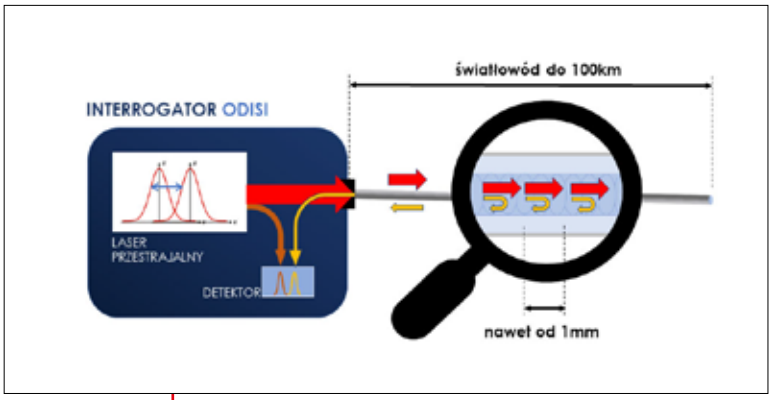
Technologie światłowodowe pozwalają na uniknięcie pożarów podobnych do tego z północnej Kalifornii. W wyniku pożaru 99-letniej wieży, którego źródłem był zerwany przewód pod napięciem, miasto Paradise spłonęło w 4 godziny, zginęły 84 osoby, spalonych zostało 620 km^2 terenu, a firma PG&E zgłosiła wniosek o ochronę przed upadłością. Tragedii można było uniknąć wykorzystując istniejące włókno światłowodowe, które znajduje się w kablach OPGW. Nie jest konieczne układanie dedykowanych światłowodów. Wystarczy wykorzystać już istniejącą infrastrukturę.

> W wyniku pożaru 99-letniej wieży, którego źródłem był zerwany przewód pod napięciem, miasto Paradise spłonęło w 4 godziny, zginęły 84 osoby, spalonych zostało 620 km^2 terenu, a firma PG&E zgłosiła wniosek o ochronę przed upadłością

W dotychczasowych rozwiązaniach stosuje się setki jak nie tysiące różnego rodzaju czujników. Rejestratory zwarć w podstacjach, stacje pogodowe, czujniki linii przewodzącej, czujniki bezkontaktowe, kamery,



RYS. 2 Skalowanie systemu bazującego na światłowodzie



RYS. 3 Interrogator do czujników światłowodowych posiada wbudowany laser

patrole naziemne oraz drony i helikoptery służące do obserwacji niestety nie są skalowalne. Chcąc rozbudować sieć, użytkownika czekają wysokie koszty, pracochłonne wdrożenie, a niestety częstotliwość monitorowania dalej pozostaje na niskim poziomie. Wszystkie z wymienionych czujników mogą zostać zastąpione jednym rozwiązaniem pozwalającym monitorować sieć na odcinku nawet 200 km. Czujnikiem jest światłowód i tak już zainstalowany w kablu.

Używając istniejącego kabla OPGW, światłowód staje się bardzo czułym elementem pomiarowym, który wystarczy podłączyć do urządzenia zwanego interrogatorem. Sam interrogator to urządzenie zawierające nadajnik (źródło światła jakim jest laser) oraz odbiornik (ultraczuły detektor promieniowania laserowego). W detektorze analizowany jest sygnał rozproszony i odbity we włóknie światłowodowym. Analizując amplitudę i przesunięcie fazowe wracającego sygnału, można określić wielkości fizyczne, jakie działały na światłowód na całej jego długości. Na podstawie czasu przelotu określimy dokładną lokalizację zarejestrowanego zjawiska fizycznego.

Opisane rozwiązanie ma zastosowanie zarówno dla linii napowietrznych, jak i zakopanych. Dla kabli podziemnych oprócz pomiaru obciążalności sieci w oparciu o model cieplny (RTTR) w czasie rzeczywistym, lokalizujemy awarię ze wskazaniem miejsca, eliminujemy potencjalne awarie dzięki działaniom predykcyjnym oraz chronimy kable przed osobami trzecimi, zanim dojdzie do uszkodzenia samego kabla. Dodatkowym wskazaniem jest lokalizacja wyładowań niezupełnych.

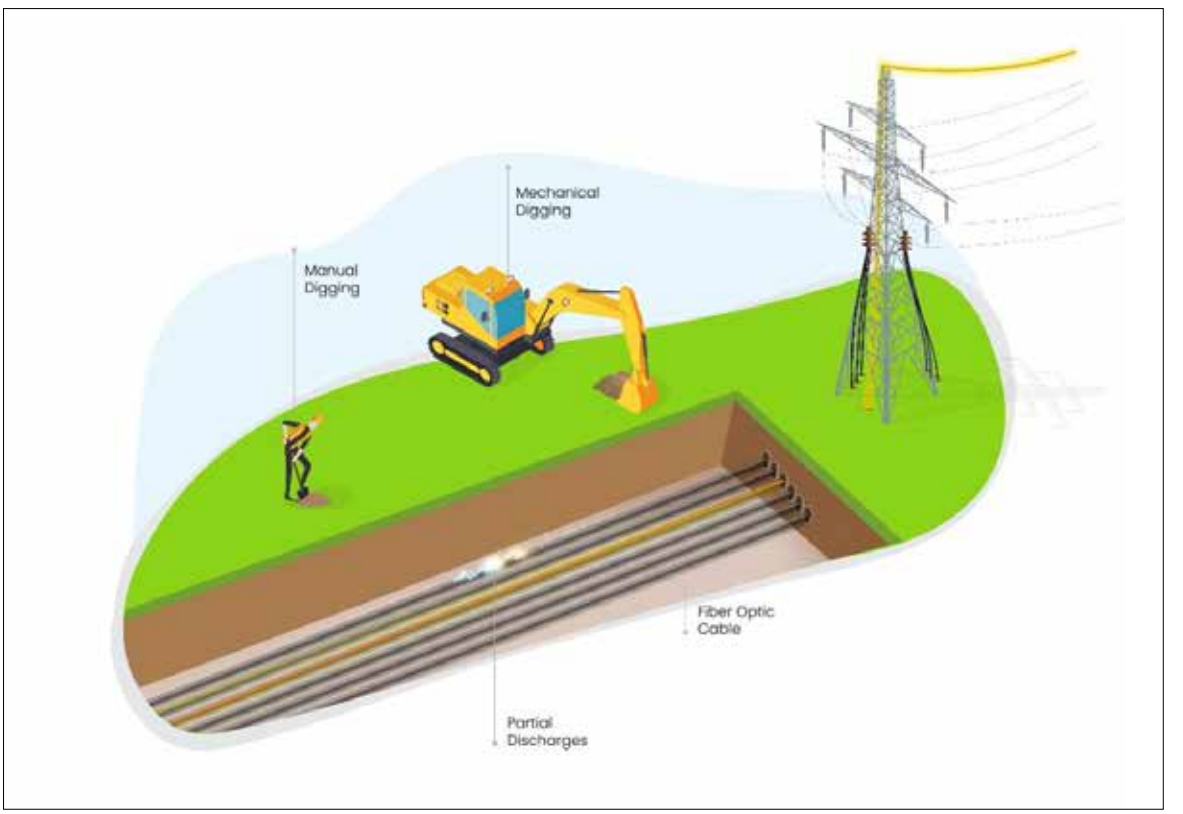
Dla sieci napowietrznych zastosowań jest jeszcze więcej. Wszystkie z podaniem dokładnej lokalizacji, w czasie rzeczywistym:

- wykrywanie wyładowań niezupełnych i koronowych,
- ostrzeżenia przed pożarem, silnym wiatrem, skutkami burz i oblodzeniem,
- pomiar zwisu,
- wykrywanie intruzów (wejście na wieżę, ochrona perymetryczna podstacji),
- wykrywanie zwarć i rozbłysków.

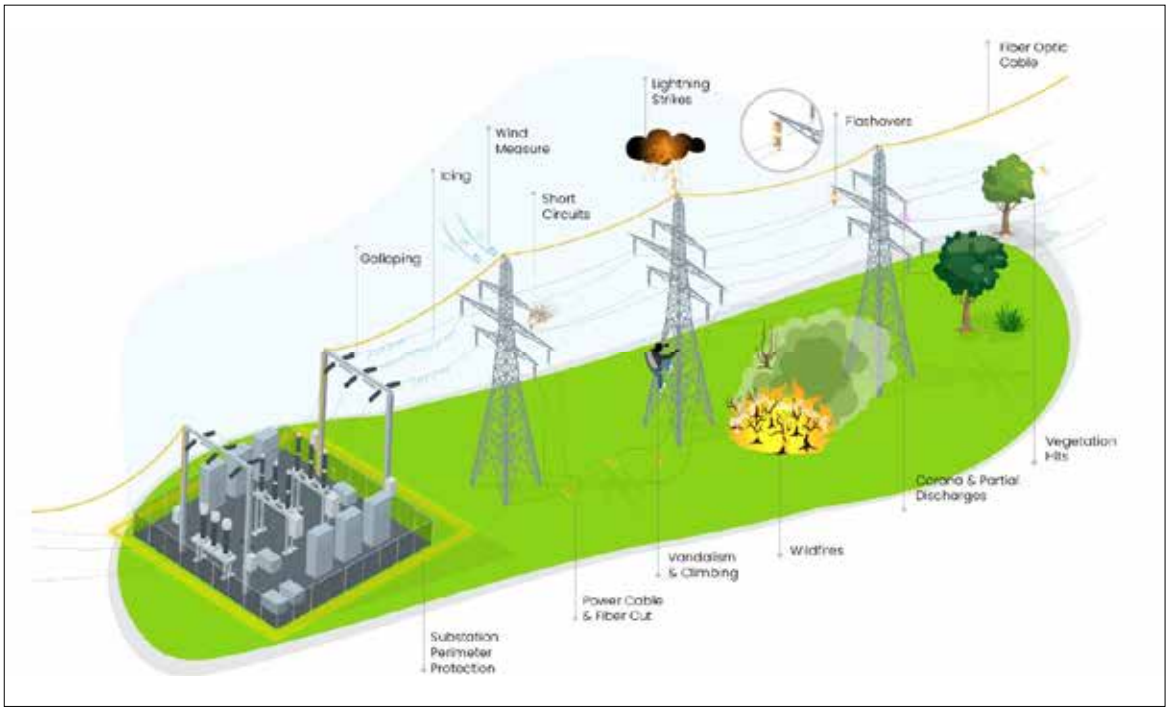
Ochrona perymetryczna

Największą zaletą systemu jest zapobieganie poprzez wykrycie zdarzenia jeszcze przed dewastacją. Zanim intruz dokopie się do kabli energetycznych, już będziemy „słyszeć” próbę. Ciężki sprzęt typu cię-

RYS. 4 Zastosowania dla linii zakopanych



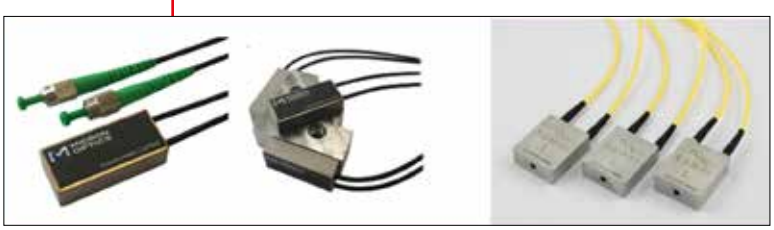
RYS. 5
Zastosowania dla linii napowietrznych



RYS. 6
Detekcja zdarzeń wzdłuż infrastruktury. Schemat wykrywania potencjalnych zdarzeń, zanim dojdzie do dewastacji

żarówka czy koparka można wykryć z kilkunastu metrów, a ludzkie kroki z kilku. System nie tylko wykrywa próbę dewastacji, ale również określa, co jest źródłem alarmu. Potrafi odróżnić kopanie łopatą od koparki, ludzkie kroki od kroków dzikich zwierząt, samochód od pociągu. Równie szybko zobaczymy niepowołane wtargnięcia: czy to w formie uszkodzeń ogrodzenia, podkopu czy próby przeskoczenia. System akustyczny bazujący na światłowodzie możemy zintegrować z systemem kamer i ochrony. Oczywiście bardzo istotną kwestią jest umiejscowienie światłowodu i tu konieczna staje się konsultacja z dostawcą systemu.

RYS. 7
Czujniki pomiaru drgań



Pomiary drgań i przyspieszenia

Światłowody są wykorzystywane również w dedykowanych, punktowych czujnikach pomiarowych. Jednym z zastosowań są czujniki do pomiaru drgań i przyspieszenia elementów wirujących. Używa się ich do monitorowania turbin, wentylatorów, pomp. Po odpowiedniej obróbce sygnału dostajemy, w formie ostrzeżeń lub alarmów, przyczynę zmiany drgań. Określamy, czy zaciera się łożysko, czy elementy nie pracują osiowo, wykrywamy „bicie" w osi. Czujnikiem jest kawałek światłowodu, więc system odporny jest na zakłócenia elektromagnetyczne, m.in. od kabli energetycznych układanych w tych samych korytach. Odporny jest także na pojawiającą się okresowo wilgoć. Czujniki można stosować w strefach zagrożonych wybuchem – czujnik jest elementem pasywnym, nie wymaga użycia separatorów, nie zawiera żadnej elektroniki, a moc optyczna jest niższa niż 150 mW. ■

Fot. 123rf

ADAPTACJA DO ZMIAN KLIMATU W TAKSONOMII UE

dr Magdalena Skrzyńska, Patrycja Żupa-Marczuk
„Energopomiar" Sp. z o.o.

Taksonomia to mechanizm – niezwykle ważny dla raportowania ESG, który pozwala ustalić, czy dana działalność gospodarcza jest zrównoważona środowiskowo. Został wprowadzony Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady UE 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 roku w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje. Artykuł ma na celu przybliżenie wybranych aspektów związanych z adaptacją do zmian klimatu w świetle unijnej Taksonomii.

Istotny wkład w łagodzenie i adaptację do zmian klimatu

Łagodzenie zmian klimatu w rozumieniu Taksonomii to proces polegający na utrzymaniu wzrostu średniej temperatury na świecie poniżej 2°C i dążeniu do ograniczenia wzrostu temperatury do 1,5°C powyżej poziomu sprzed epoki przemysłowej. Działalność gospodarcza, która prowadzi do realizacji celu środowiskowego polegającego na łagodzeniu zmian klimatu, powinna wnosić istotny wkład w ustabilizowanie emisji gazów cieplarnianych poprzez niedopuszczanie do powstania emisji, ograniczanie ich lub zwiększanie pochłaniania gazów cieplarnianych. Dlatego też Taksonomia koncentruje się w pierwszej kolejności na działalnościach gospodarczych, które mają największy potencjał osiągnięcia tych celów na przykład poprzez: wytwarzanie, przechowywanie, przekazywanie lub wykorzystywanie energii ze źródeł odnawialnych, poprawę efektywności energetycznej, przejście na wykorzystywanie materiałów odnawialnych ze zrównoważonych źródeł, wychwytywanie, utylizację lub składowanie CO_2 (tzw. CCU i CCS), rozwój pochłaniaczy CO_2, rozwój infrastruktury energetycznej wymaganej do obniżenia emisyjności systemów energetycznych, produkowanie czystych i wydajnych paliw ze źródeł

odnawialnych lub neutralnych pod względem emisji CO_2, a także działanie wspomagające.

Z kolei adaptacja do zmian klimatu oznacza proces przystosowywania się do rzeczywistych i oczekiwanych zmian klimatu, a w konsekwencji ich skutków. Rozwiązania adaptacyjne należy opracować przy uwzględnieniu wiarygodnych i dostępnych scenariuszy emisyjnych i klimatycznych, aby zminimalizować zidentyfikowane zagrożenia klimatyczne dla określonej działalności, takie jak np. pożary, burze lub susze.

Adaptacja do zmian klimatu w świetle zasady DNSH

Kryteria DNSH w zakresie adaptacji do zmian klimatu obejmują część kryteriów merytorycznych, jakie postawione są w zakresie istotnego wkładu w adaptację do zmian klimatu. Oznacza to, że w celu sprawdzenia zasady DNSH należy przeprowadzić ocenę ryzyka i podatności na zagrożenie, aby określić rozwiązania adaptacyjne. Natomiast punktem wyjścia jest analiza ryzyka i podatności na to ryzyko. Zatem pierwszy krok to zidentyfikowanie istotnych zagrożeń klimatycznych i wielkości ich oddziaływania na daną działalność, a następnie określenie prawdopodobieństwa wystąpienia zjawisk klimatycznych stanowiących największe zagrożenie. Po dokonaniu oceny wielkości oddziaływania i prawdopodobieństwa wystąpienia każdego zjawiska będącego zagrożeniem, możliwe jest określenie znaczenia potencjalnego ryzyka przez połączenie tych dwóch czynników.

Ryzyka można przedstawić w formie matrycy w celu wskazania najistotniejszych spośród nich oraz ustalenia tych rodzajów ryzyka, w przypadku których w przyszłości konieczne będzie zastosowanie środków adaptacyjnych.

Należy mieć na uwadze, że oceny ryzyka klimatycznego i podatności na zagrożenia są proporcjonalne do skali i przewidywanego czasu trwania działalności, tj.:

- jeżeli przewidywana działalność będzie krótsza niż 10 lat – ocenę należy wykonać przy użyciu prognoz klimatycznych w najmniejszej odpowiedniej skali;
- jeżeli przewidywana działalność będzie dłuższa niż 10 lat – ocenę trzeba wykonać przy użyciu najwyższych dostępnych prognoz klimatycznych w zakresie przyszłych scenariuszy klimatycznych.

Głębokość oceny ryzyk może być różna, ale musi być jednak na tyle dokładna, aby możliwa stała się identyfikacja fizycznych zagrożeń klimatycznych, które są istotne dla danej działalności. W wyborze podejścia do oceny i samej jej proporcjonalności należy uwzględnić takie czynniki jak wielkość przedsiębiorstwa, rodzaj, skala i kontekst działalności, model biznesowy czy pozycja w łańcuchu dostaw.

Zgodnie z wyjaśnieniami Komisji Europejskiej w ocenie ryzyka klimatycznego i podatności należy podzielić działalność gospodarczą na odrębne, indywidualne obiekty, takie jak zakłady produkcyjne, linie transportowe, sąsiednie budynki administracyjne, dostawcy materiałów krytycznych, ich położenie geograficzne itp.

Natomiast celem samej oceny ryzyka klimatycznego jest zrozumienie, w jaki sposób zagrożenia mogą wpływać na indywidualny obiekt w odniesieniu do ocenianej działalności. Niektóre skutki zagrożeń są oczywiste, na przykład bezpośrednie szkody w zakładach produkcyjnych spowodowane powodzią lub burzami. Ważna jest również świadomość, że nie wszystkie oddziaływania klimatyczne zachodzą w sposób bezpośredni, tylko sukcesywnie wraz z potencjalnymi oddziaływaniami wtórnymi w łańcuchu (tzw. efekty kaskadowe).

Wiarygodne źródła danych

Techniczne kryteria kwalifikacji wskazują, że projekcje klimatu i ocena wpływu mają opierać się na najlepszych praktykach i dostępnych wytycznych, które uwzględniają najnowocześniejszą wiedzę naukową w zakresie analizy narażenia i zagrożenia oraz powiązane metody zgodnie z najnowszymi sprawozdaniami Międzyrządowego Zespołu ds. Zmian Klimatu. Najbardziej wiarygodnym źródłem informacji są raporty IPCC. W piątym raporcie IPCC z 2013 roku przedstawiono cztery możliwe scenariusze emisyjne (tzw. RCP – ang. Representative Concentrations Pathways), określające szacowane wielkości wymuszenia radiacyjnego przez gazy cieplarniane.

GŁÓWNE CELE ŚRODOWISKOWE TAKSONOMII UE TO:

1. Łagodzenie zmian klimatu.
2. Adaptacja do zmian klimatu.
3. Zrównoważone wykorzystywanie i ochrona zasobów wodnych i morskich.
4. Przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym.
5. Zapobieganie zanieczyszczeniu i jego kontrola.
6. Ochrona i odbudowa bioróżnorodności i ekosystemów.

ZGODNOŚĆ Z TAKSONOMIĄ

Działalność gospodarcza jest zgodna z Taksonomią, jeśli równocześnie spełnia następujące kryteria:

1. Wnosi istotny wkład w realizację co najmniej jednego z sześciu celów środowiskowych (tzw. zasada istotnego wkładu).
2. Nie wyrządza poważnych szkód żadnemu z sześciu celów środowiskowych (zasada DNSH – The Do No Significant Harm principle, czyli „nie czyń poważnych szkód").
3. Jest prowadzona zgodnie z minimalnymi gwarancjami (wytyczne OFCD, ONZ).

Dane klimatyczne istotne dla oceny ryzyka klimatycznego są dostępne także m.in. w bazie CORDEX, Europejskiej Agencji Środowiska (EEA; bazujący na modelach: CMIP5 i EURO-CORDEX), European Climate Data Explorer, KLIMADA 2 oraz Atlasie Zmian Klimatu (KNMI Climate Change Atlas). W celu pozyskania regionalnych danych klimatycznych o lepszej rozdzielczości należy zwrócić się do krajowych służb meteorologicznych.

Plan adaptacji do zmian klimatu

Ocena ryzyka klimatycznego i podatności na zagrożenia stanowi podstawę do określenia odpowiednich środków adaptacyjnych, które są przedstawiane jako część planu adaptacyjnego. Środki zawarte w planie powinny były być systematycznie oceniane pod kątem ich przydatności do ograniczenia najważniejszych fizycznych zagrożeń klimatycznych dla działalności, przy jednoczesnym spełnieniu dodatkowych wymogów określonych w akcie delegowanym dotyczącym klimatu. Plan adaptacji powinien zawierać harmonogram wdrażania działań oraz dokumentację działań już zrealizowanych. Środki dostosowawcze należy wdrożyć w przypadku nowych aktywów w momencie ich ukończenia, a w przypadku istniejących aktywów – w ciągu pięciu lat od zidentyfikowania powiązanych zagrożeń klimatycznych, które są istotne dla danej działalności.

> Celem samej oceny ryzyka klimatycznego jest zrozumienie, w jaki sposób zagrożenia mogą wpływać na indywidualny obiekt w odniesieniu do ocenianej działalności

Nie ma jednej metody opracowania oceny ryzyka klimatycznego i podatności na to ryzyko. Natomiast jednym z narzędzi, które może wspomóc całą analizę ryzyk, jest norma PN-EN ISO 14091 (Adaptacja do zmiany klimatu – Wytyczne dotyczące podatności, wpływów i oceny ryzyka). Narzędzie to dostarcza wskazówek dotyczących m.in. opracowywania łańcuchów wpływu, agregowania wskaźników i składników ryzyka lub oceny zdolności adaptacyjnych.

Istotny wkład w adaptację do zmian klimatu

Rozróżnia się trzy rodzaje działalności kwalifikujące się jako wnoszące istotny wkład w adaptację do zmian klimatu:

- działalności dostosowane,
- działalności umożliwiające (wspomagające),
- działalności adaptacyjno-wspomagające.

W zależności od tego, z jaką formą działalności mamy do czynienia, inaczej wyliczane są kluczowe wskaźniki wyników (obrót, CapEx i OpEx). Nieco inne jest również podejście do technicznych kryteriów kwalifikacji (TKK). Dla działalności dostosowanych oraz adaptacyjno-wspomagających TKK dla zasady istotnego wkładu w adaptację do zmian klimatu mają wyższy poziom ambicji i dodają wymóg wdrożenia rozwiązań adaptacyjnych (fizycznych i niefizycznych), które zmniejszają najważniejsze zidentyfikowane ryzyka związane z klimatem istotne dla danej działalności.

Podobnie jak w przypadku zasady DNSH należy wykonać odpowiednią ocenę ryzyka klimatycznego i podatności, które wskażą kierunki adaptacji. Natomiast wdrożone rozwiązania w zakresie adaptacji:

a. nie mogą mieć negatywnego wpływu na działania w zakresie adaptacji ani na poziom odporności na ryzyka fizyczne związane z klimatem innych ludzi, przyrody, dziedzictwa kulturowego, dóbr i innych rodzajów działalności gospodarczej;
b. muszą sprzyjać wykorzystaniu rozwiązań bazujących na zasobach przyrody lub w miarę możliwości polegać na niebieskiej lub zielonej infrastrukturze;
c. mają być spójne z lokalnymi, sektorowymi, regionalnymi lub krajowymi strategiami i planami w zakresie adaptacji;
d. mają być monitorowane i mierzone przy użyciu uprzednio zdefiniowanych wskaźników, a w przypadku niezgodności z tymi wskaźnikami rozważa się podjęcie działań naprawczych;
e. w przypadku gdy wdrożone rozwiązanie ma charakter fizyczny i obejmuje działanie, w odniesieniu do którego określono techniczne kryteria kwalifikacji, rozwiązanie to jest zgodne z technicznym kryterium kwalifikacji dotyczącym nieczynienia poważnych szkód.

***

Taksonomia jest jednym z narzędzi, które wspiera inwestorów i przedsiębiorców w podejmowaniu świadomych decyzji inwestycyjnych w kierunku bardziej zrównoważonych działań gospodarczych. Ustanowienie jasnych kryteriów kwalifikacji jest kluczem do ukierunkowania przepływu kapitałów publicznych i prywatnych w stronę zrównoważonych inwestycji, a wprowadzone przepisy mają na celu zwiększenie ochrony środowiska i klimatu. Taksonomia jest bardzo ważnym krokiem na drodze do osiągnięcia przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 roku, zgodnie z Europejskim Zielonym Ładem.

Jednym z głównych elementów raportowania zagadnień zrównoważonego rozwoju, a przez to pośrednim elementem strategii klimatycznej, jest adaptacja do zmian klimatu. Oznacza ona proces przystosowywania się do rzeczywistych i oczekiwanych zmian klimatu i ich skutków. Natomiast, aby sam proces adaptacji mógł zostać zrealizowany, konieczne jest odpowiednie zarządzanie ryzykiem klimatycznym. ■

wiedza i doświadczenie

EKSPERCKIE USŁUGI DORADCZE, POMIARY I BADANIA NA RZECZ ZRÓWNOWAŻONEGO ROZWOJU

- *Taksonomia UE*
- *Ryzyka klimatyczne*
- *Ślad węglowy*
- *Audyty energetyczne*
- *Plany dekarbonizacji*
- *Pozwolenia środowiskowe*
- *GOZ – doradztwo i badania*
- *Nadzór nad inwestycjami*

„Energopomiar" Sp. z o.o.
ul. gen. J. Sowińskiego 3
44-100 Gliwice

www.energopomiar.com

Fot. EcoGenerator

ECOGENERATOR

Innowacje, partycypacja społeczna i odpowiedzialność ekologiczna po szczecińsku

Joanna Radzięda
Radna Gminy Suchy Las, ekonomistka, doradczyni strategiczna dla samorządów

Pod koniec czerwca Główny Urząd Statystyczny opublikował dane dotyczące ochrony środowiska w Polsce w 2022 roku, wśród których znalazły się informacje z zakresu gospodarki komunalnej. We wspomnianym czasie zebrano łącznie 13,4 mln ton odpadów komunalnych, czyli o blisko 2% mniej niż w 2021 roku. 86,3% stanowiły te, które zostały odebrane z gospodarstw domowych.

Statystyczny Europejczyk produkuje średnio 530 kg odpadów komunalnych (dane za 2021 rok). Oznacza to, że w Polsce nadal wytwarzamy ich zdecydowanie mniej w przeliczeniu na mieszkańca – w 2022 roku było to 355 kg odebranych odpadów komunalnych na osobę. Według GUS 5,361 tys. ton stanowiły odpady odebrane lub zebrane w sposób selektywny. Aż 8 059,3 tysiąca ton były to odpady zmieszane. Dodatkowo, w 2022 roku nie odnotowano zwiększenia procentowego

udziału recyklingu w zagospodarowaniu zebranych odpadów komunalnych.

Wyzwania związane z zagospodarowaniem odpadów komunalnych nie dotyczą wyłącznie osiągania coraz bardziej wyśrubowanych wskaźników recyklingu, ale także znacznego ograniczenia składowania odpadów komunalnych. W latach 2025 - 2029 maksymalny poziom składowania będzie wynosić 30%, następnie do 2034 roku 20% oraz 10% od 2035 roku. W 2022 roku składowanych było ponad 38% zebranych odpadów komunalnych, co oznacza konieczność skorygowania systemu.

Poprawienie sposobu segregacji odpadów u źródła, a następnie dodatkowa segregacja w zakładach z pewnością pozwoli pozytywnie wpłynąć na zmiejszenie strumienia odpadów zmieszanych. Nie ma jednak żadnych wątpliwości, że strumień odpadów resztkowych pozostanie. Tymczasem termiczne przetwarzanie oraz poddanie odpadów procesom fermentacji nie stanowi zagrożenia dla osiągania wskaźników recyklingu, pozwala natomiast domknąć obieg oraz ograniczyć poziom składowania.

Brak negatywnego wpływu

Wpływ spalania na środowisko oraz zdrowie ludzi badany jest w zasadzie od chwili uruchomienia pierwszych instalacji. Dostępne są liczne publikacje naukowe, które wskazują, że negatywne oddziaływanie instalacji na środowisko nie występuje. Porównywano wskaźniki środowiskowe, dane epidemiologiczne oraz wskaźniki zachorowań na nowotwory u osób mieszkających w pobliżu spalarni – nie wykryto żadnych zmian, które uprawniałby stwierdzenie szkodliwości instalacji.

Instalacje termicznego przekształcania odpadów wywołują jednak wiele kontrowersji społecznych, które w dużej mierze wynikają z braku świadomości, jak rygorystyczne warunki środowiskowe muszą spełniać ITPOK. W 2019 roku Komisja Europejska wydała decyzję wykonawczą, która ustanowiła konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik w odniesieniu do spalania odpadów. Regulacja ta dotyczy instalacji termicznego przekształcania odpadów innych niż niebezpieczne, których wydajność przekracza 3 tony na godzinę oraz instalacji do termicznego przekształcania odpadów niebezpiecznych o wydajności powyżej 10 ton dziennie. Oznacza to, że każda z działających w Polsce instalacji podlega nowym, unijnym regulacjom. Termin dostosowania do wymogów upłynie w listopadzie tego roku.

BAT na zanieczyszczenia

Konkluzje BAT to dokumenty wiążące prawnie, stanowiące punkt odniesienia do wymagań określonych w pozwoleniach zintegrowanych instalacji. W praktyce oznacza to, że spalarnie są zobowiązane do stosowania rozwiązań technicznych w całym procesie, które gwarantują właściwy poziom emisji substancji do środowiska.

RYS. 1 Udział poszczególnych procesów, do których skierowano zebrane odpady komunalne *Źródło: opracowanie własne na podstawie danych GUS*

Regulacje zawarte w BAT obejmują: emisję zanieczyszczeń do atmosfery, zrzut ścieków do wód oraz zarządzanie środowiskowe, które dotyczy wszystkich procesów oraz ich monitoringu. Wyznaczone zostały dopuszczalne stężenia zanieczyszczeń spalin, które zaostrzają dotychczas obowiązujące normy określone w rozporządzeniu ministra środowiska. Konkluzje BAT wprowadzają także dodatkowe ograniczenia związane z dopuszczalnym stężeniem amoniaku w spalinach oraz konieczność ciągłego pomiaru stężenia rtęci w spalinach. Kolejną nowością jest określenie dopuszczalnego stężenia pyłu z procesu obróbki żużli i popiołów paleniskowych. Konkluzje BAT zwracają także uwagę na efektywność energetyczną spalarni. Warto zauważyć, że ITPO nie tylko redukują masę odpadów o około 90%, ale pozwalają również na odzysk ciała i energii elektrycznej. Według danych Związku Pracodawców Zakładów Termicznego Przekształcania Odpadów Przemysłowych i Medycznych Na Rzecz Ochrony Zdrowia i Środowiska w Poznaniu w 2021 roku zrzeszone instalacje wyprodukowały 554 627, 7 MWh energii niezależnej od czynników przyrodniczych.

> Szczeciński Zakład Unieszkodliwiania Odpadów jest jedynym w Polsce, który stosuje technologię mokrego oczyszczania spalin

Jednym z argumentów przeciwników powstawania spalarni odpadów jest dążenie do modelu zero waste oraz przeświadczenie, że spalarnie negatywnie wpływają na osiąganie wskaźników recyklingu. Nie-

stety, osiągnięcie 100% zbiórki selektywnej nie jest możliwe, ponadto w procesach recyklingu również powstają odpady, które trzeba zagospodarować. Bazując na danych unijnych oraz krajowych wiemy, że około 30% odpadów komunalnych nie nadaje się do recyklingu, a równocześnie nie ma możliwości zaniechania ich produkcji. Ponadto dane pokazują, że odpady te są wartościowe z punktu widzenia odzysku energetycznego właśnie. Posiadają one właściwości palne, dzięki którym odzysk energii jest możliwy oraz uzasadniony ekonomicznie.

> Średni koszt termicznego przekształcenia odpadów w polskich instalacjach wynosił w 2022 około 250 - 450 zł za tonę

W 2023 roku jako kraj musimy osiągnąć 65% wskaźnik recyklingu, z uwzględnieniem przeróbki biologicznej, oraz ograniczyć składowanie odpadów poniżej 10%. Co zatem zrobić z pozostałą częścią strumienia odpadów komunalnych? Jeśli nie da się ich zrecyklingować, składowanie jest ostatecznością; pozostaje odpowiedź – około 25% strumienia odpadów komunalnych powinno trafić do instalacji termicznego przekształcania. Model gospodarki obiegu zamkniętego dopuszcza odzysk energetyczny z odpadów jako domknięcie obiegu.

W debacie o konieczności budowy nowych ITPOK warto wspomnieć także o aspekcie finansowym. Nie jest tajemnicą, że koszty zagospodarowania odpadów komunalnych z roku na rok rosną. W dużej mierze wynika to z uwarunkowań rynkowych – wolumen odpadów komunalnych zwiększa się, brakuje instalacji, które zgodnie z prawem mogą je przyjąć i przekształcić. W 2022 roku koszt zagospodarowania odpadów komunalnych wahał się w granicach 400-1400 zł za tonę. Średni koszt termicznego przekształcenia odpadów w polskich instalacjach wynosił około 250-450 zł za tonę. Stawki „preferencyjne" dotyczą gmin, które zainwestowały w ITPOK czy zawiązały związki odpadowe lub innego rodzaju porozumienia. Stawka komercyjna dla gminy spoza związku/porozumienia może być oczywiście wyższa. Profesor Grzegorz Wielgosiński w artykule z 2022 roku dla Przeglądu Komunalnego porównał stawkę płaconą przez mieszkańców dwóch podobnie licznych miast: Krakowa i Łodzi. Miasta różni zasadniczy fakt: w Krakowie funkcjonuje spalarnia, w Łodzi – nie. W analizowanym przez profesora okresie stawka za odbiór i zagospodarowanie odpadów w Krakowie była niższa o około 25% w stosunku do stawki łódzkiej.

Kolejnym argumentem przedstawianym na niekorzyść spalarni jest informacja jakoby kraje europejskie zrezygnowały z budowy nowych instalacji oraz zamykały obecnie funkcjonujące. Nie jest to jednak prawda. Niemcy zamierzają utrzymać obecne moce przerobowe na dotychczasowym poziomie do 2040 roku. Faktem jest, że przewiduje się zamknięcie kilku instalacji, które powstały w latach 80 i 90. ubiegłego wieku, jednak równolegle planowana jest budowa nowoczesnych obiektów, jakie zastąpią te zamykane. Szwajcaria oraz Szwecja zadeklarowały utrzymanie wydajności spalarni do 2050 roku. Jedynym krajem, który deklaruje likwidację około jednej trzeciej spalarni odpadów do 2030 roku jest Dania. Zamknięte zostaną najstarsze obiekty, wybudowane przed rokiem 2000. Zmniejszenie mocy przerobowych duńskich spalarni powiązane jest z zakończeniem przetwarzania kalorycznej frakcji odpadów komunalnych przesyłanych z Wielkiej Brytanii, co wynika z brytyjskich planów uzyskania wydajności zaspokajającej własne potrzeby – od kilku lat w Wielkiej Brytanii do użytku oddawane są co roku 1-2 nowe instalacje termicznego przekształcania odpadów. Zresztą w większości krajów europejskich corocznie powstają nowe instalacje – zarówno mniejsze, o wydajności do 30 tysięcy ton rocznie, jak i zdecydowanie większe, powyżej 300 tysięcy ton. Aby kraje Unii Europejskiej były w stanie spełnić założenia gospodarki obiegu zamkniętego, osiągnąć 65% poziom recyklingu oraz zminimalizować składowanie odpadów do 10% strumienia, koniecznym jest zwiększenie łącznej wydajności wszystkich instalacji termicznego przekształcania odpadów w krajach Unii o około 41 mln ton. Dzisiejsza łączna wydajność europejskich spalarni to około 100 mln ton rocznie.

Dobre praktyki po polsku, czyli szczeciński EcoGenerator

W połowie maja miałam przyjemność odwiedzić szczecińską instalację termicznego przekształcania odpadów – EcoGenerator. Co jest w niej tak niezwykłego i co wyróżnia ją na tle pozostałych polskich spalarni? Z mojej perspektywy są to trzy aspekty: technologiczny, społeczny i edukacyjny. Po pierwsze, EcoGenerator korzysta z najbardziej nowoczesnej i efektywnej metody oczyszczania – spalin technologii mokrego oczyszczania. Po drugie, proces wyboru lokalizacji oraz wyśrubowane wskaźniki środowiskowe są konsekwencją porządnie przeprowadzonej partycypacji społecznej, licznych spotkań w ramach Szczecińskiego Forum Odpadowego, wyjazdów edukacyjnych do podobnych instalacji w Polsce i za granicą. Po trzecie, EcoGenerator jest otwarty na mieszkańców, bez problemu można umówić się na zwiedzanie instalacji oraz lekcję poprawnego obchodzenia się z odpadami.

Po pierwsze – technologia, czyli system mokrego oczyszczania spalin

Jak wspomniałam, Szczeciński Zakład Unieszkodliwiania Odpadów jest jedynym w Polsce, który

stosuje technologię mokrego oczyszczania spalin. To nowoczesna metoda, która niezwykle skutecznie chroni środowisko przed emisjami z instalacji.

Kiedy odpady trafiają na ruszt, gdzie temperatura sięga ponad 850 stopni Celsjusza, spalają się błyskawicznie. Efektem tego są toksyczne spaliny, które trzeba unieszkodliwić. Redukcja szkodliwych dioksyn i furanów odbywa się już w komorze paleniskowej, gdzie znaczenie dla tego procesu ma właśnie temperatura – musi być utrzymywana powyżej 850 stopni Celsjusza. W komorze paleniskowej zastosowano także niekatalityczny sposób redukcji tlenków azotu, tzw. SNCR, w którym redukcji tych substancji dokonuje się poprzez dozowanie wody amoniakalnej. Pierwszym większym elementem oczyszczania spalin są elektrofiltry, gdzie wychwytywany jest lotny pył. To bardzo ważne z punktu widzenia ochrony środowiska, gdyż właśnie pył jest nośnikiem metali ciężkich takich jak rtęć czy ołów.

Elektrofiltr działa na zasadzie pola elektrostatycznego, w którym cząstki pyłu elektryzowane są ładunkiem ujemnym, tj. nadawany jest im ładunek elektryczny od jednej elektrody, co sprawia, że osadzają się one na drugiej elektrodzie o ładunku przeciwnym – dodatnim. Lotny pył przyklejony do elektrod dodatnich zwanych zbiorczymi spada w dół pod wpływałem działania systemu strzepywaczy oczyszczających z pyłu elektrody. Dzieje się to podczas uderzeń w elektrody specjalnych młotków napędzanych pneumatycznie. Wytrącony w ten sposób pył przekazywany jest do utylizacji wyspecjalizowanym i uprawnionym firmom.

W kolejnym etapie spaliny trafiają do urządzeń wyróżniających się fioletowym kolorem (oznacza przepływające kwasy i zasady). To w tych zbiornikach odbywa się mokre oczyszczanie spalin. Wewnątrz zbiorników woda technologiczna przepłukuje spaliny w przeciwprądzie – to znaczy, że spaliny poruszają się w jedną stronę, a strumień wody jest zwrócony przeciwnie. Na tym etapie wytrącane są nieorganiczne związki kwaśne. W ostatnim absorberze (A2) spaliny obmywa się zasadowym roztworem NaOH (wodorotlenku sodu), tam redukowane są związki siarki i powstają ścieki zasadowe.

Powstałe podczas płukania spalin ścieki kierowane są do kolejnego obiektu, tj. do oczyszczalni ścieków technologicznych, w którą wyposażony jest EcoGenerator. Oczyszczalnia działa w podobny sposób jak te, które można spotkać w zakładach chemicznych. Z oczyszczalni ścieków wychodzi odpowiedniej jakości woda, kierowana do rzeki Duńczycy. Instalacja przystosowana jest do oczyszczania ścieków pochodzących z dwóch linii oczyszczania spalin – każda posiada schładzacz (S1), absorber A1 (kwaśny) oraz absorber A2 (zasadowy) – a także ścieków własnych (np. ścieków popłucznych filtrów). Sam proces można podzielić na dwa główne etapy. W pierwszym prowadzi się utlenianie wodosiarczynów i siarczynów sodu.

Fot. EcoGenerator

BUNKIER

Efekt to wytrącenie się materiału o strukturze gipsu. Oddzielany jest on od ścieków na hydrocyklonach, a odwodniany na filtrze próżniowym. W gipsie tym znajdują się m.in. metale ciężkie. W drugim etapie następuje dalsze strącanie metali ciężkich. Tutaj odpadem poprocesowym są placki filtracyjne, brązowe kawałki sprasowanych i odwodnionych osadów w komorowej prasie filtracyjnej – ten odpad w spalarni nazywany jest „ciasteczkami". Stałe odpady w postaci gipsu i placka filtracyjnego są przekazywane do utylizacji wyspecjalizowanym i uprawnionym firmom.

