

DWUMIESIĘCZNIK 4(74)/2020
ISSN 1899-0886
CENA – 20 ZŁ (W TYM 8% VAT)

nowa Energia

20 lat
TOWAROWEJ
GIEŁDY ENERGII
Tworzymy | Gwarantujemy | Edukujemy



Towarowa Giełda Energii od 20 lat wdraża innowacyjne rozwiązania w dziedzinie obrotu towarowego. Wspieramy rozwój polskiej gospodarki poprzez oferowanie różnorodnych produktów dla rynków towarowych oraz finansowych powiązanych z jej kluczowymi sektorami. Dbamy o wysoką jakość świadczonych usług, czerpiąc z posiadanej wiedzy, kompetencji pracowników i technologii.



PGE Energia Ciepła lider nowoczesnego ciepłownictwa

www.pgeenergiaciepła.pl



Energia Ciepła S.A.

PLANY WYDAWNICZO-KONFERENCYJNE

WYDAWNICTWA „NOWA ENERGIA” - 2020 r.*

Miesiąc	Nr wydania dwumiesięcznika „Nowa Energia” - termin publikacji	Konferencje NE
Luty	Nr 1/2020 17 lutego 2020	VII Konferencja „Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie” 4-5 lutego 2020 - Wrocław (Hotel Novotel Centrum) Partner: Zespół Elektrociepłowni Wrocławskich Kogeneracja S.A.
		XII Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie” 19-21 lutego 2020 - Zamek Gniew w Gniewie k. Gdańska Patronat Honorowy: Prezydent Miasta Gdańska Partner: PORT CZYSTEJ ENERGII Sp. z o.o.
Marzec		VI Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” 4-5 marca 2020 - Kazimierz Dolny / Kozienice (Hotel Król Kazimierz) Partner: Enea Elektrownia Połaniec SA
Czerwiec	Nr 2-3/2020 15 czerwca 2020 Wydanie elektroniczne	
Lipiec		
Sierpień	Nr 4/2020 21 sierpnia 2020 Wydanie elektroniczne	V Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia” 25-26 sierpnia 2020 - Bydgoszcz (City Hotel) Partner: Międzygminny Komplex Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.
		XI Konferencja „Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych” 27-28 sierpnia 2020 - Piła (Hotel Forma) Partnerzy: Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o. w Pile PGNiG TERMIKA SA, Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM S.A.
Październik	Nr 5/2020 5 października 2020 Wydanie elektroniczne	V Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT” 6-8 października 2020 - Bukowina Tatrzańska (Centrum Rekreacji i Biznesu Grand Stasinda)
		XI Konferencja „Inwestycje w Energetyce, Ciepłownictwie i Przemysle - Nowe Technologie dla Ochrony Środowiska” 15-16 października 2020 - Szczecin (Hotel Silver)
Listopad	Nr 6/2020 14 grudnia 2020 Wydanie elektroniczne	VIII Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” 18-20 listopada 2020 - Kazimierz Dolny (Hotel Król Kazimierz) Partner: Enea Wytwarzanie sp. z o.o.
Grudzień		VIII Konferencja „Kogeneracja - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie” luty 2021

*Organizator zastrzega sobie prawo zmian w harmonogramie

POLECAMY:

<p>W PUŁAPCE GOZ-U Dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. Pł; mgr inż. Justyna Czerwińska, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka</p>	<p>Str. 4 TPOK</p>
<p>PRZYSZŁOŚĆ SYSTEMÓW CIEPŁOWNICZYCH Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW</p>	<p>Str. 31 CIEPŁOWNICTWO-KOGENERACJA</p>
<p>UŚREDNIONE KOSZTY ENERGII ELEKTRYCZNEJ DLA TECHNOLOGII KLASYCZNYCH Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała, dr hab. inż. Artur Wyrwa, Wydział Energetyki i Paliw, AGH dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki AGH/GIG</p>	<p>Str. 47 ELEKTROENERGETYKA</p>
<p>TGE CORAZ MOCNIEJ ZAZNACZA SWOJĄ POZYCJĘ NA ARENIE MIĘDZYNARODOWEJ Rozmowa z Piotrem Listwoniem, Wiceprezesem Zarządu ds. Operacyjnych TGE</p>	<p>Str. 50 ODBIORCY</p>
<p>PKP ENERGETYKA CZĘŚCIĄ POLSKIEJ DELEGACJI NA UNITED NATIONS GLOBAL COMPACT LEADERS SUMMIT 2020 PKP Energetyka S.A.</p>	<p>Str. 53 TECHNOLOGIE</p>
<p>ANALIZA ZMIENNOŚCI GENERACJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ W 2019 R. Rafał Hryziński, Janusz Badur, Bartosz Kraszewski, Instytut Maszyn Przepływowych PAN Paweł Ziółkowski, Katedra Energetyki i Aparatury Przemysłowej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska Waldemar Dudda, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie</p>	<p>Str. 60 ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII</p>
<p>ZMIENIAJĄCY SIĘ RYNEK Paweł Martynek, Radca Prawny - Partner, Kancelaria GSW Legal Grabarek, Szalc i Wspólnicy sp.k.</p>	<p>Str. 67 PALIWA</p>

Spis TREŚCI

- 4** W pułapce GOZ-u
Dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. Pł; mgr inż. Justyna Czerwińska, Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka
- 14** Piąty rok ZTPOK w Bydgoszczy
Międzygminny Kompleks Unieszkodliwiania Odpadów ProNatura Sp. z o.o.
- 16** PPP w sektorze gospodarki odpadami
Paulina Sobczyk, Fundacja Centrum PPP; Jakub Kot, Senior Associate, Dentons Europe Dąbrowski i Wspólnicy sp.k.
- 19** Najnowsze oraz planowane zmiany w prawie odpadowym
Maciej Kielbus, Partner współkierujący Działem Prawa Administracyjnego Kancelarii Prawnej Dr Krystian Ziemiński & Partners w Poznaniu, Redaktor Naczelny czasopisma „Prawo Dla Samorządu”; r.pr. Joanna Kostorzewska, Partner w Dziale Prawa Administracyjnego Kancelarii Prawnej Dr Krystian Ziemiński & Partners w Poznaniu
- 22** Rentowna elektrociepłownia
Energy Solution
- 25** Czy i komu opłaca się kogeneracja?
Dr inż. Sebastian Gurgacz, inż. Michał Jarosiński, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
- 31** Przyszłość systemów ciepłowniczych
Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW, Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska
- 37** MEC Piła (Grupa Enea) wybuduje nowe źródło kogeneracyjne
Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o.
- 39** Kogeneracja, czyli tania energia i czyste powietrze
ENERIA
- 41** MAPY STRAT CIEPŁA
Witold Kuźnicki, MGGP AERO Sp. z o.o.
- 44** Zmiana na eko - inwestycje i rozwój w PGE Energia Ciepła
PGE Energia Ciepła S.A.
- 47** Uśrednione koszty energii elektrycznej dla technologii klasycznych
Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwata; dr hab. inż. Artur Wyrwa, Wydział Energetyki i Paliw, AGH; dr inż. Stanisław Tokarski, Centrum Energetyki AGH/GIG
- 50** TGE coraz mocniej zaznacza swoją pozycję na arenie międzynarodowej
Wywiad z Piotrem Listwoniem, Wiceprezesem Zarządu ds. Operacyjnych Towarowej Giełdy Energii S.A.
- 53** PKP Energetyka częścią polskiej delegacji na United Nations Global Compact Leaders Summit 2020
PKP Energetyka S.A.
- 60** Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w 2019 r. ze szczególnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych
Rafał Hyrzyński, Janusz Badur, Bartosz Kraszewski, Instytut Maszyn Przepływowych PAN; Paweł Ziółkowski, Katedra Energetyki i Aparatury Przemysłowej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska; Waldemar Dudda, Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie
- 67** Zmieniający się rynek
Paweł Martynek, Radca Prawny - Partner, Kancelaria GSW Legal Grabarek, Szalc i Wspólnicy sp.k.
- 70** Inwestycje i akwizycje to odpowiedź PGNiG TERMIKA na zielony ład w ciepłownictwie
PGNiG TERMIKA SA
- 72** Cyberbezpieczeństwo w czasach kryzysu
Ireneusz Piecuch, Starszy Partner, DGTŁ Kibil Piecuch i Partnerzy S.K.A.

Wydawca:

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

Adres Redakcji:

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

Redaktor naczelna:

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

Prezes wydawnictwa:

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

Redakcja:

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

Dział organizacyjny:

Patrycja Kroner
Specjalista ds. Biurowych
tel. (+48) 32 777 43 35
biuro@nowa-energia.com.pl
Paulina Szmalec

Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
tel. (+48) 32 777 43 38
konferencje@nowa-energia.com.pl

Dział handlowy:

Renata Fischer
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
Mateusz Szynol
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 577 311 211
tel. (+48) 32 777 43 37

marketing@nowa-energia.com.pl

Redakcja techniczna:

grafika@nowa-energia.com.pl

Obsługa informacyjna:

IT PASJA, www.itpasja.pl

Korekta:

Dorota Kubek

Skład:

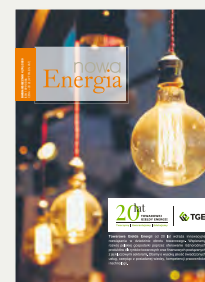
Jaskowski.net

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.

Redakcja nie odpowiada za treść reklam.

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

Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.



Projekt okładki:
TGE S.A.

Dr hab. inż. Grzegorz Wielgosiński, prof. PŁ; mgr inż. Justyna Czerwińska,
Wydział Inżynierii Procesowej i Ochrony Środowiska, Politechnika Łódzka

W pułapce GOZ-u

Dla nikogo chyba nie jest odkryciem, że zasoby surowcowe Ziemi, w tym zasoby surowców energetycznych, nie są niewyczerpywalne. Stąd koniecznością staje się oszczędzanie surowców, powtórne wykorzystanie produktów i recykling używanych materiałów. Dotychczasowy model gospodarki linearnej dający się opisać prostym schematem: pozyskaj surowce - wyprodukuj wyrób - używaj go - pozbydź się odpadu - musi być zastąpiony innym modelem, w którym pozyskane surowce będą wykorzystywane najdłużej jak to jest możliwe - poprzez wielokrotne użycie wyprodukowanych wyrobów, a strumień powstającego odpadu będzie jak najmniejszy (rys. 1).

W lipcu 2014 r. Unia Europejska przyjęła komunikat „Ku gospodarce o obiegu zamkniętym: program »zero odpadów dla Europy«”. U jego podłoża leżało stwierdzenie, że zbyt wiele materiałów w gospodarkach krajów UE jest marnowanych. Jako najważniejsze obszary, w których należy podjąć działania naprawcze, we wspomnianym dokumencie wskazano ściśle przestrzeganie przyjętej w 2001 r. strategii gospodarowania odpadami, według której zapobieganie powstawaniu odpadów jest najbardziej uprzywilejowaną opcją. W drugiej kolejności odpady powinny być powtórnie wykorzystane - czy to materiałowo, czy surowcowo. Z kolei

odzysk energii z odpadów jest dopiero kolejną opcją, bezpośrednio przed najmniej pożądanym ich składowaniem. Podkreślono, że zapobieganie powstawaniu odpadów jest działaniem priorytetowym. Dalszymi obszarami, którymi państwa członkowskie powinny zająć się szczególnie, są odpady wyrzucane do morza, odpady z budowy i rozbioru, odpady żywnościowe, odpady niebezpieczne, odpady z tworzyw sztucznych, recykling surowców krytycznych, nielegalne przemieszczanie odpadów oraz recykling fosforu.

Kolejnym krokiem było przyjęcie w grudniu 2015 r. komunikatu „Zamknięcie obiegu - plan działania UE dotyczą-

cy gospodarki o obiegu zamkniętym”, który stwierdzał, że przejście na gospodarkę o obiegu zamkniętym, gdzie war-



Rys. 1. Ilustracja zasady gospodarki o obiegu zamkniętym - „Circular Economy”

tość produktów, materiałów i zasobów w gospodarce jest utrzymywana tak długo, jak to możliwe, a wytwarzanie odpadów ograniczone do minimum - stanowi istotny wkład w wysiłki UE zmierzające do stworzenia zrównoważonej, niskoemisyjnej, zasobooszczędnej i konkurencyjnej gospodarki. Zgodnie z tym komunikatem, takie przejście daje możliwość przekształcenia gospodarki i zapewnienia Europie nowej i trwałej przewagi konkurencyjnej.

Wśród najważniejszych zadań sformułowanych w dokumentach dotyczących gospodarki cyrkulacyjnej (circular economy) jako najważniejsze wymieniono: opracowanie norm środowiskowych dla surowców wtórnych, wdrożenie strategii dotyczącej tworzyw sztucznych oraz działania na rzecz ograniczenia marnotrawienia odpadów spożywczych. Ponadto wdrożenie strategii w zakresie surowców krytycznych (metale), zmiana rozporządzenia w sprawie nawozów, a także racjonalna gospodarka odpadami z budowy i rozbiórki. Ważnym zadaniem są też działania na rzecz wtórnego wykorzystywania wody. W pakiecie circular economy wyraźnie podkreślono obszary priorytetowe, szczególnie istotne dla gospodarki wspólnotowej. Są to: tworzywa sztuczne, odpady spożywcze, surowce krytyczne (metale), odpady z budowy i rozbiórki oraz biomasa i bioprodukty. Przyjęto, że wdrożenie zasad gospodarki cyrkulacyjnej umożliwi pełniejsze wdrożenie zasad zrównoważonego rozwoju i jednocześnie przyniesie krajom członkowskim liczne korzyści, np. oszczędności w wysokości 600 mld euro dla firm z UE, co odpowiada ok. 8% rocznego obrotu, utworzenie ok. 580 000 nowych miejsc pracy, a także redukcja emisji dwutlenku węgla o ok. 450 mln Mg do 2030 r.

Konsekwencją przyjęcia w UE modelu gospodarki cyrkularnej, inaczej mówiąc gospodarki obiegu zamkniętego, były wprowadzone przez Komisję Europejską szczegółowe regulacje dotyczące gospodarowania odpadami. Zgodnie z nimi, przyjęto następujące ograniczenia:

- osiągnięcie 65% recyklingu odpadów komunalnych do 2030 r.,
- osiągnięcie 75% recyklingu odpadów opakowaniowych do 2030 r.,
- redukcja składowania odpadów komunalnych do maksimum 10% do 2030 r.,
- zakaz składowania zebranych selektywnie odpadów.

W zakresie odpadów opakowaniowych przyjęto szczegółowe docelowe poziomy recyklingu, różne dla różnego rodzaju odpadów: papier i tektura - 85%, metale żelazne - 80%, aluminium - 60%, szkło - 75%, plastik - 55%, drewno - 30%.

Zapisy te stały się od razu przedmiotem dyskusji dotyczącej realności uzyskania wskazanych przez Komisję Europejską poziomów. Nie ulega wątpliwości, że nawet najambitniejsze cele są do zrealizowania, o ile są realne technicznie, czy technologicznie.

Jeżeli jednak ich spełnienie jest nierealne, to działają tylko demotywująco. Inaczej jednak sprawę tę widzą organizacje ekologiczne. Z radością przyjęły one nową politykę UE, wychodzącą naprzeciw ich zgłaszanym od lat postulatam, jednocześnie zarzucając jej, że jest zbyt mało ambitna. Jako propozycję przedstawiły one koncepcję „zero waste”, czyli całkowitego wyeliminowania wytwarzania odpadów.

We wrześniu 2019 r. Rada Ministrów - po blisko dwuletnich pracach i konsultacjach - przedstawiła strategiczny dokument pt.: „Mapa Drogowa Transformacji w kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym”. Dokument ten podzielony jest na cztery obszary:

- zrównoważona produkcja przemysłowa,
- zrównoważona konsumpcja,
- biogospodarka,
- nowe modele biznesowe.

Podsumowaniem jest analiza sposobu wdrażania, monitorowania, a przede wszystkim metody finansowania GOZ-u.

Wyznaczone przez Komisję Europejską cele w zakresie recyklingu odpadów dla organizacji ekologicznych wydają

się za mało ambitne, a dla praktyków w zakresie gospodarowania odpadami komunalnymi zbyt wygórowane, wręcz nierealne do osiągnięcia.

Potwierdzają to obliczenia bilansowe, których wyniki wskazują jednoznacznie, że niektóre wskaźniki są nieosiągalne technicznie, czy technologicznie. Dodatkowo, przy dużych protestach organizacji ekologicznych Komisja Europejska w 2017 r. przyjęła dokument zatytułowany „Znaczenie przetwarzania odpadów w energię w gospodarce obiegu zamkniętym”, który w systemie gospodarki obiegu zamkniętego nie tylko nie wykluczył spalarni, a wręcz przewidział istotne miejsce dla spalarni odpadów komunalnych (tzw. resztkowych po selektywnej zbiórce) wraz z odzyskiem energii.

Jedynym krajem Unii Europejskiej, który już obecnie spełnia minimalne wymagania circular economy są Niemcy. Udział recyklingu i metod biologicznych wynosi tam ok. 68% przy składowaniu poniżej 1% (dane EUROSTAT-u za 2017 r.). Jednocześnie w Niemczech funkcjonuje aktualnie 98 spalarni odpadów o łącznej wydajności ok. 27 mln Mg/r. (34 spalarnie frakcji palnej wydzielonej z odpadów komunalnych - tzw. RDF-u, w Niemczech zwanego EBS, o wydajności ok. 5 mln Mg/r. oraz 63 spalarnie tzw. odpadów zmieszanych, zwanych także resztkowymi, o wydajności ok. 22 mln Mg/r.). Udział spalania wynosi ok. 31-32%. Ponad 50% udział recyklingu i metod biologicznych (2017 r.) mają Austria, Holandia, Belgia i Słowenia, a także Szwajcaria, w każdym przypadku przy ponad 30% udziale spalania.

Jeżeli podejmiemy ortodoksyjnie do pojęcia „gospodarka obiegu zamkniętego” i utożsamimy je z pojęciem „zero waste”, poniesiemy oczywistą porażkę. Osiągnięcie stanu „zero waste” jest możliwe w skali pojedynczych gospodarstw domowych, w krótkim czasie.

W skali niewielkich społeczności na krótki okres jest prawdopodobne, lecz w przypadku dużych aglomeracji miejskich, wielorodzinnej zabudowy mieszkalnej, całkowicie nierealne.

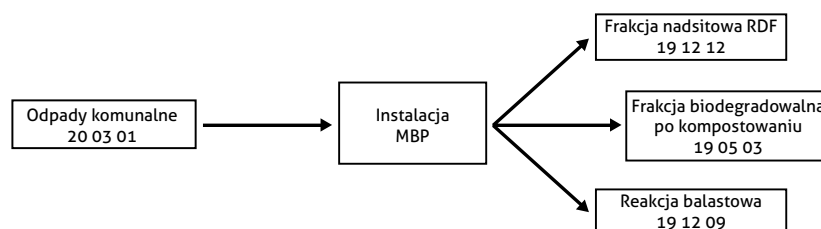
Co nie oznacza, że działań zmierzających do zmniejszenia ilości powstających odpadów oraz wdrażania ich selektywnej zbiórki i recyklingu nie należy prowadzić.

Polski system gospodarki odpadami komunalnymi został oparty na instalacjach mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów (MBP). Według danych za 2018 r. takich instalacji w Polsce było ok. 179 o łącznej wydajności ponad 11,5 mln Mg w części mechanicznej. W planach było zwiększenie ich ilości do 2021 r. o kolejne 47 instalacji o łącznej wydajności prawie 3,3 mln Mg w części mechanicznej i 1,6 mln Mg w części biologicznej. Oznacza to, że w 2021-22 r. powinniśmy dysponować łączną mocą przerobową instalacji MBP ok. 13 mln Mg, a więc więcej niż wytwarzamy obecnie odpadów komunalnych (przynajmniej wg oficjalnych danych). System ten uzupełnia jak na razie 8 spalarni odpadów komunalnych o łącznej wydajności 1 124 000 Mg/r.

Z technicznego punktu widzenia instalacja MBP jest instalacją bardzo prostą. Jej działanie polega na separowaniu określonych frakcji odpadów komunalnych. Generalnie na wyjściu z instalacji MBP otrzymuje się 3 strumienie:

- frakcję nadsitową (kaloryczną),
- frakcję podsitową (biologiczną),
- frakcję balastową (niepalną).

Z danych eksploatacyjnych funkcjonujących w Polsce instalacji MBP wynika, że tzw. frakcja nadsitowa znana często pre-RDF (nieczyszczona - kod 19 12 12) lub RDF (po oczyszczeniu i standaryzacji - kod 19 12 10) stanowi ok. 30-40% początkowej masy odpadów wprowadzanej do instalacji. Jak łatwo wyliczyć oznacza to, że do dyspozycji możemy mieć ok. 3-4 mln Mg frakcji kalorycznej wydzielonej z odpadów komunalnych (przyjmijmy, że spełniającej określone wymagania jakościowe, czyli inaczej RDF). Według danych z funkcjonujących instalacji frakcja RDF ma wartość opa-



Rys. 2. Podział strumieni odpadów wchodzących i wychodzących z typowej instalacji mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów komunalnych (MBP) wraz z propozycją nowych kodów odpadów

kową w granicach 10-18 MJ/kg, w zależności od wilgotności. Najczęściej jest to jednak tylko ok. 11-12 MJ/kg. Są to jednak tylko dane szacunkowe, gdyż na podstawie oficjalnych danych gromadzonych w urzędach marszałkowskich (informacja o wytworzonych odpadach) nie sposób ustalić ilości wytworzonej frakcji kalorycznej.

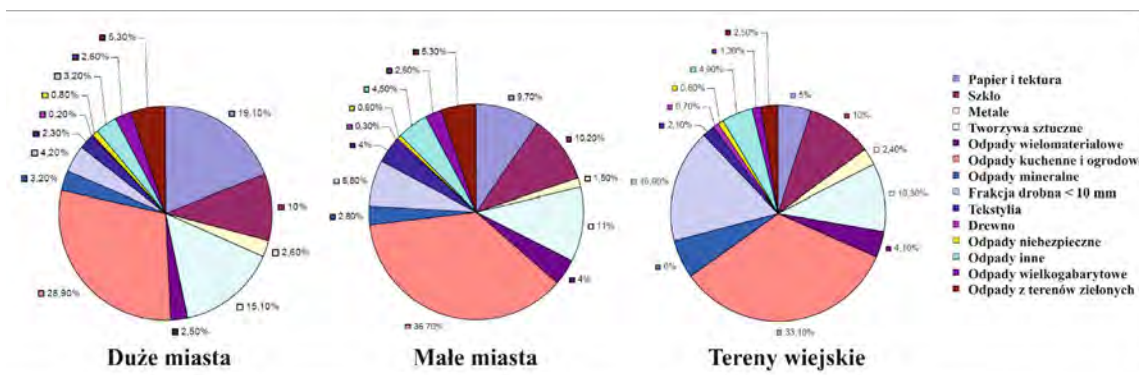
Wszystkie wymienione powyżej frakcje (strumienie wydzielone w instalacji MBP) pozostają odpadami i klasyfikowane są pod kodem (wg katalogu odpadów) 19 12 12. Wydaje się jednak, że takie klasyfikowanie nie jest prawidłowe. Kod 19 12 12 obejmuje obecnie wszystkie trzy frakcje opuszczające instalację. Powoduje to, że różnica masyowa pomiędzy ilością przyjętych odpadów komunalnych (kod 20 03 01), a sumą 3 frakcji (kod 19 12 12) jest niewielka i obejmuje jedynie straty na skutek emisji zanieczyszczeń i pary wodnej do powietrza. Rozsądnym byłoby klasyfikować pod kodem 19 12 12 jedynie frakcję nadsitową (zwaną często pre-RDF), zaś stabilizat po procesie kompostowania klasyfikować jako 19 05 03 (kompost nieodpowiadający wymaganiom), a balast przeznaczony do składowania jako 19 12 09 (minerały) (rys. 2).