Proporcje ilości niebezpiecznych substancji zawartych w spalinach są zmienne. Powstają one bowiem w wyniku spalania odpadów, które nie mają przecież ustalonego składu. W związku z tym zmienne są także parametry ścieków technologicznych z oczyszczania tych spalin. Nad tym, by były odpowiednie, czuwają automatyczne urządzenia oraz operator oczyszczalni. Oczyszczone ścieki, które trafiają do rzeki są cyklicznie badane przez niezależne, zewnętrzne, akredytowane laboratorium. Wewnętrzne analizy wykonywane codziennie przez zakładowe laboratorium sprawiają, że EcoGenerator może być spokojny o ich wynik.

Oczyszczone z pyłu i kwaśnych związków spaliny są kierowane do ostatniego elementu oczyszczania spalin zwanego filtrem workowym, którego worki napylane są węglem aktywnym i wapnem. Jego zadanie to wychwycenie pozostałych zanieczyszczeń unoszonych ze spalinami (głównie resztkowych metali ciężkich oraz dioksyn i furanów). Układ oczyszczania spalin, jaki zastosowano w EcoGeneratorze jest znacznie bardziej rozbudowany niż w innych spalarniach odpadów komunalnych w Polsce. Zazwyczaj bowiem występuje w nich tylko ostatni element naszej instalacji, tj. filtr workowy.

Po drugie – partycypacja społeczna

Historia powstania EcoGeneratora sięga przełomu lat 2007/2008, kiedy odbywały się pierwsze konsulta-

	ciepło		energia elektryczna	
rok	wyprodukowane (brutto) w GJ	sprzedane (netto) w GJ	wyprodukowana (brutto) w MWh	sprzedana (netto) w MWh
2018	223 220	223 220	69 779,31	53 856,55
2019	609 219	609 219	81 724,94	62 424,18
2020	632 223	625 694	82 852,14	60 900,57
2021	687 264	677 865	76 770,83	54 914,73
2022	737 364	725 942	88 571,97	65 416,16
suma	2 889 290	2 861 940	399 699,19	297 512,19

TAB. 1 EcoGenerator w liczbach *Źródło: opracowanie na podstawie danych z EcoGenerator*

cje społeczne dotyczące umiejscowienia i powstania instalacji.

W 2009 roku powstało Szczecińskie Forum Odpadowe, działające dwutorowo: w aspekcie edukacyjnym oraz technicznym. Do udziału zaproszono mieszkańców, organizacje pozarządowe, użytkowników systemu, a także wybitnych ekspertów zarówno z Polski, jak z zagranicy. W przeciągu dwóch lat odbyło się około 40 spotkań.

Uczestnicy Szczecińskiego Forum Odpadowego w 2009 roku mieli okazję wybrać się na wizyty studyjne do obiektów unieszkodliwiania odpadów w Niemczech, Danii oraz Szwecji. Przeprowadzono także badania sondażowe wśród mieszkańców miasta dotyczące różnych form gospodarowania odpadami. Pokazały one pozytywny stosunek ankietowanych do segregacji oraz termicznego przekształcania odpadów. Podobny sondaż został powtórzony w 2011 roku.

> Konkluzje BAT to dokumenty wiążące prawnie, stanowią one punkt odniesienia do wymagań określonych w pozwoleniach zintegrowanych instalacji

Przeprowadzono szerokie konsultacje społeczne dotyczące lokalizacji inwestycji. Pierwotnie pod uwagę brano kilka lokalizacji: teren zamkniętej fabryki „Wiskord", rejon nieczynnej fabryki papieru „Skolwin", rejon Elektrociepłowni „Portowa" oraz „Pomorzany" oraz rejon ul. Stołczyńskiej. Każda z tych lokalizacji posiadała zarówno zalety, jak i wady. Silny opór społeczny związany z gęstością zabudowy w rejonie Elektrociepłowni „Pomorzany" szybko wykluczył tę lokalizację. Obecna lokalizacja na Ostrowie Grabowskim okazała się wysoce akceptowalna społecznie – nie występuje kolizja z zabudową mieszkaniową oraz obszarem NATURA 2000. Ponadto teren posiada bardzo dobry układ logistyczny, konieczną infrastrukturę techniczną oraz sieć ciepłowniczą.

Również w 2009 roku budowa spalarni odpadów komunalnych w Szczecinie została wpisana do wojewódzkiego, jak i miejskiego Planu Gospodarki Odpadami. Następnie opracowano Studium wykonalności, Program Funkcjonalno-Użytkowy dla inwestycji. W 2010 roku Rada Miasta Szczecin powołała Zakład Unieszkodliwiania Odpadów sp. z o.o., którego zadaniem stało się wybudowanie miejskiej spalarni odpadów komunalnych. EcoGenerator powstawał w formule „zaprojektuj i wybuduj", wykonawcą został wyłoniony w przetargu Mostostal Warszawa S.A. Z końcem grudnia 2017 roku szczecińska instalacja termicznego przetwarzania odpadów została oddana do eksploatacji.

Całkowity koszt inwestycji zamknął się kwotą 698 mln zł netto. Dotacja z Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko wyniosła 279 mln zł, 327 mln zł stanowiły obligacje Banku Pekao SA oraz środki własne Zakładu Unieszkodliwiana Odpadów.

2022 był dla EcoGeneratora pierwszym pełnym rokiem, w którym zakład działał ze zwiększoną do maksimum wydajnością. To oznacza, że do termicznego unieszkodliwienia przyjął w tym czasie prawie 176 tys. ton odpadów.

Odpady dostarczane są do instalacji z terenu Gminy Miasto Szczecin i terenów innych gmin, z którymi zostało zawarte porozumienie. Dodatkowo do ZUO dostarczane są odpady na podstawie indywidualnie zawartych umów.

Na terenie Szczecina obowiązuje system selektywnego gromadzenia odpadów komunalnych, w którym każdy właściciel nieruchomości na jej terenie powinien wydzielać u źródła: papier, szkło, tworzywa sztuczne oraz odpady biodegradowalne, a dużą grupę innych odpadów przekazywać do Ekoportów. To, co nie zostanie wysegregowane, trafia do EcoGeneratora.

Poza tymi odpadami, które nazywamy resztkowymi lub zmieszanymi, do termicznego unieszkodliwienia przyjmowane są też odpady komunalne, które przeszły proces mechanicznej obróbki w instalacjach MBP (mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów), w których podejmuje się proces wysortowania tych odpadów, jakie mogą być poddane recyklingowi, a nie zostały wysegregowane u źródła, choćby w gospodarstwach domowych.

Trzecia grupa odpadów, które są przetwarzane w EcoGeneratorze, to paliwo alternatywne, RDF, czyli odpady nienadające się do recyklingu a posiadające wysoką wartość kaloryczną. Tego typu odpady wykorzystywane są w ZUO w Szczecinie szczególnie w czasie rozruchu instalacji po planowanym corocznym postoju remontowym. Dzieje się tak dlatego, że w czasie tego postoju w bunkrze gromadzi się tylko odpady niesegregowane komunalne przywożone z miasta

ŁADOWARKI PRÓŻNIOWE

■ Technologie przyjazne środowisku ■

Maszyny firmy DISAB mogą pracować w najbardziej niedostępnych miejscach i transportować prawie każdy materiał mieszczący się w przewodzie rurowym – zarówno mokry, jak i suchy.

Ładowarka próżniowa Futurion (na zdjęciu powyżej) jest wyposażona w rewelacyjną 3-stopniową separację materiału. Pierwszy zbiornik próżniowy o pojemności 12m^3, drugi to zintegrowany przedział z 70 filtrami, a trzeci to wkłady filtrów bezpieczeństwa o pow. ok. 34 m^2. Zabudowa może być zainstalowana na większości 4-osiowych standardowych podwozi – nowych lub używanych.

Nowa generacja ładowarek próżniowych DISAB Futurion™ została zaprojektowana do wykonywania specjalnych zadań w rozmaitych obszarach zastosowań. Silny przepływ powietrza zapewnia doskonałą wydajność i potężną moc ssania, co w połączeniu z cylindrycznym zbiornikiem sprawia, że urządzenie jest idealne do zasysania różnorodnego materiału takiego jak woda, błoto, mokra ziemia, kamienie, żwir itp.

DISAB Futurion został zaprojektowany tak, aby zapewnić operatorowi wysoką elastyczność, łatwość obsługi i swobodę działania. Duża liczba opcji wyposażenia umożliwia wykorzystanie go do wielu różnych zadań.

W naszych projektach kładziemy duży nacisk na prostotę obsługi, bezpieczeństwo i zdrowie. Łatwy dostęp do filtrów w celu ich wyczyszczenia zapewnia niezwykle ekonomiczną eksploatację. Ładowarki próżniowe DISAB to gwarancja bezpiecznej, niezwykle efektywnej pracy!

Oferujemy także szereg innych technologii do eksploatacji sieci wodno-kanalizacyjnych!

OFICJALNY PARTNER FIRMY DISAB W POLSCE

RAFNAR

Rafnar Sp. z o.o. ul. Wapienicka 36, 43-382 Bielsko-Biała ■ +48 33 815 50 19 ■ biuro@rafnar.pl ■ www.rafnar.pl

TERMIKA®
TECHNIKA IZOLACYJNA

MATERACE TERMOIZOLACYJNE

2023

Od ponad 25 lat TERMIKA Sp. z o.o. oferuje kompleksowe rozwiązania izolacyjne dla różnych gałęzi przemysłu na całym świecie. Specjalizuje się w produkcji MATERACY TERMOIZOLACYJNYCH, elementów instalacji wentylacyjnych oraz łączników do ociepleń.

Kontakt:

+48 (58) 350 95 00 www.termika.eu

fot. EcoGenerator

ECOGENERATOR W SZCZECINIE

śmieciarkami, a ich kaloryczność jest bardzo niska. Wtedy pomocny okazuje się RDF.

W 2022 roku do Zakładu Unieszkodliwiania Odpadów w Szczecinie trafiło 47 tys. ton odpadów resztkowych / zmieszanych (kod odpadu 20 03 01), 121 tys. ton odpadów po MBP o kodzie 19 12 12 oraz ponad 6 tys. ton RDF (kod odpadu 19 12 10).

Dzięki odpadom dostarczonym w 2022 roku EcoGenerator wyprodukował brutto ponad 88 tys. 500 MWh oraz ponad 737 tys. GJ. Po odjęciu energii na własne potrzeby zakładu, produkcja wyniosła niecałe 65 tys. 500 MWh oraz prawie 726 tys. GJ. Wytworzona z odpadów energia elektryczna trafiła do Krajowej Sieci Elektroenergetycznej, a ciepło do Szczecińskiej Energetyki Cieplnej.

EcoGenerator jest połączony z Główną Podstacją Zasilającą Żelechowa. Kiedy przed uruchomieniem zakładu wykonywano przepust z kablami pod Odrą był to wówczas najdłuższy przepust w kraju. To fragment 4-kilometrowej linii średniego napięcia 15 kV, która łączy EcoGenerator (na Ostrowie Grabowskim) i GPZ Żelechowa. Szczeciński przewiert liczy 1082 metry. Budowa linii rozpoczęła się w kwietniu 2016 roku, a jej głównym wykonawcą była szczecińska firma FKR Elektroenergetyka, która na zlecenie ZUO opracowywała projekt i niezbędną dokumentację. Wartość kontraktu: 5,95 mln zł.

Po trzecie – edukacja

EcoGenerator otwarty jest dla mieszkańców, dwa razy w tygodniu można umówić się na zwiedzane instalacji oraz lekcję poprawnego segregowania odpadów. Poziom zajęć dostosowywany jest do poszczególnych grup wiekowych – w zajęciach mogą brać udział uczniowie szkół podstawowych, średnich oraz dorośli. Warto w tym miejscu zaznaczyć, że zwiedzanie oraz edukacja prowadzane są niezwykle ciekawie (miałam okazję uczestniczyć w zajęciach z grupą szkolną).

Aktywnie działają także media społecznościowe oraz strona internetowa Zakładu. Każdy zainteresowany może na bieżąco śledzić odczyty wskaźników emisji na tablicy elektronicznej umieszczonej na jednym z budynków ZUO, poznać ciekawostki związane z procesem termicznego przekształcania odpadów czy dowiedzieć się, jakiego rodzaju odpad może trafić do spalarni, a jaki szkodzi instalacji.

EcoGenerator przynosi miastu, a zatem mieszkańcom, wymierne korzyści. Po pierwsze, odpady są zagospodarowane i przekształcone w bezpieczny sposób, który nie powoduje zanieczyszczania środowiska. Po drugie, posiadanie swojej instalacji pozwala obniżyć koszty procesu zagospodarowania odpadów – dzięki temu mieszkańcy ponoszą mniejsze opłaty za odpady. Po trzecie, dzięki inwestycji Zakładu w przyłącze ciepłownicze, do miejskiego systemu ciepłowniczego trafia tańsze oraz ekologiczne ciepło ogrzewające szczecińskie mieszkania (EcoGenerator jest jednym z pięciu źródeł ciepła dla Szczecina). Po czwarte, odzysk energetyczny i przekazywanie energii elektrycznej do sieci miejskiej pozwala na obniżenie kosztów utrzymania między innymi oświetlenia ulicznego oraz sygnalizacji świetlnej w mieście.

***

Instalacje termicznego przekształcania odpadów są bezpieczne dla zdrowia człowieka oraz środowiska naturalnego, mają także pozytywny aspekt ekonomiczny zarówno z punktu widzenia gminy, jak i jej mieszkańców. Spalarnie nie zagrażają także osiąganiu wymaganych prawnie wskaźników recyklingu – dane z krajów europejskich, które od lat inwestują w rozwój ITPO pokazują, że strumień odpadów resztkowych utrzymuje się na poziomie około 25% - 30%.

Wszystkie przedstawione argumenty nie oznaczają jednak wcale, że spalarnie powinniśmy budować w każdym większym mieście. Nadal są to kapitałochłonne inwestycje, które zdecydowanie przewyższają możliwości przeciętnych samorządów. Warto jednak myśleć o łączeniu się gmin w związki lub zawieraniu porozumień, które pozwolą uruchomić instalację dla kilku samorządów. Dziś jednym z poważniejszych składników kosztotwórczych dla firm zajmujących się odbiorem i zagospodarowaniem odpadów jest cena paliwa – dobrze zatem mieć instalację w najbliższym otoczeniu.

Szczecin jest dobrym przykładem pokazującym, że z mieszkańcami należy rozmawiać, włączać ich w procesy decyzyjne oraz reagować na przedstawiane przez nich obawy. Z drugiej strony warto też, by włodarze miast odważnie pokazywali zalety takich inwestycji zamiast chować się za wynikami referendów, które najczęściej nie są nawet wiążące ze względu na zbyt niską frekwencję. ■

Rewolucja z metanem

– Opracowana przez specjalistów z Taurona koncepcja redukcji emisji gazu do atmosfery może być prawdziwą rewolucją – mówi **Piotr Apollo**, prezes Tauron Nowe Technologie.

Patryk Cyran: Jakie innowacje i technologie wprowadza Tauron Nowe Technologie w sektor energetyczny, aby przyspieszyć transformację i osiągnąć cele zrównoważonego rozwoju?

Piotr Apollo: Jedną z gałęzi naszej biznesowej działalności jest budowa przemysłowych farm fotowoltaicznych na zlecenie podmiotów zewnętrznych. Oczywiście, sama tego typu instalacja nie jest dziś specjalną innowacją, można jej funkcjonowanie jednak usprawniać stosując różnego rodzaju rozwiązania dodatkowe, tj. łączenie instalacji pv z małymi turbinami wiatrowymi czy magazynami energii. Do tego dochodzą wszelkiego rodzaju systemy optymalizacji procesu produkcji i zużycia energii elektrycznej.

To rozwiązania, które są dziś dość powszechne i raczej ogólnodostępne.

Tak, ale szkopuł tkwi w ich odpowiednim sprzęgnięciu i zaprogramowaniu w taki sposób, aby z każdego komponentu wydobyć maksimum sprawności.

Jeżeli chodzi o projekty innowacyjne to nasze biura projektowe pracują nad wykorzystaniem metanu w szeroko pojętej energetyce i ciepłownictwie. To gaz, którego potencjał cieplarniany jest ponaddwudziestokrotnie wyższy od dwutlenku węgla. Tauron, na podstawie własnej koncepcji, opracował technologię, która pozwoli na skuteczne ograniczenie emisji metanu z kopalń do atmosfery. To rozwiązanie może być jednym z istotnych elementów procesu dostosowywania tych zakładów do zapisów proponowanej przez Unię Europejską tzw. dyrektywy metanowej, a co za tym idzie – może pomóc w uniknięciu drakońskich kar i likwidacji tysięcy górniczych miejsc pracy.

> Dziś zarejestrowany w naszej aplikacji użytkownik może ładować samochód elektryczny na stacji AC za 1,21 zł/kWh, a na stacji DC za 1,99 zł/kWh

Jakie są pierwsze efekty prac nad wykorzystaniem metanu w energetyce?

Pierwszym sukcesem Taurona w zakresie ograniczenia emisji metanu do atmosfery było stworzenie sytemu umożliwiającego zagospodarowanie całości CH_4, wcześniej ujętego w procesie odmetanowania pokładów węgla. Działania podjęte w latach 2018-2021 pozwoliły na 100% utylizację metanu pochodzącego z procesu odmetanowania w należącej do Tauron Wydobycie SA kopalni „Brzeszcze". Jest to spore osiągnięcie z uwagi na fakt, że w polskim górnictwie do atmosfery uwalnia się ponad 1/3 gazu ujętego wcześniej w procesie odmetanowania. Jednym z elementów procesu utylizacji kopalnianego metanu jest instalacja kogeneracyjna, skonfigurowana przez specjalistów z Taurona w taki sposób, aby zagospodarować tę część wychwyconego w procesie odmetanowania gazu, który z przyczyn technologicznych musiał być wypuszczany do atmosfery. Tym sposobem kopalnia w Brzeszczach stała się jedynym w Europie zakładem górniczym, który w całości utylizuje metan pochodzący z odmetanowania. W tej chwili węglowodorem z kopani Brzeszcze zasilane są cztery silniki gazowe o łącznej mocy 10,4 MW. W ciągu roku urządzenia są w stanie wyprodukować około 80 000 MWh energii elektrycznej i wytworzyć nawet 250 000 GJ ciepła. Ale co ważniejsze, dzięki tej instalacji każdego roku do atmosfery nie ucieka 20 000 000 m^3 czystego metanu.

Dlaczego tak mało mówi się o paliwie z metanu?

Metan to przede wszystkim kłopotliwy i niebezpieczny gaz. Z jednej strony stwarza zagrożenie dla pracujących pod ziemią górników, z drugiej wpływa na pogłębianie się problemów klimatycznych, gdyż jest silnie cieplarniany. Ale mało kto patrzy na CH_4 z perspektywy taniego i relatywnie łatwo dostępnego paliwa, które może zdywersyfikować lokalny rynek energetyczny w Polsce. My nauczyliśmy się konwertować energię chemiczną zawartą w niemożliwym wcześniej do wykorzystania metanie na użyteczne i niebudzące powszechnego sprzeciwu formy: energię elektryczną i ciepło. Jednak w obliczu proponowanych przez Unię Europejską restrykcyjnych ograniczeń w emisji metanu samo ujmowanie tego gazu w procesie odmetanowania i jego utylizowanie w silnikach gazowych jest niewystarczające do osiągnięcia wyśrubowanych norm.

Gdzie leży problem?

Problematyczny staje się metan wypuszczany do atmosfery wraz z powietrzem wentylacyjnym. Jeżeli dzisiejsze technologie pozwalają na wychwycenie około 40% CH_4 uwalnianego w trakcie eksploatacji złoża, to pozostała cześć, czyli 60% wypływa z powietrzem, którym wentylowane są kopalniane wyrobiska. Ale i na rozwiązanie tego problemu Tauron ma skuteczny sposób. Najlepszą i dostępną niemal „od ręki" technologią wydaje się być zagospodarowanie metanu ujmowanego wprost ze zrobów po eksploatacji węgla.

Jak przebiega ten proces?

Mechanizm uwalniania metanu do przestrzeni kopalnianych jest bardzo dobrze zbadany i opisany przez polskich naukowców. Z badań tych wynika, że w wyrobiskach po eksploatacji pozostaje ok. 1,4 raza więcej metanu niż łącznie odprowadzonego w powietrzu wentylacyjnym i odmetanowaniem. Gaz ten nie pozostaje tam na zawsze. Część

PIOTR APOLLO
prezes TAURON Nowe Technologie

Fot. Tauron Nowe Technologie

migruje do czynnych wyrobisk górniczych, zwiększając ilość metanu w powietrzu wentylacyjnym, a część – poprzez spękania górotworu i strefy uskokowe – w sposób niekontrolowany wypływa do atmosfery. Opracowana przez specjalistów Tauron koncepcja zakłada ujmowanie metanu uwolnionego do przestrzeni poeksploatacyjnych za pośrednictwem wykonanych z powierzchni otworów wiertniczych, a następnie skroplenie go w specjalnie do tego zaprojektowanej instalacji mobilnej. Chodzi o umożliwienie jego magazynowania i transportu do miejsca, gdzie w sposób efektywny wykorzystane zostaną wszystkie produkty jego utylizacji.

> Na naszych oczach materializuje się prawdziwa motoryzacyjna rewolucja i tylko kwestią czasu jest jej rozwój w zdecydowanie większym tempie

Czy pozwoli to zmieścić się w europejskich normach?

Odwrócenie kierunku migracji metanu w zrobach i strefach uskokowych – poprzez system ujmowania tego gazu z powierzchni – do 20% zmniejszy ilość metanu w powietrzu wentylacyjnym. Te 20% może być kluczowe do osiągnięcia zakładanych przez Komisję Europejską dopuszczalnych wielkości emisji na 1000 ton wydobytego węgla. Dodatkowo Tauron proponuje kopalniom zainstalowanie opracowywanego mobilnego systemu skraplania metanu w kopalnianych stacjach odmetanowania. Skroplony metan (LNG) trafiałby następnie do instalacji kogeneracyjnych zlokalizowanych na terenie zakładów górniczych lub do każdego innego odbiorcy zainteresowanego pozyskaniem wysokiej jakości surowca energetycznego.

Jak koncepcja Taurona wpłynie na polskie górnictwo?

Biorąc pod uwagę trudną sytuację naszego górnictwa, w kontekście zaostrzania unijnych przepisów metanowych, opracowana przez specjalistów z Taurona koncepcja redukcji emisji gazu do atmosfery może być prawdziwą rewolucją. Z jednej strony pozwala zmieścić się w restrykcyjnych normach, z drugiej daje dostęp do taniego i wysoce energetycznego paliwa. To zalety, które nie umknęły uwadze instytucji finansujących tego typu innowacyjne projekty z dziedziny energetyki. Prowadzimy zaawansowane rozmowy na temat wsparcia we wdrożeniu naszego pomysłu w przemyśle wydobywczym. W 2021 roku w procesie wydobycia węgla kamiennego w polskich kopalniach zostało uwolnione 828 000 000 m^3 metanu. 351 000 000 m^3 udało się wychwycić w procesie odmetanowania pokładów węgla i dostarczyć na powierzchnię. Jednak aż 122 000 000 m^3 zostało wypuszczone do atmosfery, ponieważ zakłady górnicze nie mają możliwości infrastrukturalnych do przetworzenia całości ujętego CH_4. Ta niezagospodarowana część, podobnie jak gaz pozyskany ze zrobów, może być w instalacji opracowanej przez Tauron skroplona i dostarczona do odbiorców w postaci gazu LNG.

Czy przewidujecie zastosowanie nowych technologii magazynowania energii, takich jak baterie litowo-jonowe czy technologie przepływowe?

Magazynowanie energii to temat, który coraz głośniej poruszany jest w kontekście transformacji energetycznej naszego kraju. Dynamiczny rozwój nieemisyjnych źródeł produkcji prądu, głównie fotowoltaiki prosumenckiej, stawia nowe wyzwania przed spółkami dystrybucyjnymi. Wydaje się, że jednym z najskuteczniejszych sposobów na uelastycznienie sieci przesyłowych jest budowa przemysłowych magazynów energii w wydzielonych i ściśle określonych obszarach sieci. Tauron Nowe Technologie wraz ze spółkami ZPAS i EPP (Ecological Projects Poland) zainaugurował projekt badawczy, z którego wnioski mają dać odpowiedź na pytanie, jakie pojemności magazynowe należy zastosować w określonych miejscach wydzielonego obszaru sieciowego w celu optymalizacji technicznej i kosztowej procesu uelastycznienia sieci.

Będzie to bardzo cenna wiedza.

Z punktu widzenia dużej grupy energetycznej możliwość przystąpienia do tego typu projektu jest ważna z dwóch powodów: nie ponosimy dużych kosztów inwestycyjnych i mamy dostęp do bardzo istotnych danych określających pracę całego systemu. Nasi specjaliści będą je drobiazgowo analizować, a wnioski posłużą do opracowania planu wdrożenia tego typu systemów w naszej sieci dystrybucyjnej. Ten projekt pozwoli pozyskać wiedzę, dzięki której będziemy w stanie przygotować w pełni funkcjonalne urządzenia i usługi zarządzania nimi, przy jednoczesnym ograniczeniu kosztów, które wpływają na cenę usług dystrybucyjnych dla odbiorcy końcowego.

Gdzie realizowany jest ten projekt?

Instalacja testowa znajduje się na terenie jednego z zakładów produkcyjnych firmy ZPAS w Nowej Rudzie na Dolnym Śląsku. Składa się z elektrowni fotowoltaicznej o mocy 150 kW i magazynu energii o pojemności 107 kWh z perspektywą rozbudowy w ramach procesu

badawczego. Dodatkowym zadaniem jednostki magazynującej będzie maksymalizacja zużycia produkowanej przez instalację pv energii elektrycznej na potrzeby zakładu produkcyjnego, a także zapewnianie dostaw energii w przypadku awarii publicznej sieci elektroenergetycznej. W instalacji został zastosowany przetwornik, który umożliwia pracę zarówno w oparciu o sieć elektroenergetyczną, jak i w trybie wyspowym. Baterie wykorzystane w instalacji zbudowane są w technologii litowo-żelazowo-fosforanowej charakteryzującej się niską temperaturą pracy. To poprawia bezpieczeństwo i obniża koszty związane z chłodzeniem instalacji.

Jak pan zaznaczył, magazyny energii mogą pomóc, by sprostać wyzwaniu przyłączania nowych źródeł OZE.

Wypracowanie warunków wykorzystania magazynów energii elektrycznej jako bufora dla nadwyżki energii wyprodukowanej przez instalacje prosumenckie oraz umożliwienie wydłużenia czasu generacji energii na godziny wieczorne umożliwi dalsze przyłączanie odnawialnych źródeł energii w możliwie najkrótszym czasie. Zastosowany w instalacji system zarządzania energią umożliwia inteligentne sterowanie przepływem energii pozyskanej z instalacji fotowoltaicznej, a pozyskane przy okazji dane mogą być wysyłane na platformę chmurową i zgodnie z potrzebami na bieżąco analizowane.

Wasza spółka działa też w obszarze elektromobilności. Jak Tauron rozwija infrastrukturę ładowania pojazdów elektrycznych?

Od 2018 roku sukcesywnie rozwijamy segment elektromobilności budując stacje ładowania pojazdów elektrycznych – zarówno na potrzeby rozbudowy sieci eMap od Taurona, jak i komercyjnie, na zlecenie inwestorów zewnętrznych. Dziś w swojej sieci posiadamy 174 stacje ładowania zlokalizowane w czterech województwach na południu Polski: dolnośląskim, opolskim, śląskim i małopolskim.

Jaka jest tu przyjęta strategia rozwoju?

Przede wszystkim chcemy być dla właścicieli pojazdów elektrycznych operatorem pierwszego wyboru. Jako największa pod względem liczby klientów grupa energetyczna w kraju stajemy się najbardziej oczywistym partnerem dostarczającym usługę ładowania na jak najwyższym poziomie. Do tego możemy sobie pozwolić na utrzymanie atrakcyjnych stawek za ładowanie. Warto zaznaczyć, że nawet ubiegłoroczne zawirowania na rynku energii nie zmusiły nas do ich korekty. Dziś zarejestrowany w naszej aplikacji użytkownik może ładować samochód elektryczny na stacji AC za 1,21 zł/kWh, a na stacji DC za 1,99 zł/kWh. Jesteśmy tym samym jednym z najtańszych operatorów na rynku. W naszej strategii rozwoju elektromobilności kluczowym pojęciem jest dostępność.

> Odwrócenie kierunku migracji metanu w zrobach i strefach uskokowych, poprzez system ujmowania tego gazu z powierzchni, może do 20% zmniejszyć ilość metanu w powietrzu wentylacyjnym

Jakie są długoterminowe cele Taurona w dziedzinie nowych technologii?

Rozwój nowych technologii w Grupie Tauron będzie w kolejnych latach podporządkowany realizacji idei Zielonego Zwrotu Taurona, czyli transformacji energetycznej wewnątrz naszej Grupy. Podstawowym zadaniem jest zapewnienie odbiorcom bezpieczeństwa energetycznego. Czy naszego klienta powinno obchodzić, że akurat przestawiamy się z aktywów wytwórczych emisyjnych na bezemisyjne? On podpisał z nami umowę i oczekuje, że energię będzie miał wtedy, kiedy jej potrzebuje. I takie utrzymanie dostaw będzie dla nas wyzwaniem w sytuacji zmian w strukturze wytwórczej, którą mamy w przyszłości zarządzać.

Nowe technologie potrzebne będą do wyrównania bilansu energetycznego, w którym dziś zdecydowaną przewagę mają źródła wytwórcze regulowane, czyli takie, którymi możemy w pewnym zakresie sterować. Ale w kolejnych latach będziemy ten miks zmieniać na korzyść jednostek wytwórczych zdeterminowanych, czyli ze źródeł odnawialnych, na jakie jednak większego wpływu nie mamy. Sztuką będzie więc znalezienie takiego rozwiązania, które pozwoli w pewnym stopniu ustabilizować źródła wytwórcze. Przecież mieliśmy już do czynienia z nadprodukcją energii elektrycznej z OZE i nie byliśmy w stanie jej spożytkować. Z kolei bezwietrzna i pochmurna pogoda powodują niedobory zielonej energii w sieci. Konieczne jest więc znalezienie rozwiązania zapewniającego bezpieczeństwo dostaw energii w takich sytuacjach.

Rozmawiał Patryk Cyran, redaktor czasopisma „Energetyka Cieplna i Zawodowa”

GOSPODARSTWO ROLNE GOODVALLEY W PAWŁÓWKU
zakład rolny, ferma tuczu, pierwsza biogazownia rolnicza w Polsce, otoczone polami uprawnymi

Fot. Goodvalley

EFEKTYWNE ZARZĄDZANIE ENERGIĄ

Anita Bednarek
kierownik ds. zrównoważonego rozwoju i rozwoju strategii, Goodvalley

25 lipca 2023 r. Unia Europejska przyjęła nową dyrektywę w sprawie efektywności energetycznej, tzw. Dyrektywę EED (Energy Efficiency Directive). Nowe prawo to część pakietu „Fit for 55", a jego celem podstawowym jest wspólne doprowadzenie przez państwa członkowskie do ograniczenia zużycia energii końcowej o co najmniej 11,7% w 2030 r. w porównaniu do prognoz zużycia na 2030 r., sporządzonymi w 2020 r. Oznacza to wiążący dla Unii Europejskiej pułap zużycia energii końcowej na poziomie 763 mln toe i orientacyjny pułap zużycia energii pierwotnej na poziomie 993 mln toe.

Zgodnie z nową wersją dyrektywy każdy kraj członkowski UE będzie musiał osiągnąć średni roczny wskaźnik oszczędności energii w wysokości 1,49% w latach 2024-2030, przy dotychczasowym obowiązku na poziomie 0,8%. Nowe przepisy pokazują, jak ważna w transformacji energetycznej jest efektywność energetyczna, w tym efektywne zarządzanie energią na wszystkich poziomach organizacji i we wszystkich sektorach gospodarki.

W 2009 r. Europejski Komitet Normalizacyjny i Europejski Komitet Elektrotechniki wspólnie opublikowały pierwszy ujednolicony system zarządzania energią (EN 16001), w oparciu o który powstał w 2012 r. międzynarodowy standard systemu zarządzania energią – ISO 50001. Normy te podkreśliły konieczność zarządczego podejścia również do tematu energii, głównie poprzez zwiększenie efektywności energetycznej i ograniczenie kosztów energii, a więc redukcję zużycia.

Efektywne zarządzanie energią to nic innego jak wszelkie działania zmierzające do wydajnego, umiejętnego oraz dającego dobre wyniki gospodarowania energią uzyskane po najniższych kosztach. To inteligentne zarządzanie zasobami energii, od których zależna jest większość procesów realizowanych w przedsiębiorstwie. Aby przyniosło ono oczekiwane rezultaty, musi uwzględniać kilka procesów, takich jak optymalizacja zużycia energii oraz wydajność energetyczna, szeroko rozumiana poprawa efektywności energetycznej oraz rozwój własnych źródeł energii pozwalających uniezależnić się od zewnętrznych dostaw. Nie należy również zapominać o tym, że istotnym elementem zarządzania energią jest jej opomiarowanie – nie można bowiem zarządzać i optymalizować czegoś, co nie jest mierzone, dlatego bardzo istotne jest posiadanie odpowiedniego, dopasowanego do potrzeb systemu zarządzania energią. Nie bez znaczenia pozostaje również kwestia edukacyjna, mająca na celu zmianę podejścia każdego z nas do zarządzania energią, poprzez informowanie, szkolenia, motywowanie, angażowanie w inicjatywy, odpowiedni feedback czy nawet nagradzanie.

Zarządzanie zużyciem energii i wydajnością energetyczną

Najważniejszym elementem efektywnego zarządzania energią jest redukcja jej zużycia i poprawienie wydajności energetycznej, czyli stopnia zużycia energii na jednostkę aktywności gospodarczej i od tego należy zawsze zaczynać. W Goodvalley ze względu na rodzaj prowadzonej działalności rolno-spożywczej, na którą składa się produkcja roślinna, produkcja paszy, chów i hodowla trzody chlewnej, produkcja zielonej energii oraz zakłady mięsne, takich jednostek aktywności gospodarczych może być wiele, np. hektar uprawianej ziemi, tona wyprodukowanej paszy, kilogram wyprodukowanego mięsa, itp. Bardzo istotne jest również, aby o wydajności energetycznej myśleć już na etapie koncepcyjnym i z uwagą podchodzić do niej na kolejnych etapach przedsięwzięcia, takich jak projektowanie, eksploatacja czy konserwacja.

W Goodvalley na wydajność energetyczną duży wpływ ma również ograniczanie transportu oraz stosowanie rolnictwa precyzyjnego, co zapewnia uzyskiwanie większych plonów wyższej jakości, obniża koszty produkcji oraz pozytywnie wpływa na środowisko. To wszystko jest możliwe m.in. dzięki nowoczesnym technologiom, np. systemowi GPS.

Zarządzając zużyciem energii i wydajnością energetyczną należy odpowiedzieć sobie na pytanie – czy redukcja zużycia zawsze ma sens? Czy nie marnujemy czasu i wysiłku na ulepszenie niewłaściwych procesów lub ich fragmentów? Czy optymalizacja w celu uzyskania oszczędności jest uzasadniona z ekonomicznego punktu widzenia? Czy wdrożenie projektu oszczędnościowego nie będzie miało negatywnego wpływu na inną działalność przedsiębiorstwa? Warto również zwrócić uwagę na niewłaściwe często oczekiwania i błędne koło perfekcjonizmu.

RYS. 1 Elementy efektywnego zarządzania energią *(opracowanie własne)*

Projekty zwiększające efektywność energetyczną

W efektywnym zarządzaniu energią efektywność energetyczna odgrywa ogromną rolę, bowiem ma wpływ na wszystkie elementy zarządzania, przede wszystkim na redukcję zużycia energii, jak i na wydajność energetyczną. Zgodnie z ustawą z dnia 20 maja 2016 r. o efektywności energetycznej – *efektywność energetyczna to stosunek uzyskanej wielkości efektu użytkowego danego obiektu, urządzenia technicznego lub instalacji, w typowych warunkach ich użytkowania lub eksploatacji, do ilości zużycia energii przez ten obiekt, urządzenie techniczne lub instalację, albo w wyniku wykonanej usługi niezbędnej do uzyskania tego efektu.* Rodzaje przedsięwzięć służących poprawie efektywności energetycznej zostały wymienione w art. 19 cytowanej ustawy. Należą do nich m.in. izolacja instalacji przemysłowych, przebudowa lub remont budynku wraz z instalacjami, wszelakie modernizacje lub wymiany oświetlenia, urządzeń, pojazdów na bardziej efektywne, odzyskiwanie energii, ograniczenie strat związanych z poborem energii biernej w sieciach ciepłowniczych czy stosowanie do ogrzewania lub chłodzenia obiektów energii wytwarzanej w OZE oraz ciepła użytkowego powstającego w wysokosprawnej kogeneracji. Większość z tych rodzajów przedsięwzięć Goodvalley realizuje systematycznie. Ostatnim sztandarowym przykładem przedsięwzięcia zwiększającego efektywność energetyczną Goodvalley jest oddany w styczniu br. do użytkowania tunel szokowy wychładzania półtusz wieprzowych po uboju, tzw. QCT – to unikatowy projekt na skalę europejską. QCT jest systemem znacznie bardziej efektywnym od konwencjonalnych metod wychładzania zarówno pod kątem jakości mięsa i trwałości, a więc minimalizacji strat produktu, jak i bezpieczeństwa żywności oraz efektywności energetycznej. Wychładzanie odbywa się w sposób ciągły w temperaturze powietrza od -18°C do -10°C z bardzo dużym i modulowanym przepływem

TUNEL SZOKOWY do wychładzania półtusz Goodvalley

powietrza. Proces wychładzania trwa niewiele ponad 2 godziny, a w tym krótkim czasie ok. 90% energii cieplnej jest usuwane z półtusz. Innowacyjność tunelu polega na nowatorskim projekcie instalacji chłodniczej z dedykowanym systemem sterowania, specjalnie zaprojektowaną konstrukcją pozwalającą na oddzielenie stref wychładzania od strefy technicznej, indywidulanie zaprojektowanym systemie odtajania chłodnic, a także na zastosowaniu systemu chłodnic pozwalającego na dużą wymianę ciepła i obniżenie temperatury parowania amoniaku o 4°C, dzięki czemu następuje redukcja zużycia energii elektrycznej.

Własne źródła energii

Efektywne zarządzanie energią to również własne źródła energii, przede wszystkim OZE. Mówi się o nich najczęściej w kontekście kolektorów słonecznych, ogniw fotowoltaicznych (PV), pomp ciepła, systemów odzysku ciepła ze ścieków itp. W obiegu gospodarczym najbardziej optymalnym jest model gospodarki cyrkularnej, który polega na wydłużeniu cyklu życia produktu, w tym również różnego rodzaju komponentów, odpadów, produktów ubocznych itp. Gospodarka obiegu zamkniętego jest przeciwieństwem tradycyjnego liniowego modelu, tzw. gospodarki linearnej, która opiera się na dużych ilościach tanich i łatwo dostępnych materiałów i energii oraz na schemacie „weź – wyprodukuj – użyj – wyrzuć". Dla Goodvalley model gospodarki cyrkularnej i jej optymalizacja są niezwykle ważne, dlatego już w 2005 r. oddano do użytkowania biogazownię rolniczą w miejscowości Pawłówko w gminie Przechlewo (pierwsza biogazownia w Goodvalley i pierwsza w Polsce), co zoptymalizowało cyrkularność w przedsiębiorstwie. To, co wcześniej było odpadem, pozostałością czy innym produktem ubocznym pochodzenia rolno-spożywczego, stało się surowcem do produkcji biogazu rolniczego, z którego wytwarzana jest energii elektryczna i cieplna, zużywana w działalności rolniczej, z której te substraty pochodzą.

Obecnie Goodvalley posiada osiem biogazowni rolniczych o łącznej mocy 7,4 MW, zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie ferm trzody chlewnej, z których pochodzi główny substrat do produkcji biogazu rolniczego, czyli gnojowica świńska. Moce biogazowni są różne (od 330 kW do ponad 2 MW) i wynikają z lokalnych możliwości surowcowych oraz potrzeb energetycznych. Każda z biogazowni w pierwszej kolejności dostarcza energię elektryczną własną linią kablową do budynków zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie. Następnie nieskonsumowana na miejscu energia trafia za pośrednictwem publicznej sieci dystrybucyjnej do obiektów Goodvalley, przy których nie są zlokalizowane biogazownie, a nadwyżka za pośrednictwem spółki obrotu wysyłana jest do zakła-

RYS. 2 Gospodarka obiegu zamkniętego Goodvalley *(materiały własne Goodvalley)*

BIOGAZOWNIA ROLNICZA W KOCZALE
o mocy
2,126 MWe

dów mięsnych Goodvalley. Dzięki takiemu zarządzaniu energią Goodvalley jest w 100% samowystarczalny energetycznie, jeżeli chodzi o energię elektryczną.

Każda biogazownia wytwarza również energię cieplną, którą ogrzewa budynki inwentarskie i inne budynki rolnicze, a także w jednej z lokalizacji – w miejscowości Nacław w gminie Polanów (powiat koszaliński), dostarcza ciepło własnymi ciepłociągami do 8 bloków mieszkalnych i szkoły.

System zarządzania energią

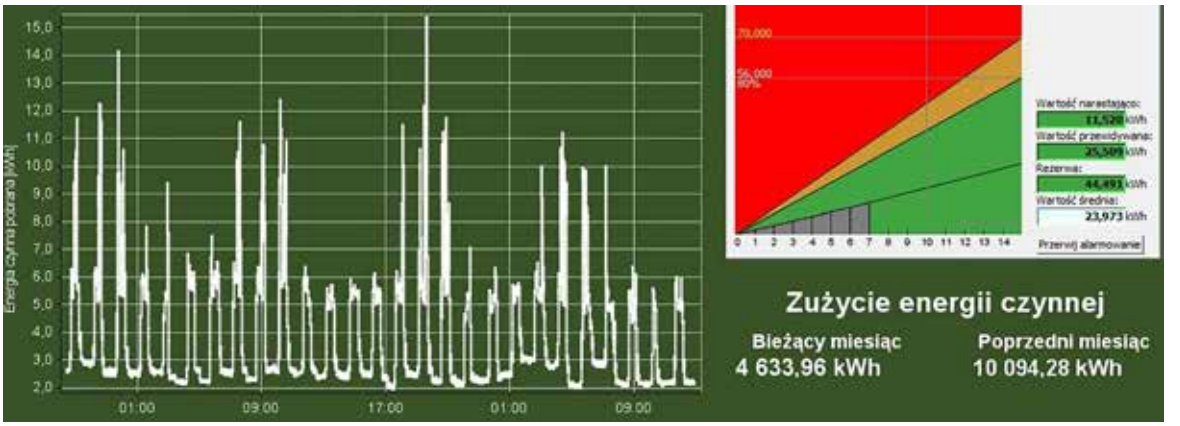
Zarządzanie energią, przede wszystkim efektywne, nie jest możliwe bez odpowiedniego systemu, bowiem nie można mówić o zarządzaniu czymś, co nie jest mierzone. Należy pamiętać także o tym, że każde przedsiębiorstwo składa się z wielu działów oddzielonych od siebie funkcjonalnością, technologiami, metodami działania czy komunikacji, które mogą wpłynąć na efektywne zarządzanie energią, albo nawet je ograniczyć. Dlatego tak ważne jest optymalne dobranie systemu zarządzania energią do potrzeb danego przedsiębiorstwa, po to by zniwelować skutki takich sytuacji jak brak albo użycie niewłaściwych pomiarów, manipulacja pomiarami czy przesadna potrzeba bardzo dokładnych danych pomiarowych.

Analiza danych z systemu zarządzania energią sprzyja efektywnemu planowaniu, wyznaczaniu celów energetycznych oraz podejmowaniu decyzji. Zapewnia racjonalne wykorzystanie mediów i infrastruktury w przedsiębiorstwie, a także pomaga w organizacji i utrzymaniu ruchu oraz jest niezbędnym narzędziem do kontroli zużycia i kosztów w poszczególnych etapach produkcji.

W Goodvalley system zarządzania energią odgrywa bardzo dużą rolę z kilku powodów. Przede wszystkim, ze względu na duże rozproszenie punktów poboru energii i źródeł wytwarzania (ponad 20 gmin), ale także z uwagi na autokonsumpcję, której nie dałoby się zoptymalizować bez odpowiedniego systemu. Dodatkowo system umożliwia analizę zagregowanych danych pod wieloma względami dla zdefiniowanych mediów, takich jak energia elektryczna, ciepło c.o., powietrze, woda, gaz oraz ścieki. Każde z mediów ma zdefiniowane wielkości mierzone, dzięki którym można przeanalizować, raportować i wizualizować m.in. energię elektryczną czynną, bierną indukcyjną i pojemnościową, moce elektryczne czynne i bierne, tangensy i cosinusy, ciepło i moc cieplną, zużycie objętościowe i przepływ objętościowy, napięcie elektryczne, wilgotność, ciśnienie, itp. Wyciągnie wniosków z odpowiednio przygotowanych raportów i wizualizacji oraz kontrolowanie kluczowych parametrów daje ogromne możliwości reagowania i zapobiegania np. przekroczeniom mocy zamówionej (tzw. strażnik mocy), które wiążą się z ponoszeniem dodatkowych, często niemałych kosztów.

> Obecnie Goodvalley posiada osiem biogazowni rolniczych o łącznej mocy 7,4 MW, zlokalizowanych w bezpośrednim sąsiedztwie ferm trzody chlewnej, z których pochodzi główny substrat do produkcji biogazu rolniczego, czyli gnojowica świńska

Warto również podkreślić, że system zarządzania energią jest niezbędny w procesie kalkulowania i weryfikowania śladu węglowego – czy to na poziomie przedsiębiorstwa, czy produktu. Goodvalley przeprowadza taki proces niezmiennie od 2012 r., kiedy po



RYS. 3
Przykładowy raport zużycia wraz z tzw. strażnikiem mocy
materiały własne Goodvalley

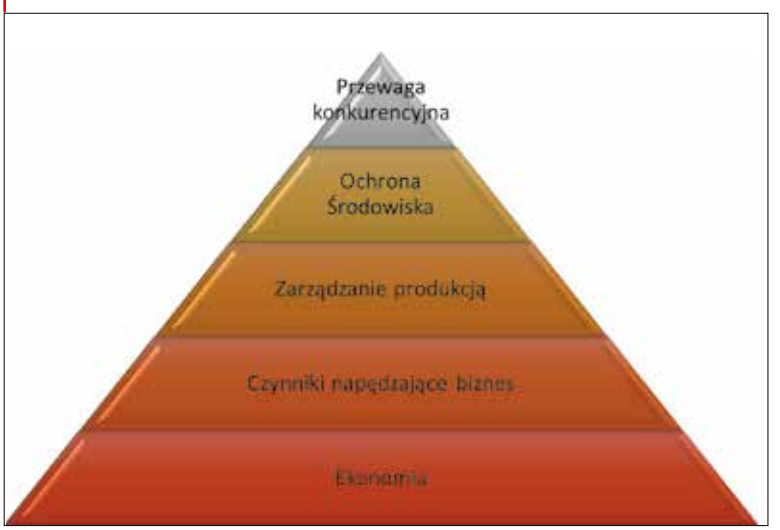
raz pierwszy dokonało kalkulacji i weryfikacji przez niezależną jednostkę akredytywną śladu węglowego przedsiębiorstwa. Obecnie, w odpowiedzi na potrzeby rynku, Goodvalley jest w trakcie oceny cyklu życia produktu tzw. LCA.

Ludzie i narzędzia w zarządzaniu

Efektywność energetyczna nie jest możliwa bez odpowiedniego zaangażowania kadry pracowniczej na każdym szczeblu zarządzania. Często już sama zmiana podejścia do tematu oszczędności energii sprzyja pozytywnym zmianom i przynosi tzw. szybkie sukcesy, do których zaliczyć możemy takie działania, jak:

- wyłączenie nieużywanego sprzętu,
- odłączanie energii dostarczanej do pustych odbiorów,
- naprawa wycieków: pary, wody, sprężonego powietrza,
- naprawa i/lub wymiana wadliwych systemów sterowania,
- izolacja i oczyszczanie wymienników ciepła,
- obniżenie ustawień temperatury i ciśnienia,
- analiza przyczyn pierwotnych awarii urządzeń,
- zapewnienie, by urządzenia działały z maksymalną prędkością,
- konserwowanie urządzeń wg zaleceń producenta.

RYS. 4
Dlaczego warto efektywnie zarządzać energią?
(opracowanie własne na podstawie „Zarządzanie energią w przedsiębiorstwie, Kit Oung, PWN 2013. Dlaczego warto efektywnie zarządzać energią?)



Zgodnie z tym, co napisał King Oung w książce pt. „Zarządzanie energią w przedsiębiorstwie" (PWN 2013) można powiedzieć, że każda firma składa się z nastrojów, kompetencji, zaangażowania oraz intencji ludzi w niej pracujących, dlatego tak ważna jest kultura organizacyjna. Zgodnie z modelem coachingowym ABC (Attitude – Behaviour – Consequence), wszystko zaczyna się od nastawienia. Jeżeli przedsiębiorstwo zapewni środowisko promujące i zachęcające do efektywności energetycznej, wdroży w sposób kompetentny strategię energetyczną i będzie ją konsekwentnie realizowało poprzez efektywne praktyki, również komunikacyjne, wówczas sposób pracy, w tym nastawienie i zachowanie pracowników, będzie efektywne długoterminowo.

Należy pamiętać również, że w zarządzaniu energią bardzo istotną rolę odgrywają wszelkiego rodzaju narzędzia służące poprawie efektywności energetycznej. Zazwyczaj wszystko sprowadza się do jednego kluczowego pojęcia – „audytu energetycznego", pod którym kryje się wiele różnego typu metod i technik powszechnie stosowanych. Można tutaj wymienić sprawozdawczość energetyczną, bilansowanie energetyczne, monitorowanie i określanie docelowego zużycia energii, benchmarking energetyczny czy wyszukiwanie tzw. okazji energetycznych.

***

Efektywne zarządzanie energią jest nieodłącznym elementem zrównoważonego rozwoju, który w ostatnich czasach bardzo intensywnie przybrał na znaczeniu. Coraz częściej pojawia się w przepisach prawa, które stają się w tym temacie coraz bardziej wymagające. Mimo tego, że transformacja energetyczna jest nieunikniona, nie należy zapominać, że efektywne zarządzanie na każdym etapie powinno i zwyczajnie będzie się opłacać, również z biznesowego punktu widzenia. ■

INTEC

DZIAŁAMY OD 1991 ROKU

POLSKA ARMATURA I AUTOMATYKA PRZEMYSŁOWA

Współczesne zautomatyzowane instalacje przemysłowe stawiają najwyższe wymagania w stosunku do obsługującej je aparatury regulacyjnej. Sprawą zasadniczą jest u trzymanie reżymów technologicznych w bardzo wąskiej granicy odchyleń. Jest to niezbędne do osiągnięcia odpowiedniej jakości i sprawności wytwarzania oraz niezawodności obiektów przemysłowych. Pierwszoplanową rolę odgrywają w tych procesach elementy wykonawcze sterujące tymi mediami, czyli armatura przemysłowa.

Aby zapewnić dostępność nowoczesnej armatury w oparciu o potencjał krajowy powołano Konsorcjum Przemysłowe INTEC-WAKMET.

Konsorcjum prowadzi działalność produkcyjną rozwojową wyłącznie w oparciu o własne, oryginalne rozwiązania techniczne oraz posiadany unikatowy park maszynowy.

W skład Konsorcjum wchodzą: Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC Sp. z o.o. we Wrocławiu i Fabryka Armatury Przemysłowej WAKMET Sp.j. w Bodzanowie. Obydwa zakłady rozpoczęły swoją działalność w roku 1991.

Produkcja armatury rozpoczęła się od prostych, niskociśnieniowych zaworów i zasuw, aby obecnie po niespełna 30 latach - osiągnąć w pełnym zakresie oferowanych parametrów i konstrukcji poziom światowy, potwierdzony 40% udziałem eksportu w sprzedaży armatury. Produkcja zaworów ulokowana jest w Bodzanowie. Hale produkcyjne są wyposażone w najnowocześniejsze maszyny i centra CNC, sterowane zaawansowanymi narzędziami informatycznymi. Dzięki takiej bazie proces produkcji jest szybki, elastyczny i powtarzalny. Zarówno wyroby, jak i stosowane procedury projektowe oraz produkcyjne, posiadają wszelkie wymagane certyfikaty.

Produkowaną armaturę można podzielić na: zawory odcinające, zasuwy, osadniki, przepustnice M3M, zawory ogólnego przeznaczenia, stacje redukcyjno-schładzające, schładzacze oraz zawory specjalizowane. Główną cechą oferowanej przez Konsorcjum armatury jest solidność, długowieczność, a także ograniczenie do minimum wymagań serwisowych.

Wyrażamy przekonanie, że oferowana przez nasze Konsorcjum armatura spełni wszelkie Państwa wymagania.

ZAPRASZAMY DO WSPÓŁPRACY

INTEC

Zakład Automatyki Przemysłowej INTEC Sp. z o.o.
ul. Wrocławska 33D Długołęka, 55-095 Mirków
tel./fax +48 71 348 18 18, **www.intec.com.pl**

DZIAŁAMY OD 30 LAT

WODÓR

temat medialny czy nieodległa rzeczywistość?

Emma Bartosik
laureatka XV edycji Krajowego Konkursu Energetycznego im. prof. Jacka Malko pn. „Wszystko zależy od energii!"

Bez wątpienia przejście na bezemisyjne źródła energii jest jednym z najważniejszych problemów stojącym przed sektorem energetycznym. Globalny miks energetyczny nie jest zrównoważony, ponieważ dalej przeważa w nim udział paliw kopalnych. Dlatego jako alternatywę typuje się wodór, będący nośnikiem o dużej gęstości energii.

fot. 123rf

Jego znaczenie przypisuje się unikalnym właściwościom, takim jak: najlepszy stosunek energii do masy i zdolność magazynowania energii do momentu, gdy będzie potrzebna. Co więcej, może być produkowany z odnawialnych źródeł energii, eliminując produkcję netto gazów cieplarnianych. Dlatego wodór uznano za idealnego kandydata zarówno do zastosowań mobilnych, jak i stacjonarnych.

Skoro wodór ma tyle zalet, to dlaczego nie otaczają nas stacje tankowania wodorem, na wycieczkę nie jeździmy pojazdem zasilanym wodorem i wciąż polegamy na węglu kamiennym? Czyżby wodór był „szklanymi domami" XXI wieku?

Produkcja, czyli czy rzeczywiście wodór jest ekologiczny?

Rozwój technologii wodorowej w Polsce i na świecie wpisuje się w działania mające na celu osiągnięcie gospodarki niskoemisyjnej. Podział wodoru ze względu na źródło jest oznaczany dziewięcioma kolorami, które jednoznacznie informują o wpływie jego produkcji na środowisko. Świadomość, że Polska jest trzecim największym wytwórcą wodoru w Europie może napawać optymizmem, dopóki nie odkryjemy, że to prawie w całości wodór szary, czyli produkowany z paliw kopalnych. Lider produkcji w Polsce, Grupa Azoty S.A., wytwarza rocznie ponad 400 tys. ton wodoru.[1]

Czynione są jednakże kolejne inwestycje mające na celu zwiększenie udziału wodoru niskoemisyjnego – za taki uważa się wytwarzany z odnawialnych źródeł energii wodór zielony (na ten moment stanowi on ok. 1% produkcji). Produkcja na drodze elektrolizy z zastosowaniem odnawialnych źródeł energii wiąże się jednak ze stratami energii przez jej konwersję. Zdecydowanie najbardziej zrównoważoną opcją jest fotoelektrochemiczny rozkład wody (zawiera ona 111 g wodoru w 1 litrze). Trwają zaawansowane badania nad tą ścieżką, lecz na ten moment jej komercjalizacja pozostaje w strefie marzeń. Wytwarzanie fotoelektrod opiera się na kosztownej nanotechnologii, a uzyskiwane wydajności konwersji energii słonecznej na wodór są niewystarczające, biorąc pod uwagę skomplikowaną produkcję. Najwyższe wydajności są bowiem uzyskiwane w kontrolowanych, laboratoryjnych warunkach, przy oświetlaniu światłem monochromatycznym. Głównym celem jest zarówno zwiększenie produkcji wodoru, jak i wdrożenie bezemisyjnych, łatwo skalowalnych rozwiązań. Dlatego przez moment

skupiono się na niebieskim wodorze, różniącym się od szarego tym, że jego produkcja uwzględnia wychwytywanie i przetwarzanie emitowanego dwutlenku węgla (CCS/CCU). Jest to droga technologia, ponieważ należy zadbać nie tylko o dodatkowy sprzęt, ale też składowanie CO_2, co wiąże się z nakładami energetycznymi.

Ponadto wyróżnia się wodór:

- Turkusowy – powstaje na drodze pirolizy metanu bądź przetwarzania odpadowych tworzyw sztucznych.
- Biały, pochodzący z naturalnych źródeł geologicznych; odznacza się brakiem negatywnego wpływu na środowisko. Miejscowa produkcja dodatkowo ogranicza koszt związany z transportem, lecz uzależniona jest od geologii.
- Żółty powstaje poprzez elektrolizę wody z wykorzystaniem energii słonecznej, a fioletowy – energii z elektrowni atomowych.
- Czarny i brązowy wytwarza się w procesie gazyfikacji węgla, odpowiednio kamiennego i brunatnego.

Elektroliza i fotoelektroliza

Najbardziej przyjazne dla środowiska jest wytwarzanie wodoru z użyciem odnawialnych źródeł energii: geotermalnej, wiatrowej czy słonecznej. Stosując energię słoneczną, produkcja wodoru w ogniwie fotoelektrochemicznym (PEC) wiąże się z mniejszą emisją zanieczyszczeń w porównaniu do innych technik. W takim ogniwie energia słoneczna ulega przekształceniu w nośnik energii przez procesy elektrochemiczne stymulowane światłem słonecznym, które jest absorbowane przez elektrodę bądź elektrody zanurzone w ciekłym elektrolicie. Reakcja fotoelektrochemiczna wymaga zastosowania elektrody z półprzewodnika o przerwie wzbronionej pomiędzy pasmami walencyjnym a przewodnictwa. W przypadku półprzewodników typu p, nośnikami ładunku są dziury elektronowe w paśmie walencyjnym, co skutkuje łatwą redukcją. W półprzewodnikach typu n tę rolę pełnią elektrony w paśmie przewodnictwa, przez co zachodzi reakcja utlenienia. Reakcja fotoelektrochemiczna polega na generacji nośników ładunku poprzez absorpcję fotonów (kwantów światła), których energia jest wyższa od energii przerwy wzbronionej półprzewodnika. W ten sposób następuje konwersja energii. Właściwości fizykochemiczne półprzewodników oraz procesy takie jak absorpcja światła, separacja, transport i rekombinacja nośników ładunków wpływają na właściwości fotokatalityczne materiałów [2].

Od czasu publikacji artykułu dotyczącego fotoelektrochemicznego rozkładu wody z wykorzystaniem dwutlenku tytanu (TiO_2) jako fotoelektrody, wiele badań zostało poświęconych materiałom fotokatalitycznym służącym konwersji energii słonecznej do wodoru. Aby materiał mógł być fotokatalizatorem, musi cechować się m.in. wysoką stabilnością i aktywnością katalityczną, absorpcją światła z szerokiego zakresu spektralnego i odpowiednim położeniem pasm energetycznych. Najczęściej stosowanymi fotokatalizatorami są m.in. tlenek cynku, siarczek kadmu, tlenek żelaza (II) czy wanadan bizmutu. Niektóre fotoelektrody mają odpowiednie pasmo wzbronione, lecz ulegają fotokorozji i nie są stabilne. W celu poprawienia stabilności stosuje się różne techniki, m.in. pokrywanie elektrod cienkimi warstwami, np. węgla. Modyfikacja mikrostruktury i morfologii fotoelektrod skutkuje zwiększoną reaktywnością, ponieważ nanomateriały cechują się znacznie większymi wartościami powierzchni właściwej w porównaniu do tradycyjnych materiałów. Ponadto przejście do skali nano skutkuje zmianami właściwości optycznych, elektrycznych czy magnetycznych. Wykazano, że zastosowanie nanostruktur 3D w postaci nanokwiatów TiO_2 skutkuje większą aktywnością fotokatalityczną, a porowata morfologia powoduje efektywne zbieranie światła, przez co wydajność konwersji energii słonecznej na wodór jest wyższa.

Pomimo osiągnięcia wielu godnych uwagi wyników niezbędne są dalsze postępy w wytwarzaniu materiałów i struktur. Istotne jest przezwyciężenie wyzwań związanych ze skalowaniem, produkcją, stabilnością i wydajnością. Choć fotoelektroliza jest najbardziej przyjaznym środowisku rozwiązaniem, poziom skomplikowania procesu wytwarzania fotoelektrod to czynnik wykluczający tę technologię z komercyjnego punktu widzenia.

Elektroliza może się okazać niezwykle przydatna, by móc zmagazynować nadmiar energii w postaci wodoru, który potem można wykorzystać w procesach technologicznych, transporcie bazującym na ogniwach paliwowych bądź przenośnej elektronice. Wytwarzany wodór cechuje wysoka czystość, a produkcja może występować lokalnie, co znacznie zmniejsza koszty związane z przesyłem. Ta metoda jest odpowiedzią na problemy stojące przed energetyką odnawialną, gdzie produkcja zależy od warunków środowiskowych i jest nierównomierna w przeciągu doby. Nadwyżka energii, zmagazynowana w postaci

KRAJOWY KONKURS ENERGETYCZNY IM. PROF. JACKA MALKO

Organizatorem XV edycji Krajowego Konkursu Energetycznego im. prof. Jacka Malko pn. „Wszystko zależy od energii!" jest Fundacja Świadomi Klimatu, podkreślająca, że „Krajowy Konkurs Energetyczny powstał po to, by promować z jednej strony ambitną młodzież, a z drugiej – świadomość energetyczną i ekologiczną. Problematyka racjonalnego zarządzania energią, zrównoważonego rozwoju i poszanowania środowiska nie traci na aktualności. Wręcz przeciwnie, w obliczu zmian klimatycznych wymaga coraz większej uwagi".

Magazyn „Energetyka Cieplna i Zawodowa" objął wydarzenie patronatem medialnym. Więcej na www.swiadomiklimatu.pl

HUTA MAŁAPANEW

Odlewy surowe i obrobione
o wadze od 5 kg do 12 ton

Ponad 200 gatunków staliwa i żeliwa

Ponad 250 klientów na całym świecie

Polski Producent

Huta Małapanew to polski producent odlewów staliwnych i żeliwnych z ponad 260-letnią tradycją.

Produkujemy odlewy wg rysunku klienta dla takich gałęzi przemysłu jak: energetyka, armatura, górnictwo, kolejnictwo, hutnictwo, cementownictwo, oraz przemysł zbrojeniowy i maszynowy.

JAKOŚĆ
TERMINOWOŚĆ
PARTNERSTWO

e-mail. hmhandel@malapanew.pl
tel. +48 77 401 85 10

Sumitomo SHI FW

Powering a decarbonized world for everyone

Energy Generation

Waste to Value

Energy Stotage

Carbon Capture

Services

Od ponad 130 lat Sumitomo SHI FW opracowuje i dostarcza najwyższej jakości technologie na ciągle zmieniającym się rynku wytwarzania energii.
Firma jest aktywnym partnerem swoich klientów w zakresie dekarbonizacji i wszelkich procesów modernizacyjnych związanych z transformacją energetyczną oraz dbałością o ochronę środowiska. Nasze główne obszary działania to energetyczne wykorzystanie biomasy i paliw alternatywnych w energetyce i ciepłownictwie, instalacje wychwytu CO_2, magazynowanie energii, zgazowanie biomasy i odpadów w celu uzyskania syngazu.
Dzięki doświadczeniom zebranym z naszych pracujących instalacji, unikalnej bazie wiedzy i globalnemu zasięgowi jesteśmy w stanie sprostać wyzwaniom technologicznym na obecnym rynku inwestycyjnym w energetyce.

www.shi-fw.com

wodoru, mogłaby być z powrotem konwertowana w momencie niewystarczającej produkcji. Potrzebne jest zatem podejście hybrydowe do zagadnienia, jakim jest energetyka wodorowa, by móc zniwelować ograniczenia każdej z opcji, jednocześnie uzyskując system dopasowany do warunków i potrzeb. Właśnie w takich rozwiązaniach wodór jest idealnym kandydatem, który może stopniowo zastępować magazyny energii z użyciem ogniw litowo-jonowych. Ich produkcja wymaga stosowania cennych surowców (jak kobalt czy nikiel), których obecność na Ziemi jest niewystarczająca, by sprostać rosnącemu zapotrzebowaniu na energię. Dlatego kolejny kluczowy aspekt energetyki wodorowej to magazynowanie, mogące uwzględniać kilka strategii, których stosowanie dopasowane jest do wymagań sektorów docelowych.

Gaz, ciecz i ciało stałe

Magazynowanie wodoru jest kwestią kluczową dla sukcesu oraz realizacji technologii i ekonomii wodoru. Może być przechowywany w wielu postaciach, z których każda ma zestaw zarówno zalet, jak i wad: jako gaz, ciecz kriogeniczna i ciało stałe. Jego niska temperatura wrzenia (-252,87°C) i niska gęstość w stanie gazowym (0,08988 g/l) przy ciśnieniu 1 atm komplikuje sytuację.

Aby przechowywać wodór gazowy należy starannie zaprojektować i przetestować specjalne pojemniki, ponieważ gaz musi być utrzymywany pod wysokim ciśnieniem. Pojemniki wykonane z grubych warstw CFRP, czyli polimeru wzmocnionego włóknem węglowym, są jedną z najefektywniejszych opcji. Komercyjnie stosowany aluminiowy zbiornik liniowy jest łatwy w budowie i cechuje się wysoką przewodnością cieplną, ale w porównaniu do zbiorników CFRP ma niską wytrzymałość, pojemność i wątpliwe bezpieczeństwo[3]. Dlatego zbiorniki CFRP stają się coraz bardziej popularne w nowoczesnych pojazdach napędzanych wodorem. Jedną z wad tych zbiorników jest konieczność utrzymywania temperatury materiału poniżej 85°C dla zachowania wymogów bezpieczeństwa. Można argumentować, że ciężar takich butli, zwłaszcza w pełni napełnionych, jest ogromną wadą. Wymaga to jeszcze wielu intensywnych badań w celu poprawy właściwości strukturalnych i mechanicznych materiałów wykorzystywanych do produkcji.

W przypadku magazynowania ciekłego wodoru wymaga on większego, dobrze izolowanego i kosztownego przechowywania kriogenicznego, aby zapobiec wyparowaniu i utrzymać temperaturę poniżej 20 K. Proces transformacji gaz-ciecz jest niezwykle kosztowny, zużywa około 30% wartości energetycznej zmagazynowanego wodoru. Tym samym jest gorszy od magazynowania w postaci gazowej, a jego zastosowanie w realnej przyszłości może być utrudnione ze względu na wysokie koszty i kwestie bezpieczeństwa.

W stanie stałym istnieje wiele alternatywnych sposobów przechowywania wodoru, takich jak wodorki metali, materiały węglowe itp. Przechowywanie wodorków metali jest bezpieczną i wydajną objętościową opcją. Wodór może być związany chemicznie w wodorkach metali, ale wymaga to ogromnej ilości energii [4]. Z drugiej strony silniejsze wiązanie umożliwia przechowywanie wodoru w dużej gęstości nawet w warunkach otoczenia. Ta alternatywa jest przedmiotem intensywnych badań, a grupa wodorków na bazie magnezu stanowi obiecującą opcję konkurencyjnego magazynowania z pojemnością wodoru do 7,6% wagowych do zastosowań pokładowych.

Nanomateriały, takie jak jednościenne nanorurki węglowe (SWCNT) i wielościenne nanorurki węglowe (MWCNT), charakteryzują się dużą stabilnością chemiczną i dużą powierzchnią, co prowadzi do ich znacznej zdolności magazynowania. Systemy szkieletów metaloorganicznych (MOF) mają doskonałe właściwości przechowywania wodoru (w procesach fizysorpcji lub chemisorpcji), jednak materiały te charakteryzują się zazwyczaj bardzo małą gęstością, a zatem słabą objętościową zdolnością magazynowania wodoru.

> Wodór nie jest jedynie medialnym tematem, a solidnym przedmiotem wspólnej pracy technologów, naukowców, przedsiębiorców i rządów

Wysokociśnieniowe magazynowanie wodoru w stanie gazowym jest potencjalnym zagrożeniem, ponieważ może powodować wycieki, co utrudnia jego wykorzystanie w transporcie, a ponadto jest kosztowne [5]. W przypadku magazynowania gazów generalnie występują wyższe koszty inwestycyjne. Obecnie w użyciu są zbiorniki CFRP – głównie w pojazdach napędzanych ogniwami paliwowymi, co skutkuje potencjalną redukcją masy systemów magazynowania w autobusach i ciężarówkach. Prowadzi to do znacznej oszczędności paliwa. Co więcej, zbiorniki te mogą być używane zarówno w zastosowaniach stacjonarnych, jak i mobilnych, obejmujących infrastrukturę magazynowania wodoru, transport, samochody napędzane wodorem, pojazdy szynowe i wiele innych.

Niewątpliwie istnieją trudności związane z wysokimi kosztami wytworzenia, eksploatacji i infrastruktury. Pojawia się potrzeba finansowania ze środków prywatnych i publicznych, aby zwiększyć dostępność magazynowania wodoru w postaci gazowej. Poza tym ten sposób magazynowania jest obiecującą perspektywą, obecnie udoskonalaną. Jednakże tego typu zbiorniki mogą stać się przestarzałe wraz z postępem

fot. 123rf

AUTOBUS NA WODÓR
Pojazdy wodorowe mogą opierać się na spalaniu wodoru w zmodyfikowanym silniku bądź zastosowaniu ogniw paliwowych, gdzie wodór w zbiorniku mieszany jest z powietrzem i wtłaczany do ogniwa, w którym zachodzi reakcja chemiczna. Obecnie popularniejsze jest drugie rozwiązanie, a przykłady tego typu pojazdów można już spotkać na drogach – jak Honda Clarity czy Toyota Mirai, a nawet autobus Solaris Urbino Hydrogen 12

w technologii inżynierii materiałowej. Chociaż obecnie nie ma możliwości szerokiego wykorzystania magazynowania wodoru w tej postaci należy mieć nadzieję, że stanie się to standardem, ponieważ technologia wodorowa znajduje się w czołówce dyskusji środowiskowych, starając się sprostać coraz trudniejszym celom ochrony klimatu.

Przyszłość transportu

Transport odpowiada za 16% globalnej emisji dwutlenku węgla, a Unia Europejska dąży do jej redukcji o 55% do 2030 roku. Niewątpliwie, choć największe środki poświęcane są rozwojowi pojazdów elektrycznych, ich wolne ładowanie oraz koszt akumulatorów zmusza do poszukiwania alternatyw. Wszelkie dyskusje dotyczące przyszłości zrównoważonego transportu poruszają temat zastosowania wodoru. Zaletą tego rozwiązania jest brak emisji szkodliwych substancji, takich jak tlenki azotu czy dwutlenek węgla, ponieważ jedynym produktem spalania jest para wodna. Ponadto zasięg pojazdów zasilanych wodorem jest o wiele większy (nawet 800 km) w porównaniu do elektrycznych (ok. 300 km).

Pojazdy wodorowe mogą opierać się na spalaniu wodoru w zmodyfikowanym silniku bądź zastosowaniu ogniw paliwowych, gdzie wodór w zbiorniku mieszany jest z powietrzem i wtłaczany do ogniwa, gdzie zachodzi reakcja chemiczna. Obecnie popularniejsze jest drugie rozwiązanie, a przykłady tego typu pojazdów można już spotkać na drogach – jak Honda Clarity czy Toyota Mirai, a nawet autobus Solaris Urbino Hydrogen 12. Dzięki wykorzystaniu wodoru w transporcie publicznym dążenie do osiągnięcia celów określonych przez Unię Europejską dotyczących obniżania emisji jest znacząco ułatwione.

Rozważyć należy kwestie bezpieczeństwa wiążące się z zastosowaniem wodoru jako alternatywnego paliwa – jest on łatwopalny i wybuchowy, dlatego trzeba zachować ostrożność podczas jego przechowywania i transportu. Ponadto może zaistnieć problem, który już spotyka samochody elektryczne – każdy wypadek, jaki będzie miał miejsce, przyczyni się do niepokoju zarówno wśród inwestorów, jak i potencjalnych konsumentów, hamując dynamikę wzrostu gospodarki opierającej się na wodorze.

Przejście na zastosowanie wodoru jako alternatywnego paliwa w najbliższym czasie nie będzie możliwe ze względu na koszt jego otrzymywania. Dopóki nie zostanie wdrożona bardziej ekonomiczna, a jednocześnie obojętna dla środowiska metoda wytwarzania, tak zasilanymi pojazdami jeździć będą mogli tylko nieliczni. Dodatkowym problemem jest potrzeba utworzenia przystosowanej infrastruktury. W tym celu niezbędne będzie dofinansowanie przez rząd stacji tankowania wodorem. W Polsce na ten moment jest ich jedynie kilkanaście, lecz planowane są kolejne – do 2025 roku, zgodnie z Polską Strategią Wodorową, ma ich powstać minimum 32. Wsparcie ze strony rządu niezaprzeczalnie przyspieszy wykorzystanie potencjału wodoru w transporcie. Plany Unii Europejskiej, by od 2035 roku jedyne samochody dostępne w sprzedaży były elektryczne bądź wodorowe, zmuszą producentów do rozwoju technologii. Prognozuje się, że tempo wzrostu wielkości rynków pojazdów na wodór znacząco się zwiększy w przeciągu najbliższych kilku lat.

Stosowanie wodoru w powietrzu

Lotnictwo odpowiadało za ponad 2% światowych emisji CO_2 związanych z energią w 2021 roku, a zgodnie z obecnymi tendencjami prognozowany jest ponaddwukrotny wzrost ruchu pasażerskiego w transporcie lotniczym do połowy stulecia. Z tego powodu kluczowe jest poprawienie wydajności w celu zmniejszenia zużycia energii i rozwijanie ekologicznych rozwiązań, wśród których znajduje się zastosowanie wodoru [6].

Testowano możliwości wykorzystania wodoru w małych samolotach, lecz potrzeba przechowywania w kriogenicznych warunkach wymagałaby zmian zarówno w konstrukcji maszyn, jak i infrastrukturze. Jest to bardzo kosztowna inwestycja, która na ten moment nie będzie realizowana. Można skupić się na innym, już stosowanym aspekcie – gaz ziemny, wykorzystywany w pomocniczych jednostkach napędowych, które wytwarzają energię elektryczną, kiedy silnik odrzutowy nie pracuje, jest zastępowany wodorem. Pozwala to na skuteczne obniżenie emisji szkodliwych substancji do środowiska.

Rozwijanie wodorowych technologii w lotnictwie możliwe będzie dzięki współpracy między instytucjami badawczymi, rządem oraz przemysłem lotniczym. Niezbędne jest kontynuowanie badań nad silnikami, systemami zasilania i magazynowania oraz materiałami. Zastosowanie syntetycznych paliw bazujących na wodorze (power-to-liquid) nie wymaga zmian w infrastrukturze tankowania na lotniskach, lecz

jest od cztery do sześciu razy droższe niż konwencjonalne paliwo. Oparcie lotnictwa na tej technologii jest ograniczone z powodów ekonomicznych – paliwo ma duży udział w całkowitych kosztach eksploatacji samolotów, a sama perspektywa braku ponoszenia opłat za emisje CO_2 nie jest wystarczająca.

Infrastruktura

Możliwy jest transport śródlądowy wodoru, lecz jest on droższy w porównaniu do zastosowania rurociągów. Obecnie na całym świecie istnieje ich blisko 5 000 km, w porównaniu z około 3 milionami km rurociągów przesyłowych gazu ziemnego. Te istniejące rurociągi wodorowe są obsługiwane przez przemysłowych producentów wodoru i służą głównie do dostarczania go do zakładów chemicznych i rafineryjnych. Charakteryzują się one niskimi kosztami eksploatacji i żywotnością od 40 do 80 lat. Ponadto działa tu ekonomika skali. Jednakże koszty kapitałowe są wysokie, więc potrzebne jest dofinansowanie ze strony rządu. Istnieje jednak możliwość przekształcenia istniejących rurociągów przesyłowych gazu ziemnego, lecz mankamentem jest potrzeba wykorzystania aż trzy razy większej objętości, by dostarczyć taką samą ilość energii jak gaz ziemny. Obecny system rurociągów nie byłby zatem wystarczający – poza jego modyfikacjami niezbędne okazałoby się także zamontowanie dodatkowych instalacji. Cała inwestycja byłaby niezwykle kosztochłonna, a ponadto potencjalnie niebezpieczna ze względu na łatwopalność wodoru. Dodatkowo, koszt transportu wodoru wzrasta wraz z odległością przesyłu ze względu na konieczność zastosowania większej liczby tłoczni.

Chcąc transportować wodór drogą morską należy go uprzednio przetworzyć, co generuje dodatkowe koszty. Koszt konwersji i transportu wodoru 1500 km statkiem w postaci ciekłej to 2 dol./kg H_2 i wzrasta razem z odległością transmisji. Jest to spowodowane potrzebą dodatkowego magazynowania i użycia większej liczby statków. Ponadto ta kwota nie uwzględnia kosztów lokalnej dystrybucji [7].

Ze względu na wysoki koszt transportu wodoru za pomocą tych dwóch metod, konieczne jest zwiększenie miejsc wytwarzania wodoru, by jak najbardziej ograniczyć jego długodystansowy przesył. W tym celu planuje się założenie większej liczby dolin wodorowych, które pozwolą na zdecentralizowaną produkcję wodoru [8].

Na ten moment

Obecnie wodorem zasilane są głównie mniejsze pojazdy na halach produkcyjnych, jak wózki widłowe, ale na polskich drogach można zobaczyć coraz więcej środków komunikacji zbiorowej z wodorowymi ogniwami paliwowymi, redukujących emisję zanieczyszczeń w miastach. Celem rządu na 2030 rok jest 2,5 mln pojazdów napędzanych ogniwami paliwowymi na drogach, lecz ich konkurencją są pojazdy elektryczne [9,10].

W celu przyspieszenia rozwoju wodorowej gospodarki wiele krajów nawiązuje partnerstwa międzynarodowe. Strategiczna wizja Unii Europejskiej neutralności klimatycznej szacuje, że do 2050 roku udział wodoru w europejskim miksie energetycznym wzrośnie do 14%, w porównaniu z obecnym poziomem ok. 3%. Zgodnie z planami rządu, po 2030 roku technologie związane z wodorem produkowanym z udziałem odnawialnych źródeł energii będą wdrażane na dużą skalę.

Polska Strategia Wodorowa do roku 2030 określa główne cele rozwoju gospodarki wodorowej w kraju. Ukazuje niezbędne kierunki działań i wskazuje sześć celów szczegółowych:

1. Wdrożenie technologii wodorowych w energetyce oraz ciepłownictwie.
2. Wodór jako alternatywne paliwo.
3. Wsparcie dekarbonizacji przemysłu.
4. Produkcja w nowych instalacjach.
5. Przesył, dystrybucja i magazynowanie w bezpieczny i sprawny sposób.
6. Stworzenie stabilnego otoczenia regulacyjnego.

Kluczowe jest wdrażanie działań określonych w PSW, by wpisać się w europejskie normy mające na celu przejście na gospodarkę niskoemisyjną. Celem do 2030 roku jest utworzenie co najmniej pięciu dolin wodorowych, w których prowadzone będą projekty inwestycyjne i B+R+I. Stworzenie polskiej gałęzi gospodarki wodorowej jest wizją PSW [1].

W ramach wytwarzania wodoru, priorytetem jest produkcja z udziałem odnawialnych źródeł energii, a wskaźnikiem osiągnięcia celu do 2030 roku będą 2 GW mocy instalacji do niskoemisyjnej produkcji, co realizowane ma być poprzez instalację elektrolizerów.

Bardzo istotne znaczenie odgrywa przeprowadzanie akcji edukacyjnych i kampanii społecznych. Mają one na celu przybliżenie tematu wodoru oraz jego popularyzację. Na uczelniach powstają kierunki, które kształcą młodych ludzi tak, by stanowili w przyszłości wykwalifikowaną kadrę. Wgłębiają się oni w zagadnienia takie jak magazynowanie i przesył wodoru, analiza ekonomiczna w energetyce wodorowej czy symulacje procesów wodorowych.

Wodór jako towar

Poza wykorzystaniem wodoru w sektorze energii i transportu, może być on przedmiotem handlu. Kupno, sprzedaż i rozliczanie kontraktów na wodór odbywałyby się na giełdach energii. Towarowa Giełda Energii ma na celu wsparcie polityki bezpieczeństwa państwa i nadzór nad standardami zgodnymi z wymogami Unii Europejskiej. Na niej handluje się różnymi nośnikami energii, takimi jak gaz czy energia elektryczna. Istnieją inicjatywy, których celem jest stworzenie giełd wodorowych. Handel tym surowcem mógłby go spopularyzować i ułatwić inwestycje. Konieczne jednak będzie uprzednie certyfikowanie wodoru, by odróżnić

EMMA BARTOSIK

fot. E. Bartosik

Studentka Wydziału Fizyki i Informatyki Stosowanej Akademii Górniczo-Hutniczej im. Stanisława Staszica w Krakowie. W wolnym czasie działa w kole naukowym i uprawia sporty wodne. Jak mówi: „Ciekawi mnie oddziaływanie światła z materią, fizyka ciała stałego i energetyka odnawialna. Łączę swoje zainteresowania, pracując nad nanomateriałami do magazynowania i konwersji energii".

ten niskoemisyjny od pochodzącego z paliw kopalnych, by zwiększyć konkurencyjność, a konsumenci mogli znać źródło towaru. Większość politycznych działań koncentruje się na regulacjach dotyczących produkcji, przesyłu i transportu. Potrzebne będą nowe strategie wodorowe uwzgledniające giełdę, by wykorzystać w pełni potencjał drzemiący w wodorze.

Temat medialny kontra rzeczywistość

Jak widać, wodór jest kontrowersyjny, a chęć jego szerszego wykorzystania sprowadza wiele pytań, na które odpowiedź nie jest wcale taka oczywista.

Niezwykle istotne pozostaje rozwiązanie problemów z wydajnością procesu konwersji, nieekonomicznym magazynowaniem i wysokimi kosztami produkcji czystego wodoru. Wyzwaniem dla wdrożenia wodoru jest potrzeba rozbudowanej i bezpiecznej infrastruktury. Niezbędne jest wsparcie ze strony rządów poprzez nowe regulacje oraz dofinansowania. Znacząco przyspieszyłoby to adopcję wodoru jako alternatywnego paliwa. Kluczowe pozostaje też kontynuowanie badań na wielu płaszczyznach. Wciąż pozostaje dużo pola do ulepszeń w materiałach do magazynowania, fotoelektrochemicznej produkcji, infrastrukturze i mobilności. Pilnie potrzebne są rozwiązania łatwo skalowalne, niewykorzystujące szkodliwych substancji i rzadkich pierwiastków, bezpieczne, o niskim śladzie węglowym. Cała dyskusja o wodorze przestaje mieć wartość w momencie, gdy jego stosowanie wcale nie jest przyjazne środowisku, ponieważ właśnie ograniczenie emisji dwutlenku węgla i odejście od paliw kopalnych są głównymi ideami stojącymi za medialnością wodoru. Wodór ma gigantyczny potencjał na zastosowanie w sektorze energetycznym i transportu, lecz należy mieć na uwadze fakt, że w najbliższej przyszłości nie zastąpi innych źródeł energii.

Ze strategicznego punktu widzenia kluczowe jest tworzenie popytu rynkowego na wodór. Umożliwi to wzrost gospodarczy z jednoczesnym dbaniem o środowisko. Energetyka wodorowa zapewni tysiące nowych miejsc pracy i jest istotnym punktem w drodze do zrównoważonej przyszłości. Przyczyni się do poprawy bezpieczeństwa energetycznego pod warunkiem odejścia od szarego, czarnego i brązowego wodoru na rzecz technologii skalowalnej produkcji z użyciem odnawialnych źródeł energii. Rozwój tej gałęzi gospodarki pozwoli na utrzymanie i przekwalifikowanie kadry w sektorach, którym grozi redukcja. Dodatkowo, fundusz unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji dostał finansowanie w wysokości ok. 10 mld euro, by przeznaczyć je na technologie bazujące na wodorze. Sektor prywatny również skupia się na energetyce wodorowej, widząc w niej gigantyczny potencjał.