W warunkach polskich uzyskanie tak wysokich, przewidzianych w pakiecie GOZ wskaźników recyklingu

(w szczególności materiałowego i surowcowego) nie uda się uzyskać przy wykorzystaniu tylko instalacji MBP. Te surowce muszą być zbierane w sposób selektywny. Przyczyna tego stanu rzeczy jest prosta. Wydzielone w instalacji MBP odpady niestety są tylko teoretycznie przydatne do recyklingu ze względu na zawilgocenie i zanieczyszczenia. Brak jednoznacznej (opisanej powyżej) klasyfikacji strumieni odpadów opuszczających instalację MBP również uniemożliwia oszacowanie strumieni poszczególnych frakcji, tak by było możliwe ocenienie realności spełnienia wymagań GOZ w oparciu o dane rzeczywiste z instalacji.

Oszacowanie więc poszczególnych strumieni odpadów komunalnych możliwe jest obecnie tylko w oparciu o bilans masy. Bilans ten można sporządzić opierając się na znanej morfologii odpadów komunalnych (wg Krajowego Planu Gospodarki Odpadami - rys. 3), ilości wytwarzanych w kraju odpadów komunalnych w przeliczeniu na pojedynczego mieszkańca oraz danych demograficznych o ilości mieszkańców.

Podstawowym źródłem danych jest tu sporządzona w 2010 r. przez Szpadta prognoza zmian w zakresie gospodarki odpadami (Prognoza zmian w zakresie gospodarki odpadami - MŚ, Warszawa 2010). Prognoza ta obejmuje okres do

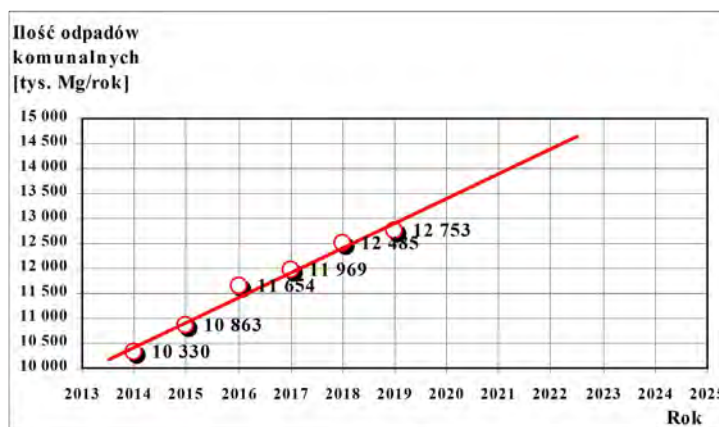


Rys. 3. Morfologia polskich odpadów komunalnych wg KPGO

2022 r. W prognozie tej, analogicznie do metodyki przyjętej w Krajowym Planie Gospodarki Odpadami założono zróżnicowanie pod względem ilości powstających odpadów, jak i ich morfologii pomiędzy miastami dużymi (ponad 50 000 mieszkańców), miastami małymi (poniżej 50 000 mieszkańców) oraz terenami wiejskimi. Analizując dostępne dane demograficzne (dane za 2018 r. pokazano w tab. 1) oraz dane z cytowanej prognozy (tab. 2) można zauważyć, że w 2018 r. osiągnęliśmy wskaźniki przewidywane przez Szpadta na 2011 r., poziom rocznego wytwarzania odpadów komunalnych równy ok. 14,5 mln Mg uzyskuje się przyjmując wskaźniki z prognozy dla 2020 r.

Biorąc pod uwagę aktualną dynamikę wzrostu ilości wytwarzanych odpadów komunalnych w Polsce (rys. 3),

wydarza się, że poziom 14,5 mln Mg osiągniemy w 2022 r. Przyjmując jednak, że wzrost ilości odpadów rzadko odbywa się wzdłuż linii prostej i jest ściśle sko-



Rys. 4. Wzrost ilości powstających odpadów komunalnych w Polsce w latach 2014-2019 (wg GUS)

relowany ze wzrostem gospodarczym, można przyjąć, że wspomniany poziom osiągniemy najprawdopodobniej w 2025 r. I tak przyjęto w dalszych obliczeniach.

Korzystając z publikowanych danych GUS za 2018 r. spróbowano oszacować ilość powstających w Polsce odpadów komunalnych (wg omówionej wcześniej metodyki) oraz oszacować ilość tzw. odpadów resztkowych po selektywnej zbiórce odpadów komunalnych. Wyniki tych obliczeń pokazano w tab. 3.

Analizując dane zawarte w tabeli łatwo zauważyć dużą zgodność (dla 2018 r.) oszacowanej ilości wytworzonych odpadów komunalnych z danymi GUS dla województw: dolnośląskiego, kujawsko-pomorskiego, lubuskiego, małopolskiego, mazowieckiego, opolskiego, śląskiego warmińsko-mazurskiego i wielkopolskiego, a więc województw

Ogółem	Miasto		Wieś
	pon. 50 tys.	pow. 50 tys.	
38 386 476	9 291 928	13 762 628	15 331 920

Tab. 1. Ilość mieszkańców Polski (dane na koniec 2018 r.)

	2018	2025
Duże miasta	402	463
Małe miasta	358	412
Wsie	243	291

Tab. 2. Ilość wytworzonych odpadów komunalnych [kg/M/r.] (wg prognozy Szpadta)

Województwo	wg GUS		Bilans	wg GUS		Instalacje MBP wg WPGO	
	Ilość mieszkań	Ilość odpadów komun.		Ilość selektywnie zebranych	Ilość odpadów resztkowych	Ilość	Wydajność
		Mg/r.	Mg/r.	Mg/r.	Mg/r.		Mg/r.
dolnośląskie	2 899 986	1 142 084	982 359	277 000	865 084	17	1 134 165
kujawsko-pomorskie	2 074 517	665 785	680 956	190 000	475 785	14	870 500
lubelskie	2 112 216	470 198	648 642	153 000	317 198	14	539 934
lubuskie	1 013 031	366 596	333 238	86 000	280 596	8	391 600
łódzkie	2 460 170	788 497	815 547	241 000	547 497	9	402 500
małopolskie	3 404 863	1 073 430	1 057 968	348 000	725 430	15	757 800
mazowieckie	5 411 446	1 811 834	1 819 082	479 000	1 332 834	16	1 962 680
opolskie	984 345	322 621	307 591	106 000	216 621	5	426 000
podkarpackie	2 127 462	497 523	634 350	136 000	361 523	10	456 600
podlaskie	1 179 430	298 958	387 819	80 000	218 958	7	402 000
pomorskie	2 337 769	826 652	776 651	239 000	587 652	10	647 600
śląskie	4 524 091	1 664 060	1 614 282	650 000	1 014 060	17	1 168 250
świętokrzyskie	1 237 369	250 085	376 660	70 000	180 085	6	200 800
warmińsko-mazurskie	1 425 967	441 392	458 847	86 000	355 392	9	624 000
wielkopolskie	3 495 470	1 223 725	1 109 755	316 000	907 725	11	761 203
zachodnio-pomorskie	1 698 344	641 987	571 491	148 000	493 987	11	707 500
R a z e m	38 386 476	12 485 425	12 575 237	3 605 000	8 880 425	179	11 453 132

Tab. 3. Bilans odpadów komunalnych na 2018 r. na podstawie danych GUS oraz obliczeń własnych oraz ilość i wydajność instalacji MBP

potencjalnie bogatszych o wyższym dochodzie w przeliczeniu na jednego mieszkańca.

Natomiast szczególnie duże różnice wystąpiły w województwach: lubelskim, podkarpackim, podlaskim i świętokrzyskim. Przyczyną tego jest najprawdopodobniej duży udział spalanych odpadów komunalnych w piecach domowych. Nadwyżkę wg GUS w stosunku do obliczeń bilansowych wykazują województwa pomorskie i zachodniopolskie, co najprawdopodobniej wiąże się z dużym napływem turystów.

Wydaje się jednak, że przyjęta metodyka szacowania ilości odpadów komunalnych oparta o bilanse

potwierdziła swoją niezłą dokładność. Można więc ją zastosować do analizy wpływu wdrażania wymagań GOZ na poszczególne strumienie odpadów komunalnych oraz na cały system gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce.

Postanowiono więc przeanalizować 3 warianty wdrażania założeń GOZ w odniesieniu do odpadów komunalnych w Polsce:

- Wariant I - osiągnięcie wymaganych docelowych indywidualnych poziomów recyklingu poszczególnych frakcji odpadów wg wymagań GOZ,
- Wariant II - osiągnięcie 65% se-

lektywnej zbiórki (recyklingu) całości odpadów komunalnych (cel GOZ na 2035 r.),

- Wariant III - osiągnięcie 65% recyklingu całości odpadów komunalnych przy założeniu, że 90% zebranych selektywnie frakcji odpadów komunalnych uda się podać recyklingowi.

Dodatkowo dla Wariantu I wykonano obliczenia, w których przyjęto, że ilość odpadów tworzyw sztucznych (np. odpadów opakowaniowych) zostanie zmniejszona o 50%. Podobnie przeanalizowano skutki wdrożenia kaucjonowania butelek szklanych, w wyniku czego 50% odpadów szkła

nie pojawiłoby się w systemie gospodarki odpadami komunalnymi. Warianty te skonfrontowano z sytuacją 2018 r. przyjmując że cały strumień powstających odpadów komunalnych po odjęciu strumienia selektywnej zbiórki stanowić będzie tzw. odpad reszkowy, który może być skierowany do instalacji MBP oraz drugim przypadkiem, w którym od strumienia odpadów reszkowych odjęto ilość zmieszanych odpadów komunalnych spalonych w istniejących spalarniach odpadów komunalnych oraz od strumienia wytworzonego w instalacjach MBP tzw. RDF-u (frakcja nadsitowa) odjęto strumień spalony w istniejących spalarniach odpadów komunalnych (udział spalania RDF-u wynosi średnio ok. 40%). Wyniki tych obliczeń pokazano w tab. 4.

Analizując dane zestawione w tab. 4 trzeba jednoznacznie stwierdzić, że osiągnięcie indywidualnych

poziomów recyklingu niektórych frakcji odpadów komunalnych przewidzianych w ramach wdrażania GOZ nie zapewni uzyskania 65% recyklingu całości odpadów komunalnych w Polsce. W wariantcie tym (Wariant I) maksymalny poziom recyklingu całości odpadów to ok. 56%. Co więcej, planowane i postulowane przez organizacje ekologiczne ograniczenie stosowania tworzyw sztucznych oraz wprowadzenie systemu kaucyjnego dla opakowań szklanych oraz butelek z tworzyw sztucznych w wyniku czego butelki szklane oraz z tworzywa sztucznego nie trafią do strumienia odpadów, spowoduje pogorszenie wskaźnika recyklingu całości odpadów komunalnych.

Warunkiem koniecznym uzyskania 65% recyklingu całości odpadów komunalnych jest osiągnięcie znacznie wyższych poziomów selektywnej zbiórki poszczególnych frakcji od-

padów (Wariant II), a tak na prawdę poziomy selektywnej zbiórki muszą być jeszcze wyższe, gdyż nie cały strumień zebranej selektywnie frakcji odpadów będzie nadawał się do recyklingu. Przyjmując ok. 90% wykorzystanie zebranych selektywnie frakcji odpadów komunalnych, wskaźniki selektywnej zbiórki muszą być jeszcze wyższe (Wariant III). Wymagane poziomy selektywnej zbiórki poszczególnych frakcji odpadów komunalnych dla analizowanych 3 wariantów przedstawiono w tab. 5.

Indywidualne poziomy recyklingu dla niektórych frakcji odpadów komunalnych były przedmiotem długiej dyskusji w Komisji Europejskiej i Parlamencie Europejskim, w wyniku czego niektóre z nich zostały zmienione, złagodzone, ze względu na możliwości techniczne.

Przykładowo okazało się, że przyjęty pierwotnie poziom recyklingu aluminium (opakowania aluminiowe

Wariant	Stopień recyklingu całości odpadów	Ilość odpadów reszkowych	Wartość opałowa	Ilość frakcji kalorycznej z instalacji MBP	Wartość opałowa
	[%]	[Mg/r.]	[MJ/kg]	[Mg/r.]	[MJ/kg]
Dane za 2018 r. (ok. 12,5 mln Mg/r.) z uwzględnieniem selektywnej zbiórki	25,54	8 880 425	7,1	3 965 085	12,9
Dane za 2018 r. (ok. 12,5 mln Mg/r.) z uwzględnieniem ilości spalonych odpadów grupy 20 w spalarniach	25,54	8 298 738	7,1	3 705 372	12,9
Symulacja dla 2025 r.					
Recykling 50% 4 frakcji odpadów opakowaniowych (cel 2020 r.)	19,26	11 704 851	6,1	4 906 336	12,0
Wariant I - docelowy recykling poszczególnych frakcji odpadów komunalnych wg GOZ	56,74	6 271 697	7,0	2 953 323	13,2
Wariant I - przy zmniejszeniu o 50% ilości plastików w odpadach komunalnych	56,86	5 839 409	5,6	2 521 036	10,7
Wariant I przy zmniejszeniu o 50% ilości szkła w odpadach komunalnych	55,79	6 092 222	7,2	2 773 848	13,8
Wariant II - Recykling docelowy 65% odpadów komunalnych wg GOZ	65,49	5 003 463	5,8	2 182 253	11,2
Wariant III - Recykling docelowy 65% odpadów komunalnych z uwzględnieniem ok. 90% wykorzystania odpadów zebranych selektywnie	73,56	3 832 634	4,9	1 508 587	10,2

Tab. 4. Ilość oraz wartość opałowa odpadów reszkowych oraz frakcji kalorycznej dla różnych wariantów wdrażania GOZ

Rodzaje odpadów	Wariant I	Wariant II	Wariant III
Papier	85	85	95
Szkoło	75	90	99
Metale	65	70	80
Tworzywa sztuczne	55	80	90
Odpady wielomateriałowe	50	50	60
Odpady kuchenne i ogrodowe	70	80	90
Odpady mineralne	-	-	-
Fracja < 10 mm	-	-	-
Tekstylia	70	70	80
Drewno	30	70	80
Odpady niebezpieczne	-	-	-
Odpady inne	-	-	-
Odpady wielkogabarytowe	70	80	90
Odpady z terenów zielonych	70	80	90

Tab. 5. Wymagany poziom recyklingu poszczególnych frakcji odpadów komunalnych wg założeń GOZ [%]

- puszki po napojach) nie może być wyższy niż 70%, gdyż takie są granice technologii przetwarzania złomu aluminium. Dla fachowców zajmujących się gospodarką odpadami oraz technologiami recyklingu nie ulega więc wątpliwości, że osiągnięcie wskaźników selektywnej zbiórki oraz recyklingu wymaganych dla Wariantu II i III jest w polskich warunkach niemożliwe. Przyczyną takiego stanu rzeczy jest taka, a nie inna morfologia odpadów komunalnych. W naszych odpadach, w stosunku do odpadów krajów bardziej rozwiniętych (np. Niemiec, Francji, Belgii, Holandii, Szwecji, czy Danii) jest po prostu mniej frakcji tworzyw sztucznych, czy papieru, ogólnie odpadów opakowaniowych.

Przyczyną może być dosyć powszechne spalanie właśnie tych frakcji w piecach domowych (szacuje się że może być to nawet ok. 1,0 mln Mg). W konsekwencji oznacza to, że celów pakietu Unii Europejskiej „Circular Economy”, czyli inaczej wymagań GOZ nie da się osiągnąć. Żle się stało, że na etapie uzgadniania podstawo-

wych dokumentów dotyczących „Circular Economy” rząd Polski zachował postawę bierną, nie analizując możliwości technicznych wdrożenia tego pakietu w Polsce, przy takiej, a nie innej morfologii odpadów oraz ilości powstających odpadów komunalnych i nie protestując przeciwko zbyt wygórowanym, nierealnym w polskich warunkach poziomom recyklingu odpadów komunalnych.

Realne wydaje się jedynie osiągnięcie całkowitego wskaźnika recyklingu dla całego strumienia odpadów komunalnych w Polsce na poziomie ok. 50-55%. A to oznacza, że do zagospodarowania pozostanie strumień ok. 6,5 mln Mg odpadów resztkowych o wartości opałowej ok. 7 MJ/kg, a więc nadających się do spalania. Jeżeli uwzględnimy, że przyjęty ustawowo (ustawa o odpadach) poziomy spalania odpadów komunalnych wnoszący 30%, to w przypadku ok. 14,5 mln Mg sumarycznej masy odpadów komunalnych w 2025 r. wynosi 4,35 mln Mg, to mamy potężny deficyt mocy przerobowych spalarni odpadów.

Jeżeli wspomniany strumień 6,5 mln Mg odpadów resztkowych skierujemy do istniejących instalacji MBP, to możemy uzyskać ok. 3 mln Mg frakcji nadsitowej (RDF) o wartości opałowej ok. 13,2 MJ/kg.

Aktualnie w Polsce funkcjonuje 8 spalarni odpadów komunalnych o łącznej wydajności ok. 1,1 mln Mg/r. W spalarniach tych spalanych jest ok. 582 tys. Mg odpadów resztkowych oraz ok. 364 tys. Mg RDF (2018 r.). W 2018 r. spalono w cementowniach (przy dobrej koniunkturze) ok. 1,67 mln Mg paliw alternatywnych, z czego ok. 1,44 mln Mg stanowiło paliwo wytworzone z odpadów (19 12 10). Dla zapewnienia odpowiedniej wartości opałowej strumień ten składa się maksymalnie z 2/3 frakcji nadsitowej pozyskanej z instalacji MBP. Oznacza to, że spalono w cementowniach maksymalnie ok. 962 tys. Mg RDF. Bilansując więc dane za 2018 r. można łatwo zauważyć, że pozostało do wykorzystania termicznego ok. 2,38 mln Mg RDF-u.

Jak widać brak wyobraźni decydentów, brak inwestycji w infrastrukturu-

rę spalarniową spowodował już w Polsce ogromną nadwyżkę frakcji palnej wydzielonej z odpadów komunalnych i nieuchronny wzrost cen w gospodarce odpadami komunalnymi. Obecnie rynkowe ceny za przyjęcie RDF (19 12 12 lub 19 12 10) wahają się w granicach 600-700 zł/Mg, przy cenie (na bramie) w spalarniach odpadów wynoszących 225-320 zł/Mg.

Sytuacja na rynku spowodowała, że władze samorządowe w wielu miejscowościach w Polsce podjęły działania zmierzające do wybudowania instalacji termicznego przekształcania odpadów komunalnych, jako antidotum na gwałtowny wzrost cen w gospodarce odpadami i coraz większe trudności z zagospodarowaniem frakcji nadsitowej (RDF-u) w istniejących instalacjach MBP. Jak widać z danych zawartych w tab. 6 do zagospodarowania pozostaje ok. 2,38 mln Mg RDF. Sumując ilość odpadów resztkowych, ilość RDF spalonych w spalarniach, ilość frakcji nadsitowej spalanej w cementowniach oraz wyliczoną nadwyżkę - łatwo zauważyć że suma stanowi ok. 29,6% całkowitej masy odpadów komunalnych.

Listę funkcjonujących spalarni odpadów komunalnych i frakcji RDF w Polsce oraz listę planowanych inwestycji, znajdujących się na wysokim stopniu zaawansowania wraz z wydajnością nominalną przedstawiono w tab. 7.

Lista instalacji projektowanych jest znacznie dłuższa i przekracza 100 pozycji. Oczywiście jest, że tyle spalarni w Polsce nie powstanie, ale wydaje się, że te wymienione w tab. 7 mają największe szanse. Oczywiście jak łatwo zauważyć pozostaje jeszcze ok. 1,1 mln Mg frakcji RDF do zagospodarowania, stąd lista spalarni, które trzeba będzie w najbliższych latach wybudować będzie dłuższa. Najprawdopodobniej do tej listy dołączą planowane instalacje w województwach: dolnośląskim, łódzkim i śląskim. Optymalna wydaje się tu wydajność rzędu 150 000-200 000 Mg/r. Następne instalacje powinny powstać przede wszystkim w województwach:

Ilość RDF z instalacji MBP (19 12 12 i 19 12 10) po uwzględnieniu selektywnej zbiórki (3,6 mln Mg) oraz ilości spalane w spalarniach odpadów (0,58 mln Mg)	3 705 372	Mg/r.
Ilość spalona w spalarniach w postaci RDF	363 860	Mg/r.
Ilość spalona w cementowniach w strumieniu paliwa o kodzie 19 12 10 i wartości opałowej ponad 20 MJ/kg	962 333	Mg/r.
Zostało	2 379 189	Mg/r.

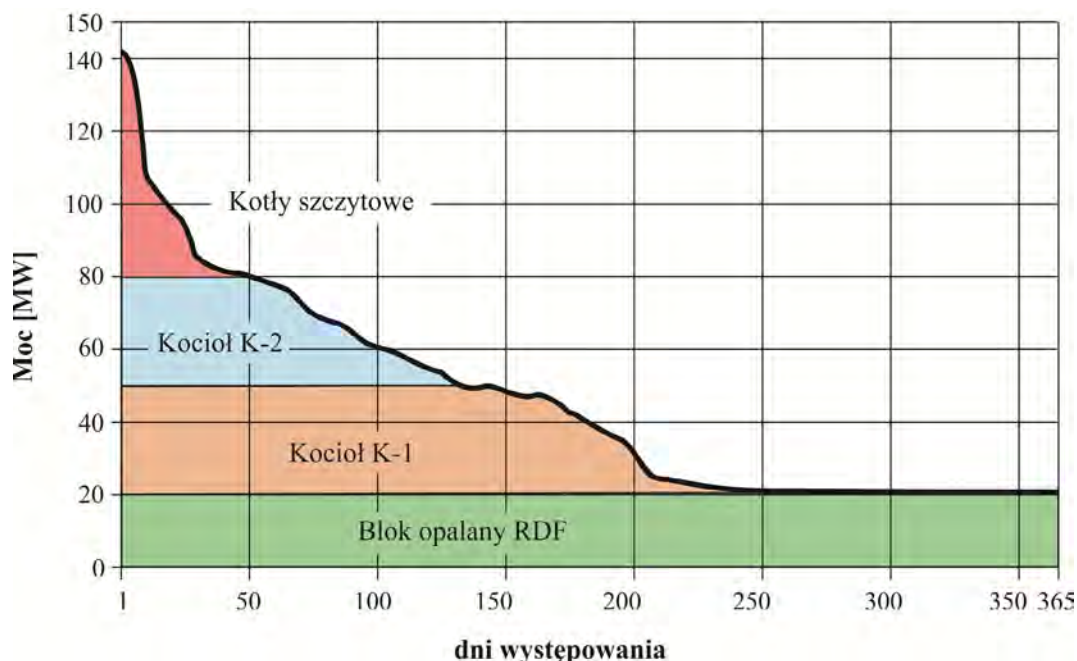
Tab. 6. Bilans mocy przerobowych instalacji do spalania RDF dla 2018 r.

Spalarnie istniejące			Spalarnie projektowane		
Lp.	Lokalizacja	Wydajność roczna	Lp.	Lokalizacja	Wydajność roczna
		Mg/r.			Mg/r.
1	Kraków	220 000	1	Zabrze	250 000
2	Poznań	210 000	2	Gdańsk	160 000
3	Bydgoszcz	180 000	3	Olsztyn	110 000
4	Szczecin	150 000	4	Warszawa II	265 000
5	Białystok	120 000	5	Rzeszów II	100 000
6	Rzeszów	100 000	6	Oświęcim	150 000
7	Konin	94 000	7	Zamość	15 000
8	Warszawa	50 000	8	Radom	110 000
	Razem	1 124 000	9	Kamionka	100 000
			10	Tarnów	30 000
				Razem	1 290 000

Tab. 7. Lista istniejących oraz projektowanych spalarni odpadów komunalnych oraz RDF

lubelskim, lubuskim oraz opolskim - o wydajnościach rzędu 100 000 Mg/r. To oznacza, że w ten sposób wykorzystane zostanie już ok. 750 000-900 000 Mg rocznej wydajności puli 1,1 mln Mg. Do tego powinno dojść jeszcze kilka instalacji o wydajnościach rzędu ok. 30 000 Mg/r., realizowanych w ramach programu „ciepłownictwo powiatowe”, zastępując w przedsiębiorstwach ciepłowniczych stare, wyeksploatowane kotły węglowe. Widać więc, że zdecydowana większość zgłoszonych do Ministerstwa Klimatu propozycji nie ma szansy na realizację.

Oczywistym jest również, że energetyczne wykorzystanie odpadów komunalnych i/lub RDF powinno odbywać się w instalacjach ciepłowniczych, a nie w energetyce zawodowej. Algorytm doboru wielkości instalacji do możliwości włączenia jej w system ciepłowniczy jest stosunkowo prosty. Kluczem jest ustalenie zapotrzebowania na ciepło w okresie letnim. Spalarnia odpadów powinna pracować w podstawie systemu ciepłowniczego (rys. 5), produkując w okresie letnim ciepłą wodę użytkową oraz prąd. Kogeneracja jest tu absolutnie oczywista i niezbędna.



Rys. 5. Uporządkowany wykres zapotrzebowania na ciepło systemu ciepłowniczego przykładowego miasta z blokiem ciepłowniczym opalany RDF-em pracującym w podstawie systemu ciepłowniczego

Zakładając, że jeżeli zapotrzebowanie na ciepło systemu ciepłowniczego miasta w okresie letnim wynosi ok. 20 MWt to należy wybudować blok ciepłownicz (elektrociepłownię) o mocy ok. 30 MW (20 MWt + 10 MWe). Sprawność takiej elektrociepłowni wynosi zazwyczaj ok. 75%, czyli należy do niej dostarczyć w paliwie ok. 40 MW (czyli 40 MJ/s). Z założenia instalacja pracować będzie ok. 7 500 godz. w ciągu roku i wyprodukuje ok. 1 080 000 GJ energii. Przyjmując wartość opałow RDF na poziomie ok. 12 MJ/kg łatwo obliczyć, że nowy blok (elektrociepłownia) będzie mógł spalić ok. 90 000 Mg/r. RDF (frakcji nadsitowej) pochodzącej z instalacji MBP. Oczywiście nie musi być to od razu instalacja dostarczająca 20 MWt ciepła. Jeżeli zapotrzebowanie na ciepło w okresie letnim wynosi ok. 10 MW, to projektowana instalacja termicznego przekształcania RDF-u powinna mieć wydajność 45 000 Mg/r. Licząc w dru-

gą stronę, instalacja o wydajności ok. 30 000 Mg/r. da nam ok. 6,7 MWt ciepła i 3,3 MWe energii elektrycznej.

Wnioski

Podsumowując przedstawione powyżej rozważania na temat realności wdrożenia założeń Gospodarki Obiegu Zamkniętego do systemu gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce, należy stwierdzić, że docelowy poziom recyklingu (i obróbki biologicznej) wynoszący 65% (do osiągnięcia w 2035 r.) w warunkach polskich jest nierealny. Na przeszkodzie temu stoi przede wszystkim skład morfologiczny odpadów komunalnych i mniejsza niż w przypadku bardziej rozwiniętych krajów UE zawartość odpadów opakowaniowych, nadających się do recyklingu. Paradoksalnie występujące na pierwszym miejscu w hierarchii gospodarowania odpadami unikanie powstawania odpadów, w przypadku np. tworzyw sztucznych

i szkła (opakowania), może pogorszyć ogólne wskaźniki recyklingu i uniemożliwić nie tylko Polsce osiągnięcie jednego z celów GOZ - 65% poziomu recyklingu.

Nie ulega również wątpliwości, że niezależnie od wdrażania GOZ w systemie gospodarki odpadami komunalnymi zawsze będzie istniał strumień tzw. odpadów resztkowych, po selektywnej zbiórce, którego właściwości paliwowe trzeba będzie wykorzystać, by zmniejszyć ilość składowanych odpadów poniżej 10%. Oznacza to konieczność wybudowania jeszcze ok. 15 nowych instalacji termicznego przekształcania odpadów, aby domknąć system gospodarki odpadami komunalnymi w Polsce.

□



Mitsubishi Hitachi Power Systems



Razem jesteśmy silniejsi

Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe buduje elektrownie oraz zakłady przetwarzania odpadów na energię według najnowszych standardów oraz dostarcza systemy kotłowe na wszystkie rodzaje paliw. Wdrażamy niezawodne i ekonomiczne rozwiązania serwisowe. Nasze ekologiczne technologie, na przykład w sektorze spalania biomasy i magazynowania energii, są przykładem naszej innowacyjnej siły. Inteligentne rozwiązania w zakresie wytwarzania energii elektrycznej wymagają know-how i doświadczenia – my posiadamy jedno i drugie.

www.emea.mhps.com



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

Piąty rok ZTPOK w Bydgoszczy

29 lutego 2016 r. Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych w Bydgoszczy został w pełni przekazany do użytkowania ProNaturze.

Ponad cztery lata temu Spółka ostatecznie odebrała inwestycję od włoskiego wykonawcy. Były to więc pierwsze pełnoprawne urodziny ZTPOK, ponieważ tylko raz na cztery lata wypada 29 lutego.

■ Realizacja Projektu

31 marca 2008 r. rozpoczęto realizację przełomowej dla gospodarki odpadami w Bydgoszczy i regionie inwestycji - budowy Zakładu Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych. Koszt Projektu zgodnie z umową o dofinansowanie unijne wyniósł: 522 571 276 zł (w tym kwota unijnego wsparcia to 255 773 152 zł). Wybudowanie ekoelektrociepłowni zapewniło nie tylko wypełnienie unijnych zobowiązań w zakresie redukcji składowania odpadów na składowiskach, ale pozwoliło także uniknąć ewentualnych kar za niewywiązanie się z zobowiązań wynikających z akcesji Polski do Unii Europejskiej. ZTPOK to instalacja nowoczesna, spełniająca kryteria najlepszej dostępnej techniki i technologii, bezpieczna dla ludzi i środowiska, odzyskująca energię cieplną i elektryczną. W ramach Projektu wybudowano także Stację Przeładunkową Odpadów w Toruniu oraz Kompostownię. 26 listopada 2015 r. po 787 dniach od wzbicia

pierwszej topaty uroczyste przecięto wstęgę, symbolicznie oddając instalację do użytku. Natomiast 29 lutego 2016 r. Spółka przejęła do eksploatacji ZTPOK.

Powierzchnia zabudowy ekoelektrociepłowni wynosi aż 19 tys. m², a poszczególne elementy Zakładu rozmieszczone są na otoczonej lasem, pięciohektarowej działce, na terenie Bydgoskiego Parku Przemysłowo-Technologicznego. Wydajność nominalna ZTPOK wynosi 180 tys. ton odpadów rocznie, przy zakładanej kaloryczności odpadów na poziomie 8,5 MJ/kg. W spalarni odzyskiwana jest energia z niesegregowanych odpadów komunalnych, palnych odpadów wielkogabarytowych oraz z odpadów powstałych z procesu sortowania. Ilość wyprodukowanej energii elektrycznej, od początku działania instalacji, wyniosła prawie 290 tys. MWh, a energii cieplnej ponad 2 mln GJ. Łączna moc cieplna jaką jest w stanie wygenerować ekoelektrociepłownia wynosi 27,7 MW z jednoczesnym udziałem mocy generowanej do sieci elektroenergetycznej na poziomie 9,2 MW. Ilości te mogą zapewnić energię cieplną i elektryczną dla kilkudziesięciu tysięcy mieszkańców Bydgoszczy.

- *Realizacja tej inwestycji była wielkim wyzwaniem nie tylko dla ProNatury, ale i dla Bydgoszczy, bo staliśmy*

się wzorem dla innych miast. Instalacja pracuje codziennie, nawet w trudnym czasie epidemii koronawirusa, dlatego każdego dnia tworzymy piękne karty historii branży odpadowej. Niemniej warto raz jeszcze podziękować wszystkim osobom i podmiotom zaangażowanym w jej powstanie oraz mieszkańcom za tak duże zainteresowanie - mówi Konrad Mikołajski, Prezes Zarządu ProNatura.

■ Oczyszczanie spalin

Zastosowana w ZTPOK nowoczesna technologia pozwala uzyskać parametry emisyjne znacznie korzystniejsze dla środowiska, niż przewidują to dopuszczalne normy. Proces oczyszczania spalin w instalacji oparty jest o metodę mokrą. W celu redukcji tlenków azotu do pierwszego kanału kotła wtryskiwany jest roztwór amoniaku. Następnie spaliny przechodzą przez tzw. quencher. Zadaniem urządzenia jest ich schłodzenie poprzez wtryskiwanie roztworu wodnego - ścieków z płuczki wodnej, znajdujących się na końcu linii oczyszczania spalin. Zastosowane rozwiązanie pozwala na wewnętrzną recyrkulację wody, znacznie zmniejszając jej zużycie. Tym samym ograniczona została ilość produkowanych ścieków. Po wyjściu z quencher'a spaliny przechodzą do reaktora, gdzie wtryskiwa-

ne są: wodorotlenek wapnia i węgiel aktywny, odpowiedzialne za redukcję związków kwaśnych, metali ciężkich oraz dioksyn i furanów. W kolejnym etapie spaliny wędrują do filtra workowego, na powierzchni którego zatrzymywane są cząsteczki stałe oraz produkty reakcji odkwaszania. Ostateczny proces obróbki spalin odbywa się w płuczce wodnej (w scrubberze). Tu odizolowane zostają zanieczyszczenia kwaśne i pyły. Oczyszczone spaliny po podgrzaniu są zasysane przez wentylator wyciągowy i odprowadzane do kominia o wysokości ponad 40 m.

■ Edukacja ekologiczna

Bydgoski nowoczesny system gospodarki odpadami, którego ostatnim i najważniejszym ogniwem jest Zakład Termicznego Przekształcania Odpadów Komunalnych, przyciąga uwagę różnych grup wiekowych, zawodowych, przedstawicieli instytucji, innych miast, a nawet krajów. Od otwarcia ZTPOK do marca br., gdy ze względów bezpieczeństwa oraz ochrony pracowników Spółki przed potencjalnym zagrożeniem związanym z Covid-19 zawieszono zajęcia na terenie ekoelektrociepłowni, tysiące osób zostało objętych programem edukacji ekologicznej prowadzonym przez ProNaturę. Funkcjonująca na jej terenie ścieżka edukacyjna uświa-



domiła już wielu grupom, jak ważna jest ekologiczna gospodarka odpadami. Specjalną ścieżką na terenie spalarni przeszły dzieci z przedszkoli, uczniowie, studenci, seniorzy, a także przedstawiciele samorządów, instytucji i stowarzyszeń.

Wycieczki po instalacji i prowadzone na jej terenie lekcje to nie jedyna forma edukacji ekologicznej oferowana przez bydgoską Spółkę. W placówkach szkolnych i przedszkolach prowadzone są ekolekcje, podczas których wykorzystywany jest specjalny Ekobus, wyposażony w ciekawe i nowoczesne narzędzia dydaktyczne. Prowadzona

przez ProNaturę edukacja ekologiczna ma na celu rozwijanie wśród mieszkańców dobrych praktyk postępowania z odpadami, począwszy od świadomych zakupów i ograniczania wytwarzanych śmieci, przez ich segregację, aż po budowanie świadomości, że odpady mogą być wykorzystane jako surowiec energetyczny. Ważne jest stałe uświadamianie i przekazywanie pozytywnych wzorców oraz budowanie właściwych nawyków już od najmłodszych lat, a nie jednostkowe akcje ulotkowe, czy reklamowe.

- Edukacja ekologiczna to ważny element ochrony środowiska. Świadomość zagrożeń oraz szans na zdrowe życie w zgodzie z naturą przynosi efekt globalny w postaci czystego środowiska naturalnego. Dbamy, aby edukacja była skuteczna, adresowana do wszystkich i w sposób klarowny przekazywała wiedzę ekologiczną. Cieszymy się więc, że docieramy z naszymi działaniami do tak wielu osób i chcemy, aby z każdym rokiem ta liczba rosła - wyjaśnia Konrad Mikołajski.

Fot. ProNatura



www.pronatura.bydgoszcz.pl
www.facebook.com/MKUOProNatura



Paulina Sobczyk,
Fundacja Centrum PPP
Jakub Kot,

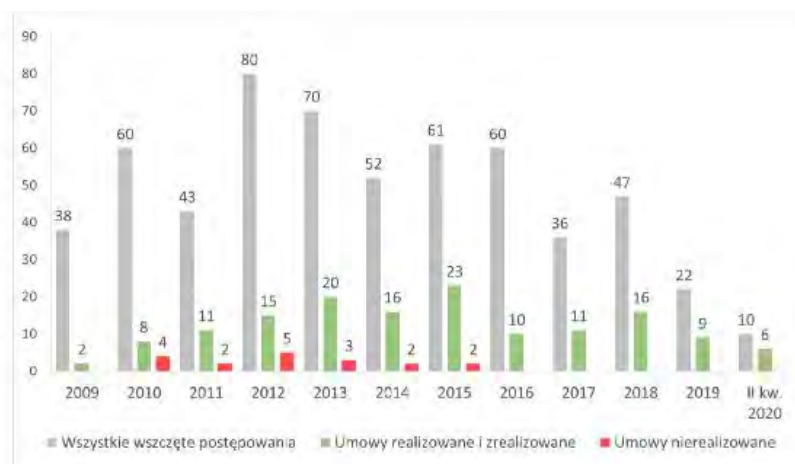
Senior Associate, Dentons Europe Dąbrowski i Wspólnicy sp.k.

PPP w sektorze gospodarki odpadami

Dotychczas w sektorze gospodarki odpadami podpisano 9 umów o partnerstwie publiczno-prywatnym na kwotę stanowiącą 31% wartości wszystkich umów o PPP zawartych w Polsce. Poza wartością realizowanych projektów, sektor ten wyróżnia również wysoki poziom innowacyjności i wielopłaszczyznowy charakter przedsięwzięć.

Polski rynek PPP w ostatnich 10 latach - jest dobrze, ale mogłoby i powinno być lepiej. Od początku 2009 r. do 30 czerwca 2020 r. w Polsce wszczęto łącznie 579 postępowań na wybór partnera prywatnego. W wyniku wszczętych postępowań zawarto w sumie 147 umów o partnerstwie publiczno-prywatnym („umowa o PPP”), natomiast w okresie od stycznia do czerwca 2020 r. podpisano 6 umów o PPP o łącznej wartości około 200 mln zł. Ponadto, w tym samym okresie zostało wszczętych 10 postępowań na wybór partnera prywatnego o łącznej wartości ponad 233 mln zł, w sektorach takich jak:

- efektywność energetyczna,
- sport i turystyka,
- edukacja,



Rys. 1. Liczba wszystkich wszczętych postępowań i umów, w tym niezrealizowanych, w podziale na lata

Źródło: www.ppp.gov.pl/file.php?i=przegladarka-plikow/Raport-z-ryнку-PPP-II-kw-2020-07.pdf

- gospodarka wodno-kanalizacyjna,
- budynki publiczne.

Najwięcej umów o PPP realizowanych jest natomiast w następujących sektorach:

- infrastruktura transportowa (23 umowy o PPP),
- sport i turystyka (21 umów o PPP),
- efektywność energetyczna (21 umów o PPP).

Z obserwacji aktualnych trendów rynkowych wynika, że podmioty publiczne coraz częściej sięgają po model PPP do realizacji inwestycji publicznych, w tym w zakresie gospodarki odpadami.

■ Sektor gospodarki odpadami w Polsce

Rynek gospodarki odpadami w Polsce ma przed sobą wiele wyzwań - implementacja projektów w tym sektorze wymaga solidnego przygotowania, wysokiego poziomu specjalistycznej wiedzy i otwartego podejścia do coraz to nowszych rozwiązań pojawiających się stale na rynku. Potwierdza to także dokument pn. Raport z badania rynku usług związanych z gospodarowaniem odpadami komunalnymi w gminach miejskich w latach 2014-2019 sporządzony przez UOKiK¹. Zgodnie z konkluzjami tego dokumentu, problemy rynku gospodarowania odpadami dotyczą także w ogromnej mierze dużego i permanentnego wzrostu kosztów działalności.

Jako jedną z głównych przyczyn wzrostu cen zagospodarowania odpadów wskazano wyniki kolejno ogłaszanych przetargów - wyższa cena zwycięzcy kolejnego przetargu pojawiła się nawet w 72% gmin. Dodatkowo, wpływ na zmianę kosztów miały wzrost tzw. opłaty marszałkowskiej za składowanie śmieci, a także nowe wymogi ustawowe zmieniające liczbę frakcji odpadów. Jako czynniki negatywnie wpływające

na cenę wskazywano również wzrost kosztów Regionalnych Instalacji Przetwarzania Odpadów Komunalnych, a także nieprawidłową segregację śmieci przez mieszkańców.

Dodatkowo, na niestabilną sytuację na rynku odpadów wpływa ograniczona konkurencja podmiotów działających na rynku - w ciągu ostatnich dwóch lat w ponad połowie gmin miejskich o zamówienie ubiegał się tylko jeden przedsiębiorca.

W konsekwencji, rozpoczęty w 2017 r. wzrost cen za odbiór śmieci doprowadził do blisko trzykrotnego wzrostu stawki w województwie mazowieckim. Skalę problemu uwidacznia najniższa podwyższa cen odpadów - w województwie opolskim wynosząca „tylko” 25%. Czy remedium na istniejące problemy odpadowe może być PPP?

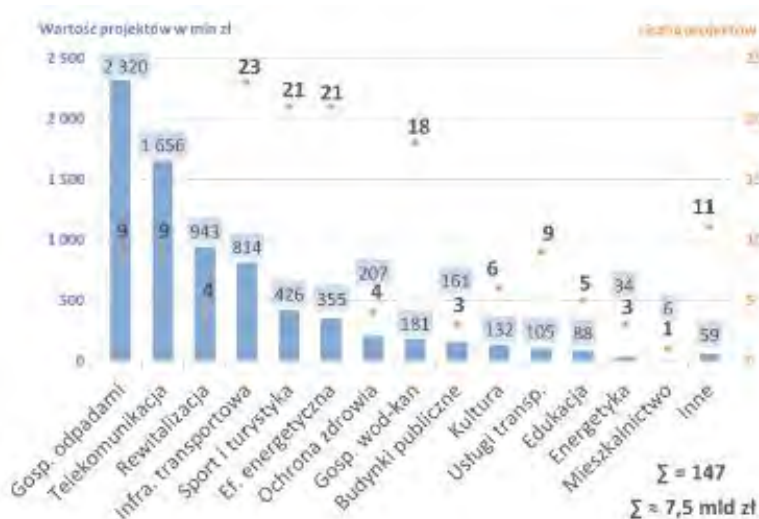
■ Umowy o PPP w sektorze gospodarki odpadami

Sektor gospodarki odpadami jest sektorem o najwyższej wartości zawar-

tych umów o PPP. Wartość tego sektora stanowi 31% wartości wszystkich zawartych umów o PPP. Obok sektora gospodarki odpadami, pod względem wartości projektów PPP dorównać mogą jedynie sektor telekomunikacji oraz sektor rewitalizacji.

Dotychczas podpisano 9 umów o PPP w sektorze gospodarki odpadami. Większość z nich, bo aż 6, znajduje się obecnie na etapie zarządzania umową o PPP, są to umowy o PPP zawarte przy realizacji poniższych projektów PPP:

- „Obsługa i administrowanie Zbiorczym Punktem Gromadzenia Odpadów przy ul. Nowohuckiej w Krakowie”,
- „Rekultywacja gminnego składowiska odpadów w Mogielnicy”,
- „System Gospodarki Odpadami dla Miasta Poznania”,
- „Utrzymanie i eksploatacja regionalnej instalacji do przetwarzania odpadów komunalnych w Gminie Lipinki”,
- „Wybór koncesjonariusza do realizacji przedsięwzięcia dotyczącego budowy zakładu odzysku odpadów komunalnych w miejscowości Waw-



Rys. 2. Wartość projektów PPP w mln zł

Źródło: www.ppp.gov.pl/file.php?i=przegladarka-plikow/Raport-z-rynku-PPP-II-kw-2020-07.pdf

¹Raport z badania rynku usług związanych z gospodarowaniem odpadami komunalnymi w gminach miejskich w latach 2014-2019, Urząd Ochrony Konkurencji i Konsumentów, sierpień 2019.

ryzunki gmina Žnin”,

- „Zaprojektowanie, budowa, finansowanie i eksploatacja instalacji do mechaniczno-biologicznego przetwarzania odpadów w Raciborzu”.

Poprzez zarządzanie umową o PPP rozumie się w szczególności działania i czynności partnera prywatnego podejmowane w celu należytego zarządzania infrastrukturą powstałą w ramach projektu PPP oraz należytego świadczenia usług określonych w umowie o PPP (np. w zakresie technicznego utrzymania infrastruktury).

Analizując charakterystykę projektów PPP w sektorze gospodarki odpadami warto także zwrócić uwagę na modele wynagradzania partnera prywatnego stosowane przy ich realizacji, wśród których można wyodrębnić:

- opłaty od użytkowników końcowych infrastruktury powstałej w ramach projektu PPP - w tym przypadku wysokość wynagrodzenia uzależniona jest od rzeczywistego wykorzystania powstałej infrastruktury;
- opłata za dostępność, czyli cykliczne płatności podmiotu publicznego na rzecz partnera prywatnego w wysokości i terminach określonych w umowie o PPP, niezależnie od rze-

czywistego popytu na świadczone usługi.

■ Korzyści z PPP w sektorze gospodarki odpadami

Jak zostało wskazane, rynek gospodarki odpadami cieszy się dużą popularnością w projektach PPP. Wskazać można wiele korzyści, jakie można osiągnąć poprzez realizację tego typu projektów.

Wspomniany raport UOKiK wskazywał na duży wzrost cen odpadów spowodowany w dużej mierze zaburzoną konkurencją na rynku i dyktowaniem cen przez jednego wykonawcę startującego w przetargu. Wieloletnie umowy o PPP pozwalają na uzyskanie większej stabilności opłat poprzez ustalenie jednolitej stawki i istotne ograniczenie ryzyka jej wzrostu przy każdorazowym przetargu. Jednocześnie partner prywatny zapewnia jednolity system gospodarowania odpadami przez cały okres trwania umowy, a także odpowiedzialny jest za utrzymanie sprawnej, efektywnie działającej infrastruktury.

Nie należy również zapominać o korzyściach dla środowiska płynących z nowych inwestycji, które zapewniają lepszą i bardziej efektywną formę prze-

tworzania odpadów. Partnerzy Prywatni zapewniają bowiem swoje doświadczenie i know-how, pozwalając na korzystanie z nowoczesnych technologii. Warto także wspomnieć, że stabilny i kompleksowy system odbioru i przetwarzania odpadów, będąc bardziej przystępnym dla mieszkańców, może być skuteczną bronią z dzikimi wysypiskami, zachęcając społeczność do segregowania, odpowiedniego składowania i pozbywania się odpadów.