***

Jak widać, wodór nie jest jedynie medialnym tematem, chwytliwym hasłem na pasek informacyjny w programie telewizyjnym, a solidnym przedmiotem wspólnej pracy technologów, naukowców, przedsiębiorców i rządów. Prace nad fotoelektrochemiczną produkcją wodoru trwają od lat 70. ubiegłego wieku, a obecnie prowadzone badania nad ogniwami tandemowymi pokazują wydajności przekraczające 20%. Prawie 50 lat temu powstał prototyp samochodu napędzanego ogniwami paliwowymi – dzisiaj można podróżować autobusem wodorowym. Do niedawna fotowoltaika w oczach społeczeństwa była chwilową modą, skazaną na porażkę – dzisiaj wiemy, że to nieprawda. Nawet w dużych miastach dachy domów pokryte są panelami słonecznymi, a dynamika wzrostu ich sprzedaży przyczyniła się do ekspotencjalnego spadku cen. Może podobny los czeka wodór? Na ten moment dużo za tym przemawia. Nie należy jednak oczekiwać, że będzie rozwiązaniem wszelkich problemów – nie wprowadzi rewolucji w sektorze energetycznym, ale wspomoże przejście na odnawialne źródła energii i dekarbonizację przemysłu.

Literatura

1. Polska Strategia Wodorowa do roku 2030.
2. Structural, optical, and photoelectrochemical properties of Mn–TiO2 model thin film photocatalysts, Gracia F, Holgado JP, Caballero A, Gonzalez-Elipe AR.
3. Characteristics of CFRP Hydrogen Storage Vessel on Rising Temperature in the Filling Process.
4. Solid-state hydrogen storage nanomaterials for fuel cell applications, Sherif El-Eskandarany M.
5. Large-scale storage of hydrogen, Andersson J, Grönkvist S.
6. Global Energy Infrastructure, Hydrogen – data telling a story.
7. A review on clean energy solutions for better sustainability, Dincer I, Acar C.
8. Czysta planeta dla wszystkich. Europejska długoterminowa wizja strategiczna dobrze prosperującej, nowoczesnej, konkurencyjnej i neutralnej dla klimatu gospodarki;
9. The Future of Hydrogen, Report prepared by the IEA for the G20, Japan.
10. Hydrogen as a Future Energy Carrier, Zuttel A, Borgschulte A, Schlapbach L. ■

over 75 years of tradition

over 75 markets

ZETKAMA

armatura przemysłowa

MANGATA HOLDING

www.zetkama.pl

ROZSTRZYGNIĘCIA FIT FOR 55 A TRANSFORMACJA CIEPŁOWNICTWA SYSTEMOWEGO

Analiza Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

Dorota Jeziorowska
dyrektor Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych

Paweł Stępień
zastępca dyrektora w Departamencie Zarządzania Operacyjnego i Inwestycji, PGE Polska Grupa Energetyczna S.A.

Nadszedł moment, w którym kluczowe dla sektora ciepłownictwa systemowego akty prawne procedowane w ramach pakietu „Fit for 55" otrzymały swój finalny kształt, obecnie przyjmowany zgodnie ze ścieżką legislacyjną prawodawstwa Unii Europejskiej. Regulacje te są przełomowe z perspektywy całej branży ciepłowniczej, która dotychczas nie była w znaczny sposób objęta wymogami unijnej polityki klimatyczno-energetycznej, a trajektoria transformacji mogła być w sposób bardziej indywidualny dostosowana do poszczególnych rynków ciepła. Bo co do tego, że transformacja powinna mieć miejsce, nie było wątpliwości.

Dwa lata prac nad dyrektywami EED, RED, ETS czy EPBD przemodelowały istotnie ich kształt, pozornie korzystnie dla elastyczności procesu modernizacji systemów ciepłowniczych względem pierwotnej wersji. Zmianie uległa m.in. definicja efektywnego systemu ciepłowniczego, a także wprowadzono jednostkowy wskaźnik emisji CO_2 na poziomie 270 g CO_2/kWh (tzw. EPS 270) jako kryterium wysokosprawnej kogeneracji. Jednakże zestawiając ze sobą wszystkie przepisy dotyczące ciepłownictwa systemowego z powyższych kilku dyrektyw, obraz ten przestaje być już tak pozytywny, a wymogi niejednokrotnie wzajemnie się wykluczają. Zasadniczym problemem jest również duże ograniczenie swobody w doborze technologii pozwalających na dekarbonizację systemów ciepłowniczych, wynikające zapewne z braku zrozumienia technicznych uwarunkowań tego procesu na rynkach o zróżnicowanej wielkości.

Analiza PTEZ – zakres, założenia i metodologia

Polski sektor ciepłownictwa wyróżnia się na tle Europy ze względu na korelację uwarunkowań takich jak warunki klimatyczne, gęstość zaludnienia i stopień urbanizacji, co powoduje, że przywołane regulacje będą miały znacznie większy wpływ na Polskę niż na inne państwa członkowskie Unii Europejskiej. W związku z powyższym, eksperci Polskiego Towarzystwa Elektrociepłowni Zawodowych przepro-

Fot. PGE Energia Ciepła S.A.

SPROSTANIE WYMAGANIOM UNIJNEGO PAKIETU „FIT FOR 55" będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza, poniesienia sumarycznych nakładów na poziomie od 276 mld zł do 418 mld zł. Na zdj. Elektrociepłownia w Gdańsku

wadzili złożoną analizę techniczną, ekonomiczną i regulacyjną, w której podjęli próbę określenia kosztów transformacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w ujęciu makro oraz wskazania rozwiązań technologicznych pozwalających na transformację systemów ciepłowniczych o różnej wielkości. Efektem przedmiotowych prac było również wypracowanie rekomendacji dotyczących kierunków implementacji do prawodawstwa krajowego kluczowych przepisów pakietu „Fit for 55", mających wpływ na sektor ciepłownictwa systemowego.

Analiza techniczno-ekonomiczna została przeprowadzona dla charakterystycznych dla Polski rynków ciepła, sklasyfikowanych według zamówionej mocy cieplnej w przedziałach: do 20 MW, 20-50 MW, 50-100 MW, 100-300 MW, 300-500 MW oraz powyżej 500 MW. Podział na warianty mocowe był bardzo istotny, ponieważ dla poszczególnych systemów proces transformacji będzie wyglądał zupełnie inaczej. Dla każdego z rynków, w Raporcie zaproponowano cztery najbardziej optymalne pod względem ekonomicznym warianty technologiczne, pozwalające na spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego, przy czym sama analiza obejmowała znacznie więcej wariantów. Spełnienie kryterium efektywnego systemu ciepłowniczego w kolejnych przedziałach czasowych było kluczowym założeniem brzegowym, które decydowało o kolejnych realizowanych inwestycjach. W analizie założono również m.in., że instalacje termicznego przekształcania odpadów z odzyskiem energii w perspektywie lat 2029-2031 wejdą do systemu handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych, stąd nie będą już podejmowane decyzje inwestycyjne o budowie nowych jednostek wytwórczych tego typu. Wzięto również pod uwagę fakt, że ciepło wytworzone w oparciu o energię elektryczną z OZE zakontraktowaną w ramach umów PPA i dostarczoną z krajowego systemu elektroenergetycznego może być w całości zakwalifikowane jako zielone ciepło (ciepło z OZE).

Znaczna część regulacji została odzwierciedlona w formie ścieżek cenowych w zakresie danych makroekonomicznych i rynkowych, tj. ceny paliw czy uprawnień do emisji gazów cieplarnianych. Istotne jest również to, że analiza uwzględnia scenariusze zmniejszenia zapotrzebowania na ciepło w systemach ciepłowniczych, wynikające w głównej mierze z termorenowacji budynków, co wiąże się z nowymi wymogami wynikającymi z dyrektywy EPBD. Ma to kluczowe znaczenie, by nie przewymiarować przyszłych jednostek wytwórczych w systemach ciepłowniczych.

Kluczowe wnioski – koszt transformacji i jej finansowanie

Analiza pokazała, że sprostanie wymaganiom unijnego pakietu „Fit for 55" będzie wymagało, w przypadku Polski, w zależności od scenariusza poniesienia nakładów na poziomie:

- od 76 mld zł do 100 mld zł – na infrastrukturę przesyłową i dystrybucyjną,
- od 94 mld zł do 178 mld zł – na źródła wytwórcze,
- od 106 mld zł do 140 mld zł – na modernizację instalacji odbiorczych,

czyli łącznie – od 276 mld zł do 418 mld zł na dekarbonizację sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce. Analiza wykazała również, że gdyby nie podejmowane przez stronę polską działania związane z walką o rozwiązania pozwalające na jak najbardziej elastyczne podejście do transformacji systemów ciepłowniczych, sumaryczne koszty transformacji infrastruktury

wytwórczej byłyby wyższe o ok. 70 mld złotych, czyli blisko o 40%! Jak wskazano na wstępie, powyższego nie można traktować jako sukces, ponieważ specyfika i wielkość polskiego sektora ciepłownictwa systemowego powodują, że przepisy te będą miały zdecydowanie większy wpływ właśnie na mieszkańców Polski niż innych państw członkowskich UE. Koszty transformacji będą więc ogromne, a sam proces stanowić będzie duże wyzwanie.

Czynnikiem, który zadecyduje o skuteczności procesu transformacji, jest jej finansowanie. Tutaj kluczowym elementem, poza samym zapewnieniem jego źródła jest to, żeby ceny ciepła i energii elektrycznej dla mieszkańców Polski były na akceptowalnym poziomie. Aby tak się stało, konieczne jest zwiększenie maksymalnego poziomu intensywności pomocy publicznej do co najmniej 60% kosztów kwalifikowanych.

> Im większy system, tym mniejszy jest zakres rozwiązań technologicznych możliwych do zastosowania

Technologie pozwalające na transformację ciepłownictwa systemowego

Biorąc pod uwagę finalne rozstrzygnięcia dokonane w ramach pakietu „Fit for 55" oraz obecny kształt ciepłownictwa systemowego w Polsce, konieczna jest zmiana miksu wytwórczego w tym sektorze. O ile do 2040 r. znaczny udział może wciąż stanowić ciepło z kogeneracji (gazowej), jednak po tej dacie konieczna jest zmiana w kierunku źródeł odnawialnych.

Najważniejsze technologie i paliwa, które (biorąc pod uwagę wyniki analizy techniczno-ekonomicznej i regulacyjnej przeprowadzonej w toku prac nad raportem) mogą być wykorzystane w celu dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego, to:

- źródła gazowe,
- źródła biomasowe,
- źródła geotermalne,
- wielkoskalowe pompy ciepła,
- kotły elektrodowe zasilane energią elektryczną z OZE,
- ciepło odpadowe (w zależności od dostępności w danej lokalizacji),
- magazyny ciepła,
- w przyszłości – jednostki kogeneracji zasilane zielonym wodorem lub biometanem (wymaga to jeszcze rozwinięcia rynku tych paliw w celu zapewnienia ich faktycznej podaży oraz odpowiedniej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej), a także technologie SMR/MMR.

Kluczowe jest to, że nie ma uniwersalnego miksu energetycznego lub sposobu transformacji systemów ciepłowniczych. Im większy system, tym mniejszy jest zakres rozwiązań technologicznych możliwych do zastosowania. Najważniejsze w tym zakresie jest planowanie na poziomie lokalnym i uwzględnienie w tym procesie uwarunkowań związanych z dostępnością poszczególnych nośników energii – nie wszędzie będzie możliwe zastosowanie takiego samego zestawu technologii jak w innym systemie ciepłowniczym o zbliżonej wielkości z uwagi na ograniczenia techniczne związane z infrastrukturą bądź logistyką.

Co dalej?

W niniejszym artykule autorzy wskazali na kluczowe uwarunkowania związane z procesem dekarbonizacji sektora ciepłownictwa systemowego w Polsce w oparciu o trajektorię wynikającą ze zmienianych w pakiecie „Fit for 55" dyrektyw EED, RED, EPBD i ETS. Mając świadomość ogromnych wyzwań związanych z kwestią finansowania transformacji czy konieczności równoczesnego otwarcia wielu frontów robót i praktycznej możliwości ich realizacji, ważne jest, aby ułatwić ten proces – w takim zakresie, w jakim to możliwe.

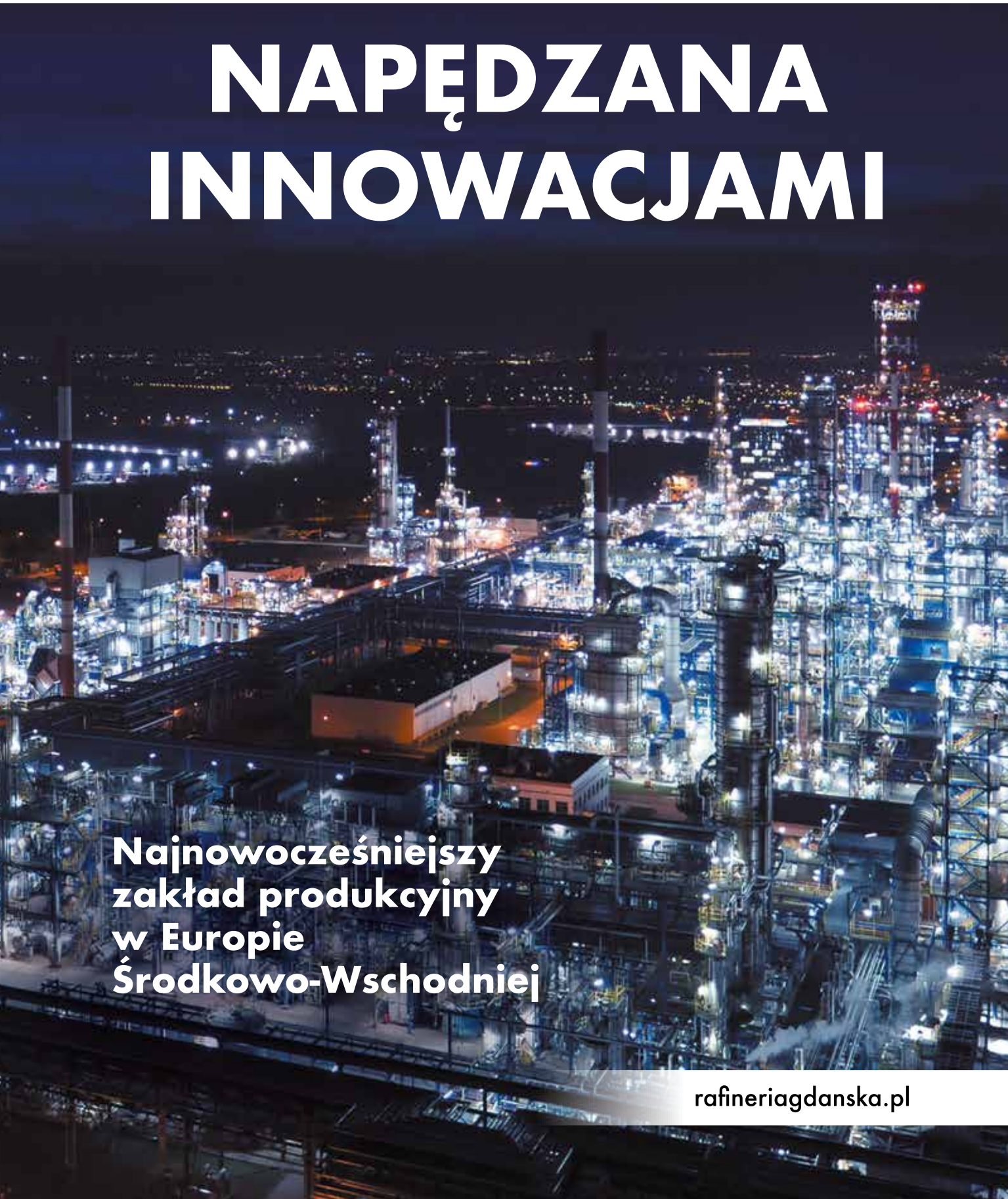
Brzmienie kluczowych dla sektora ciepłownictwa systemowego przepisów procedowanych w ramach pakietu „Fit fot 55" pozostawia pewną swobodę państwom członkowskim w zakresie implementacji tych przepisów do krajowego prawodawstwa. Istnieją obszary, dla których kierunek wdrożenia unijnych regulacji będzie miał bardzo istotne znaczenie, w związku z czym w Raporcie PTEZ opracowano również rekomendacje w zakresie implementacji ww. regulacji. Do najważniejszych należą:

- wprowadzenie krajowych ram prawnych umożliwiających odstępstwo od wymogu EPS 270 dla spełnienia kryterium wysokosprawnej kogeneracji do 1 stycznia 2034 r.;
- realizacja celu OZE w ciepłownictwie w odniesieniu do całego sektora, poprzez wdrożenie środków w postaci mechanizmów zachęt (tj. brak nałożenia obowiązkowego przyrostu udziału ciepła z OZE na dany system ciepłowniczy);
- wprowadzenie przepisów umożliwiających zaliczanie jako ciepła z OZE ciepła z energii elektrycznej z OZE dostarczonej poprzez krajowym system elektroenergetyczny w przypadku, gdy wytwórca udokumentuje dany wolumen energii elektrycznej np. umową PPA.

Zapraszamy do zapoznania się z całością raportu na stronie www.ptez.pl. ■

Rafineria Gdańska

NAPĘDZANA INNOWACJAMI



Najnowocześniejszy zakład produkcyjny w Europie Środkowo-Wschodniej

rafineriagdanska.pl

CIEPŁOWNIA GEOTERMALNA – ciepłownią przyszłości?

Geotermia Polska Sp. z o.o.

Energia geotermalna jest czystym i ekologicznym źródłem energii, którego zwiększony udział w systemach ciepłowniczych naszego kraju może przynieść wiele korzyści. Patrząc na potrzeby głównie tych, którzy wypełniają ustawowe zapisy, zaopatrują lokalnych odbiorców w ciepło czy stoją u progu transformacji energetycznej, geotermia w wielu regionach otwiera nowe możliwości.

Bez względu na skalę, podmiot czy zakres prowadzonej działalności zmiany klimatyczne, ich przyczyny oraz skutki dotykają wszystkich sfer naszego życia i w równym stopniu oddziaływują na pojedynczą jednostkę, przedsiębiorstwo, samorząd oraz państwo. Dlatego nie bez znaczenia są działania ograniczające emisję zanieczyszczeń do środowiska, zwłaszcza związane z wykorzystaniem alternatywnych źródeł energii, szczególnie odnawialnych, a także prace nad nowym modelem funkcjonowania całego systemu energetycznego na rynku.

Energia geotermalna jest czystym i ekologicznym źródłem energii, którego zwiększony udział w systemach ciepłowniczych naszego kraju może przynieść wiele korzyści. Patrząc na potrzeby głównie tych, którzy wypełniają ustawowe zapisy, zaopatrują lokalnych

KONFERENCJA INAUGURUJĄCA projekt „Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię" – minister Piotr Dziadzio na temat kluczowych działań rządu dla rozwoju geotermii w Polsce

odbiorców w ciepło czy stoją u progu transformacji energetycznej, geotermia w wielu regionach otwiera nowe możliwości.

Podczas wdrażania strategii najważniejsze jest odpowiednie planowanie: racjonalne, bazujące na twardych danych, poprzez współpracę z dostawcami nowoczesnych technologii, ale przede wszystkim poparte doświadczeniem i wiedzą specjalistów.

Geotermia, czyli biznes

Projekt „Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię" to przedsięwzięcie, którego celem jest pokazanie geotermii samorządom, przedsiębiorstwom energetyki cieplnej – na nowo, w odkrywczym formacie funkcjonowania. Nie jako dyscyplinę naukową czy kolejne przedsięwzięcie do realizacji przez jednostki wypełniające zamówienia publiczne, ale jako realny biznes. Biznes bazujący na wiedzy naukowej, doświadczeniach specjalistów i praktyków z rynku, za pośrednictwem którego wypełnimy nakładane przez przepisy obowiązki, wpiszemy się w globalne trendy, ale przede wszystkim dostarczymy ekologiczne ciepło i będziemy mogli na tym obustronnie skorzystać.

Niewątpliwie każdy inwestor, realizujący projekty energetyczne, który kładzie nacisk na planowanie, tempo i efektywność prowadzonych prac, spotyka się z wyzwaniem odpowiedniej koordynacji czterech głównych obszarów: wymogów instytucjonalnych i prawnych, wiedzy technicznej i technologii, nauki i finansów. W przypadku projektów geotermalnych reguły są dokładnie takie same. Różnica polega na tym, że inaczej wygląda proces planowania inwestycji i ryzyko z nią związane.

PANEL EKSPERCKI dot. budowy i eksploatacji ciepłowni geotermalnej – Arkadiusz Biedulski, Wojciech Ignacok, Sławomir Lorek, Witold Stefaniak

Nie wszędzie możliwa

Geotermia głęboka ma szanse powodzenia tylko w części naszego kraju. Wynika to przede wszystkim z uwarunkowań geologicznych, to znaczy występowania na danym terenie poziomów wodonośnych i ewentualnych parametrów nośnika energii, jakim jest woda. – Obecnie w Polsce wykorzystujemy systemy hydrogeotermalne, czyli takie, w których nośnikiem energii jest woda naturalnie występująca w skale. Poszukujemy zbiorników, w których będzie woda o odpowiednich parametrach: wysokiej wydajności, wysokiej temperaturze i niskiej mineralizacji. [...] Największą prowincją geotermalną jest rejon Niżu Polskiego, w którym występują formacje wodonośne dolnej jury i dolnej kredy – zaznacza prof. Anna Sowiżdżał z Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie.

Obszar perspektywiczny rozciąga się od Warszawy do Szczecina, obejmując rejon niecki mogileńsko-łódzkiej i szczecińskiej, a także m.in. takie miasta jak Koło, Konin, Gniezno, Wągrowiec i szereg innych miejscowości.

W przypadku planowania inwestycji, w większości przypadków wątpliwości głównie mogą dotyczyć temperatury, wydajności czy mineralizacji. W regionie Niżu Polskiego ryzyko geologiczne jest stosunkowo niewielkie, jednak na terytorium Polski występują obszary, gdzie ryzyko nieosiągnięcia zakładanych parametrów jest znacznie większe, np. w Karpatach. Ponadto na terenie naszego kraju są obszary, gdzie mamy do czynienia ze słabym rozpoznaniem geologicznym, gdzie ze względu na brak danych geologicznych ryzyko odwiercenia otworu suchego jest stosunkowo duże.

PROJEKT CIEPŁOWNIA PRZYSZŁOŚCI – ODKRYJ GEOTERMIĘ

Projekt „Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię" to kompleksowa odpowiedź na potrzeby rynku, która ma służyć poszerzeniu wiedzy przez samorządy i przedsiębiorstwa energetyki cieplnej na temat budowy geologicznej, procesu wiercenia otworów, budowy i eksploatacji ciepłowni geotermalnej oraz możliwości finansowania przedsięwzięcia. Istotnym celem projektu jest zwiększenie udziału geotermii w rynku energii oraz minimalizacja ryzyka prowadzonych inwestycji poprzez zapewnienie inwestorom wsparcia merytorycznego. Specjalistyczne doradztwo w formie warsztatów z ekspertami i praktykami z rynku ma za zadanie eliminację błędów na etapie planowania i realizacji inwestycji, pokazanie dobrych praktyk, dzielenie się doświadczeniami z wiercenia otworów i budowy ciepłowni geotermalnych oraz wskazanie źródeł finansowania. Pomysłodawcą i organizatorem projektu jest Geotermia Polska Sp. z o.o. Projekt dofinansowany z ze środków Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

DZIAŁANIA WSPIERAJĄCE rozwój geotermii w Polsce – Artur Michalski, wiceprezes NFOŚiGW

Niskie parametry

Nauka na cudzych błędach kosztuje najmniej, dlatego warto czerpać z doświadczeń istniejących i budowanych obecnie zakładów geotermalnych. Przy projektowaniu ciepłowni geotermalnej najważniejszym elementem są parametry złoża, takie jak wydajność, temperatura i mineralizacja. Każdy życzyłby sobie warunków na poziomie 300 m³/h wydajności, temperatury 90°C na wypływie i słodkiej wody. Niestety, takich miejsc w Polsce jest niewiele. Niemniej są ciepłownie geotermalne projektowane na niski parametr. Takim przykładem jest Sieradz, z wodą geotermalną o temperaturze 52°C na wypływie. – Mamy chyba najbardziej hybrydową instalację w Polsce – mówi Witold Stefaniak, prezes zarządu PEC sp. z o.o. w Sieradzu. – Nasza ciepłownia to tak naprawdę rozwiązanie geotermalno-biomasowo-gazowo-kogeneracyjne, ponieważ w ramach ciepłowni mamy zarówno bezpośrednie wymienniki geotermalne, dwie pompy ciepła po 10 MW każda, kocioł gazowy, kocioł biomasowy oraz kogenerację gazową, która ma nam w całości zabezpieczyć zapotrzebowanie na energię elektryczną – dodaje W. Stefaniak.

ODKRYJ GEOTERMIĘ

Po wiecej informacji zapraszamy na stronę internetową projektu

„Ciepłownia przyszłości – odkryj geotermię"

www.odkryjgeotermie.pl

Jak odnieść sukces?

Musi zaistnieć wiele czynników, by inwestycja geotermalna zakończyła się sukcesem. Jedno jest jednak pewne: dostępność dzisiejszych technologii i możliwości, na których drodze do spełnienia stoi wyłącznie rachunek ekonomiczny, działa tylko na korzyść instalacji geotermalnych. Przykład Sieradza stanowi wzór do naśladowania dla samorządów i ciepłowni, gdzie o warunkach np. Podhala można wyłącznie pomarzyć. Jest to szansa, którą należy starać się wykorzystać. W przypadku energii geotermalnej warto robić wszystko, żeby zmienić model systemu grzewczego na rozproszony. Należy pamiętać o modernizacji, digitalizacji sieci dystrybucyjnej i dostosowaniu parametrów sieci do charakterystki wody oraz zaprojektować układ, w którym podstawowym źródłem energii będzie geotermia we współpracy z kotłem biomasowym czy gazowym, kogeneracją lub zakładem termicznego przekształcania odpadów. Taki układ ciepłowniczy, z możliwością produkcji taniego prądu, który będzie wykorzystany do zasilania sprężarek zatłaczających wodę do górotworu, może być najbardziej korzystny ekonomicznie.

Problemy na północy…

Eksploatacja zakładów górniczych wydobywających nośnik energii, jakim jest woda geotermalna, to nie proste zadanie. Kierowanie ruchem takiego zakładu i procesami zachodzącymi w trakcie eksploatacji otworów produkcyjnych i zatłaczania wymaga odpowiednich uprawnień i doświadczenia w pracy w geotermii oraz szerokiej wiedzy na temat geologii, a także budowy i funkcjonowania ciepłowni w ogóle. Na eksploatację złoża wpływa też lokalizacja, determinująca warunki hydrogeologiczne. – Woda w Stargardzie jest wysoce zasolona – mamy ponad 140 g związków mineralnych zawartych w litrze wody, co powoduje bardzo duże problemy związane z zatłaczaniem. O ile wydobycie na każdym otworze wynosi 250 m³/h, o tyle chłonność otworu jest na poziomie stu kilkudziesięciu m³/h i systematycznie spada ze względu na proces kolmatacji. Wtedy musimy wykonać zabiegi czyszczenia otworów, co pozwala przywrócić chłonność na pierwotny poziom – mówi Arkadiusz Biedulski, prezes zarządu G-Term Energy sp. z o.o.

I na południu…

Na drugim końcu Polski mamy do czynienia z innymi wyzwaniami podczas eksploatacji. Jednym z nich jest koszt ponoszony przy zatłaczaniu wody do górotworu, głównie wynikający z ilości wykorzysty-

wanego surowca. – Ciepłownia w ciągu roku zatłacza 5,5 miliona metrów sześciennych wody. Nasze przepływy w okresie zimowym to ponad 1000 m³/h. Dlatego dzisiaj głównym kosztem eksploatacyjnym jest energia elektryczna – zaznacza Wojciech Ignacok, prezes zarządu PEC Geotermia Podhalańska S.A.

W tym miejscu można by rzec, że z naturą jeszcze nikt nie wygrał. I to prawda, ale nikt nie powinien jej poskramiać za wszelką cenę, tylko starać się z nią żyć w symbiozie. W zależności od parametrów sieci, ale przede wszystkim samego źródła, będzie zróżnicowane funkcjonowanie ciepłowni geotermalnej i to, jakim wyzwaniom przyjdzie stawić czoła inwestorom podczas budowy, a potem bieżącej eksploatacji.

Znaczne nakłady na początku

Specyfiką inwestycji geotermalnych, pomimo wielu zalet, są wysokie nakłady finansowe na początkowym etapie. Koszty wykonania odwiertów: czy to pionowych, czy kierunkowych, budowy instalacji naziemnej oraz rozbudowy sieci są wysokie. Idealnym rozwiązaniem byłoby odwiercenie kilku otworów, jeden po drugim i uruchomienie ciepłowni na zakładanej, pełnej mocy (optymalnie przy potwierdzonych warunkach złożowych i braku komplikacji związanych z zatłaczaniem wykorzystanej wody do górotworu). Takie podejście wiąże się jednak z koniecznością poniesienia wysokich nakładów inwestycyjnych, dlatego większość funkcjonujących ciepłowni geotermalnych powstawało etapami.

– 99% ciepła, które dostarczamy do naszych odbiorców, to ciepło z wody geotermalnej, przy cenie energii końcowej dla klienta, z kosztem dystrybucji na poziomie 70 zł za GJ. [...] Wszystkie inwestycje staramy się prowadzić przy udziale środków pomocowych krajowych lub unijnych. Głównie mamy inwestycje w obszarze wytwarzania, czyli kolejny odwiert, kolejna rozbudowa systemów wymienników pomp, jak również dystrybucja. Tak, żeby nasi odbiorcy mieli to ciepło jak najtańsze – wskazuje prezes Ignacok.

Programy wsparcia

Inwestorzy, którzy rozbudowują swoje układy, jak i ci wchodzący na rynek, starają się pozyskać środki finansowe krajowe i unijne. Dla rozwoju geotermii w Polsce nie bez znaczenia są działania Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, który oferuje inwestorom programy wsparcia w zakresie rozwoju sektora geotermalnego. Pojawiają się też tacy inwestorzy jak spółka Geotermia Polska, chcący budować nowe układy geotermalne i wchodzić w relacje biznesowe z samorządami i przedsiębiorstwami energetyki cieplnej. Obszar ten, jak mało który, potrzebuje wiedzy, doświadczenia ludzi i kapitału po to, żeby mógł dynamicznie się rozwijać i zwiększać skromny dziś wolumen wytworzonej energii.

– W ramach funduszy europejskich wykonaliśmy cztery dodatkowe otwory geotermalne i dwa ciągi technologiczne. Dzięki tym inwestycjom zwiększyliśmy produkcję ciepła z około 200 do 300 kilkudziesięciu tys. GJ/rocznie, a liczymy na to, że nawet przy tej infrastrukturze będziemy w stanie sięgnąć 400 tys. GJ/rok. Na ten moment to jest około 50% ciepła zużywanego w systemie. Natomiast rzeczywiście chcemy wykonać jeszcze dwa, maksymalnie trzy otwory geotermalne i zainstalować pompy ciepła o mocy około 20 MW, co pozwoliłoby nam dostarczać ponad 90% ciepła do systemu – zaznacza prezes Biedulski.

SESJA PLENARNA poświęcona zasobom geotermalnym i możliwościom ich wykorzystania na cele ciepłownicze – prof. Anna Sowiżdżał, AGH w Krakowie

> Energia geotermalna jest czystym i ekologicznym źródłem energii, którego zwiększony udział w systemach ciepłowniczych naszego kraju może przynieść wiele korzyści

Zatem, czy samorząd lub ciepłownia miejska nie mają szans? Wydaje się, że mają. Powoli odrabiane są lekcje z błędów przeszłości. Widać też ogromną determinację do tego, żeby zarządzać lokalnym rynkiem energetycznym, a nie być tylko jego bacznym obserwatorem. – Ciepłownie w samorządach powinny opierać się na różnych źródłach, które będą się uzupełniały po to, ażeby być bardziej odpornymi na zawirowania na rynku. Chodzi też o to, żeby samorząd miał klucze do przynajmniej części zasobów. Naszym bogactwem jako przedsiębiorstwa jest to, że my mamy węzły, mamy zmodernizowaną sieć – stwierdza Sławomir Lorek, prezes MPEC Konin.

Pytanie tylko, czy samorządowcom wystarczy na to determinacji i sił, ale to już temat na zupełnie inną dyskusję. ■

fot. PEC Ciechanów

TRZY REGUŁY
a transformacja ciepłownictwa

dr inż. Małgorzata Niestępska
prezes zarządu, Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Ciechanowie Sp. z o.o.

Jak uczynić ciepłownictwo w Polsce sektorem wyjątkowych przedsiębiorstw, odnoszących sukces ekonomiczny? Kierunek wskazuje książka autorstwa Michaela E. Raynora oraz Mumtaza Ahmeda pt. „Trzy reguły. Jak myślą wyjątkowe firmy?" zawierająca prezentację wyników badań, których celem było odkrycie schematu działania spółek pozwalających osiągać im świetne wyniki.

Analiza wyników badań obejmujących kilkadziesiąt lat działalności wybranych przedsiębiorstw wykazała, że sukces ekonomiczny osiągały firmy, których strategię zarządzania można zdefiniować w trzech wyjątkowych regułach:

1. „wysoka jakość ważniejsza niż niska cena",
2. „przychód ważniejszy niż koszt",
3. „nie ma innych reguł".

Autorzy „Trzech reguł" wyizolowali „wpływ konkretnych działań danej firmy na jej wyniki od innych istotnych czynników, takich jak struktura branży, tempo i charakter zmian technologicznych, nieprzewidywalność otoczenia regulacyjnego, zjawiska globalne itd. czy nawet ślepy traf"[1], ponieważ według nich „wszystkie one składają się na tzw. szum systemowy"[2]. To oznacza, że ich badania abstrahują

od uwarunkowań zewnętrznych i koncentrują się na filozofii zarządzania oraz podejmowanych decyzjach i działaniach. Reguły można traktować uniwersalnie w odniesieniu do każdej branży. Mogą więc mieć zastosowanie także w przedsiębiorstwach dostarczających ciepło systemowe.

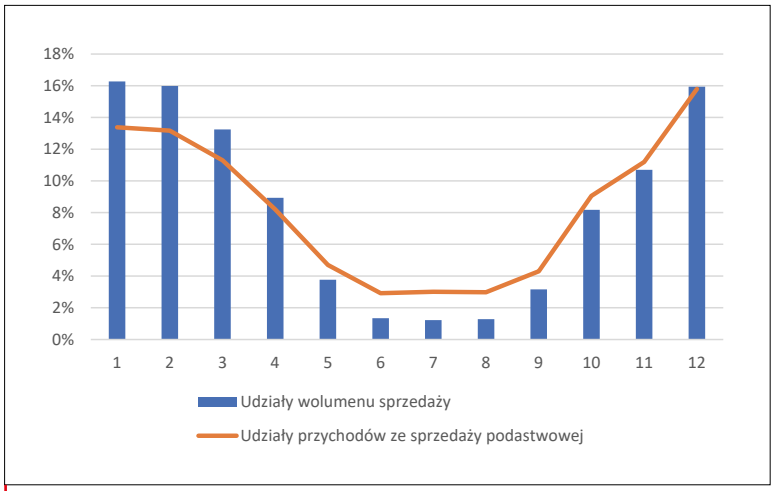
Czy przedsiębiorstwa ciepłownicze już aktualnie, świadomie lub nieświadomie, kierują się zasadą trzech reguł w zarządzaniu? Czy są jakieś bariery wcielenia w życie „trzech reguł" w ciepłownictwie? Odpowiedź na te pytania umożliwi analiza wpływu uwarunkowań prowadzenia działalności ciepłowniczej w Polsce w ostatnich latach w obliczu kryzysu energetycznego i coraz bardziej ambitnych celów UE w sferze realizacji polityki klimatycznej.

Cechy działalności ciepłowniczej

Podstawowe cechy działalności ciepłowniczej to sezonowość, regulowany rynek, lokalny charakter, zróżnicowanie w zakresie formy prawnej. Sezonowość i regulacja determinują istotną zmienność poziomu przychodów w sezonie zimowym trwającym od września do kwietnia, kiedy sprzedawane jest ok. 90% rocznego wolumenu produkcji ciepła, oraz latem, gdy przychody ze sprzedaży ciepła zwykle nie pokrywają nawet w pełni kosztów stałych. Wykres (rys. 1) pokazuje skalę zróżnicowania poziomu sprzedaży ciepła i przychodów na przestrzeni roku w statystycznym przedsiębiorstwie. Rodzi to konsekwencje braku stabilności w przepływach finansowych latem, kiedy zwykle realizowane są inwestycje rozwojowe i modernizacyjne.

Dlatego też decyzje zarządcze dotyczące kierunku transformacji powinny skoncentrować się na wdrożeniu drugiej zasady, w szczególności w aspekcie sezonowości sprzedaży ciepła, czyli poszukiwania innego źródła stabilnych całorocznych dochodów. Regulacja ogranicza swobodę kreowania rynku ciepła zgodnie z trendami na rynkach powiązanych oraz kreowania wewnętrznej polityki cen i przychodów.

Kolejna istotna cecha, jaką jest działalność na lokalnym rynku, wiąże się z formą prawną. Lokalny rynek ma swój związek z oczekiwaniami jakościowymi, więc będzie miał wpływ na realizację pierwszej reguły. Jednak jeśli przedsiębiorstwo funkcjonuje jako grupa kapitałowa o zasięgu szerszym, często ogólnopolskim, ów lokalny charakter dostaw przestaje mieć znaczenie, ponieważ zarządzający patrzą na takie przedsiębiorstwa z perspektywy sieci lokalnych oddziałów dystrybucji produktu. I tym samym nie różnią się one znacząco od wielu innych branż, poza jednym wyjątkiem, kiedy produkcja musi być umiejscowiona lokalnie i dostosowana do takowych potrzeb. Jakość i przychody w grupach kapitałowych są ustandaryzowane i firmy te mają na rynku przewagę kapitałową oraz osiągają lepszy efekt skali. Należy przy tym zauważyć, że ciepło nie jest produktem dystrybuowanym na dowolną odległość z przyczyn ekonomicznych. W dzisiejszych systemach nośnik krąży lokalnie



RYS. 1
Udziały wolumenów sprzedaży ciepła w ciągu roku w średniej wielkości przedsiębiorstwie ciepłowniczym (do 500 tys. GJ/rok)
Źródło: opracowanie własne na podstawie studium przypadku (PEC Ciechanów rok 2021)

w układzie zamkniętym, a dystans źródło – odbiór wyznacza starty hydrauliczne i termiczne.

To pokrótce podstawowe cechy branży i ich implikacje na działalność w sferze przychodów. Przyjrzyjmy się jednak zastosowaniu obu reguł w ciepłownictwie, analizując je kolejno.

Pierwsza reguła: „wysoka jakość ważniejsza niż niska cena"

Ciepło jest jedną z podstawowych potrzeb człowieka gwarantujących zdrowie i poczucie bezpieczeństwa. W odróżnieniu od „anonimowej" energii elektrycznej czy gazu, których pochodzenie jest niemożliwe do zidentyfikowania, lokalizację źródła ciepła wyznacza w większości przypadków górujący nad miastem biało-czerwony komin. Według danych Izby Gospodarczej Ciepłownictwo Polskie (IGCP) z ciepła systemowego korzysta 38 mln Polaków. Przedsiębiorstwa dostarczające ciepło są identyfikowalne lokalnie, będąc bezpośrednio obok odbiorcy i zarządzający nimi mają świadomość, że „ciepło ma twarz".

Lokalny wymiar działalności i łatwa identyfikowalność od zawsze powodowały presję na gwarantowanie wysokiej jakości. A czym jest ta jakość w ciepłownictwie? Standardy poziomu ISO definiują jakość jako „ogół cech i właściwości produktu lub usługi, który decyduje o zdolności zaspokojenia potrzeb zadeklarowanych lub domyślnych". Elementy zarządzania jakością to kontrola, nadzór, wiarygodność, skuteczność, komunikacja i zasada ciągłego doskonalenia. W przypadku ciepłownictwa systemowego jakość w kontekście potrzeb odbiorcy definiują jego zalety, tj.: bezpieczeństwo, oszczędność, pewność, wygoda i ekologia. Marka ciepła systemowego jest identyfikowana na rynku i kojarzona z wymienionymi wyżej zaletami oraz wysoką klasą usług świadczonych głównie mieszkańcom miast. Dla deweloperów stanowi wartość dodaną w ich ofercie. Jest to niewątpliwy atut wypracowany przez wiele lat

TAB. 1
Cechy wysokiej jakości ciepła systemowego

Wyznaczniki jakości ciepła systemowego (zalety)	Cechy odpowiadające wyznacznikom jakości (zaletom)	Przykładowe działania i miary cech jakości
Bezpieczeństwo	Niezawodność i dostępność obsługi 24 h/dobę. Wiarygodny partner handlowy.	Ograniczenie awarii w liczbie na rok, aż do ich wyeliminowania. Ograniczenie przerw w dostawach planowanych i awaryjnych – liczba godzin przerw w dostawach w poszczególnych grupach odbiorców w roku. Dotrzymywanie warunków umów – wartość kar umownych, terminowa spłata zobowiązań – liczba dni przeterminowanych płatności.
Oszczędność	Efektywność energetyczna, terminowość.	Minimalizacja start sieciowych w GJ na rok lub w % jako udział w GJ wprowadzonych do sieci, ciągła poprawa w zakresie odzysku ciepła z procesów w GJ/rok, obniżanie parametrów przy utrzymaniu wymaganej jakości usług, terminowa realizacja remontów lub przyłączy – temperatura zasilania i powrotu.
Pewność	Zapewnienie ciągłości dostaw w każdych warunkach.	Układ technologiczny zapewniający bezpieczeństwo dostaw także podczas remontów lub rozbudowy sieci czy źródła – liczba godzin przerw w dostawach. Zarządzanie ryzykiem, w tym zawieranie kontraktów zabezpieczających dostawy paliw od wiarygodnych partnerów – lista referencyjnych zweryfikowanych dostawców oraz dywersyfikacja paliwowa, technologiczna źródeł ciepła – udziały paliw i energii.
Wygoda	Komfort cieplny zapewniany bez potrzeby aktywnością odbiorcy na zasadzie „masz ciepło i już”. Dobra i skuteczna komunikacja z odbiorcą.	Szybkość reakcji serwisu w godzinach od momentu zgłoszenia. Stały kontakt z odbiorcą przez kanały cyfrowe – systemy e-bok, systemy bilingowe. Przepływ bieżących informacji istotnych dla współpracy i edukacji odbiorców ciepła – komunikacja przez e-bok, maile, smsy oraz inicjatywy edukacyjne tj. „Lekcje ciepła”.
Ekologia	Wdrażanie efektywnych energetycznie technologii ograniczających emisję gazów i pyłów oraz innych zanieczyszczeń lub odpadów.	Ograniczanie zużycia paliw kopalnych oraz ogólnie zużycia paliw w GJ na jednostkę wytwarzanego ciepła, realizacja założeń dyrektyw RED II i RED III – check lista.

promowania marki ciepła systemowego przez branżę zrzeszoną w IGCP. Posługiwanie się marką zobowiązuje przedsiębiorstwa do ciągłego doskonalenia jakości świadczonych usług i prowadzonych procesów oraz realizacji działań odpowiadających na nowe wyzwania otoczenia i oczekiwania odbiorców. Wysoka jakość oferowanych produktów i usług oznacza określone cechy osiągnięte poprzez podejmowane działania i mierzalne planowanymi efektami, w myśl zasad realizacji standardów jakości. Tabela 1 zawiera przykładowe cechy wysokiej jakości w ciepłownictwie oraz działania i miary im odpowiadające.