■ Lista Ministerstwa Klimatu

Ministerstwo Klimatu przygotowuje rozporządzenie wskazujące listę lokalizacji przeznaczonych na wykonanie instalacji do termicznego przekształcania odpadów komunalnych lub odpadów pochodzących z ich przetwarzania. Pierwotnie zakładano, że rozporządzenie zostanie przyjęte do 31 lipca br. Z uwagi na pandemię COVID-19 termin ten został jednak przesunięty do 31 grudnia br. Z perspektywy rynku lista ta ma charakter bardzo istotny i może stanowić impuls do podejmowania nowych inwestycji z sektora gospodarki odpadami, również w formule PPP. □



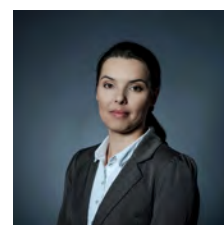
Maciej Kiełbus,

Partner wspólnikujący Działem Prawa Administracyjnego Kancelarii Prawnej
Dr Krystian Ziemiński & Partners w Poznaniu, Redaktor Naczelny czasopisma „Prawo Dla Samorządu”



r.pr. Joanna Kostrzewska,

Partner w Dziale Prawa Administracyjnego Kancelarii Prawnej
Dr Krystian Ziemiński & Partners w Poznaniu



Najnowsze oraz planowane zmiany w prawie odpadowym

Z Ministerstwa Klimatu coraz częściej płyną oficjalne i nieoficjalne sygnały o planowanych zmianach w prawie odpadowym, które mogą mieć istotny wpływ na termiczne przekształcanie odpadów.

■ Odpadowe paragrafy

Szeroko rozumiane prawo odpadowe podlega nieustannym zmianom. Dotyczy to zarówno prawa unijnego, jak i prawa krajowego. Nazbyt często wprowadzane zmiany na poziomie krajowym - czy to w ustawach, czy to w rozporządzeniach wykonawczych - mają niestety charakter punktowy i ich celem jest, z reguły, rozwiązywanie doraźnych problemów. Bardzo często tego typu działania - niepowiązane z dostatecznie wnikliwą i szeroką analizą, zwłaszcza w zakresie skutków bezpośrednich i pośrednich - przynoszą rezultaty zgoła odmienne od zakładanych.

Charakter taki można przypię-

sać wielu zmianom wprowadzonym przez ustawę z dnia 20 lipca 2018 r. o zmianie ustawy o odpadach oraz niektórych innych ustaw (np. skrócenie czasu magazynowania odpadów, obowiązek wizyjnego systemu kontroli miejsca magazynowania lub składowania odpadów, obostrzenia przeciwpożarowe). Podobne zarzuty można sformułować pod adresem szeregu zmian wprowadzonych ustawą z dnia 19 lipca 2019 r. o zmianie ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach oraz niektórych innych ustaw (np. ograniczenie swobody gmin wiejskich w określaniu częstotliwości odbioru niektórych frakcji odpadów, zmiany dotyczące odbioru od-

padów od właścicieli nieruchomości niezamieszkałych - maksymalne stawki opłat za pojemnik oraz mechanizm dobrowolności).

Pomimo deklarowanego przez projektodawców celu wprowadzanych zmian, jakim było obniżenie kosztów funkcjonowania systemu odpadowego, koszty jego funkcjonowania wciąż rosną, bezpośrednio wpływając na wysokość stawek opłaty za gospodarowanie odpadami komunalnymi uiszczanych przez właścicieli nieruchomości.

Sytuację w branży odpadowej dodatkowo skomplikowała pandemia wirusa SARS-CoV-2 wywołującego chorobę COVID-19.

■ Regulacje szczególne

Pomimo apeli branży odpadowej i środowisk samorządowych nie zdecydowano się na wprowadzenie rozbudowanych regulacji szczególnych dotyczących postępowania z odpadami komunalnymi pochodzącymi od osób przebywających w kwarantannie lub izolacji.

Ustawodawca ograniczył się do wprowadzenia dwóch regulacji odpadowych do ustawy z dnia 2 marca 2020 r. o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych (art. 11a i 11b tejże ustawy). Pierwsza z nich dotyczy odpadów medycznych o właściwościach zakaźnych wytworzonych w związku z przeciwdziałaniem COVID-19, które na polecenie wojewody (wydane w formie decyzji administracyjnej) może odbywać się przez termiczne przekształcanie rozumiane jako: (1) spalanie odpadów przez ich utlenianie w temperaturze nie niższej niż 850°C; (2) inne, niż wskazany w pkt 1, procesy termicznego przekształcania odpadów, w tym pirolizę, zgazowanie i proces plazmowy, o ile substancje powstające podczas tych procesów są następnie spalane. Ustawodawca postanowił jednocześnie, że do gospodarowania odpadami medycznymi o właściwościach zakaźnych, wytworzonych w związku z przeciwdziałaniem COVID-19, nie stosuje się przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach w zakresie warunków transportu odpadów, zbierania odpadów lub ich unieszkodliwiania oraz przepisów ustawy z dnia 27 kwietnia 2001 r. - Prawo ochrony środowiska w zakresie warunków korzystania ze środowiska. Polecenie wojewody można również wydać w odniesieniu do podmiotu, który nie posiada decyzji z zakresu gospodarowania odpadami. Wydanie polecenia w przedmiotowym zakresie przez wojewodę jest możliwe, jeżeli podmiot

zobowiązany do gospodarowania odpadami posiada stosowne możliwości techniczne i organizacyjne do jego realizacji. Nadzór nad prawidłowym gospodarowaniem odpadami dokonywanym na podstawie polecenia wojewody sprawuje właściwy wojewódzki inspektor ochrony środowiska.

Druga z regulacji szczególnych dotyczy odpadów komunalnych. W przypadku braku na obszarze województwa technicznych i organizacyjnych możliwości unieszkodliwiania, zgodnie z obowiązującymi przepisami, odpadów wytwarzanych w związku z przeciwdziałaniem COVID-19 innych niż odpady medyczne o właściwościach zakaźnych, wojewoda może wydać, w drodze decyzji administracyjnej, polecenie dotyczące gospodarowania tymi odpadami. W przypadku odpadów komunalnych polecenie wojewody może także dotyczyć: (1) przekazywania niesegregowanych (zmieszanych) odpadów komunalnych do innych instalacji niż instalacje komunalne zapewniające przetwarzanie, o którym mowa w art. 35 ust. 6 pkt 1 ustawy z dnia 14 grudnia 2012 r. o odpadach; (2) składowania lub termicznego przekształcania odpadów komunalnych bez (jakichkolwiek lub określonych) wstępnych procesów przetwarzania.

Przepisy te w praktyce budzą szereg poważnych wątpliwości interpretacyjnych.

■ Wytyczne na czas epidemii

Jednocześnie Główny Inspektor Sanitarny w porozumieniu z Ministrem Klimatu wydał wytyczne w sprawie postępowania z odpadami wytwarzanymi w czasie występowania zakażeń koronawirusem SARS-CoV-2 i zachorowań na wywołaną przez niego chorobę COVID-19 (w czasie trwania pandemii/epidemii). Charakter wytycznych budzi liczne wątpliwości prawne. Z jednej strony nie sposób ich zaliczyć do konstytucyjnej kategorii aktów normatywnych

o charakterze powszechnie obowiązującym, a tylko takie akty prawne mogą nakładać na obywateli i przedsiębiorców jakiegokolwiek obowiązki. Z drugiej jednak strony, ustawa o Państwowej Inspekcji Sanitarnej wprost stanowi, że osoby przebywające na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej są obowiązane do stosowania się do zaleceń i wytycznych organów Państwowej Inspekcji Sanitarnej,

Zgodnie z wytycznymi, odpady komunalne od osób przebywających w izolacji (odosobnienie osoby lub grupy osób chorych na chorobę zakaźną albo osoby lub grupy osób podejrzanych o chorobę zakaźną, w celu uniemożliwienia przeniesienia biologicznego czynnika chorobotwórczego na inne osoby) nie powinny być przetwarzane z udziałem osób sortujących - w przypadku braku możliwości technicznych przetwarzania wyłącznie na liniach całkowicie zautomatyzowanych bez udziału człowieka, odpady należy kierować bezpośrednio do unieszkodliwiania (zaleca się termiczne przekształcanie lub bezpośrednio składowanie najlepiej na składowiskach z instalacją do aktywnego odgazowania).

Niestety za przedmiotowymi wytycznymi nie poszły konkretne zmiany legislacyjne, zaś samo stosowanie wytycznych w praktyce nadal pozostaje przedmiotem sporów i wątpliwości.

■ Czekając na listę spalarni

Przy okazji wprowadzania lawinowej ilości zmian prawnych związanych z koronawirusem SARS-CoV-2, ustawodawca zdecydował się na zmianę w jeszcze jednym obszarze istotnym z punktu widzenia podmiotów zajmujących się lub zamierzających zajmować się termicznym przekształcaniem odpadów.

Ustawa nowelizująca z dnia 19 lipca 2020 r. wprowadziła szereg istotnych zmian dotyczących termicznego przekształcania odpadów, w tym przyznała Ministrowi Klimatu kompetencję do określenia w drodze rozporządzenia listy

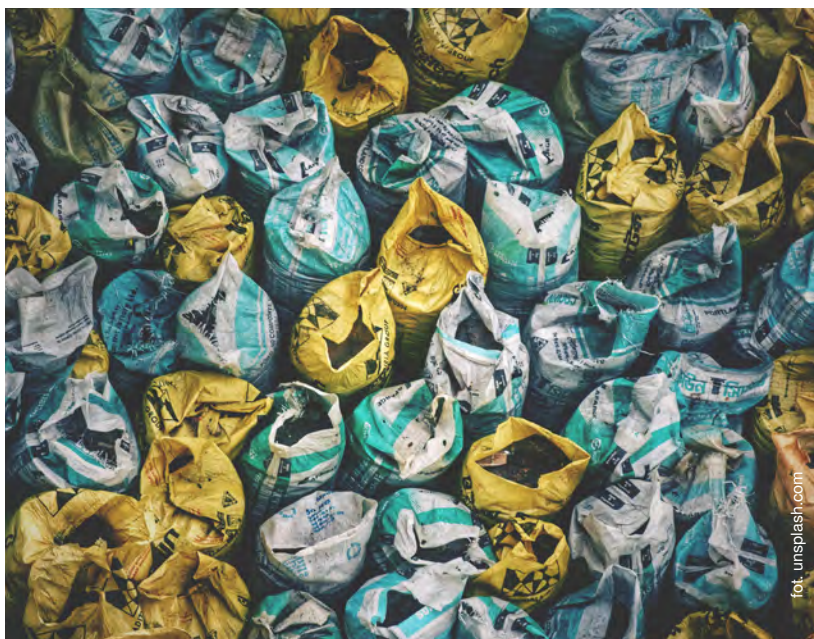
instalacji przeznaczonych do termicznego przekształcania odpadów komunalnych lub odpadów pochodzących z przetwarzania odpadów komunalnych, z podziałem na istniejące, planowane do modernizacji, planowane do rozbudowy w zakresie zwiększenia mocy przerobowych i planowane do budowy. Dla każdej z instalacji Minister miał określić moc przerobową istniejącą oraz moc przerobową planowaną, maksymalne terminy realizacji modernizacji, rozbudowy albo budowy oraz podmiot prowadzący instalację lub wskazany do prowadzenia instalacji.

Pierwsze rozporządzenie w tym zakresie miało być wydane do 31 lipca 2020 r. Ustawą z dnia 31 marca 2020 r. o zmianie ustawy o szczególnych rozwiązaniach związanych z zapobieganiem, przeciwdziałaniem i zwalczaniem COVID-19, innych chorób zakaźnych oraz wywołanych nimi sytuacji kryzysowych oraz niektórych innych ustaw wydłużono ten termin do 31 grudnia 2020 r. Nie sposób przy tym jednak wskazać racjonalnego związku pomiędzy pandemią, a zmianą przedmiotowego terminu. Nie jest wykluczone, że zmiany te w rzeczywistości związane są z ilością wniosków wpływających do urzędów marszałkowskich, jak i bezpośrednio do Ministerstwa o uwzględnienie konkretnej instalacji w rozporządzeniu.

■ Nadchodzi restart systemu?

Nieskuteczność wprowadzanych w ostatnim czasie zmian w prawie odpadowym, połączona z funkcjonującymi od dawna dysfunkcjami systemowymi oraz nowe wyzwania związane z epidemią koronawirusa SARS-CoV-2 sprawiają, że ze strony Ministerstwa Klimatu coraz częściej docierają informacje o kolejnych planowanych zmianach legislacyjnych. Pojawiają się wręcz zapowiedzi „restartu systemu”.

Z jednej strony Ministerstwo zapowiada wdrożenie do polskiego porządku prawnego regulacji unijnych związanych



z Rozszerzoną Odpowiedzialnością Producenta, co miałyby skutkować wprowadzeniem do systemu odpadowego dodatkowych środków na zbieranie i zagospodarowanie określonych frakcji odpadów zmieniając rozkład obciążeń ekonomicznych w tym zakresie. W debacie publicznej pojawiają się różne modele ROP i nie sposób obecnie przewidzieć, który z nich ostatecznie zostanie przyjęty przez ustawodawcę.

Jednocześnie pojawiają się zapowiedzi czasowego (na 2 lata) „poluzowania” obowiązujących obecnie zasad składowania tzw. frakcji energetycznej, co ma pozwolić na zwiększenie dostępnych mocy przerobowych instalacji do termicznego przekształcania odpadów - zarówno poprzez zwiększenie mocy instalacji już istniejących, jak i realizację inwestycji nowych. W tym kontekście coraz częściej mówi się o odstąpieniu od ministerialnej listy instalacji.

Wśród zapowiadanych zmian wymienia się także wydłużenie okresu magazynowania odpadów, powrót do wcześniejszych zasad obliczania poziomów recyklingu, zahamowanie wzrostu (a być może nawet obniżenie) opłat za korzystanie ze środowiska (tzw. opłat marszałkowskich) oraz zmiany w zakresie

ustalania opłat za gospodarowanie odpadami komunalnymi dla właścicieli nieruchomości niezamieszkałych.

Ministerstwo deklaruje przy tym szybkie działania legislacyjne, które w niektórych przypadkach skutkować mogą pominięciem procedury konsultacyjnej. Skorzystanie z trybu poselskiego - zwłaszcza w czasach pandemii - może znacząco utrudnić rzetelną dyskusję na temat proponowanych zmian. Jest to tym bardziej niepokojące, że jak zwykle diabeł tkwi w szczegółach i skuteczność kolejnych zmian w prawie odpadowym zależeć będzie od ich konkretnej regulacji. Należy mieć na uwadze, że podjęcie prac nad kolejnymi zmianami w prawie odpadowym wywoła - podobnie jak poprzednio - lawinę wniosków i postulatów ze strony wszystkich interesariuszy systemu odpadowego. Postulaty te dotyczyć będą zarówno zmian punktowych (nowelizacji konkretnych przepisów, czy nawet ich fragmentów), jak i systemowych (np. stworzenie całkowicie nowej ustawy o utrzymaniu czystości i porządku w gminach).

Wszystko to sprawia, że końcówka 2020 r. zapowiada się niezwykle interesująco w branży odpadowej.

□

Energy Solution

Energy Solution

Rentowna elektrociepłownia

Rozsądne zarządzanie portfelem gazu i energii elektrycznej przy układach kogeneracyjnych może generować nawet milionowe oszczędności - kluczem jest know-how.

Modernizacja przestarzałych instalacji oraz z unijną polityką redukcji emisji CO₂ to dla branży, w której ponad 72% źródeł wytwórczych opartych jest na węglu¹, niemałe wyzwania. Naprzeciw polityce redukcji zużycia „paliwa przeszłości” wychodzą gazowe instalacje do produkcji energii cieplnej i elektrycznej w skojarzeniu (gaz jest uważany za paliwo, które odegra kluczowe znaczenie w dobie transformacji energetycznej).

- *Charakteryzują się one wysoką sprawnością w porównaniu do rozdzielonego wytwarzania energii elektrycznej i ciepła. Do ich zalet należą też: bardziej efektywne wykorzystanie paliwa wprowadzonego do procesu wytwarzania jednostki energii (nawet do 40%), wysoka sprawność agregatów kogenera-*

cyjnych (do 96%), możliwość zasilania wieloma rodzajami paliw (w tym gazem i biomasą), czy kompaktowa, modułowa konstrukcja - mówi Łukasz Gruszka, Dyrektor Działu Sprzedaży i Utrzymania Klienta Energy Solution.

W kontekście rentowności PEC-ów dużym atutem układów kogeneracyjnych na gaz jest także związana z nimi możliwość kreowania polityki zakupowej surowca.

- *Aspekt rentowności ma ogromne znaczenie w polskich elektrociepłowniach. Z jednej strony mamy politykę kształtowania taryf, która podlega ścisłym regulacjom i nie zawsze gwarantuje spółkom ciepłowniczym szybkiego zwrotu kosztów inwestycji oraz pokrycia bieżących kosztów eksploatacyjnych.*

Z drugiej strony jednak spółki ciepłownicze mogą szukać na rynku różnych możliwości obniżania kosztów działalności lub wsparcia, czy to w ramach ustawy o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji, czy ustawy o rynku mocy. Jednym ze sposobów osiągnięcia oszczędności jest też mądra polityka zarządzania portfelami gazu i energii. Przy sprzyjających warunkach cenowych - gdy ceny paliwa gazowego są niskie, a energii elektrycznej wysokie - istnieją możliwości uzyskania znacznych przychodów - mówi Monika Krasieńska, Dyrektor Działu Analityczno-Prawnego Energy Solution.

Sprzedawcy paliwa gazowego i energii elektrycznej coraz częściej obok modelu stałej ceny proponują

zakupy lub sprzedaż w atrakcyjnym modelu elastycznym, opierającym się o notowania na Towarowej Giełdzie Energii (TGE).

- *To drugie rozwiązanie pozwala być bliżej cen rynkowych, ale niestety obarczone jest ryzykiem nagłych zmian (wzrostów przy paliwie i spadków przy energii), czy złych decyzji co do momentu zakupu, a także powoduje niepewność dochodu ze sprzedaży ciepła na podstawie taryfy, w której należy przyjąć konkretne koszty paliwa składając wniosek do Urzędu Regulacji Energetyki - tłumaczy Monika Krasieńska.*

Dlatego - dodaje - bardzo ważne w tym przypadku jest powierzenie zarządzania portfelem zakupów gazu i sprzedaży energii elektrycznej doświadczonym firmom lub osobom.

Ciekawym rozwiązaniem, coraz częściej stosowanym ze względu na ograniczenia w budżetach na rozbudowę lub modernizację, jest współpraca lokalnych elektrociepłowni z firmami, które budują układy kogeneracyjne i sprzedają ciepło po stawkach niższych niż proponowane w taryfie.

■ Jak zarządzać rentownością układu kogeneracyjnego - co mówią eksperci?

Więcej ryzyka - więcej oszczędności?

Krzysztof Mazurski, Dyrektor Działu Portfolio Management Energy Solution

Decyzja o tym, kiedy i jak kupować gaz wymaga dużego doświadczenia i znajomości rynku, bo na cenę wpływa wiele czynników, np. wydarzenia na europejskich rynkach gazu, sytuacja dotycząca infrastruktury wydobywczej i przesyłowej, relacja popytu i podaży na rynku LNG, stan magazynów, ceny uprawnień do emisji CO₂, ceny ropy naftowej, a wreszcie pogoda i jej prognozy. Know-how jest tu bardzo ważny. Błędne decyzje

mogą oznaczać milionowe straty. W jednej sytuacji duża awersja do ryzyka będzie działać na korzyść spółki, w innym to właśnie stabilna cena będzie generować straty, o których kontrahent nawet nie zdaje sobie sprawy, jeśli nie śledzi trendów na rynkach.

Czasami to długoterminowe umowy na dostawy gazu ze stałą ceną, powszechnie uważane za stabilne i bezpieczne rozwiązanie, bywają bardziej „ryzykowne”. Najlepszym dowodem na to są ostatnie dwa lata, gdy na giełdach obserwowaliśmy wyjątkowo duże różnice cen pomiędzy rynkiem kontraktów terminowych, a tzw. rynkiem „spot”, na którym kupowany gaz dostarczany jest następnego dnia. Przy tym, ceny na rynku spot są nawet ponad 2,5-krotnie niższe niż średnia cena kontraktów rocznych na 2020 r. (na TGE w Warszawie średnia ta wyniosła 90,03 PLN/MWh). To oznacza, że ktoś, kto zakontraktował z dużym wyprzedzeniem cały wolumen gazu na ten rok, stracił niemałe pieniądze. Z kolei jeszcze dwa lata temu, w 2018 r., sytuacja była odwrotna, gdyż bardziej opłacała się kontraktacja oparta na instrumencie rocznym lub umowa ze stałą ceną.

Z drugiej strony elektrociepłownie mogą też zarabiać na sprzedaży energii elektrycznej. Ostatnie lata na tym rynku cechują się również dużą zmiennością cen i znaczącymi rozpiętościami pomiędzy kursami różnych produktów giełdowych, a optymalizacja ceny sprzedaży energii elektrycznej wpływa znacząco na rentowność niektórych ciepłowni.

W mojej ocenie, zwłaszcza w obecnych czasach, kiedy energetyka ciepła, jest mocno niedoinwestowana i ma problemy z rentownością, powierzenie zarządzania portfelami gazu i energii doświadczonym ekspertom jest o wiele lepszym rozwiązaniem niż kontynuacja organizowania przetargów na długoterminowe dostawy gazu po stałej cenie. Umiejętne zarządzanie zakupami błękitnego paliwa może dla pojedynczych spółek oznaczać oszczędności liczone

nawet w milionach.

Zmieniły się realia rynkowe, warto zmienić swoje podejście.

TECHNOLOGIA Racjonalne zarządzanie technologią

Michał Stępień, Dyrektor ds. Technicznych i Efektywności Energetycznej Energy Solution

Przy analizie rentowności układów kogeneracyjnych nieodłączne jest uwzględnienie także ich aspektów technicznych. Rentowność układów kogeneracyjnych współpracujących z PEC-ami w dużej mierze uzależniona jest od sposobu eksploatacji i pracy silnikami kogeneracyjnymi. Jednym z ważniejszych aspektów jest prawidłowy dobór mocy jednostek, zoptymalizowany pod kątem możliwości odbioru ciepła w tych okresach roku, w których zapotrzebowanie na ciepło jest najmniejsze. Nieprawidłowy dobór ilości silników lub ich mocy skutkuje nieefektywną pracą całej siłowni, ponieważ albo silnik nie pracuje z maksymalną mocą (wyprodukowana jest mniejsza ilość energii elektrycznej i ciepła, co przekłada się na uzyskane mniejsze przychody ze sprzedaży wyprodukowanej energii przy stałych kosztach eksploatacji), albo, gdy pracuje z maksymalną mocą, nadmiar produkowanego ciepła może być bezpowrotnie tracony i rozpraszany w otaczającym powietrzu za pośrednictwem chłodnic awaryjnych.

Istotnym aspektem są także, na przykład, parametry czynnika grzewczego, zwłaszcza w okresie letnim, w którym PEC dostarcza ciepło do swoich odbiorców tylko na potrzeby przygotowania ciepłej wody użytkowej. Ich nieprawidłowy dobór może skutkować stratami ciepła.

*Obserwuj nas w mediach społecznościowych:
[linkedin.com/company/energy-solution-pl](https://www.linkedin.com/company/energy-solution-pl)*





POPRAWA EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Monitorujemy koszty, zużycie energii i pozostałych mediów dla ponad 16 tys. lokalizacji naszych Klientów w Polsce, Czechach, Słowacji, Rumunii i Węgrzech.

Zakup energii elektrycznej i gazu

Optymalizacja kosztów dystrybucji energii elektrycznej

Fotowoltaika

Kompensacja energii biernej

Dr inż. Sebastian Gurgacz, inż. Michał Jarosiński,
Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.

Czy i komu opłaca się kogeneracja?

W artykule omówiono powody stosowania kogeneracji opartej o paliwa gazowe, przedstawiono zasadę działania i korzyści płynące z tego rozwiązania. Omówiono konkretny przypadek zastosowania kogeneracji. Przedstawiono obliczenia opłacalności wybudowania instalacji kogeneracyjnej i wskazano sposoby finansowego wsparcia inwestycji.

■ Ochrona środowiska i zwrot w kierunku źródeł rozproszonych

Energia stanowi podstawowy i nieodłączny czynnik zarówno ludzkiej egzystencji, jak i prowadzonej przez człowieka działalności gospodarczej. Ambitne cele nakreślone w Europejskim Zielonym Ładzie, zobowiązujące państwa Unii Europejskiej do osiągnięcia neutralności klimatycznej w ciągu najbliższych 30 lat, wymuszają działania prowadzące do stopniowego odchodzenia od paliw kopalnych na rzecz odnawialnych źródeł energii. Jednocześnie podejmowane są działania mające na celu poprawę lokalnej jakości powietrza zanieczyszczonego produktami spalania paliw stałych, co przekłada się na zmianę cen energii.

Mając na uwadze coraz ostrzejsze normy ochrony środowiska, przedsiębiorcy coraz częściej decydują się na budowanie proekologicznego wizerunku poprzez ograniczenie emisji dwu-

tlenku węgla. Popularnym wskaźnikiem oceny przedsiębiorstw oraz dostarczanych przez nich towarów i usług staje się tzw. ślad węglowy (ang. *carbon footprint*). Ślad węglowy towarzyszący wytworzeniu danego produktu jest sumą wyemitowanych gazów cieplarnianych na każdym etapie produkcji i transportu danego wyrobu. Zwiększa się liczba przedsiębiorców, którzy wymagają od swoich partnerów biznesowych i kontrahentów przedstawiania udokumentowanej wielkości śladu węglowego, a w razie potrzeby również jego redukcji. Ze względu na fakt, iż energetyka zawodowa w dalszym ciągu oparta jest w znacznym stopniu na paliwach stałych, polskie przedsiębiorstwa już na starcie wypadają gorzej w rywalizacji z konkurencją z większości krajów Unii. Emisyjność energii elektrycznej pobranej z sieci krajowej wynosi ok. 765 kg CO₂/MWh, co w przybliżeniu stanowi dwukrotność emisji w większości państw UE.

Alternatywą dla dużej, wysokoemi-

syjnej energetyki zawodowej są mniejsze, niskoemisyjne źródła rozproszone. Przedsiębiorcy, będąc świadomymi nadchodzących wyzwań, coraz częściej decydują się na montaż instalacji fotowoltaicznych. Instalacje takie wprawdzie są bezemisyjne, jednak zdolność do pokrycia zapotrzebowania na energię zwykle nie przekracza 10%. Zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych kształtuje się na tym samym poziomie, co pokrycie zapotrzebowania na energię. Uzupelnieniem niesterowalnych źródeł odnawialnych są stabilne źródła wytwórcze oparte na spalaniu paliw o niższej emisyjności takich jak: gaz ziemny, biogaz, biopaliwa, propan-butan oraz gazy odpadowe. Ważne jest aby źródła takie były źródłami kogeneracyjnymi, tzn. produkowały zarówno energię elektryczną, jak i ciepło. Energia produkowana w skojarzeniu ma zwykle emisyjność niższą niż 450 kg CO₂/MWh, czyli znacznie mniej niż emisyjność systemu krajowego. Inwestycje w małe kogeneracyjne źródła wytwórcze oparte

o gaz ziemny oraz biogaz wpisują się w krajową oraz unijną politykę energetyczną. Już obecnie stanowią one znaczącą pozycję w polityce energetycznej wielu przedsiębiorstw na najbliższe kilka lat.

■ Ceny energii i nadchodzące wyzwania

Ważnym motorem napędowym rozwoju energetyki rozproszonej jest również niemal dwukrotny wzrost cen energii w ciągu ostatnich kilku lat. Analitycy są zgodni co do utrzymania trendu wzrostowego w przyszłości. Warto dodać, że ze względu na przeważający w Polsce model zakupu energii elektrycznej (stała cena przez cały okres obowiązywania umowy), nawet spadki cen giełdowych nie przyczyniają się do zmniejszenia rachunków za energię. Średnia cena energii elektrycznej dla większości odbiorców przekroczyła 300 zł/MWh, dla niektórych nawet 400 zł/MWh netto. Proporcjonalnie rosną również koszty zmienne dystrybucji energii elektrycznej, które obecnie w zależności od taryfy wynoszą od 40 do 90 zł/MWh netto. Przy tak wysokich cenach energii sieciowej rosną również koszty produkcji lub świadczenia usług, a inwestycja we własne źródło wytwórcze staje się wysoce opłacalna. Wzrost cen energii elektrycznej w przypadku sprzedaży nadmiaru wyprodukowanej energii we własnym źródle stanowi dodatkową korzyść.

Warto zwrócić uwagę na sytuację, która miała miejsce w czerwcu 2020 r. Splot kilku wydarzeń związanych z warunkami atmosferycznymi (silne opady), awariami instalacji oczyszczania spalin oraz dostarczeniem do elektrowni paliwa o wysokiej wilgotności sprawił, że z systemu wypadło kilka bloków pracujących w podstawie¹. W efekcie braku odpowiedniej ilości mocy do pokrycia zapotrzebowania, cena energii elektrycznej na giełdzie zaliczyła historyczny wzrost

do prawie 1300 PLN/MWh. Zaistniała sytuacja była trudna do przewidzenia - i w związku z tym na krótką metę przedsiębiorcy nie byli w stanie podjąć odpowiednio szybko środków zaradczych. Odpowiedzią na tego typu problemy jest autoprodukcja i autokonsumpcja energii z własnego źródła.

Ceny ciepła sieciowego w ciągu ostatnich kilku lat wzrosły również o ok. 20-30% i nic nie wskazuje na ich spadek w kolejnych latach. Przeszarżowane ciepłownictwo zawodowe stoi obecnie przed olbrzymimi wyzwaniami związanymi z prowadzeniem inwestycji koniecznych w celu spełnienia coraz bardziej restrykcyjnych norm ochrony środowiska i konkluzji BAT (ang. *Best Available Technology*). W przeciwieństwie do sektora produkcji energii elektrycznej, w ciepłownictwie obecnie nie ma praktycznych możliwości stosowania na szeroką skalę rozwiązań OZE (Odnawialne Źródła Energii). Transformacja tego sektora planowana jest na wiele lat i raczej nie należy się spodziewać rychłego spadku cen ciepła.

■ Kogeneracja oparta o paliwo gazowe

Najpopularniejszą technologią wykorzystywaną do wytwarzania energii elektrycznej w małych jednostkach kogeneracyjnych są rozwiązania oparte o silniki

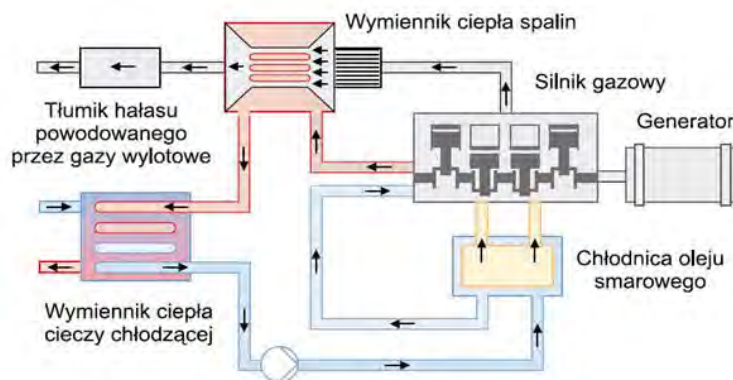
łtokowe zasilane gazem (gaz ziemny lub biogaz). Pojedyncze jednostki osiągają moc elektryczną w przedziale 50 kW - 5 MWe. Istnieje możliwość łączenia kilku jednostek w większe układy tak, aby zwiększyć ich moc oraz elastyczność pracy. Na rysunku 1 przedstawiono uproszczony schemat modułu kogeneracyjnego opartego o silnik tłokowy.

W skład układu poza silnikiem tłokowym podłączonym do generatora energii elektrycznej wchodzi dwa systemy odbioru ciepła. Pierwszy system odyskuje ciepło z chłodzenia korpusu silnika (chłodnicy oleju), drugi zaś z ciepła spalin wylotowych. W większości rozwiązań parametry odzyskanego ciepła wynoszą 90/70°C. Ciepło spalin może być wykorzystane bezpośrednio, np. w procesie suszenia lub do produkcji pary wodnej.

Zastosowanie silników tłokowych w układach kogeneracyjnych ma szereg zalet, są nimi:

- wysoka sprawność produkcji energii elektrycznej w szerokim zakresie mocy, tzn. także podczas prac z niepełnym obciążeniem,
- możliwość szybkiego uruchomienia i uzyskania mocy nominalnej,
- możliwość zastosowania w miejscach oddalonych od sieci,
- duża różnorodność paliw,
- stosunkowo niskie nakłady inwestycyjne.

Przykładowe parametry modułu



Rys. 1. Schemat modułu kogeneracyjnego opartego o silnik tłokowy

¹ Derski B., Zasurł R., Zalato elektrownię. Prąd po 1300 zł/MWh, www.wysokienapiecie.pl (czerwiec 2020).

Parametr	Wartość
Moc elektryczna [kW]	1 000
Moc cieplna [kW]	1 050
Pobór gazu [kW]	2 228
Sterowalność	50-100%
Sprawność całkowita	92%

Tab. 1. Przykładowe parametry modułu kogeneracyjnego o mocy elektrycznej 1 MWe

o mocy elektrycznej 1 MWe zestawiono w tabeli 1.

W układach o mocy elektrycznej 1 MWe i większych stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepła wynosi blisko 1. W mniejszych układach produkcja energii elektrycznej jest większa niż produkcja ciepła.

Wspomniany stosunek produkcji energii elektrycznej do ciepła, zwany również stopniem skojarzenia, w dużym stopniu determinuje opłacalność zastosowania kogeneracji w przedsiębiorstwie. Podstawowymi parametrami od których zależy opłacalność inwestycji jest roczny stopień autokonsumpcji energii elektrycznej oraz stopień wykorzystania ciepła. Obydwa te parametry są powiązane stopniem skojarzenia produkcji.

Małe układy kogeneracyjne dobiera się tak, aby wykorzystanie produkowanego ciepła było jak najwyższe. Aby zagwarantować odbiór ciepła, moc cieplna układu powinna być zbliżona do minimalnego rocznego zapotrzebowania na to medium. Innymi słowy, jeżeli ciepło zużywane jest w przedsiębiorstwie w głównej mierze na cele grzewcze, to produkcja modułu powinna być zbliżona do zapotrzebowania na ciepło w miesiącach letnich. Wynika to z ograniczonych możliwości sprzedaży nadmiaru produkowanego ciepła. Układy kogeneracji oparte o silnik tłokowy są w stanie zapewnić także produkcję pary o praktycznie dowolnych parametrach. Ilość pary możliwa do wyprodukowania zależy od wymaganego ciśnienia pary oraz ilości ciepła przenoszonego przez

gazy spalinowe. W uproszczeniu można przyjąć, że dla układów o mocy elektrycznej powyżej 1 MWe moc możliwa do odzyskania w parze stanowi od 30% do 50% mocy cieplnej układu. Pozostała część może zostać odzyskana w postaci gorącej wody.

Inaczej przedstawia się sytuacja w przypadku energii elektrycznej, której nadmiar można wprowadzić do sieci elektroenergetycznej i sprzedać. Należy jednak pamiętać, że cena jaką można otrzymać za wprowadzoną energię będzie niższa od ceny energii kupowanej z sieci. Istotne jest zatem, aby jak najwięcej energii elektrycznej zużywane było na miejscu. Dodatkowym plusem autokonsumpcji wytworzonej energii w przedsiębiorstwie jest oszczędność kosztów dystrybucji, które ponosi się pobierając energię z sieci. Przy koszcie zakupu energii elektrycznej 350 zł/MWh netto oraz koszcie dystrybucji 60 zł/MWh netto łączny koszt poboru energii z sieci wynosi ponad 500 zł/MWh brutto.

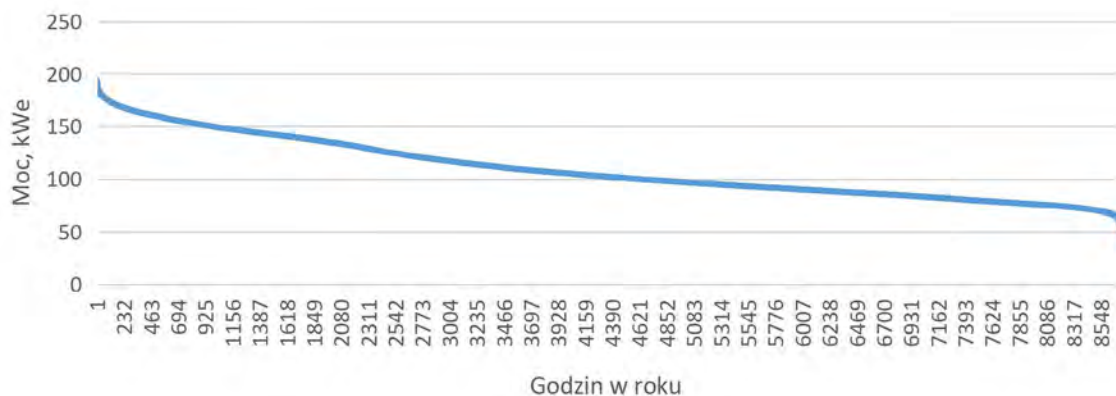
Przedsiębiorstwa, w których można uzyskać wysoką autokonsumpcję energii elektrycznej cechują się stosunkowo płaskim profilem zużycia energii elektrycznej, tzn. niewielką różnicą pomiędzy doliną, a szczytem zapotrzebowania. Obiektami, w których system kogeneracji sprawdza się najlepiej są m. in. przedsiębiorstwa produkcyjne pracujące w systemie trzymianowym, hotele, baseny i centra SPA, kampusy uniwersyteckie, zakłady z branży spożywczej oraz hotele, przemysłowe, czy szpitale.

■ Produkcja chłodu z ciepła

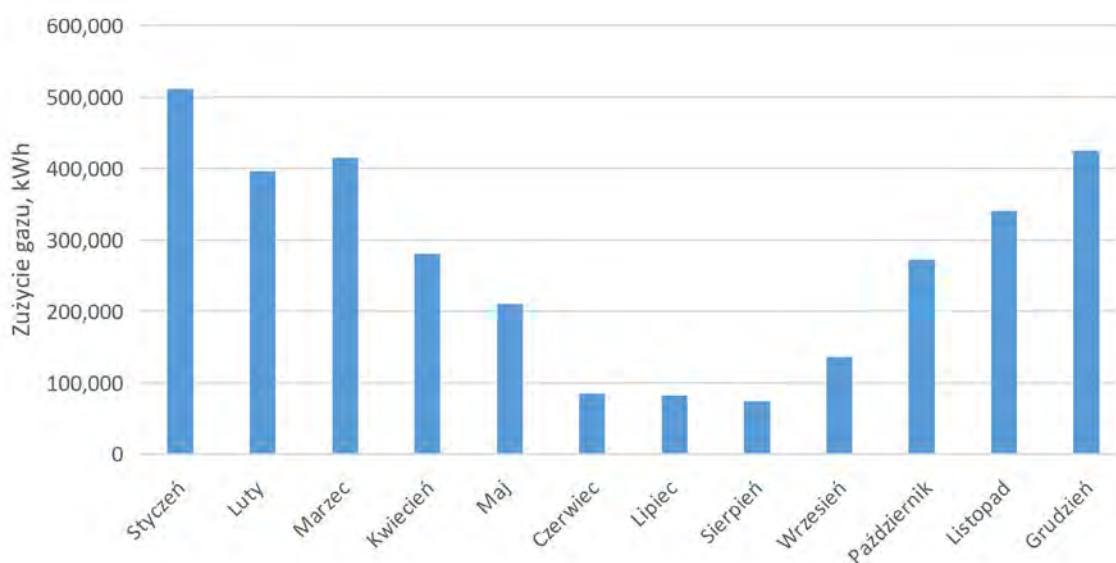
Jak wspomniano powyżej, moduły kogeneracyjne dobiera się zazwyczaj na zużycie ciepła w miesiącach letnich. W okresie tym ciepło zużywane jest zazwyczaj jedynie w procesach technologicznych oraz do przygotowania ciepłej wody użytkowej. Równocześnie wiele typów obiektów wykazuje w miesiącach letnich zapotrzebowanie na chłód na potrzeby klimatyzacji lub do celów produkcyjnych. Rozwiązaniem podnoszącym zapotrzebowanie na ciepło z układu oraz obniżającym zapotrzebowanie na energię elektryczną latem jest zastosowanie agregatów absorpcyjnych. Agregaty absorpcyjne produkują chłód zużywając do jego produkcji ciepło w postaci ciepłej wody lub pary. Produkowane w agregatach kogeneracyjnych ciepło o parametrach 90/70°C idealnie nadaje się do wykorzystania w agregatach absorpcyjnych produkujących chłód na cele klimatyzacji. Ciepło to można również wykorzystać w pewnym zakresie do chłodzenia technologicznego. Sprawność klimatyzacyjnych agregatów absorpcyjnych zasilanych ciepłą wodą mieści się w przedziale 0,65-0,85. Wykorzystanie ciepła do produkcji chłodu pozwala na lepsze wykorzystanie modułów kogeneracyjnych, a także ich bardziej optymalne dopasowanie. Układ kogeneracyjny wyposażony w agregat absorpcyjny nazywamy trigeneracją. Jej zastosowanie jest dość powszechne w obiektach przemysłowych, hotelach, basenach, czy szpitalach.

■ Dobór układu kogeneracyjnego - studium przypadku

Aby zobrazować ideę doboru układu kogeneracji gazowej, przedstawiono studium przypadku na przykładzie małego przedsiębiorstwa produkcyjnego. Obecnie zakład zasilany jest w energię elektryczną z sieci elektroenergetycznej, zaś w ciepło z kotłów gazowych.



Rys. 2. Wykres uporządkowany zapotrzebowania na moc elektryczną



Rys. 3. Wykres zapotrzebowania na gaz

Uporządkowany wykres rocznego zapotrzebowania na energię elektryczną przedstawiono na rysunku 2.

Maksymalny pobór energii elektrycznej wynosi około 200 kW, zaś minimalny poniżej 50 kW. Profil zapotrzebowania, nie licząc kilkuset godzin w ciągu roku, jest płaski i mieści się w granicach od 75 do 150 kW. Na rysunku 3 zobrazowano miesięczne zapotrzebowania na gaz ziemny na potrzeby produkcji ciepłej wody użytkowej i centralnego ogrzewania.

Powyższy profil jest charakterystyczny dla zużycia gazu na cele grzewcze oraz do przygotowania ciepłej wody

użytkowej. Zużycie gazu jest wyższe od zużycia energii elektrycznej. Średnia moc pobierana w miesiącach letnich wynosi ok. 100 kWh/h.

Przy doborze układu kogeneracyjnego zakłada się, że planowane przestoje serwisowe odbywać się będą w miesiącach letnich, kiedy występuje najmniejsze zapotrzebowania na ciepło. Do powyższych profili dobrano agregat kogeneracyjny zasilany gazem ziemnym o mocy elektrycznej 104 kW_e oraz mocy cieplnej 142 kW_{th}. Sprawność całkowita układu wynosi 87%, zaś zużycie gazu przy pełnym obciążeniu wynosi 282

kWh/h. Przy zakładanym dla takich układów rocznym czasie pracy równym 8 000 h produkcja energii elektrycznej wynosi 832 MWh, z czego około 800 MWh zostanie zużyte na miejscu, a 32 MWh sprzedane do sieci. Roczna produkcja ciepła wyniesie 1 136 MWh, z czego 1 022 MWh zostaną wykorzystane, reszta stanowi stratę związaną z niedopasowaniem produkcji do zużycia. Zużycie gazu wyniesie 2 256 MWh. Biorąc pod uwagę stopień autokonsumpcji energii elektrycznej (96%) oraz wykorzystania ciepła (90%) układ został dobrany prawidłowo.

■ Czy to się opłaca?

Podjęwając decyzję o inwestycji w agregat kogeneracyjny o mocy jak wyżej, trzeba liczyć się z wydatkiem rzędu 625 tys. PLN. Nakłady inwestycyjne w tej kwocie obejmują dostawę i montaż silnika, wymienników ciepła oraz wszystkie niezbędne prace budowlane. Koszty związane z eksploatacją układu będą obejmować zakup paliwa oraz bieżące serwis i okresowe remonty. Eksploatacja własnego źródła wiąże się z koniecznością wnoszenia opłat środowiskowych, w szczególności za emisję gazów cieplarnianych. Koszty niezwiązane bezpośrednio z eksploatacją, które trzeba będzie ponieść to ubezpieczenie oraz podatek od nieruchomości.

Korzyści płynące z eksploatacji agregatu to brak konieczności zakupu pewnej ilości energii elektrycznej i ciepła oraz sprzedaż nadwyżki energii elektrycznej poprzez sieć elektroenergetyczną. Dodatkową korzyścią może być również uzyskanie wsparcia finansowego, które scharakteryzowano w dalszej części opracowania.

Analizę przeprowadzono w dwóch wariantach. W pierwszym z nich założono brak wsparcia, w drugim natomiast uwzględniono premię gwarantowaną w wysokości 149,99 PLN/MWh. Założono cenę energii elektrycznej na poziomie 450 PLN/MWh (zakup) oraz 240 PLN/MWh (sprzedaż). Założona cena gazu to 140 PLN/MWh. Finansowanie inwestycji odbywa się z udziałem wkładu własnego oraz kredytu. Stopa dyskonta równa jest średnioważonemu kosztowi kapitału i wynosi 9%. Założono roczną inflację na poziomie 2,5%. Okres budowy wynosi 2 lata, natomiast eksploatacji 15 lat. W połowie okresu eksploatacji ma miejsce remont kapitalny. Wyniki analizy zestawiono w tabeli 2.

W obydwu analizowanych przypadkach, wskaźniki rentowności wskazują, że inwestycja jest opłacalna. Wartość bieżąca netto jest dodatnia, natomiast wewnętrzna stopa zwrotu wyższa od założonej stopy dyskonta. W wariantcie bez

Wskaźnik	Wariant I bez premii gwarantowanej	Wariant II z premią gwarantowaną
Nakłady inwestycyjne [tys. PLN]	625,00	625,00
Prosty okres zwrotu (SPBT) [lata]	5,32	4,02
Zdyskontowany okres zwrotu (DPBT) [lata]	6,23	4,36
Wartość bieżąca netto (NPV) po 15 latach [tys. PLN]	965,84	2 045,35
Wewnętrzna stopa zwrotu (IRR) [%]	27,91%	44,36%

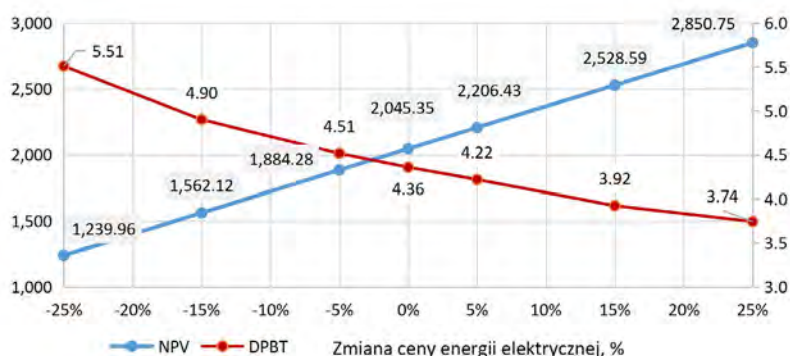
Tab. 2. Zestawienie wskaźników rentowności inwestycji

mechanizmu wsparcia zdyskontowany okres zwrotu wynosi nieco ponad 6 lat, natomiast z premią gwarantowaną skraca się do ok. 4,5 r. Analizy prowadzone przez autorów wskazują również, że inwestycje w układy o wyższych mocach charakteryzują się krótszymi czasami zwrotu, co wynika z efektu skali - zmniejszenia jednostkowych nakładów inwestycyjnych oraz jednostkowych kosztów eksploatacji.