Sformułowanie kierunku i celów

Pierwszym krokiem do wdrożenia i utrzymania wysokiej jakości zgodnie z zasadami standardów ISO jest sformułowanie kierunku i celów. Można to zrobić tworząc politykę jakości, odzwierciedleniem której są – zakomunikowana wewnętrznie i zewnętrznie – wizja i misja. Mogą one brzmieć na przykład tak jak w przypadku Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Ciechanowie. Wizja: „Lider na lokalnym rynku dostawców ciepła, oferujący odbiorcom ciepło wytwarzane z zachowaniem wymagań ekologicznych oraz komfort i bezpieczeństwo dostaw energii”, przy czym bezpieczeństwo należy zrozumieć jako zapewnienie ciągłości dostaw. Natomiast misją przedsiębiorstwa jest „dostarczanie ciepła, gwarantując każdemu klientowi komfort cieplny, profesjonalną obsługę i dbałość o ochronę środowiska”. Wizja i misja koncentrują się na jakości, celowo abstrahując od kwestii cen, co jest zgodne z pierwszą regułą.

Jak wynika z zasad systemów zarządzania jakością, podstawą realizacji przyjętej polityki jakości powinno być nieustanne doskonalenie. W ciepłownictwie doskonalenie to dotyczy zarówno zmian technologii, jak i standardów obsługi odbiorców. Zarządzanie jakością powinno przynieść wzrost sprawności procesów technologicznych i zwiększenie efektywności kierowania spółką. Z wizji i misji wynikają długoterminowe, mierzalne cele zarządcze, z których istotne dla definicji jakości wymienione zostały w powyższej tabeli. Do wizji i misji należy wyznaczyć w pierwszej kolejności priorytety działalności, a następnie zgodne z nimi kierunki działań (patrz ramka).

Od 1947 roku pracujemy dla branży energetycznej

Centralne Biuro Konstrukcji Kotłów w Tarnowskich Górach istnieje od 1947 roku, a od roku 1993 jest Spółką Akcyjną. Od lipca 2012 właścicielem 98,5% akcji CBKK S.A. jest Fabryka Kotłów SEFAKO S.A.

Od początku swojego istnienia zajmujemy się głównie projektowaniem wszelkiego rodzaju kotłów i urządzeń energetycznych dla klientów krajowych i zagranicznych.

Wykonujemy projekty i wszelkiego rodzaju specjalistyczne opracowania inżynierskie wraz z obsługą warsztatu, montażu i uruchomień w zakresie:

- Kotłów parowych i wodnych różnego przeznaczenia
- Palenisk, podawania paliw, kanałów spalin
- Konstrukcji nośnych i podestów
- Układów automatyki, sterowania, wizualizacji
- Wymienników, podgrzewaczy, zbiorników, chłodnic, stacji odgazowania wody

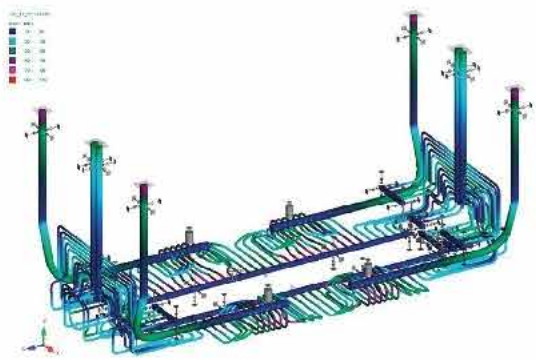
Prace projektowe wykonujemy kompleksowo tj. wraz z urządzeniami towarzyszącymi. Współpracujemy z renomowanymi wytwórcami kotłów i urządzeń energetycznych oraz biurami projektowymi.

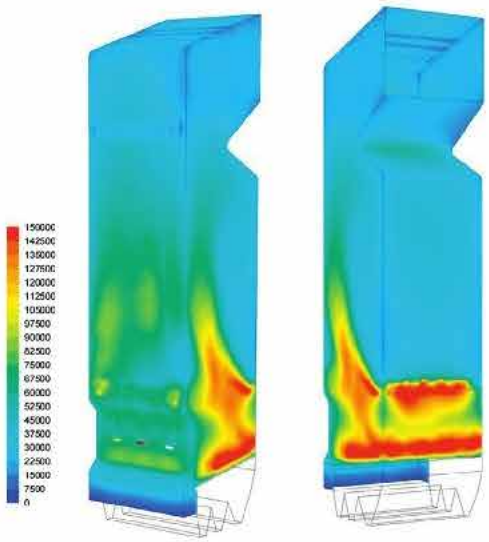
Zapewniamy kompletność wykonywanych prac projektowych, na co składa się pełny wybór specjalności inżynierskich w zakresie branży energetycznej, pełnienie nadzorów autorskich w wytwórniach i na placu budowy, obsługa uruchomień oraz kompletacja dostaw.

W CBKK wykonywane są także, w pełnym zakresie, prace studialne i koncepcyjne z dziedziny techniki kotłowej i urządzeń energetycznych oraz opinie, analizy i ekspertyzy.

Działalność CBKK S.A. to gwarancja wysokiej jakości wykonywanej dokumentacji i wszystkich innych realizowanych prac.

Od 2005 roku w firmie funkcjonuje System Zarządzania Jakością zgodny z normą PN-EN ISO 9001.





CENTRALNE BIURO KONSTRUKCJI KOTŁÓW S.A.
ul. OPOLSKA 23
42-600 TARNOWSKIE GÓRY
tel. +48 32 285 46 21; 519 077 210
fax +48 32 285 26 37
www.cbkk.com.pl
e-mail: cbkk@cbkk.com.pl

VEXVE ARMATURY GROUP

Rozwiązania zaworowe dla aplikacji o krytycznym znaczeniu i niskoemisyjnej przyszłości

Vexve Armatury Group powstała z połączenia dwóch wiodących producentów zaworów, Vexve oraz ARMATURY Group, a rok później dołączyła do niej firma ZMK Technologies – rodzinne firmy z historią sięgającą lat 60-tych. W Vexve Armatury Group łączymy naszą wspólną wiedzę, aby wspomagać naszych klientów w pięciu segmentach: Energetyka cieplna, Energetyka zawodowa, Gaz i Wodór, Metalurgia, Petrochemia.

Uznane na całym świecie produkty dla energetyki zawodowej

ARMATURY Group dostarcza zawory spełniające wysokie techniczne wymagania, niezawodną pracę oraz bezpieczeństwo. Armatura ta najczęściej stosowana jest w elektrowniach, elektrociepłowniach, elektrowniach wodnych oraz u różnych odbiorców końcowych.

ARMATURY Group produkuje zawory na życzenie, według dokładnych wymogów klienta z uwzględnieniem wszystkich wymaganych norm i przepisów.

Zawory dla aplikacji ciepłowniczych i chłodu

Vexve jest globalnym dostawcą zaworów dla wymagających układów grzewczych i chłodniczych. Vexve oferuje szeroką gamę inteligentnych rozwiązań w zakresie zaworów odcinających i sterowania dla lokalnych sieci ciepłowniczych oraz wewnętrznych systemów ogrzewania i chłodzenia budynków. Wysokiej jakości i trwałe produkty pomagają naszym klientom osiągać cele w zakresie efektywności energetycznej i umożliwiają szersze wykorzystanie odnawialnych źródeł energii za pośrednictwem sieci ciepłowniczych.

www.vexvearmatury.com

INSPIRED BY YOUR FLOW

PRIORYTETY DZIAŁALNOŚCI

1. Zapewnienie bezpieczeństwa dostaw długo- i krótkoterminowo.
2. Eliminacja nieefektywnego gospodarowania materiałami, mediami i zasobami spółki.
3. Dostarczanie odbiorcom energii, wytworzonej w oparciu o efektywne procesy technologiczne z zachowaniem dbałości o środowisko.
4. Rozszerzanie obszarów działalności w celu optymalizacji wykorzystania zasobów i możliwości przychodów.
5. Budowanie trwałych relacji z klientem i wizerunku wiarygodnego partnera na lokalnym rynku ciepła.

W działaniach także uniknięto odniesienia wprost do kwestii cen. W Przedsiębiorstwie Energetyki Cieplnej w Ciechanowie sformułowanie wizji, misji oraz kierunków działań w aspekcie polityki jakości poprzedzone było analizą i diagnozą obszarów wymagających wdrożenia zmian w zakresie wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz w kontekście kwestii przychodów. W obszarze sieci ciepłowniczej w pierwszej kolejności zdefiniowano ryzyka wystąpienia awarii zarówno na przesyle i dystrybucji, jak i źródle oraz zidentyfikowano obszary czy odbiory krytyczne, które warunkują parametry na źródle. Ryzyka analizowano metodą mapy ryzyka uwzględniającej prawdopodobieństwo wystąpienia awarii i rangę skutków; stworzono ranking ryzyk do wyeliminowania.

Dostosowanie źródła

W obszarze jakości wytwarzania stwierdzono, że aby ciepłownia mogła kontynuować wytwarzanie ciepła po 2022 r., konieczne jest dostosowanie istniejącego źródła bazującego na kotłach rusztowych WR 25 oraz OR 10 do nowych standardów dopuszczalnych emisji do powietrza przed końcem derogacji, tj. 31.12.2022 r. Jednocześnie, mając świadomość presji na rozwój OZE, prognoz wzrostu cen uprawnień do emisji dwutlenku węgla oraz słabej kondycji ekonomicznej firmy, po wielu latach bez inwestycji odtworzeniowych majątku wytwórczego stworzono plan inwestycyjny poprzedzony wielowariantową analizą techniczno-ekonomiczną. Jasnym było, że przyszłością są odnawialne źródła i kogeneracja, ponieważ polityka unijna jest konsekwentnie realizowana od podpisania Protokołu z Kioto oraz opracowania pt. „Roadmap for energy" z 2009 r. Dlatego w Ciechanowie przeanalizowano lokalne zasoby i możliwe do zastosowania technologie gwarantujące najwyższą efektywność techniczną i ekonomiczną. Jeszcze w toku trwania analizy dotyczącej wyboru drogi transformacji wytwarzania ciepła realizowano modernizacje istniejących źródeł węglowych, by poprawić ich efektywność ekonomiczną i dostosować do standardów przewidzianych dla średnich źródeł spalania, czyli dyrektywy MCP. Przy ponad 75 MW mocy zamówionej odbiorców sieciowych jasnym było, że krótkoterminowo nie ma możliwości, aby ograniczyć moce na tyle, by zastąpić węgiel źródłami OZE czy kogeneracją i wyjść z EU ETS. Z drugiej strony analizy ekonomiczne jasno wskazywały, że inwestowanie w ograniczenie tlenków siarki i azotu przewidziane dla źródeł o mocy większej niż 50 MW było drogą ku przepaści, powodując sukcesywny wzrost cen i utratę konkurencyjnej pozycji.

KIERUNKI DZIAŁAŃ

1. Zwiększanie bezpieczeństwa dostarczania ciepła do miejskiego systemu ciepłowniczego.
2. Ograniczanie oddziaływania na środowisko przez zwiększanie efektywności, ograniczenie emisji i strat na przesyle oraz „zazielenienie" systemu ciepłowniczego i budowę źródeł OZE.
3. Umacnianie pozycji na lokalnym rynku dostaw ciepła poprzez dostosowanie źródła do definicji efektywnego systemu ciepłowniczego.
4. Umacnianie pozycji na lokalnym rynku ciepła przez podnoszenie jakości produktu i świadczonych usług.

Dywersyfikacja źródeł w Ciechanowie

Brak kogeneracji i źródeł OZE oraz statusu efektywnego systemu ciepłowniczego zahamowałby rozwój przedsiębiorstwa i możliwości zwiększania wolumenu sprzedaży. Ostatecznie przy takim scenariuszu należało się liczyć z utratą lokalnego rynku. Kierując się priorytetem bezpieczeństwa oraz wymienionymi wyżej wnioskami z analizy różnych wariantów transformacji, w Ciechanowie postawiono na dywersyfikację paliw i technologii. Jednak z uwagi na szeroko rozumiane bezpieczeństwo, dywersyfikacja nie oznacza całkowitej rezygnacji z węgla. Przedsiębiorstwo planuje bowiem zachowanie i utrzymanie w bardzo dobrej kondycji technicznej posiadanych kotłów węglowych. Węgiel jest bowiem naszym krajowym, rodzimym zasobem i paliwem, które można magazynować w Ciechanowie przez dowolny czas, bez specjalnych kosztów i wymagań.

Na podstawie wspomnianej wyżej analizy wielowariantowej, uwzględniającej kierunki polityki unijnej, zdecydowano, że moce konwencjonalne zastąpi sukcesywnie w całorocznej podstawie profilu sprzedaży ciepła wysokosprawna kogeneracja na paliwo gazowe oraz na biomasę z założeniem czasu pracy do 6000 h/rok. Nowe źródła będą generowały przychody z nowej, nieregulowanej w zakresie cen działalności i to jest zasadnicza ich zaleta w kontekście realizacji trzech reguł.

Inwestycje w nowe źródła, pozwalające wytwarzać ciepło i energię elektryczną, rozpoczęto realizować już w 2018 r. Celem przyjętej strategii była realizacja przedstawianych wyżej kierunków działań i zapewnienie cech jakości usług oczekiwanej przez odbiorców (tj. ciągłość dostaw, stabilna cena i ekologiczne ciepło).

Priorytetem jakości w aspekcie bezpieczeństwa kierowano się także przy wyborze zadań do realizacji w zakresie modernizacji sieci ciepłowniczej. Sieć w Ciechanowie jest promieniowa, a problem to fakt rozwoju miasta w kierunkach skrajnie odległych od źródła centralnego.

Zapewnienie ciśnień i temperatur w najbardziej oddalonych miejscach krytycznych wymagało utrzymywania wysokich parametrów – wyższych niż mogłyby być dla obszarów zlokalizowanych bliżej źródła i w centrum sieci. Dlatego kolejnym, niejako oczywistym kierunkiem wynikającym z analiz hydraulicznych było planowanie źródeł rozproszonych, co korelowało z ograniczeniem mocy cieplnej objętej systemem EU ETS. Następnym priorytetem działań było wyeliminowanie ryzyka awarii, dlatego wytypowano odcinki sieci wykazujące najwięcej awarii lub awarii rzadkich, ale poważnych, skutkujących poważnymi konsekwencjami i długimi przerwami w dostawach ciepła.

Wszystkie powyższe działania zostały zrealizowane na przestrzeni ostatnich 7 lat. Począwszy od opracowania koncepcji, poprzez projekty, pozyskanie dofinansowania z NFOŚiGW i realizację zadań inwestycyjnych. Wymienione kroki spełniają wyznaczone w polityce i strategii priorytety i realizują sześć pierwszych celów zapewnienia wysokiej jakości usług.

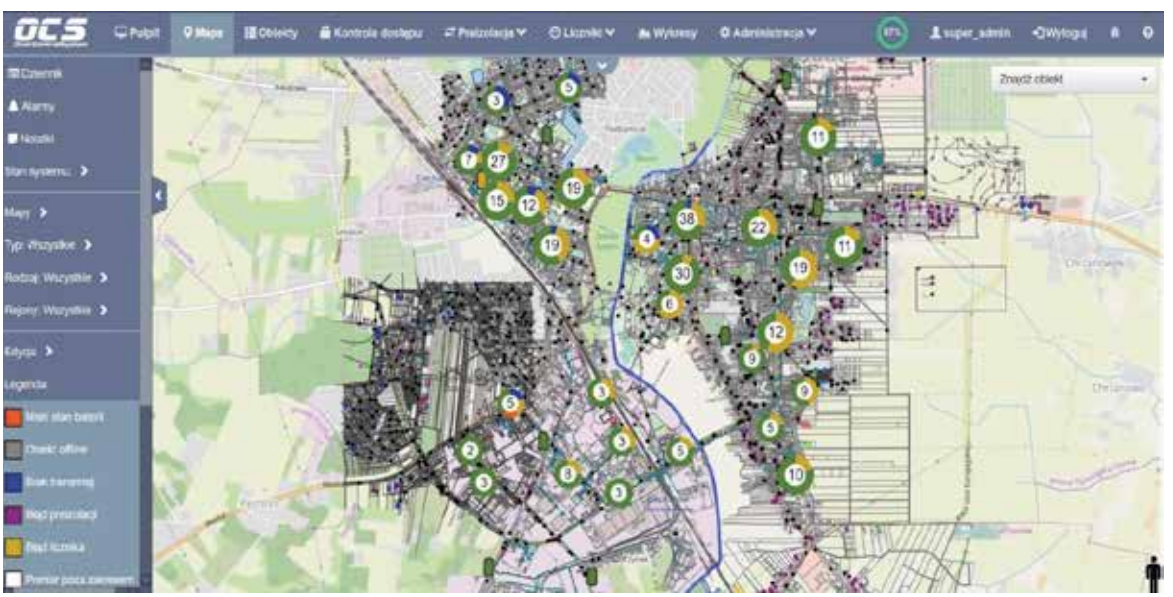
Digitalizacja i cyfryzacja

Cel strategii rozwoju i doskonalenia jakości w obszarze obsługi odbiorcy ciepła realizowany jest w Ciechanowie także poprzez transformację technologiczną w obszarze digitalizacji i cyfryzacji przedsiębiorstwa. Przedsiębiorstwo Energetyki Cieplnej w Ciechanowie jako jedno z nielicznych już ponad 10 lat temu postawiło na liczniki ze zdalnym odczytem danych jako standard dla każdego węzła – od 2015 r. wszyscy odbiorcy byli rozliczani na podstawie liczników ze zdalnym odczytem. Dzięki wdrożeniu armatury sterowniczej, zdalnych liczników tworzących system sterowania węzłami cieplnymi uzyskano możliwość opomiarowania liczników i ich monitorowania, a także automatyzację procesów rozliczania. Na koniec miesiąca wystarczyło więc jedno kliknięcie, by pobrać odczyty ze wszystkich liczników, automatycznie zaciągnąć je do systemu bilingowego i wygenerować fakturę. Przed wdrożeniem zdalnej diagnostyki i odczytu ciepłomierzy odczyty i rozliczenia trwały prawie tydzień, a po cyfryzacji procesu (łącznie z wydrukowaniem faktur) – około dwie godziny.

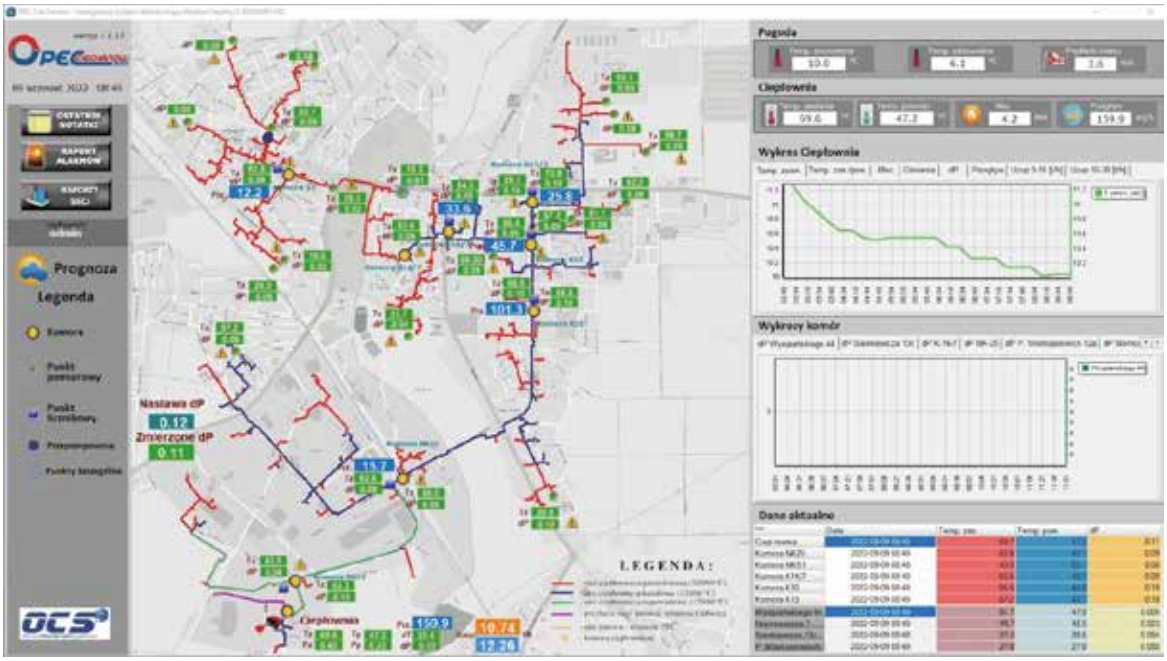
Następnie rozszerzono funkcjonalność Zintegrowanego Systemu Informatycznego Wspomagającego Zarządzanie Przedsiębiorstwa, dostarczanego przez UNISOFT, o dodatkowy moduł tzw. korespondencji seryjnej, umożliwiający przesyłanie faktur w formie elektronicznej (z usługą wysyłania drogą sms informacji tekstowych) wynikających z umów handlowych oraz informacji z bieżącej eksploatacji technicznej, w tym o zakłóceniach w pracy sieci. Od kilu lat funkcjonuje już opracowana elektroniczna platforma wymiany korespondencji, dokumentów i danych z odbiorcami ciepła w formie standardowego elektronicznego biura obsługi klienta, w skrócie e-bok.

Proces cyfryzacji poza sferą bezpośredniej obsługi odbiorcy obejmował także rozbudowywanie systemu nadzoru nad siecią ciepłowniczą. System OCS (ang. Over Control System) pozwala aktualnie na monitoring i zdalną diagnostykę węzłów cieplnych online w czasie rzeczywistym, co umożliwia służbom dyspozytorskim natychmiastową reakcję na dysfunkcję lub precyzyjne dostosowanie parametrów w zależności od uwarunkowań zewnętrznych czy konfiguracji pracy źródeł.

Wykorzystując możliwości pakietu oprogramowania OCS, wdrożono również nową aplikację pn. „System monitoringu z opcją telesterowania sieciami" ze wsparciem decyzji dla operatora. Aplikacja wizualizacyjna sprawdza się idealnie w czasie awarii i przywracania



RYS. 2
Panel systemu OCS



RYS. 3
Panel monitoringu parametrów i zdalnego sterowania siecią ciepłowniczą w Ciechanowie

dostaw, ponieważ pozwala na prześledzenie historii pracy sieci w rzeczywistych warunkach ekstremalnych, wskazanie obszarów i odcinków krytycznych z uwagi na czas przywracania dostaw ciepła. Wizualizacja pracy w punktach odbioru oraz pracy sieci w stanie rzeczywistym jest narzędziem pozwalającym dyspozytorowi sieci na utrzymanie pełnej kontroli nad odcinaniem i przywracaniem dostaw na poszczególnych odcinkach oraz identyfikacji miejsca awarii.

Wizualizacja pomiaru stanu rezystancji izolacji sieci preizolowanej w czasie rzeczywistym pozwala na wytypowanie odcinków wysokiego i potencjalnego ryzyka wystąpienia awarii. Daje to możliwość uzyskania informacji na temat uszkodzeń już w momencie ich wystąpienia, umożliwiając tym samym podjęcie natychmiastowych kroków zaradczych oraz uniknięcie poważnych awarii i kapitałochłonnych napraw. Wdrożone w ostatnich latach rozwiązania polegające na cyfryzacji działań i procesów poprawiają istotnie jakość realizowanej usługi poprzez optymalizację komfortu cieplnego przy zachowaniu najwyższego bezpieczeństwa dostaw.

Modernizacje i cyfryzacje sieci dały efekt w wyeliminowaniu w ciągu kilku ostatnich lat awarii, które miałyby zasięg większy niż 2-3 budynki w sezonie grzewczym. Ewentualne przerwy spowodowane awarią czy planowane nie przekraczają kilku godzin, a wskaźnik ubytków sieciowych utrzymuje się na poziomie poniżej 0,6.

Jednocześnie, realizując działania mające na celu wzmocnienia pozycji na lokalnym rynku, prowadzone są inicjatywy i akcje edukacyjne w ramach ogólnopolskiego programu profesjonalnie przygotowanego dla promocji ciepła systemowego, tj. „Lekcje ciepła". PEC Ciechanów, kierując się cechami czyniącymi markę „Ciepło systemowe" wyjątkową i rozpoznawalną, przyjął strategię osiągania wysokiej jakości, która koncentrowała się na eksponowanych medialnie zaletach ciepła systemowego. Adoptując lokalnie kierunki i działania sformułował cele, które realizował pomimo kolejnych kryzysów gospodarczych i pogarszającej się sytuacji ekonomicznej branży.

Pierwsza reguła w praktyce

Przykład realizacji pierwszej części „pierwszej reguły" w działaniach PEC Ciechanów nie jest inny od historii ostatnich lat, pisanej w pozostałych przedsiębiorstwach ciepłowniczych w Polsce, ponieważ większość z nas ma świadomość reprezentowania wysokiej jakości rozpoznawalnej powszechnie marki ciepła systemowego, mającej wysokie zaufanie społeczne. Pierwsza reguła to jakość, ale przede wszystkim jakość traktowana priorytetowo, nawet gdyby wymagała wyższej ceny. I tu w ciepłownictwie pojawia się kłopot z realizacją pierwszej reguły w praktyce, gdyż z uwagi na pełną regulację cen ciepła systemowego ciepłownictwo, które potrafi osiągać „wysoką jakość", ma problem, aby uczynić ją „ważniejszą niż niska cena". Branży została bowiem do minimum ograniczona (przez regulację) możliwość kreowania polityki cen. Nie wpływając do końca na własne przychody z działalności ciepłowniczej, firmy nie mają do dyspozycji ani narzędzi, ani zasobów do utrzymania wysokiej jakości, która wymaga coraz większych nakładów i coraz więcej kosztuje. Wysoka jakość to ogromny wysiłek organizacyjny i inwestycyjny przedsiębiorstw wiążący się z podejmowaniem decyzji wysokiego ryzyka dotyczącego inwestycji w transformację w tak zmiennym otoczeniu prawnym i rynkowym. A wszystko przy świadomości, że inwestycje w efektywność nie gwarantują zwiększenia zasobów środków pieniężnych na rozwój czy odtworzenie, a powodują proporcjonalne

do oszczędności ograniczanie przychodów przez obniżenia ceny, gdyż tak dziś działa mechanizm regulacji opierający się o kalkulację na progu rentowności. Regulacja skutecznie demotywowała ciepłownictwo przez ostatnie kilkadziesiąt lat do poprawy efektywności czy poszukiwania tanich alternatyw zakupu ciepła, nie dając z tego żadnej korzyści przedsiębiorstwom. Odzwierciedla to wysoki poziom dekapitalizacji majątku ciepłowniczego, przy niskim poziomie środków pieniężnych. Niska cena jako priorytet funkcji działania regulatora jest nadal zakodowanym w przestrzeni publicznej paradygmatem w postrzeganiu ciepła. Jeśli nie będzie zamiany kosztowego podejścia do regulacji – usztywnionego co do możliwości zmiany, nadążnie za rynkiem, na wdrożenie aktualizowanej 2-3 razy w roku ceny za komfort cieplny, ujmującej cechy jakości ciepła systemowego – nie da się w pełni zrealizować pierwszej reguły w ciepłownictwie. Jedyną metodą obejścia tego problemu jest podejmowanie ryzyka i podążanie ścieżką ciągłych inwestycji rozwojowych i odtworzeniowych w przedsiębiorstwach, kontynuowanych co dwa do czterech lat i inne źródło dochodów poza regulacją. W tym kontekście kogeneracja jest dobrym wyborem, gdyż wymaga regularnego odtworzenia.

> Wysoka jakość to ogromny wysiłek organizacyjny i inwestycyjny przedsiębiorstw, który wiąże się z podejmowaniem decyzji wysokiego ryzyka dotyczącego inwestycji w transformację w tak zmiennym otoczeniu prawnym i rynkowym

Reguła druga – „przychód ważniejszy niż koszt"

Druga reguła jest ważniejsza dla „antykruchości" przedsiębiorstw z punktu widzenia filozofii rozwoju przedsiębiorstwa oraz wykorzystania efektu skali. Poprawa efektywności w obszarze kosztów ma swoje granice zarówno w przypadku kosztów stałych, jak i zmiennych, przy konieczności zachowania reguły pierwszej. Druga reguła wiąże się z pierwszą w zakresie drugiego jej członu i dotyczy możliwości kreowania ceny, co w ciepłownictwie zostało istotnie ograniczone. Regulowane jest prowadzenie działalności, jak i cena produktu i usługi. Jako działalność regulowana wytwarzanie, obrót i dostawa ciepła wymagają uzyskania koncesji od poziomu mocy 5 MWt, a wszelkie zmiany zakresu, formy prowadzenia działalności wymagają zmian koncesji. W segmencie ciepła systemowego tworzy to barierę wejścia na rynek podmiotów niespełniających wymagań techniczno-kompetencyjnych, teoretycznie ograniczając konkurencję. Jednak w praktyce w sektorze ciepła mamy dziś do czynienia z szeroką paletą oferty konkurencji substytucyjnej. W odniesieniu do kontroli nad przychodami najbardziej ograniczającym czynnikiem dla racjonalnego zarządzania nimi jest regulacja cen każdego elementu dostawy ciepła taryfą zatwierdzaną przez Urząd Regulacji Energetyki i brak możliwości różnicowania cen. Praktyka kalkulacji taryf oraz ich zatwierdzania prowadzi częściej do braku pokrycia wzrastających kosztów działalności niż do osiągnięcia wysokiej jakości, ważniejszej niż niska cena. W regulacji, często z uwagi na polityczne konotacje, obowiązuje wspomniany już wyżej paradygmat „taniego ciepła", stosowany nawet kosztem zdrowej kondycji ekonomicznej sektora. Przychód należy rozpatrywać również w kontekście możliwości jego zwiększania nie ceną, ale wolumenem sprzedaży. Niestety z uwagi na zmiany klimatyczne, procesy termomodernizacyjne, wymagania efektywności nowo budowanych obiektów i budynków oraz lokalny charakter ograniczający potencjał rozwoju widoczny jest sukcesywny spadek sprzedaży ciepła w większości lokalizacji przedsiębiorstw dostarczających ciepło systemowe. Nawet nowe przyłączenia tego zjawiska nie kompensują.

Działalność wytwarzania i usługi dostaw ciepła z powodu regulacji czy specyfiki kurczącego się rynku nie daje, w mojej ocenie, możliwości wdrożenia filozofii drugiej reguły ani aktualnie, ani w długiej perspektywie. Skoro już oczywistym jest, że w ciepłownictwie zachowanie wysokiej jakości nie koreluje z możliwością wzrostu ceny ciepła, a poprawa efektywności spowoduje w większości przypadków konieczność obniżenia ceny w taryfie i niższe przychody, to trzeba ich szukać gdzie indziej. Aby osiągnąć sukces gwarantowany „trzema regułami" należy znaleźć inne możliwości w innych obszarach działalności, które nie są regulowane i mają charakter rynku nieograniczonej konkurencji. Naturalnym kierunkiem jest w przypadku ciepłownictwa kogeneracja, czyli rozwój działalności wytwarzania i obrotu, a nawet dystrybucji energii elektrycznej.

Kierunek kogeneracja

Taki kierunek przyjęto w Ciechanowie. Dla stworzenia strategii budowy nowych źródeł kogeneracyjnych przeanalizowany został przyszły popyt na ciepło. Prognozę zapotrzebowania na energię cieplną wyznaczono dla dwóch wariantów: stabilizacji, w którym przyjęto umiarkowany wzrost na poziomie 0,2% rocznie, oraz drugi wariant spadku zapotrzebowania, o wiele bardziej realny, zakładający ok. 2% spadku zapotrzebowania na ciepło rocznie. W planie przyszłych mocy uwzględniono spadek zapotrzebowania na ciepło jako scenariusz realny. Inwestycje w nowe moce ciepłownicze mają charakter odtworzeniowy i uzupełniają likwidowane moce jednostek wytwórczych na paliwo węglowe. Nowe źródła kogeneracyjne wytwarzające energię elektryczną stanowią rozszerzenie działalności i są nowym źródłem przy-

chodów dla spółki w sferze działalności sprzedaży energii elektrycznej nieobjętej regulacją taryfami. Wytworzona energia elektryczna z nowych źródeł kogeneracyjnych jest w pierwszej kolejności zużywana na potrzeby własne spółki w oparciu o umowę GUD (koszty uniknione zakupu energii), a pozostała energia elektryczna – sprzedawana na rynku hurtowym w oparciu o umowę bilansowania i rozliczania handlowego z wybraną spółką obrotu. Tworzy to także potencjalną możliwość sprzedaży wytworzonej energii dla jednostek miejskich i samowystarczalności energetycznej lokalnie w ramach klastra.

FOT. 1
Posadowienie kotła odzysknicowego o masie 70 ton, po lewej ekonomizer o masie 40 ton

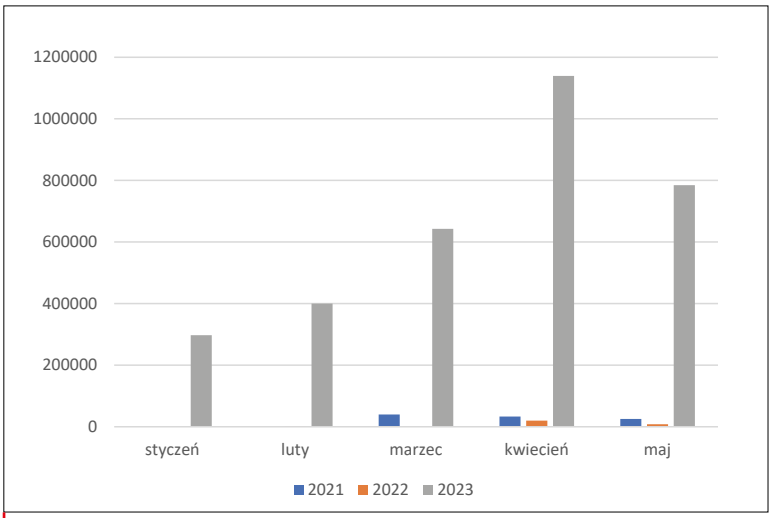
FOT. 2
Instalacja kogeneracji gazowej 0,999 MWe oraz 1,86
a) widok z zewnątrz
b) widok wewnątrz

Pierwsza inwestycja w źródła wytwarzania energii elektrycznej, jak już wspomniano, zrealizowana została w 2018 r. i polegała na budowie kogeneracji gazowej o mocy elektrycznej 0,56 MWe. Mała elektrociepłownia pozwalała zaspokoić potrzeby własne na energię elektryczną i sprzedaż nadwyżki w okresie lata. Eksploatacja jednostki istotnie ograniczyła koszty zakupu energii elektrycznej z uwzględnieniem ceny paliwa i serwisu, jednak w zakresie przychodów nie dawała istotnych korzyści. Natomiast doświadczenia i analiza efektów ekonomicznych eksploatacji kogeneracji potwierdziły kierunek rozwoju działalności przedsiębiorstwa w obszarze wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej jako zasadny w kontekście drugiej reguły.

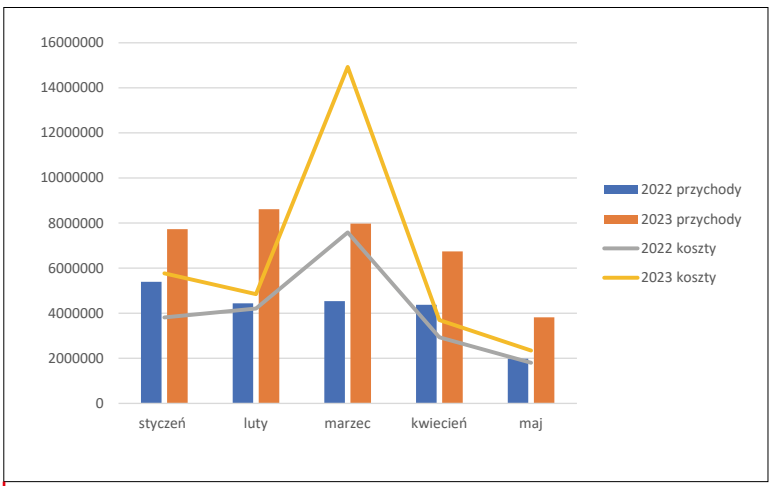
Kolejnym etapem zwiększania przychodów z działalności polegającej na wytwarzaniu i sprzedaży energii elektrycznej jest realizowany od 2019 roku projekt pn. „Modernizacja systemu ciepłowniczego PEC w Ciechanowie Sp. z o.o. poprzez budowę instalacji wytwarzania energii elektrycznej i cieplnej w wysokosprawnej kogeneracji". Projekt uzyskał finansowanie w ramach Działania 1.6 Promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe, Poddziałanie 1.6.1. Źródła wysokosprawnej kogeneracji, oś priorytetowa I Zmniejszenie emisyjności gospodarki i polegał na budowie elektrociepłowni na biomasę o mocy cieplnej 13 MW i elektrycznej 1,1 MWe oraz dwóch elektrociepłowni w formie kogeneracji gazowych o mocy elektryczne 0,99 MWe oraz 1,86 MWe.

Fotografie pokazują etapy budowy nowych jednostek.

Kogeneracja znakomicie spełnia drugą regułę, ponieważ pomimo ujemnych wyników na działalności ciepłowniczej pozwalała w ciągu ostatnich 10 lat (poza okresem początku kryzysu energetycznego związanego z inwazją Rosji na Ukrainę) większości przedsiębiorstw, działających zarówno na rynku ciepła, jak i energii, wygenerować zysk na działalności ogółem. Decydujący wpływ na poziom tego zysku mają ceny paliw, ale niezaprzeczalnie kogeneracja zwiększa istotnie przychody przedsiębiorstw. Pozwala na osiąganie efektu skali po stronie kosztów stałych, a więc nawet przy niepełnym pokryciu kosztów zmiennych w części ciepła broniła przedsiębiorstwa przed stratami. Tym bardziej, że ceny energii elektrycznej podlegające naturalnym mechanizmom rynkowym zawsze podążały i będą podążać za cenami paliw. Natomiast ceny ciepła były i będą okresowo mrożone regulacją. Opisane wyżej inwestycje w rozproszoną kogenerację gazową uruchomiono w PEC Ciechanów począwszy od stycznia 2023 roku, co związane było ze stabilizacją cen gazu



RYS. 4
Przychody z działalności związanej z wytwarzaniem energii elektrycznej obejmujące sprzedaż energii elektrycznej oraz przychody certyfikatów, premii kogeneracyjnej, premii gwarancyjnej etc. bez przychodów ze sprzedaży ciepła w PEC Ciechanów
Źródło: opracowanie własne



RYS. 5
Przychody i koszty z działalności operacyjnej w PEC Ciechanów
Źródło: opracowanie własne

w relacji do cen energii elektrycznej. Wykres na rys. 4 pokazuje przychody z działalności wytwarzania i sprzedaży energii elektrycznej w latach 2021-2023.

Wzrost przychodów z rozszerzenia działalności polegającej na wytwarzaniu energii elektrycznej spowodował zwiększenie przychodów mających swoje odzwierciedlenie w relacji kosztów i przychodów ogółem z działalności operacyjnej w przedsiębiorstwie. Dla prawidłowej interpretacji wykresu należy wyjaśnić, że marzec/kwiecień są miesiącami umorzenia uprawnień do emisji CO_2 za rok poprzedni, a grudzień to miesiąc umorzenia zakupionych uprawnień do emisji za rok bieżący. Grudzień ma więc istotne znaczenie dla korekcji wyniku całorocznego. Fakt budowy elektrociepłowni gazowych jako źródeł rozproszonych wyłączył je z systemu EU ETS. Ich moc została dobrana tak, aby zminimalizować na przyszłość objęcie ich tym systemem. Dało to możliwość zwiększenia przychodów bez ryzyka zwiększania kosztów emisji obecnie i w przyszłości. Moc jednostek została dobrana również w taki sposób, aby uwzględnić nie tylko hydrauliczne potrzeby sieci, ale także zdywersyfikować możliwości korzystania z programów wsparcia dla kogeneracji.

***

„Trzy reguły" można zrealizować w ciepłownictwie, nawet z regulacją, ale tylko poprzez transformację ciepłowni na elektrociepłownie poprzez rozszerzenie działalności o co najmniej wytwarzanie i sprzedaż energii elektrycznej. Umożliwia to budowa jednostek kogeneracyjnych. Kogeneracja i cyfryzacja pozwalają zwiększyć przychody przy zachowaniu dotychczasowego poziomu kosztów stałych w przedsiębiorstwie ciepłowniczym i zastąpić moc konwencjonalnych jednostek na węgiel, o ile zastosujemy w nich inne paliwo. Kogeneracja spełnia również pierwszą regułę wysokiej jakości w zakresie ograniczenia negatywnego oddziaływania na środowisko – najbardziej efektywnego wytwarzania energii w procesie spalania paliw. Zastosowana jako rozproszone źródło na ciechanowskiej sieci kogeneracja istotnie poprawia bezpieczeństwo w zakresie możliwości zachowania ciągłości dostaw, ograniczenia parametrów i zwiększenia efektywności pracy źródła centralnego. Nie ma innej drogi realizacji trzech reguł na regulowanym w zakresie cen rynku ciepła systemowego i uodpornienia tego segmentu energetyki na wstrząsy wywołane kryzysami lub normalną zmienność cykliczną na rynkach paliw. Wykorzystanie rozproszonej kogeneracji i precyzyjne zaplanowanie jej lokalizacji nie byłoby możliwe bez cyfryzacji monitoringu i sterowania siecią ciepłowniczą, co umożliwiło utworzenie bazy danych parametrów pracy w różnych warunkach do analiz. Jak pokazuje przykład Ciechanowa, dodatkowo sieć z rozproszonymi, zdalnie sterowanymi źródłami optymalizuje funkcjonowanie systemu, łącząc wysoką jakość z priorytetem przychodów. Cyfryzacja przyczynia się do poprawy efektywności, ograniczenia kosztów, poprawy bezpieczeństwa i osiągania najwyższej jakości świadczonych usług. W parze z kogeneracją lub innymi formami wytwarzania energii elektrycznej jest niezbędnym elementem funkcjonowania przedsiębiorstw ciepłowniczych, które zechcą realizować zasadę trzech reguł.

Przypisy

1 Michael E. Raynor, Mumatz Ahmed, Trzy reguły. Jak myślą wyjątkowe firmy? Kurhaus Publishing Kurhaus Media, Warszawa, 2015, s. 11.
2 Ibidem.

Literatura

[1] Raynor M. E., Mumatz A., Trzy reguły. Jak myślą wyjątkowe firmy?, Kurhaus Publishing Kurhaus Media, Warszawa, 2015. ■

Zapraszamy na jubileuszowe:

XXV SYMPOZJUM

DIAGNOSTYKA URZĄDZEŃ ENERGETYCZNYCH I INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Bezpieczeństwo i dyspozycyjność bloków i urządzeń energetycznych w okresie transformacji polskiej elektroenergetyki (II)

4-6 października 2023 r.
Bystra, Hotel Magnus Resort***

Więcej informacji na stronie
www.sympozjum.pronovum.pl

35 lat
pronovum®
1987 – 2022
RESEARCH & TECHNOLOGICAL SERVICES
Centrum Badawczo – Rozwojowe

GOTOWI na kolejny sezon

– Jesteśmy bardzo dobrze przygotowani do najbliższego sezonu grzewczego. Mamy uzupełnione w 100% składowiska węgla, a nasze bloki kogeneracyjne są w trakcie kampanii remontowej, która przebiega zgodnie z planem – podkreśla **Marcin Staniszewski,** prezes zarządu TAURON Ciepło.

Patryk Cyran: Jak ocenia pan sezon grzewczy 2022/23 z punktu widzenia TAURON Ciepło?

Marcin Staniszewski: Był trudny przede wszystkim z uwagi na sytuację geopolityczną spowodowaną wojną za naszą wschodnią granicą. Pierwszy raz podczas mojej kariery zawodowej miałem do czynienia z takimi wyzwaniami. Na szczęście w momencie wybuchu wojny zauważyliśmy zagrożenia, które mogły wpłynąć na najbliższy sezon grzewczy i odpowiednio wcześniej zabezpieczyliśmy spółkę w zakresie dostaw paliw oraz w obszarze remontów i inwestycji.

Były obawy o ciągłość dostaw do naszych odbiorców, ale wszystko poszło po naszej myśli. Ciepło docierało do mieszkańców i żaden klient TAURON Ciepło nie miał problemów z ogrzewaniem.

Odnosząc się do spraw operacyjnych... TAURON Ciepło wyprodukował w ubiegłym sezonie 6,5 mln GJ w ciągu 254 dni grzewczych. Od kilku lat obserwujemy bowiem tendencję wydłużania się sezonu grzewczego, który jeszcze kilka lat temu kończył się przeważnie na początku maja, a teraz trwa średnio dwa tygodnie dłużej.

MARCIN STANISZEWSKI
prezes zarządu TAURON Ciepło

fot. TAURON Ciepło

Trwa także transformacja energetyczna. Jak przebiega w TAURON Ciepło?

Transformację rozpoczęliśmy kilka lat temu, kiedy zdaliśmy sobie sprawę, że regulacje unijne będą prowadzić do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego. Opracowaliśmy strategię dla rozwoju naszych źródeł ciepła, określiliśmy kierunek zmian i technologię.

TAURON Ciepło stawia obecnie na ewolucyjne podejście do ciepłownictwa. Dlaczego taki kierunek? Posiadamy różnorodne systemy ciepłownicze, a na terenie aglomeracji śląsko-dąbrowskiej mamy jedną z największych w Polsce sieci ciepłowniczych, zasilaną z kilku źródeł. Dlatego inaczej musimy przeprowadzić transformację dla dużych źródeł kogeneracyjnych, a inaczej dla małych ciepłowni lokalnych.

Ceny ciepła powinny być akceptowalne społecznie, zatem wszelkie zmiany wprowadzamy stopniowo i odpowiedzialnie, żeby nie były znacząco odczuwalne dla naszych odbiorców.

Na jakie paliwa stawiacie?

W dużych systemach ciepłowniczych – na gaz ziemny. W naszej największej elektrociepłowni w Katowicach planujemy budowę bloków kogeneracyjnych wykorzystujących właśnie technologie gazowe. Osta-

teczna decyzja jeszcze nie zapadła, ale nasza strategia zakłada, że do 2030 roku nie będziemy już spalać węgla w tej lokalizacji.

W innej elektrociepłowni planujemy do 2030 r. przejść całkowicie na produkcję ciepła z biomasy, co spowoduje zmniejszenie zużycia węgla o ok. 250 tys. ton rocznie.

Mamy również źródło, w którym pozostaniemy przy węglu na dłużej – to nowoczesna elektrociepłownia w centrum Bielska-Białej. Wysokosprawną, stosunkowo nową jednostkę planujemy pozostawić w technologii węglowej z uwagi na przeprowadzone analizy, które wskazują, że na ten moment jest to najlepszy model produkcji ciepła dla mieszkańców tej aglomeracji.

> W TAURON Ciepło transformację rozpoczęliśmy kilka lat temu, kiedy zdaliśmy sobie sprawę, że regulacje unijne będą prowadzić do dekarbonizacji sektora ciepłowniczego

fot. TAURON Ciepło

ZW KATOWICE
elektrofiltr

Wymienił pan elektrociepłownię w Katowicach, gdzie budujecie nowy kocioł gazowy o mocy 140 MWt. Na jakim etapie jest ta inwestycja?

Budowa nowego kotła gazowego na terenie Elektrociepłowni Katowice trwa, a nasz wykonawca realizuje zadania zgodnie z kontraktem. Prowadzimy negocjacje i rozmowy w kontekście waloryzacji kontraktu. Tak jak już wspominałem, znaczny wzrost cen paliw oraz surowców, np. stali, spowodował zwiększenie nakładów na inwestycje budowalne w Europie.

Ponadto realizujemy inwestycję w Czechowicach-Dziedzicach, budujemy tam nowoczesną kotłownię szczytowo-rezerwową o mocy 76 MWt, która zastąpi starą kotłownię olejową.

Bardzo dużą inwestycję, jeśli chodzi o sieci ciepłownicze, realizujemy też we wspomnianych Katowicach. W okolicy Ligoty budujemy magistralę ciepłowniczą, co umożliwi przyłączenie kolejnych odbiorców z obszaru południowej części miasta.

Co jest największą niewiadomą, wyzwaniem dla energetyki w kontekście przyszłych lat?

Myślę, że kluczowym wyzwaniem, z którym musimy się zmierzyć, jest słynny już pakiet Fit for 55. To zbiór kilku dyrektyw unijnych, które w perspektywie długofalowej spowodują bardzo duże zmiany w ciepłownictwie. Jedną z nich jest uchwalona ostatnio przez Parlament Europejski i Radę Unii Europejskiej dyrektywa o efektywności energetycznej, tzw. dyrektywa EED, która wprowadza nową definicję „efektywnego systemu ciepłowniczego". Widzimy tu pewne ryzyko, ponieważ od 2035 r. system ciepłowniczy będzie efektywny tylko wtedy, gdy oprócz kogeneracji będzie wykorzystywał m.in. 35% energii ze źródeł odnawialnych. To oznacza, że musimy stosunkowo szybko zazielenić systemy ciepłownicze. Dla dużych systemów naturalnym jest wprowadzenie do miksu paliwowego np. biomasy, ale tutaj potrzebujemy odpowiedniej technologii.

Zacząłem od pytania o zeszły sezon grzewczy. Jaki będzie natomiast ten zbliżający się?

W dzisiejszych czasach istnieje ryzyko związane z niepewną sytuacją geopolityczną za naszą wschodnią granicą, co oczywiście musimy mieć na uwadze. Jesteśmy bardzo dobrze przygotowani do najbliższego sezonu grzewczego. Mamy uzupełnione w 100% składowiska węgla, a nasze bloki kogeneracyjne są w trakcie kampanii remontowej, która przebiega zgodnie z planem. Co najważniejsze, TAURON Ciepło jest częścią silnej i stabilnej Grupy Kapitałowej TAURON, stanowiąc jednocześnie jeden z podstawowych jej łańcuchów.

Rozmawiał Patryk Cyran, redaktor czasopisma Energetyka Cieplna i Zawodowa

APLIKACJA BMP

BEZPŁATNE NARZĘDZIE
dla uczestników konferencji

30 LAT Budujemy możliwości porozumienia

Aktualne informacje o wydarzeniu
termin, program, miejsce, prelegenci, plan stoisk

Funkcje interaktywne
komentowanie debat, wymiana wizytówek

Budowanie relacji
aranżowanie spotkań między uczestnikami

ZESKANUJ i POBIERZ

Google Play App Store

CIEPŁO BEZ SPALANIA

– Rozpoczyna się uzasadniony trend dekarbonizacji, co oznacza docelowe wyeliminowanie węgla, następnie gazu, a w dalszej perspektywie – również biomasy. Ciepło na cele grzewcze pozyskamy bez konieczności spalania surowców paliwowych, a pochodzić będzie ono z procesów odzysku ciepła odpadowego oraz z tzw. odnawialnych źródeł energii – podkreśla **Konrad Nowak,** prezes Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Olsztynie.

KONRAD NOWAK
prezes Miejskiego Przedsiębiorstwa Energetyki Cieplnej w Olsztynie

fot. MPEC Olsztyn

Patryk Cyran: Po chwilowej stagnacji znów widać wzrosty w sektorze mieszkaniowym. Czy ciepłownictwo „nadąża" za tymi inwestycjami?

Konrad Nowak: W dużej mierze zależy to od okoliczności, gdyż ciepłownictwo nie jest jednorodne. Każde miasto ma swoją specyfikę. W naszym regionie na przykład nie ma żadnej dużej elektrowni, a tymczasem w miastach porównywalnych wielkością do Olsztyna – chociażby Gorzowie czy Rzeszowie – są takie obiekty, będące własnością Skarbu Państwa. Produkują one znaczne ilości energii elektrycznej, a w procesie kogeneracji, kiedy powstaje również ciepło, jego nadmiar może być zagospodarowywany w sieciach ciepłowniczych.

Jak wspomniałem, Olsztyn jest jednym z największych miast w Polsce, w którym nie ma typowej elektrowni, a jedynie elektrociepłownia przy zakładzie Michelin. Ciepło na potrzeby miejskiej sieci powstaje głównie w ciepłowniach wodnych.

A wracając do rozwijającego się budownictwa – patrząc ogólnie, można powiedzieć, że ciepłownictwo systemowe w dużych miastach na pewno nadąża za tym zjawiskiem. Funkcjonujące tam spółki ciepłownicze są na tyle dobrze prosperujące, że mogą inwestować w rozwój sieci czy poprawę infrastruktury w źródłach wytwórczych. W Olsztynie również praktycznie nie ma osiedla, którego byśmy nie mogli przyłączyć, nawet poza granicami miasta. Rozwijamy się bardzo prężnie, podłączamy nowe obiekty – w ciągu ostatnich 10 lat przybyło 234 podmiotów i 480 węzłów.

Konieczność dostosowania się do tempa rozwoju miast to nie jedyne wyzwanie ciepłownictwa, które już dziś jest w trakcie zmian, ewolucji.

To nie ewolucja, a rewolucyjne zmiany. Główny nacisk położony jest na wzrost efektywności energetycznej i zmniejszenie konsumpcji ciepła. Dotyczy to przede wszystkim budownic-

twa mieszkaniowego, które zużywa 40% całkowego zapotrzebowania na energię. Wdrożenie globalnego programu termomodernizacji dałoby więc docelowo kolosalne oszczędności. W przypadku takich krajów jak Polska przeprowadzanie programu renowacji mogłoby doprowadzić do redukcji zapotrzebowania na ciepło o 50%. I to jest również bardzo ważny wyznacznik do projektowania koniecznych zmian technologicznych i biznesowych w przedsiębiorstwach ciepłowniczych.

Jakie metody pozwalają osiągnąć taki wynik?

Jest to możliwe poprzez wymuszenie stosowania zaostrzonych warunków technicznych, jakim mają odpowiadać nowe i modernizowane budynki. Już dziś mówi się o obiektach zeroemisyjnych, które będą pasywne, jeżeli chodzi o zapotrzebowanie na energię. I to my, ciepłownicy, w tych nowych realiach musimy się odnaleźć. Moglibyśmy spróbować dostosować nasze urządzenia do nowych wymogów, np. istotnie obniżając temperaturę zasilania wody grzewczej, redukując w ten sposób straty na przesyle czy koszty pompowania tej wody. Problemem będzie tu z pewnością bardzo długa faza przejściowa, kiedy to funkcjonować będą zarówno obiekty zmodernizowane, jak i starsze, mające znacząco większe wymagania termiczne.

> Proces zmian będzie bardzo długi i wymagający dla nas wszystkich, a efekt końcowy uzyskają raczej dopiero kolejne pokolenia

Jak można rozwiązać ten problem?

Jeszcze przez wiele lat do sieci ciepłowniczej będą podłączone starsze obiekty, mające większe zapotrzebowanie na ciepło i wymagające wysokich temperatur wody zasilającej. W tym samym czasie pojawią się obiekty nowe, o bardzo niskim zapotrzebowaniu. Zapewnienie odpowiedniego komfortu grzewczego w każdym z tych przypadków jednocześnie będzie wiązało się z rozwojem już stosowanej telemetrii oraz coraz bardziej precyzyjnej automatyki z elementami sztucznej inteligencji. Jednocześnie rozpoczyna się uzasadniony trend dekarbonizacji, czyli odchodzenia od spalania paliw kopalnych. Oznacza to docelowe wyeliminowanie węgla, następnie gazu, a w dalszej perspektywie – również biomasy. To wszystko zmierza do tego, by pozyskanie ciepła na cele grzewcze odbywało się bez konieczności spalania surowców paliwowych, a jedynie pochodziło z procesów odzysku ciepła odpadowego oraz z tzw. odnawialnych źródeł energii. Takie OZE oraz ciepło odpadowe z różnego rodzaju aktywności ludzkiej będzie się z reguły charakteryzować dość niską temperaturą. A więc docelowo powstanie synergia obiektów o niskim zapotrzebowaniu na ciepło, zasilanych ze źródeł dysponujących niskim potencjałem temperatury.

Ile potrwa całkowita renowacja i dostosowanie budynków do nowych standardów?

W mojej ocenie będzie to proces długotrwały. Oceniam, że nawet do 2050 roku nie uda się jeszcze przeprowadzić całkowitej i kompleksowej renowacji i dostosowania do nowych oczekiwań wszystkich istniejących obiektów. Mówimy tu o milionach budynków i setkach miliardów nakładów do zainwestowania. Jeszcze przez dziesiątki lat pozostanie wiele nieruchomości o zwiększonym zapotrzebowaniu na ciepło, dla których temperatura będzie musiała być ustawiona na wysokim poziomie, aby zapewnić uzyskanie komfortu grzewczego. To wymusza *de facto* utrzymywanie wysokich parametrów w całej sieci grzewczej, a więc także konieczność wytwarzania ciepła w źródle wysokotemperaturowym, co wiąże się z koniecznością spalania paliw kopalnych, biomasy lub – tak jak w przypadku Olsztyna – z wykorzystaniem ciepła odzyskanego z procesu termicznego przekształcania odpadów.

Skąd można pozyskać środki na wspomnianą przez pana termomodernizację?

Będziemy generować znaczne oszczędności z tytułu obniżenia kosztów zakupu ciepła czy energii. Te środki należy reinwestować w kolejne zadania. Pozostałe nakłady trzeba będzie pozyskać z dotacji i pożyczek. Pamiętajmy, że pożyczki wiążą się z kwestią ich zabezpieczeń, to są także kwestie zdolności kredytowych instytucji i osób prywatnych. Dlatego proces zmian będzie bardzo długi i wymagający dla nas wszystkich, a efekt końcowy uzyskają raczej dopiero kolejne pokolenia. Nie zmienia to faktu, że jeśli my nie zaczniemy tych zmian już dziś, to nasze dzieci będą miały jeszcze trudniej i drożej.

Jak proces transformacji przebiega w olsztyńskim MPEC-u?

Na dziś MPEC wykonał szereg zadań inwestycyjnych możliwych na obecnym etapie transformacji. Zamysłem tego programu było zabezpieczenie potrzeb cieplnych miasta na najbliższe kilkadziesiąt lat na poziomie akceptowalnych kosztów. Mówiąc obrazowo – ugasiliśmy pożar lasu, a teraz możemy zająć się pielęgnacją róż. Kolejne lata chcemy poświęcić kwestiom rozwoju automatyki oraz pierwszym wdrożeniom lokalnych układów hybrydowych, w których nasze węzły grzewcze będą wspierane przez pompy ciepła. W sukcesywnym rozwoju takich instalacji, towarzyszących naszej sieci ciepłowniczej, widzę sposób na zachowanie stałego postępu w tym długim okresie przejściowym.

Rozmawiał Patryk Cyran, redaktor czasopisma Energetyka Cieplna i Zawodowa

SIGMA GROUP a.s.

Tradycyjna produkcja pomp dla energetyki, przemysłu, gospodarki wodnej a dalszych branż

1868

Rzemieślnik Ludvík Sigmund założył w morawskim Lutinie firmę pompiarską.

1922

Rejestracja znaków towarowych "SIGMA" i "trójząb Neptuna".

1933

Lata 30. XX wieku wprowadzają do programu produkcji szereg nowych produktów. NAUTILA, DARLING, REVOLT i RAKETA.

1948

Powstaje państwowy zakład SIGMA PUMPY, który specjalizuje się w produkcji pomp przemysłowych.

1975

SIGMA zaczyna się koncentrować na kompleksowych dostawach w formie pod klucz w dziedzinie techniki pompowej.

1997

Powstaję spółka akcyjna SIGMA GROUP a.s. z siedzibą w Lutinie.

2022

Uroczyste otwarcie nowej stacji prób na gorącą wodę.

REALIZACJE PROJEKTÓW W FORMULE POD KLUCZ

- przygotowanie ofert i projektów
- dostawy pomp wraz z akcesoriami
- realizacja kompletnych pompowni
- montaż i nadzór
- uruchamianie, próby, badania
- remonty, serwis
- szkolenie obsługi

155

SIGMA

Dziękujemy wszystkim naszym klientom i zapraszamy do kolejnej współpracy!

SIGMA POLSKA SP. Z O.O. • ul. Karola Miarki 12 • 44-100 Gliwice
polska@sigma.cz • (+48) 32 234 54 30
www.sigmapompy.com.pl

fot. 123rf

OPTYMALIZACJA DZIAŁANIA SIECI

dzięki cyfrowemu bliźniakowi

Karol Jasiński
Solutions Lead w firmie Gradyent

Jak firmy ciepłownicze pozycjonują się na przyszłość? Przede wszystkim stawiają na innowacje. Istniejące systemy już dawno osiągnęły swoje granice ze względu na zmieniające się wymagania i rosnącą złożoność sieci. Narzędzia informatyczne, takie jak cyfrowe bliźniaki, mogą zoptymalizować sieci ciepłownicze na nieosiągalnym dotąd poziomie i pomóc firmom obniżyć koszty i emisje CO_2.

Do 15% mniejsze straty ciepła, 10% niższe emisje CO_2 i o 5% obniżone koszty paliw – te znaczące oszczędności są możliwe dzięki optymalizacji „na żywo" sieci ciepłowniczej za pomocą cyfrowego bliźniaka w porównaniu z poprzednimi metodami operacyjnymi. Jednocześnie inteligentne działanie zwiększa bezpieczeństwo dostaw ciepła dla odbiorców końcowych. Oszczędności te pokazują, że cyfrowy bliźniak, opracowany jako oprogramowanie przez firmę Gradyent z Holandii, wyznacza nowe standardy

RYS. 1
Cyfrowy bliźniak porównuje rzeczywistą alokację (u góry) z optymalną kombinacją źródeł ciepła (u dołu). Pozwala to przedsiębiorstwom ciepłowniczym optymalizować swoje działania w czasie rzeczywistym i obniżać koszty
źródło: Gradyent

w optymalizacji operacyjnej sieci.

Cyfrowy bliźniak opiera się na modelach fizycznych, które są połączone z danymi operacyjnymi i sztuczną inteligencją (AI). W ten sposób analizuje i dostarcza informacji z każdej części sieci. W przeciwieństwie do systemów dominujących obecnie na rynku, nie jest to model tzw. „czarnej skrzynki" ani statyczne narzędzie do samodzielnego wykonania uproszczonych analiz. Zamiast tego stanowi niezwykle wydajny system, który w połączeniu z danymi w czasie rzeczywistym realistycznie odwzorowuje dynamikę systemu ciepłowniczego, a tym samym oferuje decydującą wartość dodaną dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Optymalizacja dokładna, na żywo i w czasie rzeczywistym

Oprogramowanie „cyfrowego bliźniaka czasu rzeczywistego" nadaje się z jednej strony do skutecznego wspierania transformacji sieci ciepłowniczej, co firmy z całej Europy są zmuszone obecnie robić (patrz EURO HEAT & POWER 3/2023, str. 2 i nast.). Jednak decydującą siłą cyfrowego bliźniaka z biznesowego punktu widzenia jest możliwość mapowania sieci ciepłowniczej i optymalizacji jej działania również w czasie rzeczywistym. W wielu przypadkach największe korzyści są osiągane przez zespół ekspertów Gradyent przede wszystkim w trzech obszarach zastosowań: planowanie pracy elektrociepłowni z wyprzedzeniem dziennym i w czasie rzeczywistym, dynamiczna redukcja temperatury i optymalizacja pracy pomp ciepła. Zostały one wyjaśnione bardziej szczegółowo poniżej, wraz z najlepszymi praktykami.

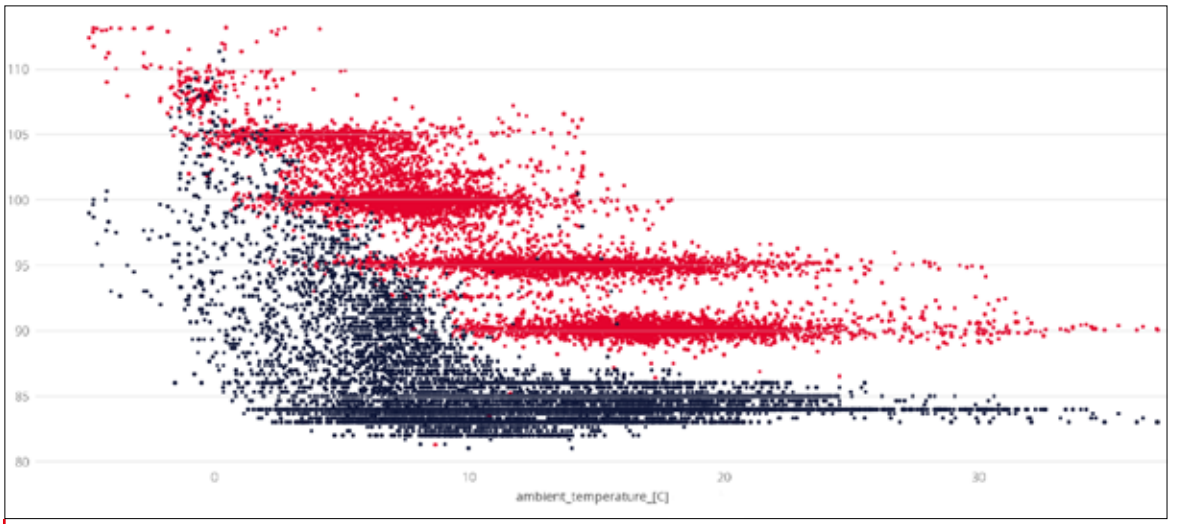
Zawsze optymalna produkcja

Planowanie pracy elektrociepłowni zawsze miało miejsce, ale dziś staje się coraz bardziej złożone i trudne i musi uwzględniać zmieniające się warunki ramowe. W planowaniu pracy cyfrowy bliźniak dynamicznie wybiera najbardziej opłacalny sposób wytwarzania ciepła. Wiele aspektów musi być branych pod uwagę w tym samym czasie: niektóre generatory, takie jak kotły, nie wchodzą w interakcje z rynkiem energii elektrycznej, inne generują energię elektryczną, jeszcze inne ją zużywają. Wszystkie z nich mają określone koszty produkcji ciepła netto, a dodatkowo nierzadko także różne ceny paliwa. Gdy ceny energii elektrycznej są wysokie, ciepło z pomp ciepła staje się droższe, a ciepło z elektrociepłowni tańsze w ujęciu netto. Wielką zaletą cyfrowego bliźniaka jest to, że zawiera on wszystkie niezbędne dane w czasie rzeczywistym i na najbliższą przyszłość – od wytwarzania, przez sieć, po konsumentów. Na tej podstawie podejmuje najlepsze decyzje z wyprzedzeniem i w czasie rzeczywistym.

W dzisiejszym biznesie, który jest zdominowany przez rynek energii elektrycznej, kluczowe znaczenie ma optymalizacja zysków dzięki jego wykorzystaniu – bez ograniczania dostaw ciepła. Gradyent osiąga to dzięki cyfrowemu bliźniakowi, który na przykład maksymalizuje stosunek mocy do ciepła na rynku dnia następnego i zwiększa elastyczność produkcji energii elektrycznej poprzez buforowanie i ładowanie sieci. Zasadniczo cyfrowy bliźniak może zoptymalizować te elastyczności dzięki szczegółowej wiedzy o zachowaniu wszystkich elementów – a tym samym wykorzystać więcej możliwości na dziennych i bilansujących rynkach energii.

Przyszłość i bezpieczeństwo dostaw

Oczywiste jest, że w przyszłości sieci ulegną ogromnym zmianom: źródła nie są już scentralizowane, a odnawialne źródła energii wrażliwe na temperaturę i trudne do prognozowania. Czynniki kosztowe zmieniają się w zależności od czasu, może też zmniejszać się znaczenie produkcji energii elektrycznej w wytwarzaniu ciepła. W rezultacie precy-



RYS. 2
Temperatura w skrócie: domyślnie temperatura w większości sieci jest kontrolowana na podstawie temperatury zewnętrznej (na czerwono). Zamiast tego cyfrowy bliźniak wykonuje dynamiczną redukcję temperatury (na niebiesko) i zmniejsza straty ciepła nawet o 15%
Źródło: Gradyent

zyjna wiedza na temat dynamiki sieci staje się coraz ważniejsza. To właśnie tutaj „cyfrowy bliźniak w czasie rzeczywistym" pomaga firmom przygotować się na przyszłość poprzez mapowanie pełnej dynamiki sieci. W rezultacie zapewnia on dziś oszczędności kosztów paliwa na poziomie 2 000 euro za wygenerowaną GWh, a także o pięć procent wyższe marże operacyjne.

Minimalizacja strat ciepła

Cyfrowy bliźniak osiąga również bardzo dobre wyniki przy dynamicznej redukcji temperatury. W obecnie dominującym standardowym przypadku optymalizacja temperatury jest przeprowadzana za pomocą krzywej grzewczej, co w praktyce prowadzi zazwyczaj do nadmiernych temperatur zasilania, ale może również powodować niedostateczne zasilanie w innych momentach. Z tego powodu cyfrowy bliźniak wdraża dynamiczną kontrolę temperatury, w której uwzględnia całą dynamikę sieci i dynamicznie kontroluje temperatury zasilania, określając wartości zadane dla źródeł ciepła. Skorzystała na tym duża holenderska firma ciepłownicza: w ciągu zaledwie dwóch miesięcy stworzono, skalibrowano i podłączono cyfrowego bliźniaka Gradyent, a pierwsza część sieci działała już znacznie wydajniej. Obecnie klient czerpie korzyści ze zmniejszonych strat ciepła w perspektywie długoterminowej i stałego obniżania temperatury bez ryzyka niedostarczenia ciepła do odbiorców końcowych. Jednocześnie dynamiczna symulacja strat ciepła zapewniła, że wszystkie

RYS. 3
Zawsze w poszukiwaniu najlepszego rozwiązania: cyfrowy bliźniak optymalizuje temperatury robocze po ciepłej i zimnej stronie pompy ciepła, aby osiągnąć idealny współczynnik COP
Źródło: Gradyent

ograniczenia sieciowe dotyczące przepływu, legionelli i delty temperatury zostały spełnione. Ponadto firma planowała wykorzystać energię geotermalną jako odnawialne źródło ciepła. Jednak źródła ciepła, takie jak energia geotermalna i pompy ciepła, wymagają niskich temperatur zasilania, które inne systemy kontrolują tylko w oparciu o temperaturę zewnętrzną, a zatem znacznie mniej efektywnie. Tak więc cyfrowy bliźniak umożliwił realizację planów geotermalnych w pierwszej kolejności i zdecydowanie zwiększył bezpieczeństwo dostaw dla klienta końcowego.

> Cyfrowy bliźniak opiera się na modelach fizycznych, które są połączone z danymi operacyjnymi i sztuczną inteligencją

Najwyższa stabilność pracy pomp ciepła

Cyfrowy bliźniak ma ogromny potencjał w obsłudze pomp ciepła, a coraz więcej przedsiębiorstw ciepłowniczych polega na pompach ciepła by uzyskać dekarbonizację swoich sieci. Jednak nawet wdrożenie pompy jest często wyzwaniem ze względu na jej wrażliwość na temperaturę zasilania. Ponadto optymalna praca wymaga stabilnych i niskich temperatur w dłuższej perspektywie. Również w tym przypadku cyfrowy bliźniak oferuje rozwiązanie: optymalizuje każdą pompę ciepła i poprawia stabilność operacyjną. Z jednej strony zapewnia szczegółowy wgląd w natężenia przepływu i temperatur po stronie ciepłej i zimnej, a także na temat wydajności sprężarki. Z drugiej strony, cyfrowy bliźniak optymalizuje również pracę w czasie rzeczywistym. W tym przypadku zastosowania wykonuje kompleksowe modelowanie end-to-end – uwzględniając model sieci, dane z czujników i dane operacyjne pompy ciepła.

***

Fakt, że obniżenie temperatury o każdy jeden stopień przez cyfrowego bliźniaka zmniejsza zarówno straty ciepła, jak i koszty operacyjne pomp ciepła, został doceniony przez dużą sieć ciepłowniczą w Holandii. Niedawno wprowadzono tam do użytku pompę ciepła, jednak brakowało wiedzy na temat jej obsługi w połączeniu z innymi zasobami. Co więcej, wysoka temperatura sieci oznaczała, że pompa ciepła nie pracowała z optymalną wydajnością. Z pomocą cyfrowego bliźniaka eksperci Gradyent przeprowadzili badanie w celu optymalizacji pracy pompy ciepła i konstrukcji zasobnika – zawsze w ścisłej współpracy z klientem i w granicach ograniczeń sieci. Rezultat: rozwiązanie optymalizacyjne z około 20-procentowym wzrostem COP (Coefficient Of Performance), a tym samym znacznie zwiększoną wydajnością pompy ciepła. Na tej podstawie i jako idealne uzupełnienie pompy ciepła, cyfrowy bliźniak zbiornika buforowego był w stanie automatycznie zoptymalizować ładowanie i rozładowywanie oraz pokryć szczytowe zapotrzebowanie. Dla przedsiębiorstw ciepłowniczych oznacza to, że nie tylko maksymalizują wydajność i minimalizują zarówno koszty, jak i emisje CO_2, ale także zdecydowanie zwiększają bezpieczeństwo dostaw swojej sieci, a tym samym zabezpieczają się na przyszłość. ■

REKLAMA

Fot. 123rf

PROJEKTOWANIE SYSTEMU CIEPŁOWNICZEGO Z OZE I MAGAZYNAMI CIEPŁA

Wartość LCoH jako kluczowy czynnik, kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła

Aleksandra Sulej, Krzysztof Kalinowski, Konrad Wiśniewski, Jacek Gajkowski, Grzegorz Wiśniewski
Instytut Energetyki Odnawialnej Sp. z o.o.

W ciągu najbliższych kilku, kilkunastu lat ciepłownictwo systemowe w Polsce będzie musiało zmierzyć się z wyzwaniami związanymi z koniecznością przyśpieszenia transformacji energetycznej. Paliwa kopalne – dotychczas powszechnie wykorzystywane (węgiel) i planowane do zastosowania na dużą skalę jako substytut (gaz ziemny) – będą zastępowane przez OZE. Odpowiedzią na szantaż gazowy, kryzys paliwowy i klimatyczny jest zaprzestanie wsparcia dla paliw kopalnych wraz z zaostrzeniem polityki klimatycznej oraz przestawieniem ciepłownictwa na OZE i efektywność energetyczną.

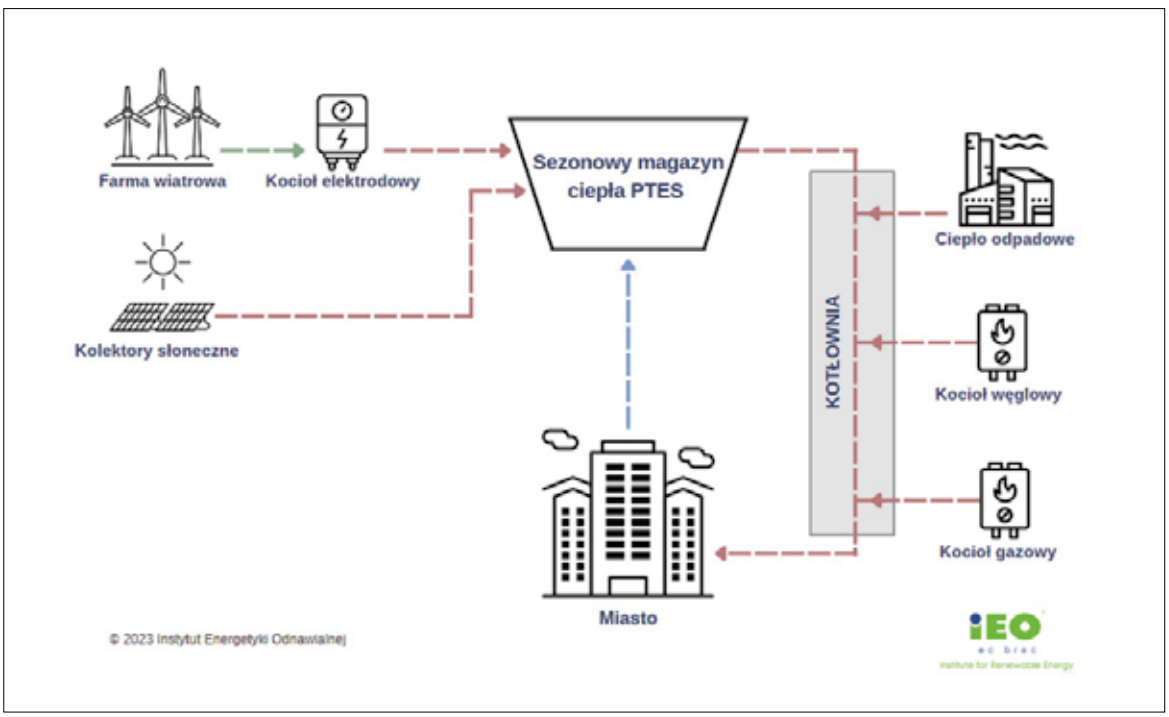
Zgodnie z wymaganiami uchwalonymi przez Parlament Europejski w 2022 roku w nowelizacji dyrektywy o OZE (RED III) wzrost udziału OZE i ciepła odpadowego będzie musiał wynosić 2,2 - 2,3 pp. rocznie, w zależności od ostatecznych ustaleń tzw. „trialogu" instytucji UE. Nowelizacja dyrektywy o efektywności energetycznej (EED III) zwiększa wymagania w zakresie efektywnego systemu ciepłowniczego (ESC). Tylko do 2027 roku taki status może uzyskać system ciepłowniczy dzięki 75% udziale kogeneracji bazującej na paliwie gazowym lub odpadach (RDF). W 2027 r. kosztami emisji CO_2 zostaną dodatkowo objęte także ciepłownie mniejsze o mocach poniżej 20 MW (ETS-2 zakłada opłatę w wysokości 45 euro/tonę CO_2). Jeszcze w latach 2028 - 2034 będzie istniała możliwość utrzymania statusu ESC dzięki 80% udziałowi kogeneracji, ale od 2035 roku żadne paliwo kopalne nie będzie mogło być źródłem ciepła w ESC. Najbezpieczniejszym i trwałym sposobem uzyskania statusu ESC w latach 2023 - 2035 jest wytwarzanie 50% ciepła z OZE i z ciepła odpadowego.

Szybkie przejście z ciepłownictwa węglowego (tzw. I i II generacji) do ciepłownictwa bazującego na OZE (IV generacji), a zwłaszcza zeroemisyjnych OZE (V generacji) i realizacja ww. wymogów w krótkiej perspektywie może być uznane za nierealne do spełnienia w znacznej części polskich ciepłowni. Trudno będzie odejść od dopiero co ugruntowanej idei przestawiania ciepłownictwa z węgla na spalanie paliw gazowych, odpadów czy deficytowej i drożejącej biomasy (efekt zakazu importu z Rosji, Białorusi i brak importu z Ukrainy). Te źródła ciepła pozostaną dalej tzw. przejściowymi, ale będą pełniły zacznie mniejszą rolę od jeszcze niedawno zakładanej.

Typowymi przykładami najtańszych źródeł zeroemisyjnych są kolektory słoneczne, kotły elektrodowe i pompy ciepła zasilane niezbilansowaną energią elektryczną z elektrowni wiatrowych lub fotowoltaicznych (tzw. P2H). Cechą wspólną najtańszych zeroemisyjnych źródeł jest zależność od pogody, z którą – dzięki nowym technologiom i postępującej automatyzacji – nowe systemy ciepłownicze potrafią sobie już dzisiaj radzić lepiej niż systemy elektroenergetyczne. Wynika to z faktu, że energii elektrycznej nie można magazynować w sieci, a ciepłownictwo ma olbrzymi potencjał magazynowania chwilowych nadwyżek generacji ciepła w sieciach ciepłowniczych.

> Jeszcze w latach 2028-2034 będzie istniała możliwość utrzymania statusu ESC dzięki 80% udziałowi kogeneracji, ale od 2035 roku żadne paliwo kopalne nie będzie mogło być źródłem ciepła w ESC

Integracji zeroemisyjnych OZE z ciepłowniami oraz wykorzystaniem zdolności magazynów ciepła do zwiększenia elastyczności ciepłownictwa we współpracy z nieelastyczną elektroenergetyką służą (lub służyć będą) nowe programy NFOŚiGW, jak „OZE – źródło ciepła dla ciepłownictwa" oraz „Digitalizacja sieci ciepłowniczych" czy „Kogeneracja powiatowa".



RYS. 1 Przykładowy schemat efektywnego systemu ciepłowniczego bazującego na zeroemisyjnych OZE

Koncepcja transformacji ciepłownictwa z OZE bazująca na cyfryzacji procesów projektowania i optymalizacji pracy ciepłowni

Przykładowy schemat ESC bazującego na wybranych zeroemisyjnych OZE wspartych magazynem ciepła i podszczytową generacją węglową (z możliwym udziałem gazu jako źródła szczytowego) przedstawiono na rys. 1.

Wskazana koncepcja (rys. 1) to szansa, ale i nowe wyzwanie dla ciepłowników, które wymaga nowego podejścia do rozwiązywania dopiero niedawno rozpoznanych problemów. Planowanie i projektowanie instalacji opierających się na najtańszych OZE ma kluczowe znaczenie dla zapewnienia poprawnej i efektywnej pracy każdego systemu ciepłowniczego po akceptowalnych kosztach w najbliższych latach, a nawet dekadach.