Inwestycja jest wysoce opłacalna przy przyjętych wyżej założeniach. Nie jest natomiast wolna od ryzyka zmian, które mogą nastąpić w czasie eksploatacji lub w trakcie budowy układu. Z tego względu, analiza ekonomiczna wariantu z premią gwarantowaną została uzupełniona o analizę wrażliwości inwestycji na cztery parametry: cenę energii elektrycznej, cenę gazu, wielkość nakładów inwestycyjnych oraz cenę ciepła. Parametry te zmieniano w zakresie od -25%

do +25% zakładanej wartości. W każdym przypadku, wartość bieżąca netto (NPV) była dodatnia, a wewnętrzna stopa zwrotu wyższa niż zakładana stopa dyskonta. Okres zwrotu (DPBT) zawierał się w przedziale 3,5-5,5 r. Wskaźniki rentowności są najbardziej wrażliwe na zmiany cen energii elektrycznej i gazu, natomiast najmniej na wielkość nakładów inwestycyjnych i cenę ciepła. Na rysunku 4 przedstawiono przebieg zmian tych wskaźników w zależności od zmiany ceny energii elektrycznej.

Dodatkowo wykonano obliczenia pokazujące w jaki sposób kształtowała się emisja CO₂ w okresie przed oraz po wybudowaniu i eksploatacji układu kogeneracyjnego. W obliczeniach uwzględniono zużycie gazu przez układ, energię elektryczną wyprodukowaną oraz ciepło sieciowe, którego kupna uniknięto. Przyjęto emisyjność energii elektrycznej z sieci na poziomie 765 kg CO₂/MWh



Rys. 4. Analiza wrażliwości NPV i DPBT na zmianę ceny energii elektrycznej

oraz ciepła sieciowego 94,96 kg CO₂/GJ. Przy podanych założeniach, emisja CO₂ zmniejszona została o więcej niż połowę, co oznacza znaczącą redukcję śladu węglowego przedsiębiorstwa. Wyniki zestawiono tabeli 3.

Emisja przed, Mg CO ₂ /r.	985,86
Emisja po, Mg CO ₂ /r.	445,02
Emisja uniknięta, Mg CO ₂ /r.	540,84

Tab. 3. Emisja CO₂ przed i po budowie układu kogeneracyjnego

■ Jakie wsparcie można otrzymać?

Podjęciem inwestycję w wysokosprawną kogenerację, można liczyć na wsparcie z dostępnych mechanizmów systemowych. Wsparcie obejmuje zarówno dotację do poniesionych nakładów inwestycyjnych, jak i dopłatę do wytworzonej, albo sprzedanej energii elektrycznej.

Aktualnie trwa nabór w konkursie „Energia odnawialna, efektywność energetyczna, bezpieczeństwo energetyczne. Rozwój wysokosprawnej kogeneracji przemysłowej” prowadzony przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Poziom dofinansowania obejmuje 45% kosztów kwalifikowanych. Minimalna kwota dofinansowania stanowi 1 mln EUR, natomiast

maksymalna 7 mln EUR. Konkurs skierowany jest do małych, średnich i dużych przedsiębiorstw. Wnioski można składać do dnia 31 sierpnia 2020 r.

Wsparcie w postaci premii gwarantowanej, kogeneracyjnej lub kogeneracyjnej indywidualnej zapewnione jest przez Ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji. Wsparcie mogą otrzymać jednostki, których emisyjność jest niższa niż 450 kg CO₂/MWh. W przypadku jednostek o mocy elektrycznej niższej niż 1 MWe, premia gwarantowana wynosi 144,99 PLN do każdej wyprodukowanej megawatogodziny energii elektrycznej.

Dla jednostek od 1 MWe do 50 MWe premia kogeneracyjna ustalana jest w wyniku aukcji. Zgodnie z wynikami ostatnich aukcji, zawiera się ona

w przedziale 60-100 PLN/MWh. Jednostki o mocy powyżej 50 MWe mogą liczyć na wsparcie w postaci premii kogeneracyjnej indywidualnej, której wysokość ustalana jest indywidualnie, w drodze naboru. Wsparcie w tym przypadku obejmuje energię elektryczną wyprodukowaną, wprowadzoną do sieci i sprzedaną. Wsparcia udziela się na okres 15 lat.

Dla jednostek o mocy powyżej 1 MWe zachodzi dodatkowo jeden warunek uzyskania wsparcia. Ciepło produkowane w jednostce kogeneracyjnej musi być w 70% wprowadzane do miejskiej sieci ciepłowniczej. Wówczas wsparcie obejmuje 100% wyprodukowanej energii elektrycznej. W przeciwnym wypadku - proporcjonalnie mniej.

□



Dr hab. inż. Wojciech Bujalski, prof. PW,
Instytut Techniki Ciepłej, Politechnika Warszawska

Przyszłość systemów ciepłowniczych

Energetyka jako sektor szeroko rozumiany ulega obecnie dynamicznym zmianom. Do tej pory zmiany technologiczne, które zachodziły w sektorze energetycznym wynikały z relatywnie powolnego rozwoju poszczególnych technologii. To jednak nie powodowało generalnych zmian zasady funkcjonowania. W systemie elektroenergetycznym istniały i istnieją centralne źródła zasilania, system wysokiego średniego i niskiego napięcia oraz odbiorcy. Ten schemat wytwarzania i przesyłu ulega obecnie ewolucji z systemu przepływu jednokierunkowego energii od centralnych źródeł do odbiorcy - w kierunku systemu rozproszonego, gdzie znaczna część energii elektrycznej wytwarzana jest i konsumowana lokalnie przez rozproszonych odbiorców i nie wychodzi poza lokalną sieć niskich napięć.

Tak istotne zmiany nie mogły również ominąć systemów ciepłowniczych. W systemach ciepłowniczych schemat wytwarzania i przesyłu był i jest podobny jak w systemach elektroenergetycznych, tj. od centralnego źródła do odbiorcy poprzez system magistral przesyłowych i sieć dystrybucyjną. To jest oczywiste, że w systemach tych nastąpi lub już następuje również rozproszenie. Ale czy to jest koniec zmian jakie zajądą lub mogą zająć w systemach ciepłowniczych? Wydaje się, że nie.

Podstawą funkcjonowania i celowości systemów ciepłowniczych

był fakt, że duże jednostki wytwórcze miały na tyle dużą sprawność, że mimo strat na sieci ciepłowniczej efektywność dostarczania ciepła do odbiorcy końcowego była wyższa w porównaniu z lokalnym wytwarzaniem ciepła. Nie jest to jedyny czynnik powodujący celowość budowy systemów ciepłowniczych, ale jeden z ważniejszych. Obecnie konkurencja dla systemów ciepłowniczych to np. kotły kondensacyjne, które mają dużo większą efektywność energetyczną niż jednostki w systemach ciepłowniczych. Widać, że jeden z podsta-

wowych celów istnienia systemów ciepłowniczych znika.

W artykule zawarto subiektywną ocenę perspektyw rozwoju systemów ciepłowniczych w perspektywie lat 2040-2050. Podjęto próbę odpowiedzi, czy w ogóle istnienie systemów ciepłowniczych będzie miało sens. Zostanie wskazanych więcej przyczyn, dla których wydaje się, że systemy w obecnej formie nie będą miały sensu. Jednocześnie pokazane będą czynniki, które spowodują, że systemy ciepłownicze będą mogły, a nawet będą musiały, istnieć, ale w innej, zmienionej formie.

■ Obecne trendy rozwoju systemów ciepłowniczych - krótka perspektywa

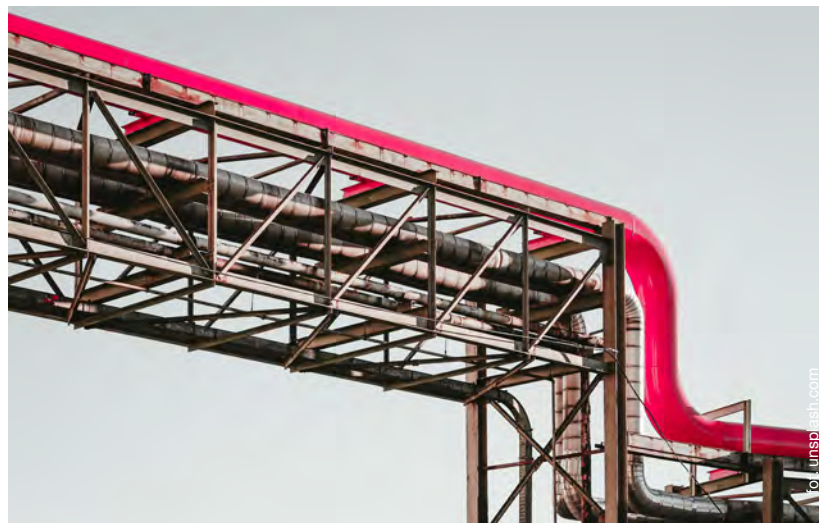
Problemy z jakimi borykają się obecnie systemy ciepłownicze są powszechnie znane. Warto jednak przedstawić najważniejsze z nich, aby możliwe było zdefiniowanie najważniejszych wyzwań stojących przed systemami ciepłowniczymi.

Do najważniejszych obecnie problemów na pewno należy zaliczyć:

- spełnienie wymogów środowiskowych (głównie wynikających z Dyrektywy MCP),
- uzyskanie efektywności energetycznej systemów (zgodnie z Dyrektywą o efektywności energetycznej),
- zwiększenie udziału energii odnawialnej.

Pierwsze dwa wyzwania są bardzo ściśle ze sobą powiązane. Przedsiębiorstwa mające problemy ze spełnieniem standardów emisyjnych (chodzi o przedsiębiorstwa ciepłownicze podlegające pod Dyrektywę MCP [1]) w większości są przedsiębiorstwami, które z punktu widzenia Dyrektywy o efektywności energetycznej [1] są systemami nieefektywnymi. Jest to o tyle korzystne, że przy pomocy „jednej” inwestycji możliwe będzie zrealizowanie dwóch celów. Słowo „jedna” inwestycja zostało wzięte w cudzysłów, ponieważ proces ten może być skomplikowany i etapowy, ale będzie polegał na zastąpieniu zużytego, zawodnego i zamortyzowanego majątku wytwórczego jakąś nową technologią. Z punktu widzenia analizy ekonomicznej jest to korzystne, ponieważ zastępowany będzie majątek już zamortyzowany lub prawie zamortyzowany.

Obserwując sektor ciepłowniczy można stwierdzić, że w większości systemów ciepłowniczych obecnie nieefektywnych i mających problemy z emisjami - przejście na gaz jako



paliwo jest w jakiejś formie rozważane. W pierwszym ruchu wydaje się to sensownym posunięciem, ponieważ pozwoli w relatywnie tanio inwestycyjnie spełnić normy i ułatwić osiągnięcie statusu systemu efektywnego energetycznie. Technologie gazowe poza tym zmniejszą emisję jednostkową CO₂ w porównaniu z technologiami węglowymi, przez co spadnie ryzyko finansowe związane z kosztami zakupu uprawnień (ryzyko rynku ETS). Technologie gazowe dają również znacznie większą elastyczność pracy takich układów. Elastyczność układów gazowych umożliwia świadczenie nowych usług przez przedsiębiorstwa ciepłownicze. Jeżeli taki układ zostanie połączony z układem zasobników ciepła, to powstaje układ o bardzo dużej elastyczności, dzięki któremu możliwe jest aktywne uczestnictwo na rynku energii lub świadczenie usług na rzecz sieci elektroenergetycznej. Dodatkowo taki układ może być doposażony w kocioł elektrodowy zasilający zasobnik ciepła, dzięki czemu możliwe będzie świadczenie kolejnego rodzaju usług - odbiór mocy.

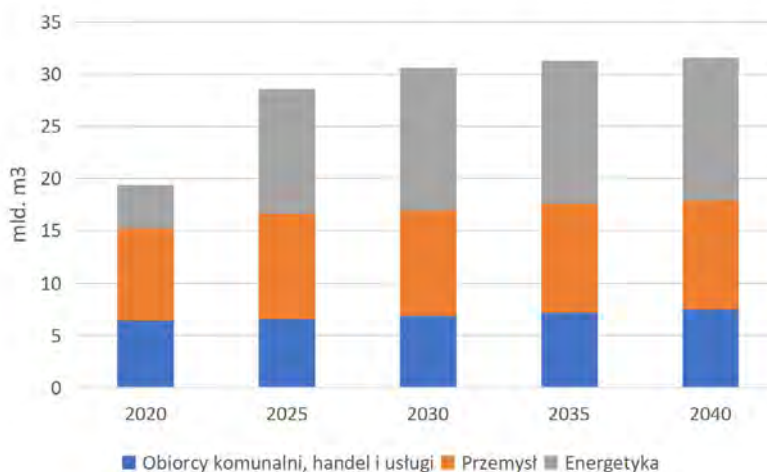
Rozwój układów gazowych obecnie w dużej mierze (pod względem liczby inwestycji) powinien dotyczyć małych systemów ciepłowniczych, ze względu na konieczność osiąga-

nia efektywności energetycznej. Małe przedsiębiorstwo ciepłownicze nie jest w stanie świadczyć tego typu usług, ponieważ wiąże się to z koniecznością nabywania odpowiednich kompetencji i dużymi jednostkowymi kosztami stałymi takich usług. Na rynku pojawiają się już przedsiębiorstwa tworzące tzw. wirtualne elektrownie. Operator taki ma kompetencje i oprogramowanie do zarządzania stroną popytową i podażową. Połączenie działań takich podmiotów powinno dać możliwość generowania zysków na tego typu działalności.

Patrząc na fakt, że znaczna część sektora ciepłowniczego chce zmienić zasilanie na paliwo gazowe, pojawia się pytanie o dostępność gazu. W opinii autora dostępność gazu długoterminowo, czyli w perspektywie lat 2030, 2040 i późniejszych, limitowana jest praktycznie przez zdolności systemu dystrybucji tego gazu. Sektor ciepłowniczy nie jest jedynym sektorem, który będzie chciał w najbliższych latach zwiększyć swoje zużycie. Zapowiadane są istotne inwestycje w elektroenergetyce. Po drugie wycofanie węgla z gospodarstw indywidualnych będzie musiało wygenerować istotny przyrost zapotrzebowania na ten surowiec w tym obszarze gospodarki. Zapotrzebowanie na ciepło

(w energii końcowej) w systemach ciepłowniczych jest szacowane na poziomie 240 PJ, a gospodarstwa domowe na poziomie 480PJ [1]. Wynika z tego, że przyrosty zapotrzebowania na gaz w tych działach gospodarki będą znaczące.

Dokumentem oficjalnym, w którym można próbować szacować zdolności przesyłowe polskiego systemu gazowniczego jest „Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029, Część A - WYCIĄG” [2]. Przedstawiono tam trzy warianty rozwoju systemu gazowniczego, które stanowią wariant minimalny, średni (najbardziej prawdopodobny) i maksymalny (w tym dokumencie nazwany nasyceniem rynku). W wariantcie maksymalnym przewidziany jest przyrost zużycia gazu w sektorze energetycznym z poziomu 4,2 mld m³ do poziomu 13 mld m³. Prognozowane wartości w wybranych latach przedstawiono na rysunku 1. Jak widać przyrost następuje głównie w latach 2020 do 2030, a później jest już tylko bardzo lekki wzrost zapotrzebowania. Widać również, że główny przyrost generowany jest przez energetykę. Odbiorcy komunalni i przemysł mają znikomą przyrost. Przedstawiony przyrost na poziomie 8-9 mld m³ w jednostkach objętości gazu w energetyce przekłada się na przyrost o około 290-360 PJ rocznie w jednostkach energii. Zapotrzebowanie na energię końcową na cele grzewcze w Polsce szacowane jest na poziomie 800-900 PJ, przy czym z tego około 450 PJ to ogrzewanie indywidualne. Z zestawienia tych liczb wynika, że nie jest przewidywany duży wzrost w [2] zapotrzebowania dla sektora indywidualnego oraz że przyrost dla energetyki na poziomie 300 PJ może być głównie skonsumowany przez energetykę zawodową.



Rys. 1. Prognoza rozwoju Gaz System w wariantcie nasycenia rynku na podstawie [2]

Przedstawiony na rysunku 1 charakter zmian świadczy o tym, że planowany jest rozwój energetyki gazowej do 2030 r., co będzie musiało pociągnąć za sobą konieczność inwestycji w rozbudowę systemu, a później okres na zwrot poniesionych nakładów. Takie podejście jest uzasadnione względami ekonomicznymi. Ale jest to również jednym z sygnałów, że niecelowe jest nadmierne rozbudowanie systemu przesyłowego gazu (przy założeniu, że energetyka około 2050 r. będzie neutralna klimatycznie).

Patrząc na krótką perspektywę gazu pojawia się pytanie, czy celowym jest przechodzenie na gaz w ciepłownictwie. Konkurencją dla ciepła sieciowego jest ciepło rozproszone. Efektywność energetyczna systemów rozproszonych opartych o kotły gazowe w większości przypadków może być większa niż systemów ciepłowniczych (licząc łącznie efektywność sieci i źródła) z kotłami gazowymi. Czy ciepło z kotłowni gazowych w systemach ciepłowniczych jest bardziej efektywne ekonomicznie niż ze źródła rozproszonych? Średnie ceny sprzedaży ciepła dla jednostek wytwórczych niebędących jednostkami kogeneracji na podstawie raportu URE¹ w 2019 r.

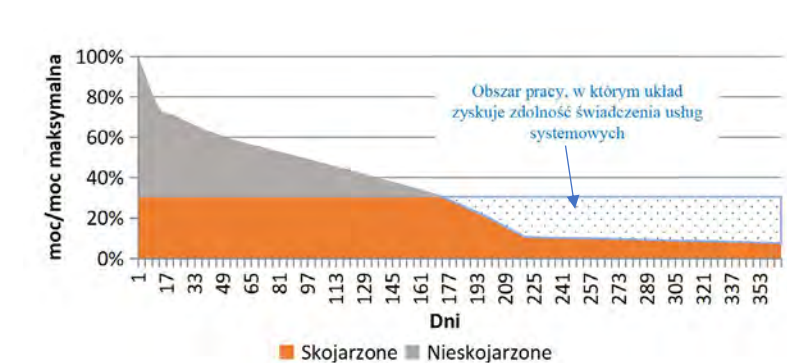
wynosiła 71,94 zł/GJ. Ceny gazu w taryfie W3.6 można przyjąć na poziomie 42 zł/GJ (na podstawie danych URE²). Wartości nie można porównywać bezpośrednio, ponieważ jedna wartość obejmuje wszystkie koszty (operacyjne i inwestycyjne), a druga tylko stanowi koszt paliwowy. Widać jednak, że szczegółowy rachunek konkretnych przypadków może być bardzo różny, tzn. w wielu przypadkach ciepło z lokalnej kotłowni gazowej może być tańsze od ciepła rozproszonego.

W związku z tym należy rozważyć celowość budowy źródeł gazowych kogeneracyjnych na cele zasilania systemów ciepłowniczych. Źródła takie na rynku energii elektrycznej będą musiały konkurować ze źródłami elektrowni gazowych. Jak wskazuje rzeczywistość, w obecnych warunkach w Polsce nie ma ani jednej zawodowej elektrowni gazowej. Wszystkie bloki gazowe i parowo-gazowe zostały zbudowane jako elektrociepłownie. Możliwość „skogenerowania” układu pozwalała na osiągnięcie efektywności ekonomicznej inwestycji. Patrząc jednak na to, jak się ma zmienić rynek energii elektrycznej (plany inwestycyjne poszczególnych elektrowni

¹ <https://www.ure.gov.pl/pl/cieplo/ceny-wskazniki/7904.Srednie-ceny-sprzedazy-ciepla-wytworzonego-w-nalezacych-do-przedsiębiorstw-posia.html>.

² <https://www.ure.gov.pl/pl/urzed/informacje-ogolne/aktualnosci/8593.Nowe-nizsze-ceny-gazu-dla-odbiorcow-w-gospodarstwach-domowych.html>.

w technologii bloków gazowych), należy oczekiwać istotnej zmiany na tym rynku. Nowe bloki energetyczne parowo-gazowe w elektrowni będą posiadały dużą elastyczność, którą mogą wygrywać konkurencję z klasycznymi układami gazowymi kogeneracyjnymi (bez magazynów ciepła). W związku z tym, konieczne będzie budowanie przewagi konkurencyjnej poprzez zwiększanie elastyczności bloków ciepłowniczych. Elastyczność (niezależenie od wielkości poboru ciepła) możliwe jest poprzez zastosowanie magazynów ciepła. Obecnie chyba nie trzeba nikogo przekonywać do celowości budowy magazynów krótkookresowych (dobowych). Patrząc jednak w większej perspektywie wydaje się celowym budowanie coraz większych magazynów, w tym tzw. magazynów sezonowych. Konieczność budowania takich magazynów wynika z możliwości uzyskania pełnej elastyczności układów w szczególności w okresie letnim, kiedy dynamika zmian zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym będzie duża. Osiągnięcia efektywności energetycznej systemu ciepłowniczego poprzez zainstalowanie tylko kogeneracji (bez udziału źródeł odnawialnych) wymagać będzie udziału mocy zainstalowanej w tego typu układach przynajmniej 30% mocy całkowitej. Przykład pracy takiego układu wyznaczony przy użyciu uśrednionego dla wielu systemów wykresu uporządkowanego przedstawiono na rysunku 2. Z przedstawionego rysunku wynika, że w okresie letnim (około 140 dni = około 3 360 h) 2/3 mocy zainstalowanej w układy kogeneracyjne będzie niewykorzystane. Zwiększenie stopnia wykorzystania tego majątku może nastąpić w przypadku posiadania dużego magazynu sezonowego. Magazyn taki pozwala na to, aby układy w pełni skojarzone (bez członu kondensacyjnego i wynikającej z tego straty związanej



Rys. 2. Przykładowy wykres pracy elektrociepłowni, w której zainstalowane jest 30% mocy zainstalowanej w układach kogeneracyjnych, a reszta w układach niekogeneracyjnych, z zaznaczeniem obszaru możliwych usług systemowych

z kondensacją) mogły pracować w okresie letnim generując energię elektryczną w okresach szczytów przy jej bardzo wysokich cenach, a ciepło oddając do magazynu. Budowa rentowności takich układów, w szczególności budowa magazynów sezonowych, budzi ciągle wątpliwości. Oczywiście magazyny sezonowe są dedykowane głównie do współpracy ze źródłami zasilanymi energią słoneczną.

Z przedstawionego rozważania wynika, że w najbliższym czasie układy gazowe będą miały sens techniczny. Czy jest ono racjonalne ekonomicznie? Wymaga to szerszej analizy i przygotowania dobrych prognoz z uwzględnieniem otoczenia. Szczególnie ważne będzie określenie kosztów i przychodów rynku energii elektrycznej, tj. cen i wymagań jakie ten rynek będzie stawał. W najbliższej perspektywie nie będzie on prawdopodobnie radykalnie inny niż obecnie, choć zmiany ewolucyjne będą coraz szybsze. Przykładem tego jest coraz szybszy przyrost mocy wytwórczych pogodozależnych źródeł energii elektrycznej zasilających system elektroenergetyczny, który wymusza konieczność elastyczności pozostałych sterowalnych jednostek wytwórczych. Będzie to zwiększało możliwości czerpania korzyści z oferowania na rynku elastyczności pra-

cy jednostek wytwórczych, w tym jednostek kogeneracyjnych (wyposażonych w zasobniki dużej pojemności).