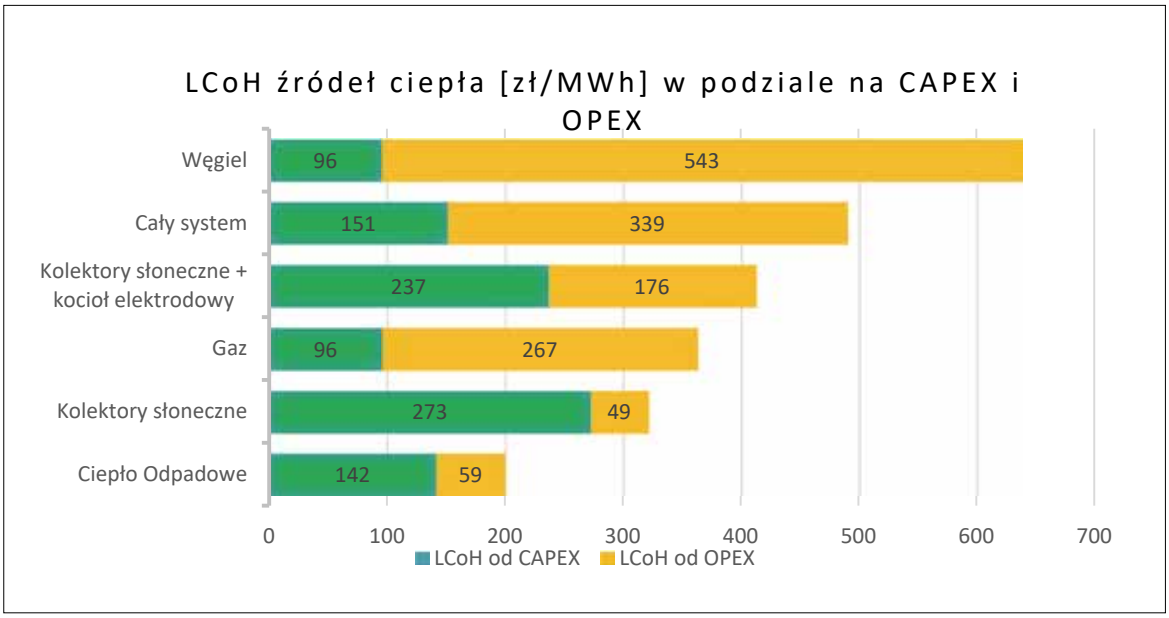
Szczególnie ważnym dla nowoczesnych ciepłowni stanie się sezonowy magazyn ciepła (np. typu PTES), który będzie w stanie przejąć w każdej chwili i w każdym okresie roku nadwyżkę taniego ciepła z OZE, ciepła odpadowego, a nawet z kogeneracji czy geotermii, i przechować ją np. od okresu generacji letniej do zimowego sezonu grzewczego (szczyt zapotrzebowania na ciepło).

Olbrzymim ułatwieniem dla tego rodzaju inwestycji jest symulacja pracy modernizowanych systemów dzięki wykorzystaniu znanych od lat narzędzi planistycznych i projektowych, takich jak TRNSYS. Dzięki niemu możliwe jest zamodelowanie każdego elementu systemu ciepłowniczego z wieloma źródłami ciepła (obecnymi i nowymi), odbiorami czy magazynami ciepła oraz odwzorowanie funkcjonowania projektowanej ciepłowni. Szczególnie ważne jest prawidłowe zamodelowanie magazynów ciepła służących wszystkim źródłom ciepła zainstalowanym w ciepłowni, w szczególności zeroemisyjnym, ale nie tylko. Magazyny służą bowiem pozostawionym we flocie wytwórczej kotłom węglowym, które po modernizacji ciepłowni dalej będą mogły stabilnie i efektywnie pracować, pełniąc rolę źródeł podszczytowych.

Analizy przeprowadzane w programie TRNSYS są bardzo istotnym, ale nie jedynym elementem całego projektowania przyszłego systemu ciepłowniczego. Proces konfigurowania i optymalizacji pracy projektowanego systemu ciepłowniczego w rzeczywistości odbywa się na wielu płaszczyznach. Należy w nim uwzględnić również ograniczenia przestrzenne i prawne, priorytety technologiczne czy możliwości pozyskania finansowania. Opis całościowego podejścia do projektów modernizacji ciepłowni w Polsce został szerzej opisany w raporcie „Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii digital twin i modelowania TRNSYS”[1]. Jest on rozwinięciem analiz przedstawionych w artykule „Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła”, napisanego na podstawie doświadczeń zdobytych przez Instytut Energetyki Odnawialnej w konkursie NCBiR „Ciepłownia przyszłości”.

TAB. 1 Przykładowa hierarchia źródeł ciepła, pozwalająca na przeprowadzenie wymiarowania i optymalizacji pracy systemu ciepłowniczego. Uwzględniono system ciepłowniczy z sezonowym magazynem ciepła, który służy poprawie efektywności wszystkich źródeł w systemie

Nr	Źródło	LCoH [PLN/MWh]	Wady	Zalety
1	Ciepło odpadowe[4]	200[5]	• Uzależnienie od zewnętrznego podmiotu • Niska dostępność w pobliżu sieci ciepłowniczych	• Potencjalnie najniższy możliwy koszt • Względnie łatwa realizacja techniczna odbioru ciepła
2	Kolektory słoneczne	322[5]	• Duże zapotrzebowanie na tereny pod inwestycję • Większość generacji przypada poza sezonem grzewczym (premiowane sieci z dużym udziałem CWU)	• Technologia minimalizująca ryzyko zmienności kosztów (niemal zerowy koszt operacyjny) • Technologia znana, prosta, a przez to bezpieczna i łatwa w utrzymaniu
3	Power2heat	413[5]	• Możliwy wzrost kosztów operacyjnych • Uzależnienie od podaży taniej energii elektrycznej z OZE (preferowane farmy wiatrowe)	• Niskie nakłady inwestycyjne na kocioł elektrodowy • Sector coupling korzystny dla rynku energii
4	Kocioł węglowy	639[5]	• Niska elastyczność • Wysoka wrażliwość na zmianę ceny paliwa • Wysokie koszty uprawnień do emisji CO_2 w przypadku większych systemów • Emisja zanieczyszczeń	• Wykorzystanie istniejącego majątku wytwórczego • Elastyczność pracy i sprawność można zwiększyć dzięki wykorzystaniu magazynu ciepła
5	Kocioł gazowy	363[5]	• Wysokie koszty uprawnień do emisji CO_2 w przypadku większych systemów • Paliwo niemal w całości importowane	• Niskie nakłady inwestycyjne • Elastyczność • Relatywnie niska emisja CO_2 i zanieczyszczeń w stosunku do węgla



RYS. 2 Porównanie prognozowanych uśrednionych kosztów ciepła z poszczególnych źródeł w referencyjnym studium przypadku. *Opracowanie: IEO*

Ustalanie hierarchii źródeł wytwórczych

Przystępując do projektowania koncepcji modernizacji parku wytwórczego ciepłowni powinniśmy określić najważniejsze warunki, które musi spełnić planowana inwestycja. Najważniejsze z nich dotyczą:

1. ustalenia średniego kosztu produkcji ciepła LCoH (minimalizacja z uwagi na odbiorców ciepła),
2. ustalenia oczekiwanego udziału energii z OZE, energii z kogeneracji lub energii pozyskiwanej z ciepła odpadowego w łącznej produkcji energii w systemie (maksymalizacja lub wymóg prawny),
3. określenia ryzyka związanego z produkcją ciepła, w szczególności ryzyka zmiany oczekiwanych kosztów wytwarzania ciepła (minimalizacja z uwagi na inwestora).

Kluczowym parametrem jest całkowity koszt produkcji ciepła LCoH, który przekłada się (lub powinien się w pełni przekładać) na taryfę na ciepło. LCoH jest w praktyce minimalną ceną, przy której suma zdyskontowanych przychodów ze sprzedaży ciepła jest równa sumie zdyskontowanych kosztów, przy uwzględnieniu kosztów poniesionych na budowę i eksploatację oraz kosztów finansowych, w szczególności kosztu kapitału własnego, w danym okresie (zazwyczaj czas życia jednostki). W ogólnym przypadku koszt LCoH oblicza się jako iloraz wydatków do efektów wyrażonych w wartości bieżącej.

Koszt LCoH, czyli kluczowy czynnik, kryterium optymalizacji i hierarchizacji źródeł ciepła, odnosimy przede wszystkim do uśrednionego kosztu ciepła z ciepłowni, ale możemy go odnosić też do kosztu ciepła z poszczególnych źródeł, co pomaga uszeregować je od najtańszego do najdroższego.

Oczekiwany udział OZE jest mniej skomplikowanym do ustalenia czynnikiem. Z kolei ocena ryzyka i możliwego zakresu zmian kosztów paliw i energii stwarzają obecnie poważne wyzwanie. W ostatnich latach w związku z wojną na Ukrainie i kryzysem energetycznym, a wcześniej z globalną pandemią, ceny surowców charakteryzowały się dużą, nieprzewidywalną zmiennością. Można oprzeć się na założeniach zewnętrznych (np. prognozy IEO bazują na kontraktach tzw. „forward"), ale przedsiębiorstwo ciepłownicze, mając historię dostawców i zawieranych kontraktów, może przyjąć bardziej lub mniej pesymistyczne scenariusze wzrostów cen gazu, węgla czy uprawnień do emisji CO_2, opierające się na dotychczasowych trendach.

Na podstawie przyjętych kryteriów ustala się hierarchię (priorytety) doboru i pracy poszczególnych źródeł ciepła, którą następnie wykorzystuje się w projektowaniu systemu, wychodząc z założenia, że wiodącym kryterium jest koszt produkcji ciepła (LCoH).

Nie wolno wykluczać innych, niewymienionych w tabeli, a dotychczas uznawanych za pierwszoplanowe technologii dla ciepłownictwa, takich jak spalanie biomasy, wykorzystanie kogeneracji gazowej, które również mogą znaleźć zastosowanie jako źródła zwiększające udział OZE lub przybliżające system ciepłowniczy do statusu systemu efektywnego. Możliwość użycia tych źródeł winna być każdorazowo zbadana, jednak w związku z fluktuacjami cenowymi oraz możliwą ograniczoną dostępnością certyfikowanej biomasy czy też ew. ograniczeń w dostawach gazu ziemnego, wykorzystanie tych paliw nie jest rekomendowane w pierwszej kolejności. Źródła bazujące na technologiach przejściowych, tak jak dobrze utrzymane kotły węglowe, nie powinny być zatem wykluczane, przynajmniej w pierwszym etapie modelowania systemu lub w momencie, gdy tańsze źródła nie są dostępne. W szczególności źródła węglowe odgrywają w transformacji niebagatelną rolę jako źródła podszczytowe, z pracą wspieraną magazynem ciepła.

Najważniejszym czynnikiem kształtującym udział poszczególnych źródeł w końcowym miksie ciepłowniczym jest koszt, po jakim dane źródło jest w stanie produkować energię, który można wyrazić jako LCoH.

Ważną cechą danego źródła ciepła jest jego zależność od nakładów inwestycyjnych (CAPEX) oraz kosztów operacyjnych (OPEX). Im większy wpływ kosztów operacyjnych na LCoH, tym trudniejsza do przewidzenia jego ostateczna wartość, która wymaga uwzględnienia prognozy zmiennych cen nośników energii.

> Najważniejszym czynnikiem kształtującym udział poszczególnych źródeł w końcowym miksie ciepłowniczym jest koszt, po jakim dane źródło jest w stanie produkować energię

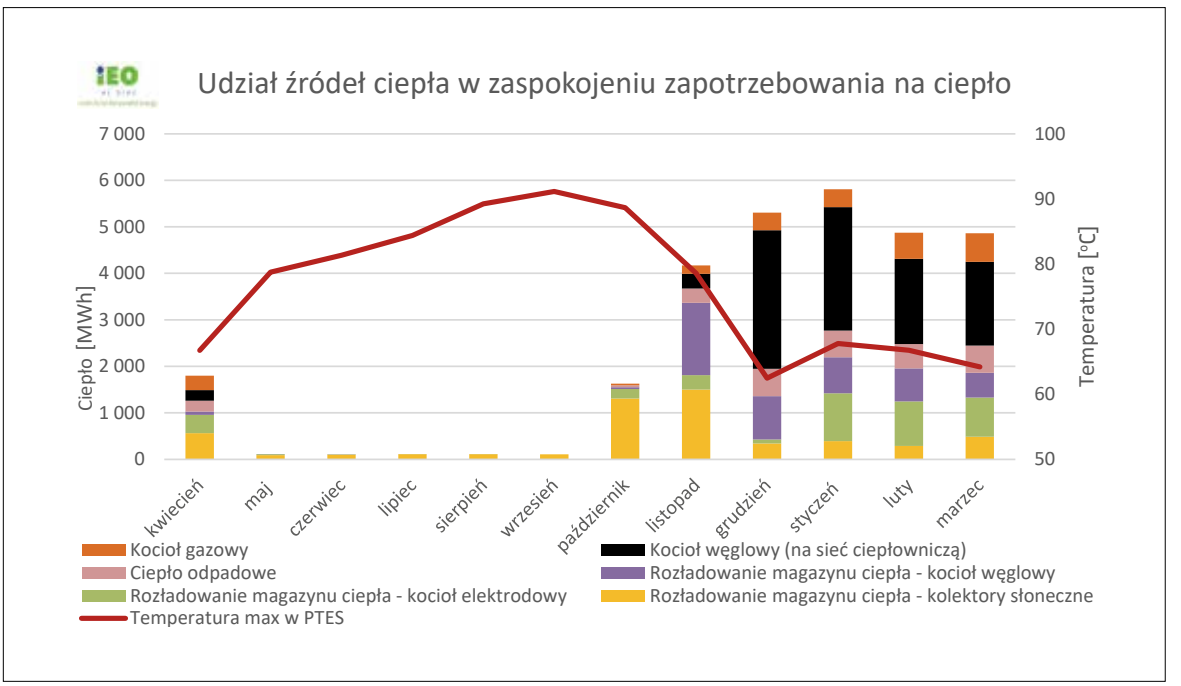
Mówiąc o ustalaniu hierarchii źródeł, mamy na myśli taki dobór poszczególnych elementów systemu, który spełnia określone przez inwestora warunki: obniżenie LCoH, wypełnienie zobowiązań prawnych oraz zmniejszanie ryzyka inwestycyjnego. W przypadku jednak sterowania już wybudowanym, wielopaliwowym układem, jedyna kwestia wpływająca na priorytet pracy poszczególnych elementów układu to koszt krańcowy produkcji ciepła, czyli przyrost kosztu produkcji wywołany przez zwiększenie generacji ciepła w danym źródle i momencie. W wybranej chwili, w szczególności dzięki posiadaniu magazynu ciepła, będziemy maksymalizowali wykorzystanie tego źródła, które wygeneruje jak najmniejszy koszt.

Ustalenie hierarchii źródeł to dopiero początek w konfigurowaniu i projektowaniu nowego systemu ciepłowniczego. Nawet jeśli określimy preferowaną drogę dojścia do ESC i systematycznego zwiększania udziału OZE, może się okazać, że pojawią się na niej różnego typu ograniczenia. Zbiór wszystkich tych ograniczeń można nazwać warunkami brzegowymi. Można je ogólnie podzielić na pięć kategorii, czyli na ograniczenia związane z warunkami (i) formalnoprawnymi, (ii) przestrzennymi, (iii) infrastrukturalnymi, (iv) finansowymi oraz (v) ograniczeniami narzucanymi podczas projektowania przez PEC.

Weryfikacja założeń i rozwiązań technicznych z wykorzystaniem TRNSYS

Założenia dotyczące hierarchii wyboru zero- lub niskoemisyjnych źródeł ciepła i ograniczenia prawne, lokalizacyjne, infrastrukturalne i finansowe tworzą ramy do symulacji TRNSYS, które służą weryfikacji koncepcji modernizacji ciepłowni i optymalizacji wielkości (mocy) i reżimów pracy poszczególnych źródeł ciepła. Symulacje TRNSYS w szczególności pomagają w udzieleniu odpowiedzi na szereg pytań, w tym np.:

1. Jakie nowe źródła wytwórcze wybrać?
2. Jakie dobrać wielkości nowych źródeł wytwórczych?
3. Jaka jest optymalna wielkość, kształt i wymiary sezonowego magazynu ciepła?
4. Jaki jest optymalny algorytm sterowania źródłami wytwórczymi?
5. Które z obecnych źródeł ciepła (kotłów) odstawić, pozostawić jako rezerwowe lub włączyć do bilansowania systemu?



RYS. 3 Udział źródeł ciepła w zaspokojeniu zapotrzebowania na ciepło oraz temperatura w najwyższej warstwie sezonowego magazynu ciepła

Wykonanie symulacji jest szczególnie ważne dla nowych źródeł wytwórczych. Proponowane nowe źródła często nie pracują wtedy, gdy występuje zapotrzebowanie na ciepło od strony odbiorców, ale gdy pojawiają się sprzyjające warunki dla pracy danego źródła. Dla źródeł pogodozależnych, takich jak kolektory słoneczne czy instalacje PV, czas i efektywność pracy są podyktowane wielkością natężenia promieniowania słonecznego. Podobny problem występuje dla kotła elektrodowego, który będzie produkował ciepło, gdy ceny energii elektrycznej są niskie (wysoka generacja wiatrowa), a kogeneracja będzie pracować, gdy ceny sprzedaży energii elektrycznej są wysokie. Dlatego tak ważne jest zamodelowanie magazynu ciepła, który zapewnia możliwość pracy źródeł działających nie ze względu na chwilowe zapotrzebowanie na ciepło, ale z uwagi na sprzyjające warunki pogodowe i ekonomiczne.

Na rys. 3 przedstawiono udział źródeł wytwórczych w zaspokojeniu zapotrzebowania na ciepło dla średniej wielkości przedsiębiorstwa energetyki cieplnej. Symulacje TRNSYS potwierdzają, że system jest w każdym momencie roku zbilansowany, ale dają też różne możliwości sterowania (dalszej optymalizacji) pracą źródeł, tak aby minimalizować koszty i/lub zwiększać udział ciepła z OZE.

Model ekonomiczny

Analizy ekonomiczne mogą być zwieńczeniem procesu przygotowania do inwestycji. Są elementem studium wykonalności i biznesplanu oraz mogą stanowić podstawę do podjęcia decyzji o rozpoczęciu prac nad modernizacją ciepłowni.

Dla przedmiotowej inwestycji oczekiwane LCoH wynosi 490 zł/MWh (136 zł/GJ). Wartość ta w ok. 1/3 determinowana jest przez wysokość początkowych nakładów inwestycyjnych (CAPEX). LCoH wykazuje wysoką wrażliwość na koszty finansowania (wynoszącą niemal +2). Niskie wartości elastyczności cen nośników energii świadczą o dużej odporności zaprojektowanego systemu na zmienną sytuację rynkową.

Zmienność otoczenia powoduje, że model ekonomiczny powinien być elastyczny i mocno powiązany z otwartym na zmiany i modyfikacje (dzięki TRNSYS) modelem technologicznym ciepłowni.

***

Opierając się na najnowszych danych o technologiach i trendach rynkowych, można wykazać, że szybkie (wymóg współczesnych czasów), dobrze zaplanowane (wymóg bezpieczeństwa pracy ciepłowni) i całkowicie akceptowalne ekonomicznie (wymóg odbiorców ciepła) przechodzenie z węgla na zeroemisyjne OZE w ciepłowniach miejskich (bez ryzyka przeinwestowania w technologie przejściowe) jest możliwe. Nie chodzi jednak o szybki przeskok z węgla do wyłącznie źródeł zeroemisyjnych V generacji, ale o planowe zwiększanie udziałów OZE, tak aby w pierwszym etapie (2025 rok) możliwe było dojście do minimum 35 - 50% udziałów ciepła z OZE i (dzięki modularności źródeł) dalsze zwiększanie tych udziałów.

Fot. 123rf

ANALIZA PRZED MODERNIZACJĄ Punktem wyjścia do modernizacji ciepłowni w kierunku zwiększania udziałów OZE i uzyskania statusu ESC powinna być analiza techniczno-ekonomiczna bazująca na realnych szansach

Punktem wyjścia do modernizacji ciepłowni w kierunku zwiększania udziałów OZE i uzyskania statusu ESC powinna być analiza techniczno-ekonomiczna bazująca na realnych szansach i ograniczeniach. Rosnące wymagania dekarbonizacyjne i proefektywnościowe oraz aktualna sytuacja ekonomiczna nie pozwalają na wskazanie jednego rozwiązania technologicznego, które pozwoli rozwiązać problem wysokiej emisyjności polskiego ciepłownictwa. Do wstępnych analiz konieczna jest szersza lista technologii i szersza paleta działań inwestycyjnych.

Przypisy

1. Instytut Energetyki Odnawialnej: Projektowanie i optymalizacja systemu ciepłowniczego z OZE i magazynami ciepła. Wykorzystanie metodologii „digital twin" i modelowania TRNSYS. URL: https://ieo.pl/pl/aktualnosci/1644-oze-i-magazyny-ciepla-optymalizacja-systemu-cieplowniczego-z-wykorzystaniem-digital-twin-i-modelowania-trnsys
2. Wisniewski G. i inni.: Modelowanie systemów ciepłowniczych z OZE na potrzeby wymiarowania magazynów ciepła. Energetyka Cieplna i Zawodowa 4/2022.
3. Rafako Innovation i Instytut Energetyki Odnawialnej: Rekomendacja Wykonawcy – dobre praktyki transformacji systemu ciepłowniczego w kierunku OZE. URL: https://www.gov.pl/web/ncbr/raporty-dobre-praktyki
4. Podano przykład wysokotemperaturowego ciepła odpadowego rozumianego jako strumień ciepła, który możliwy jest od odebrania bez wykorzystania pompy ciepła, gdy temperatura źródła jest wyższa niż średnia temperatura powrotu.
5. Przy uwzględnieniu odpowiedniej części kosztów związanych z magazynem ciepła. ■

ET INSPEKTOR

Monitorowanie zużycia urządzeń ciśnieniowych online

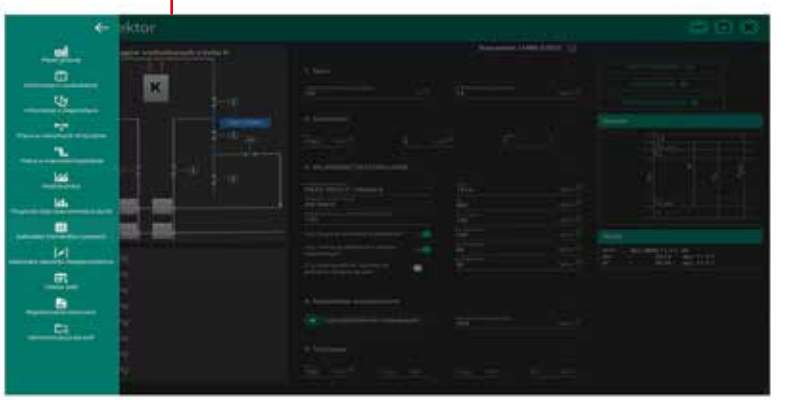
Bartłomiej Siedmiogrodzki
Specjalista Urządzeń Ciśnieniowych, Urząd Dozoru Technicznego, Oddział w Łodzi

Obiektywne określenie stanu technicznego urządzenia to jedno z kluczowych zagadnień w procesie zarządzania przedsiębiorstwem. Istotna jest zwłaszcza pomoc w podjęciu decyzji dotyczących modernizacji czy realizacji nowych inwestycji.

Opracowane modele matematyczne, opierające się na znanych standardach technicznych i wiedzy eksperckiej UDT, umożliwiają z uzyskanych w trybie on-line pomiarów prognozować zużycie elementów instalacji pod kątem mechanizmów degradacji. Ocena stanu degradacji elementów instalacji energetycznych po długotrwałej eksploatacji w warunkach pełzania i zmęczenia oraz określenie ich przydatności do dalszej eksploatacji wymagają wykonania kompleksowych badań i pomiarów. Ich dobór jest zależny m.in. od rodzaju i warunków pracy analizowanego elementu konstrukcyjnego, a także od możliwości dostępu do tego elementu.

RYS. 1 Algorytm działania aplikacji ET Inspektor

RYS. 2 Moduły aplikacji ET Inspektor



Program wspomagający opracowanie ekspertyz

Aplikacja ET Inspektor to program wspomagający opracowywanie ekspertyz w zakresie zjawisk pełzania i zmęczenia wykorzystujący modele matematyczne bazujące na normie PN-EN 12952:2011 oraz wiedzę ekspercką UDT. Odpowiednie algorytmy uczenia maszynowego programu umożliwiają prognozę zużycia elementów ciśnieniowych oraz identyfikację rodzaju powstających uszkodzeń. Do tego celu używane są uzyskiwane w trybie on-line parametry pracy oraz historia eksploatacji elementów instalacji.

Konieczna dodatkowa diagnostyka

Według statystyk UDT 54%. bloków energetycznych o mocy 200 MW+ przekroczyło 1000 odstawień, zaś 10% – ponad 1500. Symulacje obliczeniowe oraz doświadczenie inżynierskie potwierdziły, że elementy urządzeń pracujących w trybie regulacyjnym wymagają dodatkowej, szerszej diagnostyki i zwiększenia częstotliwości badań. Ważnym elementem potwierdzenia algorytmów matematycznych jest przeprowadzenie badań nieniszczących elementów o różnym stopniu wyeksploatowania. Działania UDT mają na celu nie tylko oszacowanie zużycia walczaków kotłów energetycznych, ale też ułożenie dla nich odpowiednich planów diagnostycznych. ■

XXVII Forum Ciepłowników Polskich
Polish District Heating Forum

10-13 września 2023

Międzyzdroje

Serdecznie zapraszamy do udziału
w XXVII Forum Ciepłowników Polskich!

XXVII FCP odbędzie się w dniach
10-13 września 2023 roku
w Hotelu Vienna House Amber Baltic
w Międzyzdrojach

szczegółowe informacje
www.fcp.org.pl

Izba Gospodarcza
Ciepłownictwo Polskie

Fot. ORLEN

MONITORING EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

przy wykorzystaniu modeli sztucznej inteligencji

Maciej Przymanowski
Rafineria Gdańska Sp. z o.o.

Czy i jak można użyć narzędzi sztucznej inteligencji w zakresie efektywności energetycznej?

Sztuczna Inteligencja (ang. Arfiticial Intelligence alias AI) to pojęcie, które w ostatnim czasie jest na ustach wielu osób. Znaczne wzmocnienie tego trendu widać zwłaszcza w bieżącym roku, od chwili udostępnienia przez firmę OpenAI Chatu GPT, będącego zaawansowanym chatbotem (algorytm do prowadzenia rozmów). Pozwoliło to zobrazować w prosty i przejrzysty sposób szerokiemu kręgowi odbiorców, nieznającym dotychczas zagadnienia AI, jaki potencjał i możliwości mają te algorytmy.

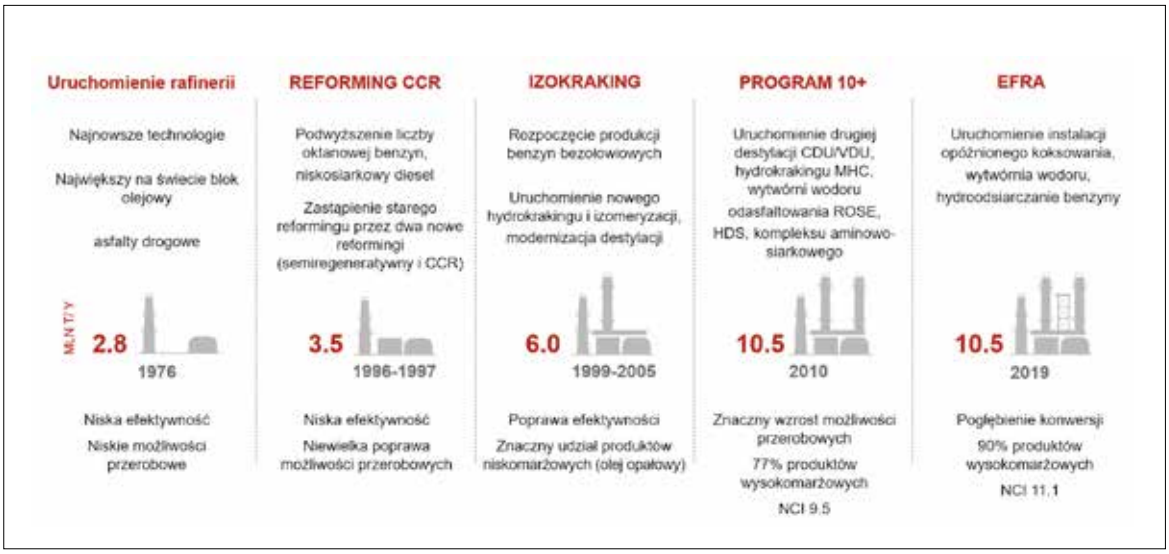
Od tego momentu niemal wszędzie zaobserwować można usługi/programy, które zawierają lub wykorzystują algorytmy nauczania maszynowego. W obliczu powyższego rodzi się naturalne pytanie: czy i jak można użyć narzędzi sztucznej inteligencji w zakresie efektywności energetycznej.

Narzędzia programistyczne jako środek do celu

Rafineria Gdańska to jedna z najefektywniejszych rafinerii w tej części Europy. To obiekt, który został wybudowany w latach siedemdziesiątych, a więc stosunkowo młody. Rafineria od początku była i nadal jest rozwijana w kierunku zachowania wysokiej efektywności energetycznej. Na przestrzeni lat rozbudowywała się poprzez stawianie nowych instalacji/kompleksów w myśl trzech głównych haseł:

- wzrost bezpieczeństwa procesowego,
- wzrost kompleksowości obiektu (minimalizacja produkcji odpadów ropopochodnych),
- wzrost efektywności energetycznej.

Dzięki takiemu podejściu Rafineria Gdańska ma dziś jeden z najwyższych wskaźników kompleksowości, a przy tym jeden z najniższych wskaźników energochłonności wśród zakładów tego typu w tej części świata. Powyższe rezultaty są możliwe między innymi dzięki wysokiej integracji



RYS. 1
Kamienie milowe w rozwoju Rafinerii Gdańskiej
źródło: własne

procesowanej i energetycznej instalacji. Skutkiem tych powiązań jest wysoki stopień odzysku ciepła zarówno wewnątrz instalacji, jak i pomiędzy układami.

Z uwagi na powyższe, optymalizacja takiego układu jest skomplikowana i trudna. Niejednokrotnie próby optymalizacji jednego z obszarów rafinerii powodują wzrost energochłonności w drugiej jego części. Zdarza się też, że skutki danej optymalizacji nie są oczywiste do zidentyfikowania na etapie koncepcji usprawnienia.

Sytuacja podobnie przedstawia się w zakresie skutecznego monitoringu energochłonności. Wzrost czy spadek konkretnego KPI nie musi oznaczać nadmiernej energochłonności procesowej wynikającej z niedbałości obsługi czy dokonania przełomowej optymalizacji. Możliwe, że zmiana wskaźnika jest spowodowana zmianami technologicznymi, ograniczeniami wynikającymi z funkcjonowania innych instalacji czy jakością przerabianego surowca.

W takich okolicznościach analiza prostych parametrów czy dokonywanie obliczeń przy wykorzystaniu popularnych narzędzi jak „arkusz kalkulacyjny" są niewystarczające. Z tego względu Rafineria Gdańska sięga i korzysta z możliwości analitycznych, jakie dają jej narzędzia programistyczne, w tym modele sztucznej inteligencji.

Czym jest sztuczna inteligencja?

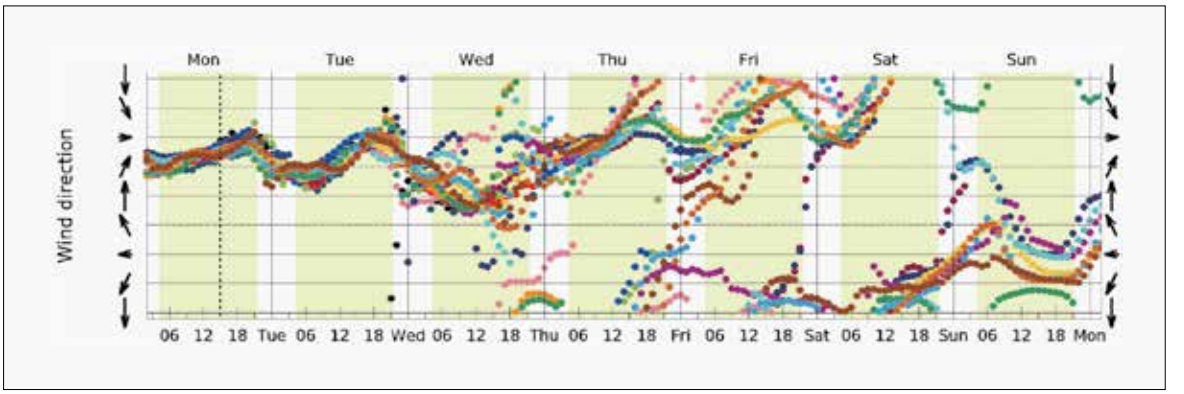
Chcąc rozważać zastosowanie modeli sztucznej inteligencji w przedsiębiorstwie, należy najpierw zrozumieć, czym one są. Znacząco upraszczając i spłaszczając pojęcie – jest to wykorzystanie zarejestrowanych doświadczeń do utworzenia aparatu matematycznego w funkcji celu. Opisując te zagadnienie jeszcze prościej – to utworzenie algorytmu lub zespołu powiązanych funkcji, które wyliczają, za pomocą narzędzi statystycznych oraz z uwzględnieniem zapisanej i udokumentowanej historii, pożądany rezultat, np. jakość produktu gotowego na bazie parametrów procesu i jakości wsadu. W znacznym uproszczeniu: można przyrównać proces, jak i rezultat, do tworzenia wzoru funkcji liniowej czy wielomianowej w „arkuszu kalkulacyjnym". Istnieją oczywiście znaczące różnice między tymi narzędziami, a zaliczyć do nich można przede wszystkim:

- brak limitu zmiennych, np. 400 zmiennych (ogranicza tylko pamięć jednostki obliczającej),
- brak limitu ilości danych, np. MB, GB lub TB danych (ogranicza tylko pamięć jednostki obliczającej),
- możliwość stosowania zaawansowanych modeli statystycznych, niemożliwych do zaimplementowania w „arkuszu kalkulacyjnym", np. sztuczne sieci neuronowe,
- możliwość wykorzystania metod klasyfikacji, np. urządzenie uruchomione lub nie.

> Obszarem, w którym Rafineria Gdańska widzi potencjał do wykorzystania sztucznej inteligencji, jest predykcja energochłonności obiektu

W celu wykorzystania potencjału, który jest dostępny w modelach sztucznej inteligencji, należy pamiętać jednak, że wymagają one:

- zwyczajowo dużej ilości zweryfikowanych danych wejściowych (w szczególności, jeśli chcemy użyć zaawansowanych modeli),
- konkretnego, określonego i mierzalnego celu,
- zasobów, które podczas prac mogą się okazać w danej chwili niewystarczające, aby odnieść sukces (np. czas). Może się bowiem okazać, że podczas prac wielkość bazy danych jest za mała lub ma zbyt dużo błędów, aby uzyskać model, który uznać



RYS. 2
Predykcja kierunku wiatru, Gdańsk
źródło: www.meteoblue.com

można byłoby za poprawny i trzeba powziąć prace naprawcze czy poczekać na zwiększenie zasobu danych, np. pół roku lub rok.

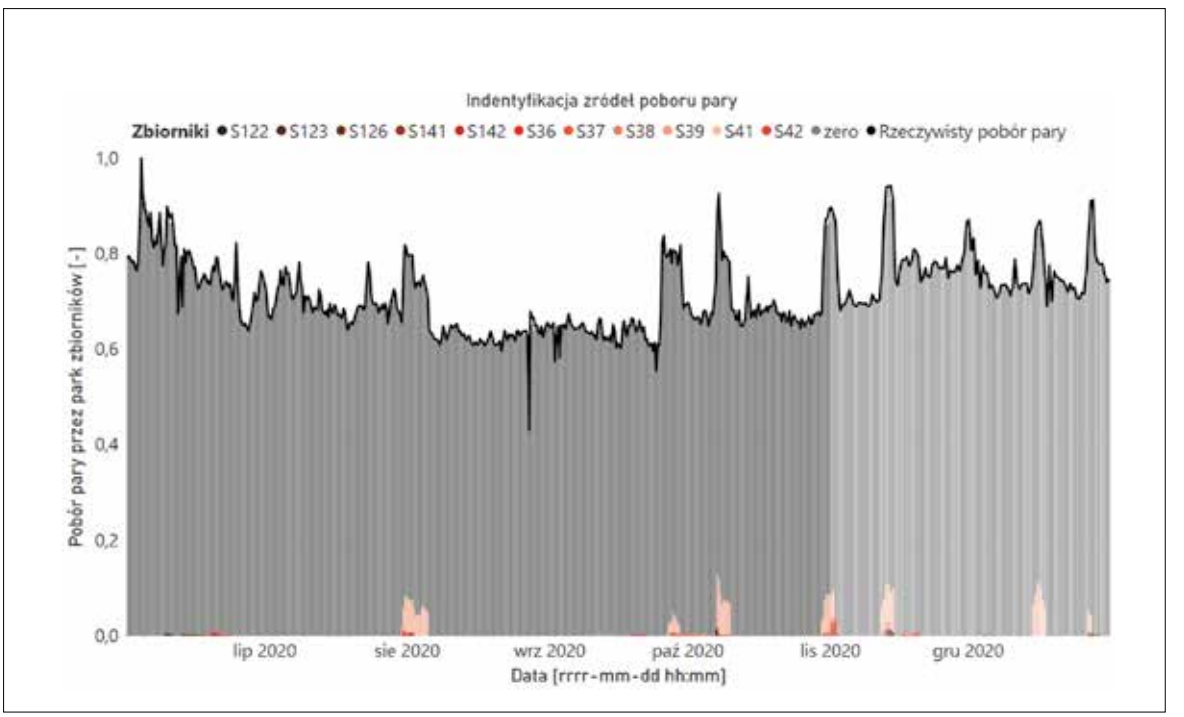
Poza powyżej wskazanymi wytycznymi należy wziąć również pod uwagę fakt, że modele nauczania maszynowego – nieważne, jak dobrze imitowałyby rzeczywistość – są obiektami o charakterze statycznym. Proste modele uczenia maszynowego nie uwzględniają powiązań fizycznych, np. zmiany prędkości obiektu z uwagi na wzrost przyspieszenia. Dodatkowo, modele te doskonale potrafią przewidywać rezultat w obrębie danych, w stosunkowo bliskim otoczeniu zakresu danych, które zostały wzięte do wytworzenia algorytmu. Dobrym przykładem obrazującym tę sytuację jest prognoza pogody.

Mamy wiele modeli prognozujących pogodę, a ich wyniki są co do zasady zbieżne w obrębie jednego czy dwóch dni. Im dalszy okres jest do zaprognozowania, tym wiarygodność i trafność modeli matematycznych spada. Wyniki prognoz zaczynają się rozbiegać, a nie istnieje prosty sposób określenia, która prognoza jest prawidłowa. Wszystkie wskazane powyżej ograniczenia można oczywiście niwelować poprzez wprowadzanie do algorytmów funkcji fizycznych stanowiących podporę całego algorytmu. Inną metodą korekty może być aktualizacja programu poprzez wprowadzenie do niego większej ilości danych po określonym czasie.

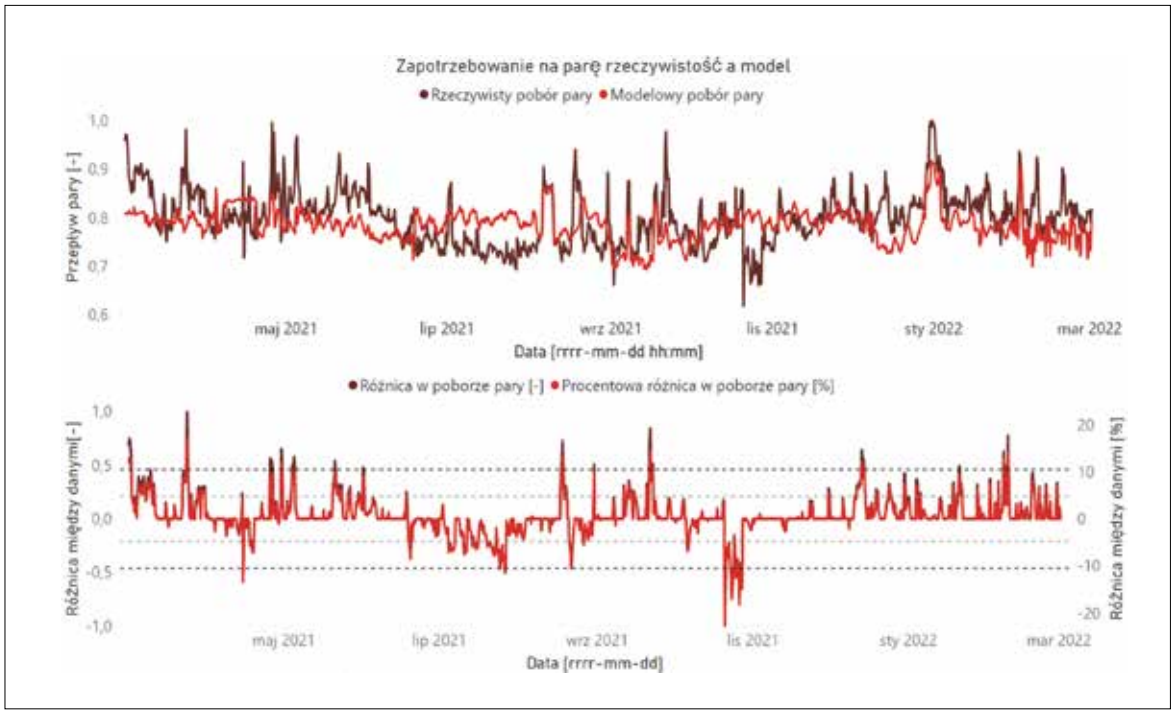
Do czego stosować modele sztucznej inteligencji?

Posiadając wiedzę, czym są modele uczenia maszynowego oraz jak z nich korzystać, Rafineria Gdańska zdefiniowała cztery obszary, w których widzi zasadność używania tego narzędzia:

- kalkulacja parametrów docelowych,
- monitoring energochłonności,
- porównywanie zjawisk po i przed zmianami, np. modernizacje,
- predykcja energochłonności.



RYS. 3
Struktura zapotrzebowania na parę zakładu komponowania
(źródło: własne)



RYS. 4
Linie bazowego zużycia pary na zakładzie komponowania
źródło: własne

Kalkulacja parametrów docelowych – case study

Z uwagi na silnie matematyczny charakter modeli uczenia maszynowego, omawiane algorytmy doskonale sprawdzają się do szacowania wszelkich trudnych do wyliczenia parametrów, np. konsumpcja energii poszczególnych urządzeń przy pojedynczym/zbiorczym pomiarze, jak to ma miejsce na terenie zakładu komponowania w Rafinerii Gdańskiej. Rolą wymienionego zakładu jest komponowanie produktów gotowych z tak zwanych komponentów (półproduktów). Jednostka ta w dużej mierze składa się z rozległej sieci tłoczącej czynniki ropopochodne, jak i zbiorników magazynowych. Obydwa rodzaje infrastruktury są ogrzewane poprzez parę i przyczyniają się do jej konsumpcji. W ramach poszukiwań obszarów do optymalizacji na tym kompleksie, zadano sobie pytanie: które składowe zakładu zużywają najwiecej energii. Odpowiedź nie jest prosta z uwagi na liczbę parametrów zewnętrznych wpływających na zmienność w poborze medium grzewczego, takich jak:

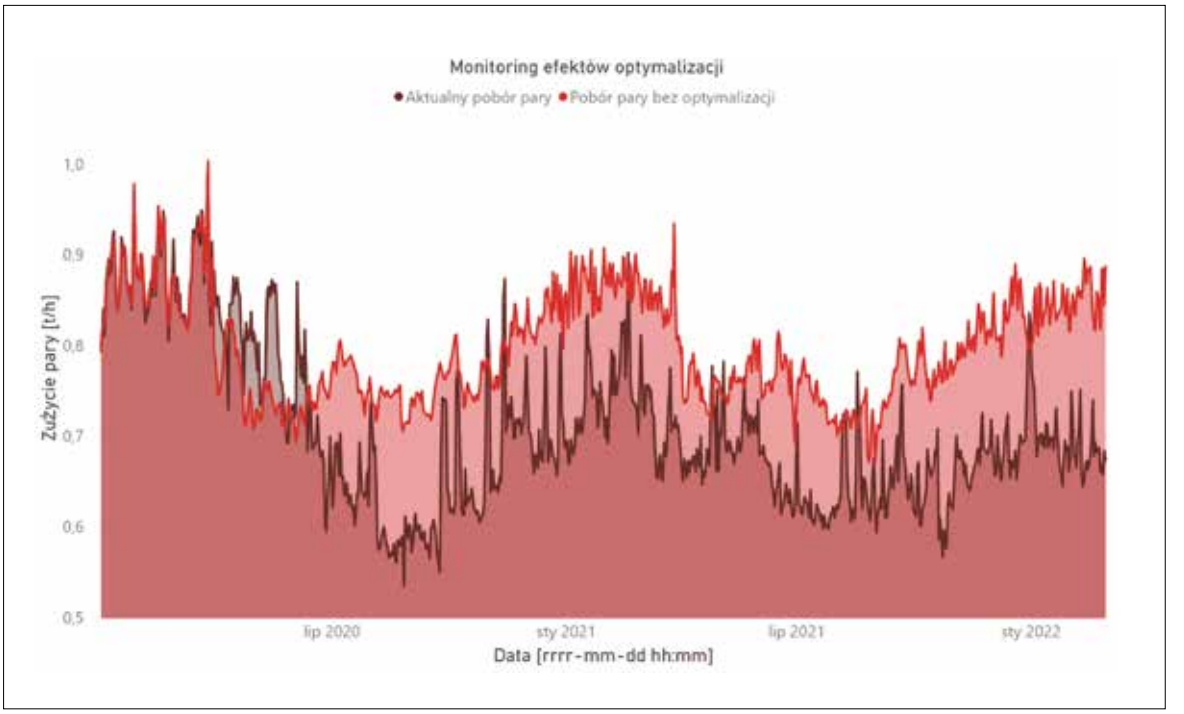
- temperatura zewnętrzna,
- ilość komponentu w danym zbiorniku,
- rodzaj komponentu w danym zbiorniku,
- temperatura komponentu w danym zbiorniku,
- informacja, który zbiornik i jak długo był ogrzewany,
- pojedynczy zbiorczy pomiar konsumpcji pary grzewczej dla całego kompleksu.

W celu znalezienia odpowiedzi na powyższe pytanie, posłużono się metodami nauczania maszynowego, dzięki którym wyznaczono ile, kiedy i który obiekt techniczny pobrał parę. Dzięki tym wyliczeniom określono, że 98% zapotrzebowania na ciepło pochodzi od rurociągów, a statystycznie uruchomienie ogrzewania na jednym zbiorniku przyczynia się do wzrostu godzinowej konsumpcji pary grzewczej o 10%.

Informacje uzyskane tą drogą pozwoliły skoncentrować wysiłki w zakresie optymalizacji na infrastrukturze rurociagowej, co doprowadziło do identyfikacji i wyłączenia nieużywanych nitek grzewczych. Dodatkowo uzyskano prosty wskaźnik do weryfikacji okresów, w których potencjalnie jakiś zbiornik był uruchomiony pod kątem grzania. Jeśli w danym czasie zużycie wzrosłoby o krotność wskazanej powyżej wartości liczbowej, istnieje wysokie prawdopodobieństwo, że uruchomiono by ogrzewanie pod jakimś zbiornikiem. Wyższa wartość wzrostu może natomiast wskazywać awarie, nieszczelność lub jakieś prace techniczne niezwiązane z normatywną pracą.

Monitoring energochłonności – case study

Naturalnym obszarem, kojarzonym z efektywnością energetyczną, jest monitoring poboru mediów energetycznych. To podstawowe narzędzie do oceny poziomu energochłonności i definiowania jego (poprawnego lub nie) stanu. Jak opisano to we wcześniejszej części artykułu, analiza tego zagadnienia w obiekcie typu rafineria nie jest zagadnieniem prostym. Na przykładzie omawianego powyżej zakładu komponowania widać, że bieżący monitoring energetyczny jest zagadnieniem wielowątkowym i mogącym potencjanie pochłaniać wiele czasu na analizy. W celu uproszczenia oraz automatyzacji tego zagadnienia Rafineria Gdańska postanowiła utworzyć monitoring na bazie sztucznej inteligencji. W oparciu o dostępne dane przygotowano algorytm, który oszacowuje modelowe zużycie medium energetycznego i zestawia go z aktualnie rejestrowanym. Znacząca różnica pomiędzy tymi wartościami jasno wskazuje



RYS. 5 Monitoring efektów optymalizacji zakładu komponowania *źródło: własne*

okresy, jakim należy się przyjrzeć, jak i potencjalnie wskazuje czasy nadmiarowego poboru medium, który powinien ulec optymalizacji. Bezpośrednimi korzyściami z wdrożenia omawianego monitoringu jest:

- analiza tylko okresów znacząco odchylajacych się od szacowań,
- minimalizacja czasu pracy na wyciaganie wniosków i okresów pod bardziej szczegółowe analizy,
- identyfikacja okresu ogrzewania zbiorników, które mogły zostać wyłączone, co przyniosło około 1,13 mln PLN/rok unikniętych kosztów.

Porównywanie zjawisk po i przed zmianami – case study

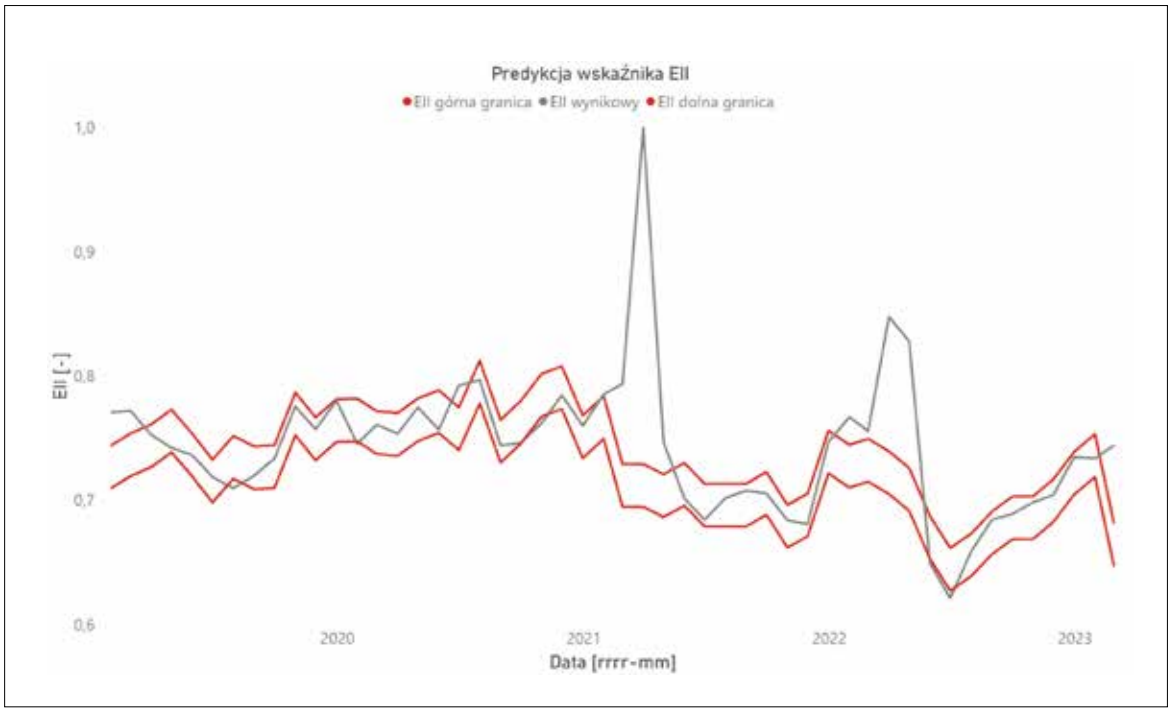
Wszelkie działania w zakresie efektywności energetycznej mają dwa nadrzędne cele: weryfikacja poprawności poziomu energochłonności i wprowadzanie działań ją obniżajacych. Określenie realnego poziomu sukcesu danego przedsiewzięcia niejednokrotnie stanowi wyzwanie – tym bardziej, jeśli nie istnieje żadna metodologia jej określania lub kiedy istniejąca jest zbyt ogólna. W przypadku obiektów Rafinerii Gdańskiej zwymiarowanie sukcesu danego przedsięwziecia jest niezwykle trudne, chociażby z uwagi na pracę instalacji na różnych obciążeniach, różnych jakościach mieszanek ropnych czy też nowych wytycznych. Każda z tych zmiennych wpływa w innym stopniu na prawidłową i optymalną energochłonność obiektu.

Uzyskane rezultaty wprowadzonego proefektywnościowego działania niekoniecznie w 100% można przypisać tylko do przeprowadzonej modernizacji czy optymalizacji. Znalezienie okresów o takich samych czy zbliżonych parametrach pracy całego kompleksu bywa niemożliwe. W powyższych sytuacjach w Rafinerii Gdańskiej przyjęło się używać modelowania matematycznego do symulacji sytuacji: „co by było, gdyby", np. jak wyglądałoby zużycie pary przez kompleks komponowania, jeśli nie zostałaby dokonana optymalizacja temperatur zbiorników, jak i wyłączenie określonego obszaru kompleksu pod kątem jego ogrzewania. Jasną i przejrzystą odpowiedź uzyskano wykonując analizy przy wykorzystaniu sztucznej inteligencji, która oszacowała taką sytuację. Model miał odpowiednio przygotowane dane i potrafił symulować funkcjonowanie zakładu przed wprowadzoną optymalizacją. Takie wyniki symulacji można zarówno w łatwy sposób zwizualizować, jak i określić różnicę pomiędzy symulacją a realnymi wynikami działań, co pozwala podać realny i spójny dla danych warunków technologicznych wynik optymalizacji. W ten sposób udukomentowano i udowodniono uzyskanie około 6,5 mln PLN oszczędności wygenerowanych w okresie 2 lat z tytułu ww. działania.

Predykcja energochłonności – case study

Ostatnim obszarem, w którym Rafineria Gdańska widzi potencjał do wykorzystania sztucznej inteligencji, jest predykcja energochłonności obiektu. Ta gałąź analiz jest obecnie opracowywana i testowana przez Rafinerię Gdańską. Dotychczasowa praca nad zagadnieniem pozwoliła na utworzenie monitoringu wpływu decyzji produktowych na energochłonność. Monitoring ten umożliwia określenie granic, w jakich powinien znajdować się uznany, międzyrafineryjny wskaźnik energochłonności nazywany Solomon Energy Intensity Index (w skrócie EII).

Wskaźnik ten, w skrócie, określa stosunek pomiędzy energochłonnością rzeczywistą a modelową, wyznaczoną zgodnie z metodologią ich twórców, czyli firmy



RYS. 6
Predykcja i monitoring wskaźnika EII
źródło: własne

Solomon. Co do zasady, im niższa wartość wskaźnika, tym bardziej efektywnie rafineria pracuje, nawet jeśli sama energochłonność rośnie. Wskaźnik ten pełni ważną rolę przy porównywaniu się rafinerii w zakresie efektywności energetycznej, gdyż pozwala przeanalizować dwa odrębne podmioty i wskazać ten bardziej efektywny. Dodatkowo uwidacznia obszary do optymalizacji. Niestety, jak każdy wskaźnik i ten nie jest idealny. Pomimo wieloletniego rozwoju nie może precyzyjnie dla każdej rafinerii wziąć pod uwagę jej chwilowych obciążeń, zmian w „diecie ropnej" czy w zakresie technologii przerobu. Wyznaczanie omawianego wskaźnika na bieżąco wiąże się często z jego dużymi zmianami, które wychodzą znacząco poza średnio długookresowe (np. roczne) wartości. Na wskaźnik mogą wpływać również parametry niezwiązane z technologią przerobu, jak temperatura zewnętrzna czy źródło pochodzenia energii, np. elektrycznej. W związku z powyższym określenie, jak dane decyzje technologiczne wpływają na wyżej opisany wskaźnik oraz czy jest on na poprawnym poziomie, jest informacją niezwykle cenną, a trudną do uzyskania przy wykorzystaniu konwencjonalnych metod analitycznych.

W przypadku Rafinerii Gdańskiej, w celu pozyskania tych informacji wykorzystuje się algorytmy nauczania maszynowego. Wynikiem zastosowania ww. narzędzi jest graficzny raport, który pozwala na weryfikację wskaźników dla całego kompleksu, jak i poszczególnych instalacji. Umożliwia identyfikowanie „naturalnych" zmian wskaźnika i wskazanie tylko tych okresów, które wymagają analizy pod potencjalne optymalizacje. Sam algorytm może również służyć do analizy wstecznej tak zwanego backcastingu, jak i forecasttingu (predykcji), o ile zostaną przekazane dane np. z planowanego harmonogramu produkcji. Algorytm także posłuży do analizy poszczególnych decyzji biznesowych i identyfikacji potencjalnego poziomu energochłonności oraz efektywności energetycznej.

W celu przedstawienia kompleksowości zagadnienia należy wspomnieć, że do utworzenia obecnego algorytmu użyto 522 zmiennych procesowych z okresu czterech lat o częstotliwości godzinowej, co daje około 18 mln danych.

> Rafineria Gdańska ma dziś jeden z najwyższych wskaźników kompleksowości, a przy tym jeden z najniższych wskaźników energochłonności wśród zakładów tego typu w tej części świata

Czy sztuczna inteligencja ma zastosowanie w efektywności energetycznej?

Na ostateczne pytanie: „czy są obszary, w których modele sztucznej inteligencji mogą wspomóc efektywność energetyczną?" każda instytucja musi odpowiedzieć sobie sama. Na przykładzie Rafinerii Gdańskiej widać, że istnieją miejsca, gdzie narzędzia programistyczne są wdrażane i używane z sukcesem. Przynoszą one wymierne korzyści w zakresie monitoringu, automatyzacji typowania obszarów do usprawnienia czy szeroko rozumianej weryfikacji. Rafineria Gdańska już dziś wkroczyła na ścieżkę wykorzystywania narzędzi progamistycznych. ■

Fot. 123rf

AI A BEZPIECZEŃSTWO

Tomasz Klinkosz
Urząd Dozoru Technicznego

Wykorzystanie systemów sztucznej inteligencji (AI) w procesie zarządzania integralnością mechaniczną urządzeń ciśnieniowych może wiązać się z zagrożeniami i negatywnymi konsekwencjami dla społeczeństwa. Czy w takim przypadku możliwe jest zapewnienie bezpieczeństwa?

Sztuczna inteligencja (AI) to szybko rozwijająca się rodzina technologii, która może przynieść szeroki wachlarz korzyści ekonomicznych i społecznych w całym spektrum branż i działań społecznych, poprzez poprawę przewidywania, optymalizację operacji i alokację zasobów, a także personalizację świadczenia usług. Wykorzystanie sztucznej inteligencji może wspierać korzystne społecznie i środowiskowo zmiany oraz zapewnić przedsiębiorstwom i gospodarce europejskiej kluczową przewagę konkurencyjną.

Jednak te same elementy i techniki, które napędzają korzyści społeczno-ekonomiczne z zastosowa-

nia AI, mogą również wiązać się z nowymi zagrożeniami i negatywnymi konsekwencjami dla jednostek i społeczeństwa, czego dowodem są niedawne doniesienia prasowe związane z zastosowaniem innowacyjnego rozwiązania, którym jest ChatGPT wdrożony przez firmę Open AI oraz ograniczenia w dostępie do tej technologii wprowadzone przez włoski rząd, jak podaje portal money.pl[1]. Komisarz ds. rynku wewnętrznego Thierry Breton powiedział: „Sztuczna inteligencja jest środkiem, a nie celem. Ta technologia istnieje od kilkudziesięciu lat, ale osiągnęła nowe możliwości dzięki dostępnej obecnie mocy obliczeniowej. Oferuje ona ogromne możliwości w tak różnorodnych dziedzinach, jak zdrowie, transport, energia, rolnictwo, turystyka czy bezpieczeństwo cybernetyczne, to wiąże się jednak również z szeregiem zagrożeń"[2].

W świetle tempa zmian technologicznych i możliwych wyzwań Unia Europejska również jest zdecydowana dążyć do wyważonego podejścia w zakresie AI[3]. W tym celu w kwietniu 2021 roku powstał projekt rozporządzenia Parlamentu Europejskiego w sprawie ustanowienia zharmonizowanych przepisów dotyczących sztucznej inteligencji, tzw. ARTIFICIAL INTELLIGENCE ACT. Tworzony akt prawny ma być stosowany bezpośrednio, czyli w ten sam sposób we wszystkich państwach członkowskich. W celu zapewnienia bezpieczeństwa AI przyjęto w nim podejście bazujące na analizie ryzyka.

Projekt rozporządzenia Unii Europejskiej dotyczy ustanowienia:

a. zharmonizowanych przepisów dotyczących wprowadzania do obrotu, oddawania do użytku i użytkowania systemów sztucznej inteligencji w Unii;
b. zakazy niektórych praktyk związanych ze sztuczną inteligencją;
c. szczególne wymogi dotyczące systemów sztucznej inteligencji wysokiego ryzyka oraz obowiązki operatorów takich systemów;
d. zharmonizowane przepisy dotyczące przejrzystości systemów sztucznej inteligencji przeznaczonych do interakcji z osobami fizycznymi, systemów rozpoznawania emocji i systemów kategoryzacji biometrycznej oraz systemów sztucznej inteligencji wykorzystywanych do generowania treści obrazowych, dźwiękowych lub wideo oraz manipulowania nimi;
e. przepisy dotyczące monitorowania i nadzoru rynku[4].

System sztucznej inteligencji

Pojęcie sztucznej inteligencji nie jest jednoznaczne i może być różnie interpretowane. W tym celu w projekcie ww. rozporządzenia podjęto próbę zdefiniowania AI jako „systemu sztucznej inteligencji", co oznacza oprogramowanie, które zostało opracowane z wykorzystaniem jednej lub kilku technik i podejść wymienionych w załączniku I do rozporządzenia i które może, dla danego zestawu celów określonych przez człowieka, generować dane wyjściowe, takie jak treści, prognozy, zalecenia lub decyzje wpływające na środowiska, z jakimi wchodzą w interakcję.

Jakie zatem technologie objęte są definicją systemu sztucznej inteligencji? W załączniku pierwszym do projektu rozporządzenia znajdziemy technologie mieszczące się w definicji systemu sztucznej inteligencji i są to:

a. podejścia bazujące na uczeniu maszynowym, w tym uczeniu nadzorowanym, nienadzorowanym i uczeniu wzmacniającym, z wykorzystaniem szerokiej gamy metod obejmujących uczenie głębokie (Deep Learning);
b. podejścia opierające się na logice i wiedzy, w tym reprezentacja wiedzy, programowanie indukcyjne (logiczne), bazy wiedzy, mechanizmy wnioskowania i dedukcji, wnioskowanie (symboliczne) i systemy eksperckie;
c. podejścia statystyczne, estymacja bayesowska, metody wyszukiwania i optymalizacji.

> Istotne jest, aby w dążeniu do optymalizacji z wykorzystaniem systemów AI zachować szczególną ostrożność i analizować potencjalne ryzyka

Jak widać, w definicji ujęto dość szeroką gamę technologii, w tym stosowanych już obecnie w wielu gałęziach przemysłu. Definicja ta, a szczególnie uwzględnione w niej technologie, obecnie budzi szereg kontrowersji i być może ulegnie modyfikacji w trakcie dalszych prac nad tym aktem prawnym. Niemniej istotne jest uwzględnienie ryzyka we wdrażaniu nowych technologii, które niesie ich wdrażanie i użytkowanie. Wymaga to zastosowania odpowiednich rozwiązań konstrukcyjnych, organizacyjnych oraz prawnych mających na celu ich wyeliminowanie lub ograniczenie.

Systemy AI wysokiego ryzyka

Mając na uwadze wykorzystanie ww. technologii przemyśle, a zwłaszcza w zakresie mającym wpływ na bezpieczeństwo i ciągłość działania infrastruktury krytycznej, należy zwrócić szczególną uwagę na zastosowania w elementach związanych z bezpieczeństwem. Omawiany projekt rozporządzenia UE w części trzeciej zawiera wymagania dla tzw. systemów AI wysokiego ryzyka. Niezależnie od tego, czy system sztucznej inteligencji jest wprowadzany do obrotu czy

do użytku, uznaje się go za system wysokiego ryzyka, jeżeli spełnione są oba następujące warunki:

a. system AI ma być stosowany jako element bezpieczeństwa produktu lub sam jest produktem objętym unijnym prawodawstwem harmonizacyjnym wymienionym w załączniku II projektu;
b. produkt, którego elementem zabezpieczającym jest system AI, lub sam system AI jako produkt, musi przejść ocenę zgodności przeprowadzoną przez stronę trzecią w celu wprowadzenia tego produktu do obrotu lub oddania do użytku zgodnie prawodawstwem harmonizacyjnym wymienionym w załączniku II projektu.

Wśród aktów prawa zharmonizowanego wymienionych w załączniku II znalazła się między innymi dyrektywa 2014/68/UE dotycząca urządzeń ciśnieniowych oraz dyrektywa maszynowa 2006/42/WE. Zatem systemy AI stanowiące elementy zabezpieczające lub mające wpływ na bezpieczeństwo produktów objętych m.in. wspomnianymi dyrektywami, zgodnie z projektem rozporządzenia dotyczącego AI będą musiały spełniać wymagania określone dla systemów AI wysokiego ryzyka.

Jako systemy AI wysokiego ryzyka uznaje się również systemy AI wymienione w załączniku III projektu rozporządzenia, do których zaliczamy między innymi systemy AI w obszarze zarządzania i eksploatacji infrastruktury krytycznej przeznaczone do stosowania jako elementy bezpieczeństwa w zarządzaniu ruchem drogowym i prowadzeniu go oraz w dostawie wody, gazu, ogrzewania i energii elektrycznej.

W załączniku III do projektu rozporządzania wymieniono część obszarów zaliczanych do infrastruktury krytycznej, jednakże lista może zostać rozszerzona, jeżeli systemy sztucznej inteligencji stwarzają zagrożenie dla zdrowia i bezpieczeństwa lub ryzyko niekorzystnego wpływu na prawa podstawowe jest większe albo równoważne niż ryzyko stwarzane przez systemy sztucznej inteligencji wysokiego ryzyka, o których mowa już w załączniku III projektu rozporządzenia.

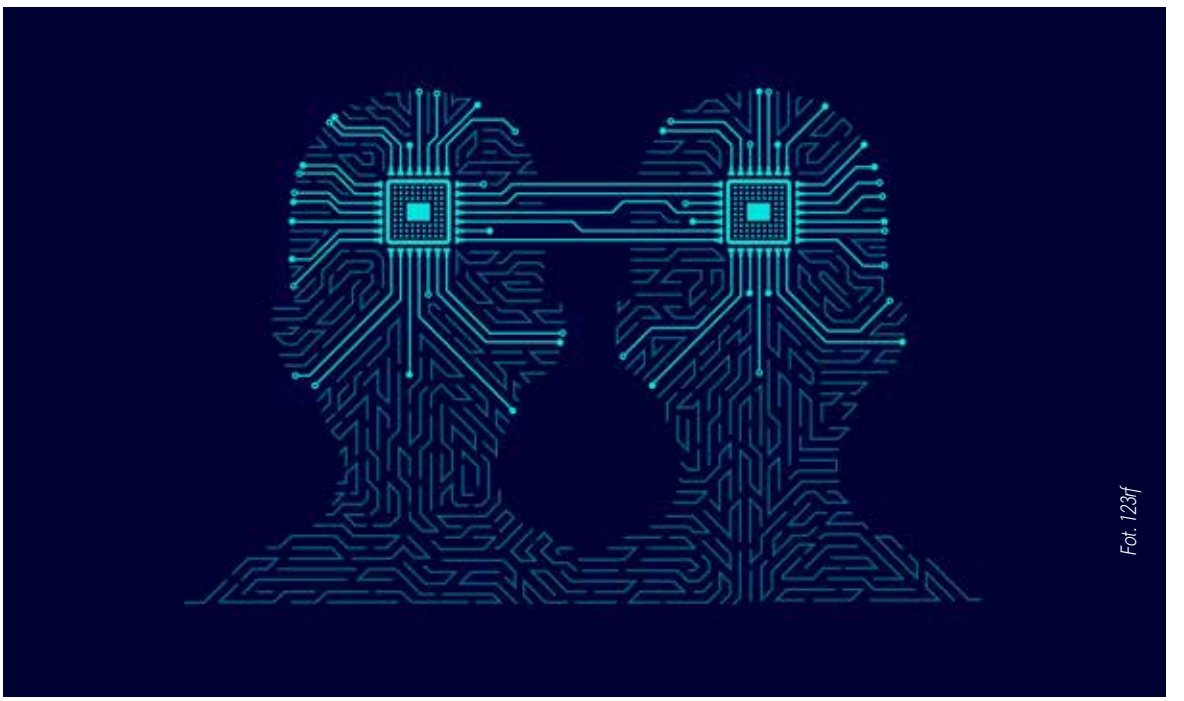
Analizując powyższe zapisy można wnioskować, że wymagania te mogą objąć również instalacje chemiczne, rafineryjne i petrochemiczne zaklasyfikowane jako systemy infrastruktury krytycznej.

Komisja Europejska w projekcie rozporządzenia UE określiła następujące główne obszary wymagań dla systemów AI wysokiego ryzyka:

- zgodność z wymaganiami,
- system zarządzania ryzykiem,
- dane i zarządzanie danymi,
- dokumentacja techniczna,
- utrzymywanie zapisów,
- przejrzystość i dostarczanie informacji użytkownikom,
- nadzór ludzki,
- dokładność, solidność i cyberbezpieczeństwo.

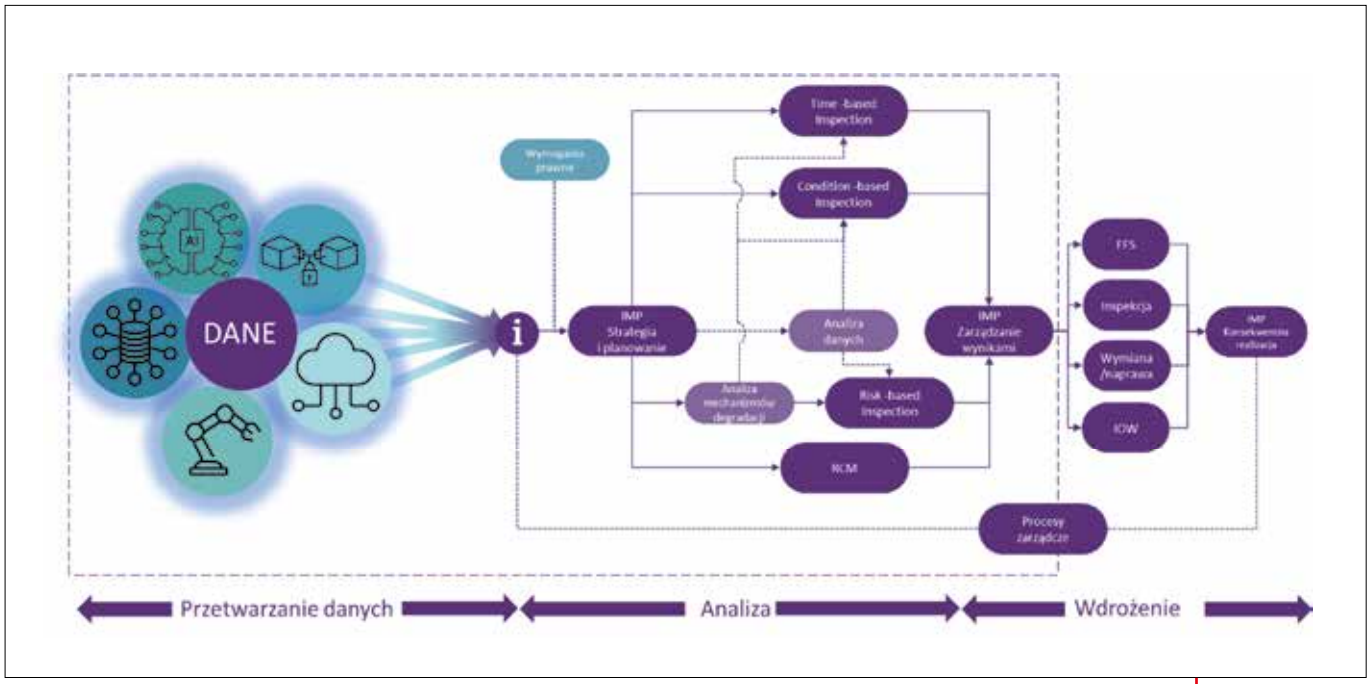
Poza wymaganiami dla procesu oceny zgodności, oznakowania znakiem CE, wymagań dla producentów, importerów czy dystrybutorów, projekt rozporządzenia określa obowiązki i wymagania również dla użytkowników systemów AI wysokiego ryzyka.

Obszary wymagań wskazane w projekcie rozporządzenia nie odbiegają co do zasady od praktyki stosowanej w zarządzaniu bezpieczeństwem instalacji z użyciem metodologii RBI (Risk Based Inspection) opisanej standardem API RP 580, uzupełnionej wymaganiami zawartymi w Warunkach Technicznych Urzędu



Fot. 123rf

CYFROWY BLIŹNIAK
Rozwiązanie to stosowane jest w zarządzaniu niezawodnością i optymalizacją kosztów eksploatacji maszyn. Największym jednak wyzwaniem aplikacji cyfrowych bliźniaków jest problem silosów danych



RYS. 1 Struktura przepływu danych i informacji podczas tworzenia i realizacji programu zarządzania integralnością mechaniczną (IMP Integrity Management Program) urządzeń ciśnieniowych w przemyśle rafineryjnym

Dozoru Technicznego WUDT-RBI. Ogólne informacje dotyczące tej metodologii można znaleźć w serii artykułów zamieszczonych w Biuletynie INSPEKTOR[5] wydawanym przez Urząd Dozoru Technicznego oraz artykule „Dynamiczne zarządzanie ryzykiem instalacji przemysłowych. Optymalizacja procesu zarządzania ryzykiem z wykorzystaniem narzędzi przemysłu 4.0"[6].

Cyfrowy bliźniak

Rozwój technologii i umożliwienie dzięki temu gromadzenia danych, ich zautomatyzowane analizowanie i wnioskowanie musi być uwzględnione w procesie analizy i oceny ryzyka związanego z ich zastosowaniem. Oczywiście ryzyka te będą zależały od konkretnego zastosowania.

Jednym z takich zastosowań, w których technologie te są wdrażane, jest predykcyjne utrzymanie ruchu urządzeń i instalacji technologicznych, w tym dynamiczne przewidywanie uszkodzeń oraz planowanie niezbędnych działań w celu monitorowania ryzyka. Przykładem takiego systemu może być tzw. cyfrowy bliźniak (Digital Twin). Rozwiązanie to szeroko stosowane jest w zarządzaniu niezawodnością i optymalizacją kosztów eksploatacji maszyn, takich jak turbozespoły, wieże wiatrowe, a coraz częściej również stosowane jest dla urządzeń i instalacji ciśnieniowych w przemyśle wydobycia i przerobu ropy naftowej.

UDT również rozwija swoje kompetencje w zakresie tej technologii, uczestnicząc jako partner merytoryczny w pilotażowym wdrożeniu cyfrowego bliźniaka dla części instalacji procesowej Rafinerii Gdańskiej[7,8]. Jednym z największych wyzwań aplikacji cyfrowych bliźniaków jest często omawiany problem silosów danych. W przemyśle petrochemicznym generowana jest ogromna różnorodność danych, którymi trzeba zarządzać za pomocą kilku różnych narzędzi informatycznych, baz danych i dokumentów. Wiąże się to z brakiem ustandaryzowanych struktur danych. Konieczna jest poprawa integracji danych w całym cyklu życia instalacji oraz zapewnienie ujednoliconego standardu danych i jednego wiarygodnego źródła danych do wymiany i udostępniania[9]. Poza oczywiście dokładnością i wiarygodnością zastosowanych modeli predykcyjnych, kwestia ta ma zasadniczy wpływ na wiarygodność uzyskanych danych oraz możliwość ich wykorzystania w procesie podejmowania decyzji. Kluczowe jest bowiem dostarczenie właściwych informacji w odpowiednim czasie do odpowiednich adresatów.

Na rysunku 1 przedstawiono przykładową strukturę przepływu danych i informacji w procesie podejmowania decyzji podczas tworzenia i realizacji programu zarządzania integralnością mechaniczną (IMP Integrity Management Program) urządzeń ciśnieniowych w przemyśle rafineryjnym.

Odróżnić dane od informacji

Przedstawiony proces stanowi uzupełnienie stosowanej obecnie metodologii RBI w dążeniu do optymalizacji procesu pozyskiwania danych i generowania informacji. Należy bowiem odróżnić dane od informacji. Oczywiście niektóre dane mogą bezpośrednio stanowić nośnik informacji, jak np. rodzaj materiału konstrukcyjnego urządzenia ciśnieniowego czy wymiary geometryczne. Inaczej jest jednak w przypadku informacji niezbędnych do wyznaczenia prawdopodobieństwa uszkodzenia urządzenia, którą jest m.in. szybkość korozji wynikająca z aktywności mechanizmów degradacji oraz jej charakter (tzw. Corrosion Rate CR). W przypadku informacji o wartości

prędkości korozji CR, która ma zostać przyjęta do wyliczenia prawdopodobieństwa uszkodzenia, niezbędne jest pozyskanie niekiedy wielu danych, takich jak:

- gatunek materiału konstrukcyjnego,
- rodzaj konstrukcji i jego cechy geometryczne,
- dane o uszkodzeniach i naprawach,
- rodzaj medium procesowego oraz rodzaj i ilość zawartych tzw. zanieczyszczeń przyczyniających się do aktywności konkretnego mechanizmu degradacji,
- temperatura robocza,
- ciśnienie robocze,
- zakres i efektywność przeprowadzonych inspekcji,
- wyniki przeprowadzonych inspekcji, w tym pomiarów grubości ścianek urządzenia, mapowania korozji, badań wizualnych, ocena dokumentacji fotograficznej uszkodzeń korozyjnych,
- zakres i efektywność przeprowadzonych inspekcji,
- dane o zaburzeniach/odchyleniach procesowych.

> W świetle tempa zmian technologicznych i możliwych wyzwań Unia Europejska jest zdecydowana dążyć do wyważonego podejścia w zakresie AI

Zakres danych, które należy wziąć pod uwagę, jest w tym przypadku obszerny. Oczywiście w każdym indywidualnym przypadku wpływ poszczególnych danych może być różny. W procesie RBI dane te są gromadzone, dokumentowane i analizowane przez inżyniera ds. korozji, a następnie informacja weryfikowana przez zespół RBI[10]. Proces ten jest jednak czasochłonny i wymaga zaangażowania specjalistów z kilku branż. Jego optymalizacja jest jednym z obszarów, w których np. algorytmy bazujące na uczeniu maszynowym mogą stanowić wsparcie w poszukiwaniu korelacji pomiędzy danymi pozyskiwanymi z systemów monitorowania procesu.

Kluczowe zatem jest ustalenie wiarygodności uzyskanej na podstawie danych informacji o CR. Procesy korozyjne są złożone, zmienne w czasie, a w przypadku procesów rafineryjnych – również trudne do monitorowania. Zatem niepewność wynikająca z oszacowania zarówno prędkości korozji, ale również charakteru spodziewanych uszkodzeń (tzn. czy spodziewamy się ubytków o charakterze np. lokalnym czy ogólnym) wskazuje, jaką strategię planowania zarządzania integralnością urządzenia należy przyjąć.

W przypadku urządzeń objętych dozorem technicznym UDT wymagania dla tego procesu, w tym jego dokumentowania, zawarto w warunkach WUDT-RBI[11]. W przypadku, gdy proces ten realizowany jest przy wsparciu systemów sztucznej inteligencji może istnieć również konieczność uwzględnienia wymagań wspomnianego wcześniej projektu rozporządzenia UE.

***

Czy da się zatem zapewnić bezpieczeństwo stosując rozwiązania opierające się na AI? Obecnie chyba nie można jednoznacznie udzielić odpowiedzi, jednak należy dążyć do zapewnienia ich bezpiecznego stosowania, o ile będzie to możliwe. Zależy to bowiem od użytej technologii, jak również zakresu jej wykorzystania. Istotne jest, aby w dążeniu do optymalizacji z wykorzystaniem systemów AI zachować szczególną ostrożność i analizować potencjalne ryzyka. Systemy te należy traktować jako wsparcie, a nie zastąpienie doświadczenia i wiedzy inżynierskiej, która szczególnie w początkowym procesie wdrażania odgrywa kluczową rolę. Bardzo ważne jest także odpowiednie dokumentowanie wszystkich przyjmowanych założeń dotyczących danych, ich obróbki oraz założeń i „uproszczeń" w stosowanych modelach. Aspekt ten został również uwzględniony w przytoczonym projekcie wymagań prawnych UE.

Przypisy

1. https://www.money.pl/gospodarka/chatgpt-zablokowany-kolejne-kraje-mysla-o-podobnym-kroku-wlosi-dali-sygnal-6884970980604832a.html
2. https://ec.europa.eu/commission/presscorner/api/files/document/print/pl/ip_21_1682/IP_21_1682_PL.pdf
3. EUROPEAN COMMISSION Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL LAYING DOWN HARMONISED RULES ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE (ARTIFICIAL INTELLIGENCE ACT) AND AMENDING CERTAIN UNION LEGISLATIVE ACTS, Brussels, 21.4.2021.
4. EUROPEAN COMMISSION Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL LAYING DOWN HARMONISED RULES ON ARTIFICIAL INTELLIGENCE (ARTIFICIAL INTELLIGENCE ACT) AND AMENDING CERTAIN UNION LEGISLATIVE ACTS, Brussels, 21.4.2021.
5. https://www.udt.gov.pl/inspektor-on-line
6. https://www.kierunekbmp.pl/Resources/magazyn/3_2022_chemia_portal.pdf
7. Powstanie cyfrowa wersja gdańskiej rafinerii. Cyfrowy bliźniak infrastruktury https://biznes.trojmiasto.pl/Powstanie-cyfrowa-wersja-gdanskiej-rafinerii-Cyfrowy-blizniak-infrastruktury-n169178.html
8. Microsoft stworzy cyfrowego bliźniaka rafinerii LOTOS, https://www.computerworld.pl/news/Microsoft-stworzy-cyfrowego-blizniaka-rafinerii-LOTOS,440136.html
9. Libing Gaoorcid, Mengda Jia, Dongqing Liu, Process Digital Twin and Its Application in Petrochemical Industry, Journal of Software Engineering and Applications > Vol.15 No.8, August 2022.
10. T.Klinkosz Biuletyn Inspektor 1/2021 PREDYKCJA ZUŻYCIA URZĄDZEŃ CIŚNIENIOWYCH I PLANOWANIE INSPEKCJI URZĄDZEŃ CIŚNIENIOWYCH Z WYKORZYSTANIEM METODOLOGII RBI RISK BASED INSPECTION
11. Warunki Urzędu Dozoru Technicznego - specyfikacja techniczna (wydanie 11.2022). Planowanie inspekcji urządzeń ciśnieniowych w oparciu o analizę ryzyka RBI (Risk Based Inspection). ■

POMYSŁ NA WODĘ

17-18 października 2023 r.

GDYNIA

30 LAT bmp budujemy możliwości porozumienia

XVII KONGRES GOSPODARKI WODNO-ŚCIEKOWEJ

- ŚLAD WODNY – jak go ograniczyć?
- UNIJNA DYREKTYWA ściekowa
- OCZYSZCZALNIA przyszłości
- PRZEBUDOWA SYSTEMU ENERGETYCZNEGO w kontekście gospodarki wodno-ściekowej

ORGANIZATOR

30 LAT bmp budujemy możliwości porozumienia

HONOROWI GOSPODARZE

Grupa Żywiec Browar w Elblągu

Rafineria Gdańska

SPONSOR

PSI

PATRONAT MEDIALNY

Spożywczy kierunekspozywczy.pl

Energetyka kierunekenergetyka.pl

Chemia kierunekchemia.pl

XXII Konferencja Naukowo-Techniczna

BEZPIECZEŃSTWO INSTALACJI PRZEMYSŁOWYCH

Infrastruktura krytyczna

- Zintegrowane podejście do bezpieczeństwa
- Bezpieczeństwo a nowe technologie
- Analizy procesowe jako element zarządzania ryzykiem

BĄDŹ GOTOWY
NA JUTRO JUŻ DZISIAJ

- Infrastruktura krytyczna w nowej rzeczywistości
- Aktualne zmiany prawne – dyrektywa CER
- Cyberbezpieczeństwo – jak je zapewnić?

25-27 września 2023 r.

WROCŁAW

30 LAT bmp budujemy możliwości porozumienia

Organizator | Honorowy Gospodarz | Honorowy Patronat | Partner główny | Partner branżowy | Partner | Patronat merytoryczny | Patronat medialny