W ten sposób wskazano, że gaz może stanowić jedną z form przejściowych zasilania systemów ciepłowniczych i mimo wielu trudności możliwe jest szukanie dróg do osiągnięcia przewagi konkurencyjnej systemów ciepłowniczych. Widać, że coraz bardziej istotne może być szukanie rentowności nowoczesnych układów poprzez świadczenia dodatkowych usług, w szczególności opartych na elastyczności. Wynika z tego, że technologie gazowe mogą rozwiązać problem emisji, zmniejszenia ryzyka rynku ETS oraz osiągnięcia efektywności energetycznej (układy gazowe kogeneracyjne). Nie rozwiązuje jednak problemu zwiększenia udziału energii odnawialnej. W Krajowym planie na rzecz energii i klimatu na lata 2021-2030³ został zadeklarowany przyrost udziału energii ze źródeł na poziomie 1,1% w ciepłownictwie i chłodnictwie (w tym indywidualny). Prowadzone są gorące dyskusje i ustalenia w jakim stopniu musi, czy powinien, wziąć w nim udział sektor ciepłowniczy. W celu lepszego zrozumienia warto popatrzeć jak systemy ciepłownicze powinny wyglądać w perspektywie 2050 r., aby ocenić co powinno się wydarzyć teraz - w szcze-

³ <https://www.gov.pl/web/aktywa-panstwowe/krajowy-plan-na-rzecz-energii-i-klimatu-na-lata-2021-2030-przekazany-do-ke>.

gólności w sprawie budowy źródeł odnawialnych.

■ Długa perspektywa funkcjonowania systemów ciepłowniczych

W celu określenia jak powinny wyglądać systemy ciepłownicze neutralnie klimatycznie (nie określając precyzyjnie kiedy to nastąpi) przyjęto następujące założenia:

- wytwarzanie energii (ciepła i energii elektrycznej) odbywa się w większości w oparciu o pogodozależne, zeroemisyjne jednostki wytwórcze,
- budynki powstające w przyszłości będą praktycznie zero energetyczne,
- nowe budynki ze względu na praktycznie zerowe potrzeby na cele grzewcze zasilane są jedynie z sieci elektroenergetycznej.

Powyższe założenia pozwalają nam stwierdzić następujące rzeczy:

- kogeneracja oparta na paliwach kopalnych, w tym gazie, nie jest już efektywna ekologicznie, a wręcz niemożliwa,
- kurczy się bardzo istotnie rynek ciepła.

Patrząc na to z takiej perspektywy można stwierdzić, że rola systemów ciepłowniczych w systemie energetycznym znika. W opinii autora jednak tak nie będzie. Systemy ciepłownicze powinny stanowić ważny element nowoczesnego systemu energetycznego. Dlaczego? Istnieje kilka powodów, dla których systemy ciepłownicze powinny nadal istnieć.

Pierwszym z elementów jest to, że będą istniały rejonry zurbanizowane o dużej gęstości zapotrzebowania na ciepło. Chodzi tu głównie o rejonry, które zostały wybudowane lub zostaną wybudowane w najbliższym czasie. Budynki takie nie będą pasywne energetycznie, a za około 30 lat będą cią-

gle istniały. Potrzeby tych obiektów (w wyniku termomodernizacji) będą istotnie niższe niż obecne, ale ciągle istotnie duże. Będzie to powodowało, że gęstość zapotrzebowania na ciepło w takich obszarach na pewno będzie tak duża, że lokalnie ze źródeł odnawialnych nie będzie możliwa do pokrycia. Doprowadzenie energii elektrycznej z zewnątrz może stanowić oczywiście rozwiązanie. Patrząc jednak szerzej, w systemie elektroenergetycznym będzie bardzo pożądana elastyczność i możliwość zarządzania popytem. Będą również poszukiwane wszelkie możliwości obniżenia zapotrzebowania na energię elektryczną. To powoduje, że praktycznie koniecznym będzie pokrywanie takich potrzeb z innych źródeł niż energia elektryczna z systemu elektroenergetycznego. Kolejnym faktem jest to, że w dużych skupiskach ludzkich zawsze będzie mnóstwo energii odpadowej. Energia ta nie będzie dostępna tu i teraz, tylko będzie musiała być transportowana i magazynowana. W związku z tym pojawia się rola dla systemów ciepłowniczych tzw. czwartej generacji. Opisy tych systemów znajdują się w wielu publikacjach [3] [4]. Systemy takie zakładają niską temperaturę zasilania po to, aby w sposób efektywny możliwe było wprowadzanie do sieci energii ze źródeł odnawialnych i ciepła odpadowego.

W aspekcie rozpatrywania potencjalnego miejsca dla systemów ciepłowniczych w przyszłości wydaje się, że jeszcze ważniejszym elementem będzie konieczność znalezienia bardzo tanich magazynów energii z pogodozależnych źródeł energii elektrycznej (systemowych). Istnienia dużych magazynów energii jest warunkiem koniecznym, aby energia ze źródeł pogodozależnych mogła stanowić większość energii w systemie elektroenergetycznym, a jest to szczególnie ważne, gdyby miała stanowić praktycznie całość energii. Wymusza to konieczność budowy magazynów o dużych pojemnościach i magazynują-

cych energię długookresowo. Z obecnej perspektywy budowa takich ilości magazynów opartych na akumulatorach nie będzie możliwa po pierwsze ze względu na cenę oraz prawdopodobnie na brak pierwiastków na świecie (np. lit). Magazyny oparte na akumulatorach będą powstawały, ale raczej do rozwiązywania problemów sieci elektroenergetycznej krótkookresowych o dużej dynamice zmian. Natomiast generacja ze źródeł pogodozależnych (panele fotowoltaiczne) będzie głównie w okresie letnim. To będzie wymagało dużych magazynów i magazynowania długookresowego. Główny ciężar będzie prawdopodobnie spoczywał na energetyce wodorowej. Inwestycyjnie jest to technologia droga i będzie ona wymagała relatywnie dużego stopnia wykorzystania. W związku z tym ciągle pozostaną piki, które będą potrzebowały taniego sposobu magazynowania energii. Takim rozwiązaniem wydają się być systemy ciepłownicze z magazynami sezonowymi oraz kotłami np. elektrodowymi.

Kolejnym elementem, który należy rozważyć jest to, że budynki będą dążyły do samowystarczalności energetycznej. Kierunek ten wydaje się celowy. W Unii Europejskiej jednym z głównych celów badawczych jest rozwój tzw. PEDs, czyli Positive Energy Districts (pozytywna energia osiedli). Wydaje się, że jednym z kluczowych elementów do osiągnięcia możliwości samowystarczalności grupy budynków będzie możliwość wymiany energii między budynkami. Wiemy, że czym mniejsza grupa odbiorców, tym mniejszy jest stopień wykorzystania mocy zainstalowanej i rosną koszty stałe zasilania takich odbiorców (bardzo duże piki zapotrzebowania). Aby wyrównać obciążenie potrzebne będą możliwości magazynowania i wymiany energii między budynkami. Jedną z form wymienianej energii może być ciepło i do tego celu bardzo dobrze będą nadawały się sieci ciepłownicze.

⁴ <http://ectogrid.com/>

Patrząc na zachodzące zmiany w systemie energetycznym widać, że rola systemów ciepłowniczych będzie się zmieniała. Sieć ciepłownicza przesyłowa ze źródła centralnego do odbiorców stanie się siecią służącą jako „giełda ciepła”. Nad takimi rozwiązaniami prowadzone są badania. Przykładem może być [5]. Istnieją już komercyjne typu tego rozwiązania oferowane przez firmy w postaci licencji⁴. Ogólnie idea tego typu sieci ciepłowniczych polega na tym, że sieć posiada szynę gorącą i zimną, przy czym gorąca szyna może być na poziomie temperatur około 40°C, a zimna na poziomie 20°C. Są to tak zwane sieci 5-tej generacji. Sieć 5-tej generacji zakłada, że będzie ona pracowała w pętli zamkniętej. Nie będzie jednego źródła zasilającego tylko wielu użytkowników wymieniających przez nią energię.

■ Wnioski

W artykule przedyskutowano wybrane aspekty rozwoju systemów cie-

płowniczych. Wskazano w nim, że gaz może być częścią rozwiązania transformacji z obecnego kształtu systemów ciepłowniczych do systemów zeroemisyjnych. Wskazano wizję systemów ciepłowniczych w systemie energetycznym neutralnym klimatycznie.

Patrząc z obecnej perspektywy na to, co miałyby się wydarzyć w perspektywie 2050 r. widać, że konieczne jest szersze patrzyenie na zmiany w systemach ciepłowniczych. Widać również, że w decyzjach podejmowanych obecnie powinno być widać wizję przyszłych systemów. Jest to jednak niezmiernie trudne, ponieważ pojawiają się podstawowe pytania:

- jak uwzględnić koszty związane z transformacją i jak prawidłowo policzyć koszty, aby możliwe było obecnie prawidłowe kształtowanie systemu?
- jak będą wyglądały pozostałe elementy systemu energetycznego, w tym np. emobility, ponieważ

w tych super nowoczesnych systemach wpływ poszczególnych elementów na siebie będzie bardzo duży?

- jak silne wsparcie ze strony państw dla sektora ciepłowniczego zostanie udzielone w celu wykonania transformacji w sposób najlepszy z punktu widzenia społecznego?

Podsumowując, wierzę, że systemy ciepłownicze w 2050 r. będą istniały. Aby mogły istnieć i nie przegrały konkurencji, już obecnie trzeba bardzo silnie pracować nad ich rozwojem i zmianami. Poziom niewiedzy o tym, co będzie za trzydzieści lat jest duży. Ale zgodnie ze słowami Dwight Eisenhower „Plan jest niczym, planowanie wszystkim”, trzeba planować obecnie to, co będzie za trzydzieści lat i ciągle modyfikować te plany zgodnie z najlepszą dostępną wiedzą. □

Bibliografia

[1] Forum Energii *Analiza i Dialog*, „Czyste ciepło 2030 - Strategia dla ciepłownictwa,” Warszawa, 2019.

[2] „Krajowy dziesięcioletni plan rozwoju systemu przesyłowego; Plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na paliwa gazowe na lata 2020-2029; Część A - wyciąg,” Warszawa, kwiecień 2019.

[3] H. Lund, S. Werner, R. Wiltshire, S. Svendsen, J. E. Thorsen, F. Hvelplund i B. V. Mathiesen, „4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems.,” *Energy*, nr 68, pp. 1-11, 2014.

[4] H. Lund, N. Duic, P. A. Østergaard i B. V. Mathiesen, „Smart Energy and District Heating,” *Special Issue dedicated to the 2016 Conference on Smart Energy Systems and 4th Generation District heating*, nr 160, 2018.

[5] S. Boesten, W. Ivens, S. C. Dekker i H. Eijndems, „5th generation district heating and cooling systems as a solution for renewable urban thermal energy supply,” *Advances in Geosciences*, tom 49, pp. 129-136, 2019.

Miejska Energetyka Ciepła Piła Sp. z o.o.

MEC Piła (Grupa Enea) wybuduje nowe źródło kogeneracyjne

Grupa Enea wybuduje w Pile nowe kogeneracyjne źródło ciepła współpracujące z instalacją OZE. Inwestycja MEC Piła o wartości ponad 48 mln zł znalazła się na liście projektów pozytywnie ocenionych przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (NFOŚiGW) i otrzymała dofinansowanie. Projekt przyczyni się do modernizacji pilskiej energetyki ciepłej, a instalacja oparta o trzy źródła gazowe pomoże ograniczyć emisję i przeciwdziałać smogowi.

MEC Piła na realizację projektu otrzymał dofinansowanie od NFOŚiGW ze środków Funduszu Spójności w ramach Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko na lata 2014-2020. Pieniądze będą pochodzić z puli przeznaczonej na promowanie wykorzystywania wysokosprawnej kogeneracji ciepła i energii elektrycznej w oparciu o zapotrzebowanie na ciepło użytkowe. Całkowita wartość projektu to ponad 48,6 mln zł brutto, a wnioskowana wysokość dofinansowania to blisko 18,5 mln zł.

- *Wniosek o dofinansowanie projektu przeszedł z wynikiem pozytywnym ocenę formalną i znalazł się na liście projektów, które zostały pozytywnie ocenione przez NFOŚiGW. Chciałbym podkreślić, że wszystkich wniosków było ponad*

200, a sito kwalifikacyjne bardzo gęste i rygorystyczne. Otrzymaliśmy dofinansowanie na budowę w Pile nowoczesnego, stabilnego źródła produkcji ciepła i energii elektrycznej zgodnego z najwyższymi standardami środowiskowymi. Najbliższy czas poświęcimy na finalizację formalności, aby niezwłocznie przystąpić do realizacji projektu kogeneracyjnego - powiedział **Rafał Łaski, Prezes Zarządu MEC Piła, spółki z Grupy Enea.**

Projekt obejmuje budowę nowego źródła kogeneracyjnego zlokalizowanego przy ul. Krzywej w Pile. Planowana instalacja będzie się składać z układu trzech gazowych agregatów kogeneracyjnych o łącznej mocy cieplnej 8,32 MWt oraz łącznej mocy elektrycznej 8,72 MWe. Kogeneracyjne źródło Miejskiej Ener-

”

Inwestycja wpisuje się w unijne regulacje, a także założenia projektu Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r., który zakłada modernizację polskiego ciepłownictwa i rozwój nowoczesnej kogeneracji



getyki Ciepłej produkować ma rocznie 40 561,2 GJ ciepła oraz 41 848,6 MWh energii elektrycznej. Moc instalacji pozwoli latem wypełnić w 100% zapotrzebowanie na ciepłą wodę, dzięki czemu nie będzie konieczności uruchamiania tradycyjnych, węglowych źródeł.

Dzięki wykorzystaniu nowoczesnych rozwiązań, Miejska Energetyka Ciepła Piła zmniejszy zapotrzebowanie na energię ze źródeł konwencjonalnych i tym samym przyczyni się do zmniejszenia ilości wykorzystanego węgla i emisji m. in. CO₂ do atmosfery. Inwestycja wpisuje się w unijne regulacje, a także założenia projektu Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r., który zakłada modernizację polskiego ciepłownictwa i rozwój nowoczesnej kogeneracji.

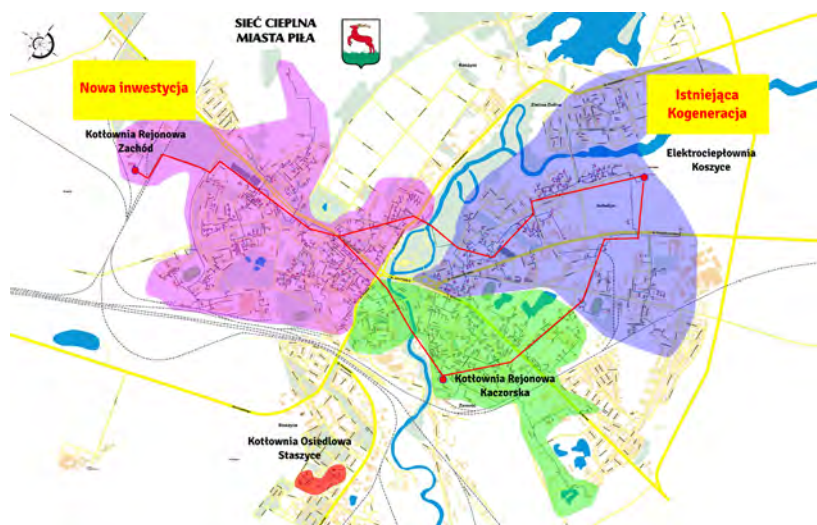
Nowe źródło w piłskim systemie ciepłowniczym umożliwi zwiększenie udziału ciepła produkowanego w wysokosprawnej kogeneracji, czyli przy jednoczesnej produkcji ciepła i energii elektrycznej, z 32% do wartości 51,4%. Nowe źródło wpłynie również pozytywnie na bezpieczeństwo energetyczne Piły.

Po realizacji projektu obejmującego również źródło OZE (kolektory słoneczne), piłski system ciepłowniczy stanie się systemem efektywnym energetycznie. Dzięki temu obecnie MEC Piła może występować o dofinansowanie na podłączenie nowych odbiorców, likwidując przy tym niską emisję oraz na likwidację grupowych węzłów ciepłych.

MEC Piła wystąpił do NFOŚiGW w Warszawie o dofinansowanie projektu „Przebudowa sieci ciepłowniczej dla efektywnej dystrybucji ciepła w Pile” w ramach działania 1.5 - Efektywna dystrybucja ciepła i chłodu oś priorytetowa i zmniejszenie emisyjności gospodarki.

Projekt uzyskał pozytywne opinie i w dniu 28.07.2020 została podpisana umowa z NFOŚiGW na realizację zadania, którego wysokość wynosi 13.702.200,00 zł, natomiast wysokość dofinansowania na realizację projektu wynosi 5.794.770,80 zł. Grupa Enea Piła konsekwentnie modernizuje i rozbudowuje piłskie ciepłownictwo. Corocznie MEC Piła inwestuje w najnowocześniejsze rozwiązania z dziedziny ciepłownictwa. Od 4 lat z powodzeniem funkcjonuje pierwszy w Pile obiekt kogeneracyjny - inwestycja kosztowała przeszło 43 mln zł. Działania obejmują również modernizację sieci ciepłowniczych począwszy od pompowni, poprzez nowoczesne i energooszczędne rury preizolowane, aż do modernizacji węzłów indywidualnych i likwidacji węzłów grupowych. Przez ostatnie trzy lata nakłady poniesione na inwestycje i modernizacje sięgnęły blisko 20 mln zł. MEC Piła cały czas minimalizuje wpływ na środowisko, stosując najlepsze rozwiązania dostępne dla branży. W najbliższych dwóch latach firma planuje wydać ponad 15 mln zł na modernizację i remonty systemu ciepłowniczego Piły.

□



Kogeneracja, czyli tania energia i czyste powietrze

Kogeneracja - jednoczesne wytwarzanie energii cieplnej i elektrycznej - może być szansą dla wielu miast na efektywną walkę z zanieczyszczeniem powietrza i ekonomiczne wsparcie zakładów ciepłowniczych w dobie coraz bardziej rygorystycznej polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

W Polsce już od kilku lat toczy się zacięta walka z problemem zanieczyszczeń powietrza. Produkowane przez paleniska tzw. niskiej emisji substancje pokroju pyłów PM2,5, czy PM10, a także związki siarki, czy azotu - niekorzystnie wpływają na zdrowie ludzi. Odpowiedzią na te zagrożenia jest m. in. rządowy Program Czyste Powietrze - lecz problem zanieczyszczeń wdychanych na co dzień przez Polaków jest znacznie bardziej kompleksowy i wymaga współdziałania rozmaitych podmiotów sektora publicznego i prywatnego.

Dużą rolę w tym zakresie odgrywają samorządy. Władze lokalne znacznie lepiej orientują się w specyfice regionu, potrafiąc szybciej i sprawniej odpowiadać na jego problemy i skuteczniej koordynować prace. Całość działań musi jednak odbywać się z uwzględnieniem możliwości finansowych poszczególnych gmin, czy powiatów.

Walka o jakość powietrza będzie odbywać się teraz w cieniu znacznie szerszych zmagających zakreślonych przez nową politykę klimatyczną Unii Europejskiej, czyli tzw. Zielony Ład. To projektowane właśnie kompleksowe ustawodawstwo zmierza do uczynienia UE

neutralną klimatycznie już w 2050 r., co ma być możliwe dzięki szybkiej transformacji energetycznej. Będzie to proces forsowny i wygeneruje duże koszty - zarówno po stronie państw, jak i społeczeństw lokalnych.

Istnieje jednak technologia, która jawi się jako - przynajmniej częściowa - odpowiedź na problemy zanieczyszczeń powietrza oraz konieczność transformacji energetycznej. Jest to kogeneracja (inaczej zwana współpalaniem), czyli jednoczesne generowanie energii elektrycznej oraz ciepła. Rozwiązanie to umożliwia redukcję szkodliwych emisji zarówno

zanieczyszczeń, jak i gazów cieplarnianych (przede wszystkim: dwutlenku węgla) oraz wpływa pozytywnie na bilans energetyczny przedsiębiorstw, zwiększając jednocześnie efektywność elektrociepłowni i redukując jej koszty stałe.

Dzięki obniżeniu produkcji CO₂ technologie kogeneracyjne pozwalają uniknąć opłat emisyjnych, nakładanych w ramach systemu EU ETS. Efekt ten jest potęgowany przez możliwość ograniczenia pracy jednostek węglowych w okresie letnim, gdy ciepło nie jest potrzebne. Pozwala to na szybki zwrot z inwestycji oraz znaczne uelastycz-



nienie produkcji przedsiębiorstwa ciepłowniczego.

Warto zaznaczyć, że niektóre samorządy, posiadające potencjał np. w zakresie pozyskiwania metanu z kopalń węgla lub biomasy rolniczej, czy leśnej - mogą użyć tych surowców do zasilania swych jednostek kogeneracyjnych.

Rozwiązania kogeneracyjne już teraz cieszą się uznaniem samorządów, które coraz chętniej instalują układy współpalania w swych zakładach energetycznych. - *Oprócz prądu produkujemy ciepło (...). Działa to bez zarzutu (...), jest to nasza przyszłość i Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej będzie elektrociepłownią* - mówił Narcyz Tokarski, ówczesny Prezes PEC Legionowo. Od 2016 r. działa tam jednostka kogeneracyjna, która od początku swej pracy generowała zyski dla przedsiębiorstwa. Korzyści były na tyle duże, że PEC Legionowo kontynuowało rozwój parku kogeneracyjnego, montując następne silniki.

Rozwój kogeneracji nie byłby możliwy bez wyspecjalizowanych przedsiębiorstw zajmujących się sprzedażą i montażem takich układów. Jednym z liderów polskiego rynku jednostek kogeneracyjnych jest firma Eneria, oferująca instalacje współpalania Caterpillar. To właśnie Eneria odpowiadała za instalację, która pracuje w legionowskim PEC.

Spółka ta posiada w portfelu ponad 20 zrealizowanych projektów w elektrociepłowniach o łącznej mocy ok. 50 MW. Ogółem, Eneria zainstalowała



Układ kogeneracyjny o mocy 3 x 2MWe. Model agregatu: CAT G3516H.
Typ gazu zasilającego: gaz ziemny, wysokometanowy typu E

w Polsce ponad 100 MW mocy cieplnej i prawie 60 MW mocy elektrycznej. Takie rezultaty były możliwe dzięki zatrudnieniu szerokiego zespołu specjalistów (liczącego 160 osób w tym 50 serwisantów) oraz dysponowaniu własnym biurem projektowym i halami serwisowo-remontowymi. Firma ta świadczy nieustanne usługi serwisowe, dbając o jak najkrótszy czas reakcji na zgłoszenie oraz kompleksowo wspiera swych Klientów na każdym etapie realizacji instalacji - od zakupu po montaż i uruchomienie.

Układy kogeneracyjne CAT® należą do kategorii zespołów wysoko-sprawnych. Oznacza to, że cechuje je maksymalnie efektywne zużycie energii pierwotnej. Taka jednostka, o mocy w przedziale od 137 kW do 4,5 MW, jest w stanie ograniczyć straty generacyjne

do zaledwie 8%, wykorzystując aż 92% energii pierwotnej. Taka sprawność to dodatkowe zyski dla przedsiębiorstw ciepłowniczych.

Biorąc pod uwagę ogólne warunki określone przez walkę z zanieczyszczeniami powietrza i paneuropejską ochronę klimatu można założyć, że efektywne rozwiązania kogeneracyjne będą cieszyć się coraz większym zainteresowaniem samorządów. Warto już teraz rozważyć instalację takich układów, by wyprzedzić nowe realia i przygotować się na wyzwania przyszłości.

Fot. Eneria



Eneria Sp. z o.o.
ul. Modlińska 11, Izabelin-Dzieskanówek,
05-092 Łomianki
tel. 22 201 36 60
eneria@eneria.pl, www.eneria.pl



MGGPAERO

Witold Kuźnicki

MAPY STRAT CIEPŁA

Bazując na doświadczeniach z ostatnich projektów, bez względu na to jaką technologię zastosowano przy budowie sieci ciepłowniczej, badania termowizyjne całego obszaru eksploatacji wykrywają miejsca awarii. Zarówno tych, których spodziewano się na starszych odcinkach, ale również tych które jeszcze długo pozostałyby w ukryciu. Mam tu na myśli wykrycie usterek na rurach preizolowanych, które zauważono dopiero na mapach strat ciepła.

Od blisko 20 lat realizujemy różnego rodzaju projekty polegające na pozyskiwaniu danych z pułapu lotniczego. Jedną z największych zalet tej technologii, w porównaniu do alternatywnych metod, jest krótki czas nalotu i niezwykle efektywny proces gromadzenia danych dla dużych obszarów. Kluczową cechą takiego podejścia jest jednorodność zbieranych informacji dla całego obiektu. Pozwala to przeanalizować dane dla całego obszaru jednocześnie, w tym np. wykrycie usterek i awarii sieci, którymi dystrybuowane jest ciepło w obrębie miasta.

W tym celu wykorzystujemy kamery termowizyjne rejestrując termogramy, które służą do opracowania map termalnych, prowadzenia analiz i wykonywania diagnostyki termowizyjnej. Obrazy te powstają poprzez rejestrację kamerą niewidocznego dla ludzkiego oka promieniowania cieplnego, które każdy obiekt odbija, bądź emituje. Tym sposobem wykonaliśmy setki pro-

jektów badając i wykrywając choćby anomalie temperaturowe na elementach elektroenergetycznych sieci przesyłowych, dystrybucyjnych, monitorując zakłady przemy-



Awaria - nieszczelna mufa składana na odpowietrzeniu, wyciek w granicach kilkuset litrów na godzinę

słowe, a nawet roślinność w parkach narodowych, czy temperaturę torfowisk.

Mapy strat ciepła to kolejny obszar zastosowań termowizji w badaniach miast, budynków, ale również sieci ciepłowniczych. Na podstawie już zrealizowanych projektów, można jednoznacznie stwierdzić, że metoda polegająca na rejestracji kamerami termalnymi obiektów z pułapu lotniczego, pozwala na efektywne i wiarygodne skontrolowanie pracującej sieci ciepłowniczej oraz analizę obiektów kubaturowych. Zdobyte doświadczenie, specjalistyczna wiedza naukowa i konsultacje z praktykami potwierdziły wysokie wymagania co do warunków w jakich rejestrowane są termogramy. Ma to bardzo duże znaczenie przy przeprowadzaniu dalszych analiz i wpływa na cechy jakościowe opracowywanych produktów. Warto wspomnieć, że w przypadku pozyskiwania zdjęć termowizyjnych w celu opracowania map strat ciepła ważne jest, aby

nalot wykonano w możliwie krótkim czasie, w porównywalnych warunkach meteorologicznych, słabym wietrze a nawet ciszy, przy braku opadów, a także pokrywy śnieżnej i niskiej temperaturze (a ze względu na uchwycenie możliwie dużych kontrastów termicznych najlepiej poniżej 0°C). Warto dodać, że ze względu na konieczność kalibracji sensorów oraz potrzebę możliwie najdokładniejszego odwzorowania temperatur fotografowanych obiektów, niezbędne jest prowadzenie pomiarów terenowych w miejscu i czasie wykonywania nalotu.

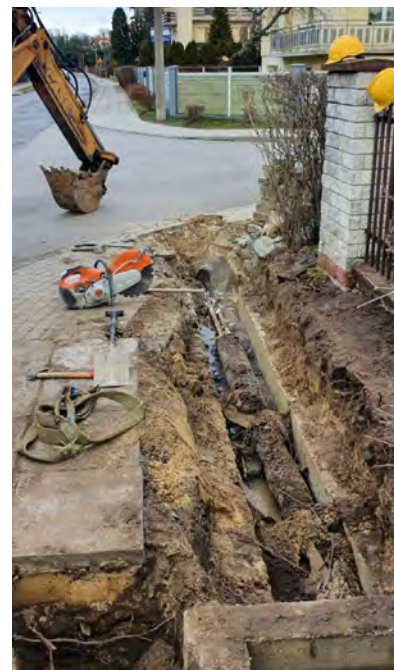
Pamiętam kiedy przyszliśmy pierwszy raz z ofertą do jednego z przedsiębiorstw ciepłowniczych celem zaproponowania realizacji projektu spotkaliśmy się nie tyle z odmową, co z sceptycznym podejściem do tego rodzaju usługi. Twierdzono, że mając większość preizolowanych sieci nie ma potrzeby wykonywania dodatkowego badania i potwierdzania, że wszystko jest w porządku. Nie poddając się uparciu namawialiśmy, że warto spróbować. Podczas przygotowywania prac informowaliśmy o planach i postępkach przedstawicieli MPEC, a w trakcie opracowywania danych konsultowaliśmy i porównywaliśmy optymalne parametry, aby stworzyć wzorcowy produkt szyty na miarę potrzeb przedsiębiorstwa ciepłowniczego. Tym sposobem powstała nasza pierwsza „Mapa strat ciepła” wykorzystana do analizy kondycji systemu ciepłowniczego. Następnie z wykorzystaniem danych o przebiegu sieci otrzymanych z MPEC, a także lokalizacją komór ciepłowniczych i obrysów budynków, przeprowadzone zostały analizy GIS, których celem było wskazanie miejsc potencjalnych awarii.

Gdy przekazaliśmy „Mapę strat ciepła” wraz z analizami widzieliśmy, że efekty naszego projektu mocno zaskoczyły odbiorców. Analizy wy-

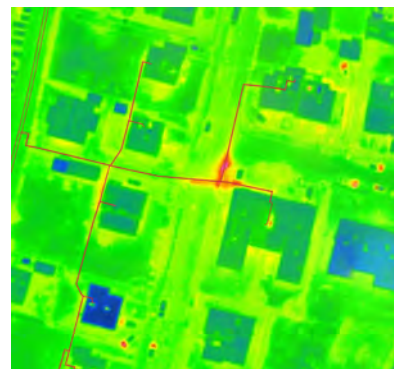
kazały i wskazały precyzyjną lokalizację ponad 100 miejsc do sprawdzenia, tj. potencjalnych awarii. Dwie z nich okazały się bardzo poważnymi awariami (200-300 litrów na godzinę), które długo by jeszcze nie zostały wykryte ze względu na ich lokalizację. Kilkanaście miejsc wytypowano do sprawdzenia w najwyższym priorytecie, a kilkadziesiąt pozostałych w dalszym terminie. Analiza pozwoliła zweryfikować plan prac remontowych, konserwacyjnych i inwestycyjnych na całej sieci.

W ramach opracowania „Mapa strat ciepła”, podstawowym produktem jest tzw. ortofotomapa temperaturowa. To ciągły obraz powierzchni terenu zapisany w formacie rastrowym, gdzie wartość każdego piksela odpowiada temperaturze obiektu. Mając do dyspozycji wektorowy przebieg sieci, mamy możliwość przeprowadzenia różnego rodzaju analiz, a w tym wyszukiwania miejsc potencjalnych awarii czy obliczania statystyk dotyczących strat ciepła. Kolejnym produktem jest tzw. ortofotomapa termalna - czyli kolorowy obraz, który za pomocą odpowiednio dobranej skali barw, w intuicyjny sposób pozwala określić odbiorcy różnice temperatur poszczególnych obiektów.

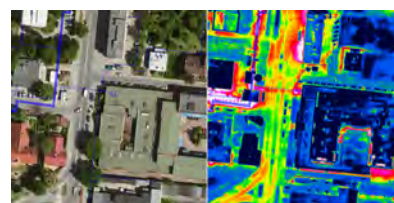
W związku z tym, że wszystkie opracowane produkty są kartometryczne, można wykorzystywać je w systemach GIS operatora sieci. Na podstawie tych danych można jednoznacznie zweryfikować poprawność przebiegu sieci w terenie względem mapy wektorowej (doskonale widoczne są ewentualne rozbieżności pomiędzy wektorem, a faktycznym „wygrzaniem” gruntu, pod którym znajdują się rury). Wszystkie wcześniej wymienione dane można zestawić i porównać z klasyczną ortofotomapą, wtedy nawet osoba nie będąca specjalistą, nie będzie miała większych problemów z poprawną interpretacją wyników i wy-



Sieć tradycyjna z 1988 r., awaria - skorodowany ciepłociąg na odcinku prostym pod ulicą, chodnikiem, praktycznie brak izolacji, wyciek w granicach kilkuset litrów na godzinę



Sieć tradycyjna z 1988 r.



Mapa strat ciepła z nałożonym przebiegiem sieci ciepłowniczej w systemie klasy GIS równoległe z ortofotomapą

ciąganiem właściwych wniosków. Komplementarność wspomnianych danych jest olbrzymim atutem wykorzystania tej technologii w pracach eksploatacyjnych sieci.

Mapy strat ciepła można wykorzystywać wielokrotnie przez różne grupy użytkowników. Publikując tego rodzaju dane w sieci, za pomocą portalu WWW (który również mamy w swojej ofercie), analizować możemy straty ciepła poszczególnych budynków - stan izolacji dachów czy elewacji. Niezależnie od tego czy budynek jest mieszkalny, gospodarczy, jednorodzinny, czy wielorodzinny, prywatny, spółdzielczy, czy użyteczności publicznej (szkoły, urzędy), to na mapach widoczne są braki, bądź błędy w termoizolacji. Na pewno mapy takie mobilizują właścicieli, czy administratorów tych nieruchomości do zwrócenia uwagi i być może podjęcia decyzji dotyczących usunięcia tych usterek. W przyszłości może to przynieść wymierne korzyści ekonomiczne.

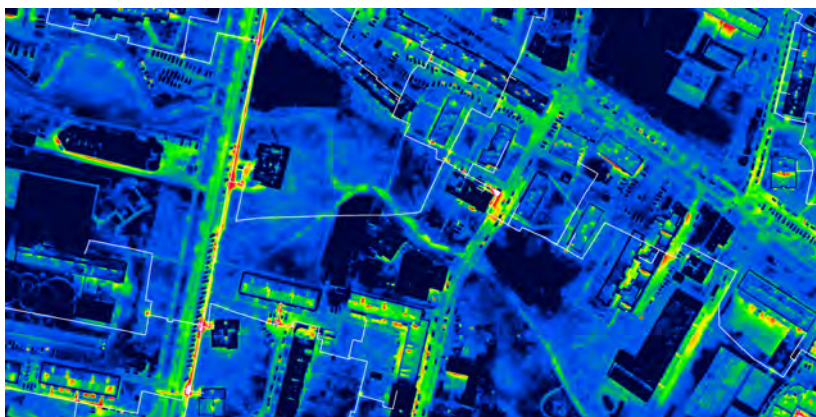
Ile kosztują mapy strat ciepła, kiedy i jak można zamówić? Jednym z naszych celów było rozwiązanie wątpliwości oraz obalenie mitu, że diagnostyka termowizyjna jest droga. Faktem jest, że ostatnimi laty tego typu opracowania wykonywały zagraniczne konsorcja i były to rzeczywiście drogie projekty. Wchodząc na ten rynek, wykorzy-

stując nowsze i lepsze technologie (wyższej klasy sprzęt), co przełożyło się bezpośrednio na jakość opracowań i analiz, zaproponowaliśmy bardziej konkurencyjne warunki cenowe. Dla każdego klienta przedstawimy szczegółową wycenę w zależności od specyfiki, parametrów i wielkości projektu. Mamy dopracowaną nie tylko metodę pozyskiwania danych, ale również opracowania konkretnych produktów mapowych wchodzących w skład mapy strat ciepła. Jesteśmy na miejscu w Polsce, co też znacząco wpływa na niższe koszty i czas mobilizacji sprzętu a to przy wysokich wymaganiach pogodowych i warunkach zimowych ma bardzo duże znaczenie. Tylko krótkiej zimy 2020 r. (niewielka ilość dni z tem-

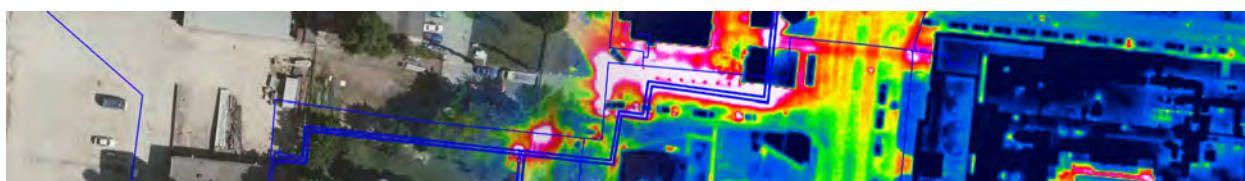
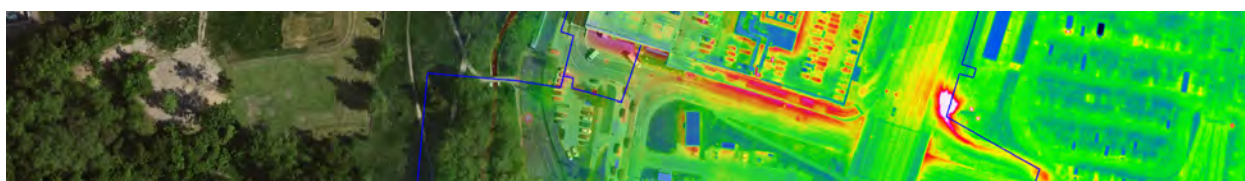
peraturą poniżej 0°C) wykonaliśmy dwa duże projekty, których rezultaty trafiły do naszych klientów jeszcze wiosną tego roku. To właśnie zdanie i opinie klientów o naszych rozwiązaniach i produktach dają nam wystarczającą motywację do działania i ciągłego rozwijania naszej oferty. Wyprzedzamy konkurencję już nie tylko technologicznie, ale też poprzez zmianę podejścia do oferowanych usług, w tym prowadzenia projektów na partnerskich zasadach i w dobrej atmosferze. Ten sposób działań cechuje nas niezależnie od branży dla której pracujemy i powoduje, że nasza współpraca ma charakter długofalowy.

www.mapystratciepla.pl

□



Mapa strat ciepła z nałożonym przebiegiem sieci ciepłowniczej i widocznymi stratami



Mapa strat ciepła z nałożonym przebiegiem sieci ciepłowniczej i ortofotomapą



PGE Energia Ciepła S.A. |

Zmiana na eko - inwestycje i rozwój w PGE Energia Ciepła

PGE Energia Ciepła, należąca do Grupy PGE, jest największym w Polsce producentem energii elektrycznej i ciepła, wytwarzanych w procesie wysokosprawnej kogeneracji. Spółka, jako lider nowoczesnego ciepłownictwa, stawia na rozwój sieci ciepłowniczych i inwestycje proekologiczne, zakłada całkowite odejście od węgla na rzecz gazu do 2023 r.

■ Rekordowe przyłączenia do sieci ciepłowniczej

Rok 2019 był dla PGE Energia Ciepła znamienny pod względem ilości przyłączeń do sieci ciepłowniczych. W 13 miastach, w których spółka prowadzi działalność, do miejskich sieci ciepłowniczych przyłączone zostały budynki o zapotrzebowaniu na ciepło 239,9 MWt. To o 43,4 MWt więcej niż w 2018 r. Wielkość nowo zrealizowanych przyłączeń w minionym roku porównać można do przyłączenia do ciepła sieciowego miasta wielkości Opola lub Tychów

(128 tys. mieszkańców). Blisko 80% przyłączeń zostało zrealizowanych w trzech dużych miastach - Krakowie, Wrocławiu oraz Gdańsku.

PGE Energia Ciepła aktywnie włącza się w poprawę jakości powietrza w miastach i podnosi komfort życia mieszkańców. Zgodnie ze Strategią Ciepłownictwa Grupy PGE sukcesywnie zwiększa udział ciepła sieciowego w Polsce.

- *Na rynkach, na których jesteśmy wytwórcami ciepła przyłączyliśmy budynki o zapotrzebowaniu na ciepło 199,5 MWt. Natomiast tam, gdzie oprócz wytwarzania również dostarczamy ciepło, przyłączyliśmy*

40,4 MWt. Potwierdza to naszą pozycję lidera branży ciepłowniczej w Polsce, ale jednocześnie wymaga od nas ciągłego zaangażowania i dalszego rozwoju w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i poprawy jakości powietrza - mówi Przemysław Kołodziejak, p.o. Prezesa Zarządu PGE Energia Ciepła.

Dane o nowych przyłączeniach w minionym roku wskazują na to, że wzrasta świadomość mieszkańców miast w kwestii ekologicznego ciepła z sieci. Ma to bezpośrednie przełożenie na wzrost zapotrzebowania na ciepło z sieci miejskiej.

Tyle budynków dołączyło do ciepła sieciowego w 2019 r.:

Kraków:

217 obiektów, czyli 75 MW mocy cieplnej,

Trójmiasto, Rumia i Kosakowo:

650 budynków, czyli 63,7 MWt,

Wrocław i Gmina Siechnice:

130 obiektów, czyli 63,76 MWt,

Zielona Góra:

67 obiektów, czyli 13,1 MWt,.

Toruń:

60 budynków, czyli 11,5 MWt,

Gorzów Wielkopolski:

13 nowych obiektów, czyli 3,7 MWt.

PGE Energia Ciepła zapewnia ciepło w domach dla 2 mln odbiorców. Co najważniejsze, ciepło produkowane we wszystkich elektrociepłowniach spółki jest dostępne przez cały rok. Latem wytwarzają one głównie energię elektryczną i ciepło na potrzeby ciepłej wody użytkowej, ale w razie ochłodzenia są gotowe zwiększyć produkcję na cele ogrzewania i tym samym elastycznie reagować na potrzeby mieszkańców. Właściciele lub zarządcy budynków (spółdzielnie mieszkaniowe, wspólnoty) mogą włączyć ogrzewanie w każdej chwili na podstawie wniosku do dystrybutora ciepła.

- *Usługa dostarczania ciepła przez cały rok oparta jest o tzw. automatykę pogodową, czyli urządzenia zainstalowane w węzłach cieplnych, które sterują dostawami ciepła w zależności od temperatury panującej na zewnątrz budynku. Gdy temperatura spada poniżej określonego poziomu, węzeł włącza się i uruchamia dopływ ciepła do budynku, a gdy wzrasta - dopływ ciepła zostaje*



automatycznie wstrzymany. Temperaturę graniczną, która wyznacza uruchomienie dostaw ciepła, zawsze określa klient w zależności od swoich potrzeb - mówi Paweł Kaliński, Dyrektor Departamentu Rynku Ciepła PGE Energia Ciepła.

■ **Nowoczesne rozwiązania i inwestycje ekologiczne**

PGE Energia Ciepła do końca 2023 r. planuje całkowite odstawienie z ruchu kotłów węglowych i zastąpienie ich kotłami gazowymi. Są to inwestycje prośrodowiskowe niosące ogromną korzyść dla środowiska i jakości powietrza, a co za tym idzie - dla zdrowia i bezpieczeństwa mieszkańców. Planowane inwestycje obejmują budowę nowej Elektrociepłowni Czechnica w Siechnicach, która będzie inwestycją o kluczowym znaczeniu dla aglomeracji wrocławskiej. We wstępnej fazie jest także nowe źródło kogeneracyjne gazowe w Zgierzu. Elektrociepłownia w Rzeszowie jest w trakcie przygotowań do budowy nowej jednostki wytwórczej - kotłowni gazowej złożonej z sześciu kotłów gazowych o łącznej mocy 186 MWt. Będzie to nowoczesna jednostka wytwórcza spełniająca wymagania BAT, która zastąpi dotychczasowe kotły wodne rusztowe WR25 i kotły wodne pyłowe WP120 opalane pali-

wem węglowym. Również w Bydgoszcy rozpocznie się niebawem budowa nowej kompleksowej kotłowni wodnej gazowej o mocy około 40 MWt. Ponadto w przygotowaniu do realizacji podobnych projektów, z wykorzystaniem paliwa gazowego, są kolejne lokalizacje: EC Gdynia, EC Kraków, EC Gdańsk i EC Wrocław.

- *Branża energetyczna stoi przed dużymi wyzwaniami. Jednym z nich jest spełnienie rygorystycznych norm środowiskowych BREF/BAT. Inwestycje jakie zaplanowaliśmy sprawią, że będzie nam się żyło lepiej, z lepszym powietrzem, ale jako przedsiębiorstwa musimy ponieść nakłady na inwestycje. To ogromne wyzwanie, do którego jako lider linii biznesowej ciepłownictwo w Grupie PGE jesteśmy zobowiązani - mówi Przemysław Kołodziejak.*

Jak mówią eksperci z branży energetycznej, nie ma lepszego sposobu na ograniczanie zanieczyszczenia powietrza niż korzystanie z ciepła wytwarzanego w elektrociepłowniach i ciepłowniach, spełniających wysokie normy emisji. Warto podkreślić, że ciepłownictwo sieciowe jest także najbezpieczniejszym i najmniej awaryjnym sposobem zaopatrzenia w ciepło mieszkańców.

PGE Energia Ciepła rozwija też nowoczesne technologie, dzięki którym m. in. można oszczędzić ciepło i zwiększyć efektywność energetycz-

na budynku. PGE Toruń, należąca do PGE Energia Ciepła, już od 2005 r. prowadzi badanie termowizyjne swojej sieci ciepłowniczej, dzięki czemu można szybciej identyfikować nieszczelności ciepłociągów. Za pomocą kamery termowizyjnej przeprowadzane są badania stanu zewnętrznej i wewnętrznej instalacji odbiorczej centralnego ogrzewania, ciepłej wody, wentylacji i klimatyzacji wraz z wykonaniem raportu z badania. To oznacza, że odbiorcy ciepła będą dokładnie poinformowani, co należy zrobić, aby dobrze zarządzać ciepłem, zmniejszając jego zużycie. Ponadto, także w Toruniu, stosowane są systemy informatyczne, które pozwalają zdalnie zarządzać 260 km siecią ciepłowniczą i ponad 2000 węzłami ciepłymi w mieście.



■ Modernizacje i przeglądy urządzeń wytwórczych

W każdej elektrociepłowni podczas sezonu remontowego, który odbywa się podczas letnich miesięcy trwają przeglądy, modernizacje i wymiany części urządzeń. To ważne miesiące dla jednostek wytwórczych, przygotowujące je na kolejny sezon grzewczy. W gdańskiej elektrociepłowni PGE Energia Ciepła, rozpoczęła się modernizacja Instalacji Mokrego Odsiarczania Spalin (IMOS), która spowoduje redukcję emisji tlenków siarki o kolejne 35%. Najbliższe miesiące i lata to czas nowych inwestycji pro środowiskowych w elektrociepłowniach w Gdańsku i Gdyni. Koszt modernizacji IMOS w gdańskiej i gdyńskiej elektrociepłowni to 18,3 mln zł. W elektrociepłowni w Rzeszowie natomiast przeglądy przeszły Blok Gazowo-Parowy i Blok Gazowo-Silnikowy. Ponadto sprawdzane i modernizowane są podstawowe urządzenia elektrociepłowni. Intensywny okres remontowy odbył się także w Lublinie Wrotków. W lubelskiej elektrociepłowni energia elektryczna i ciepło wytwarzane są jednocześnie w procesie kogeneracji z wykorzystaniem paliwa gazowego. Jest to możliwe dzięki uruchomieniu w 2002 r. bloku gazowo-parowego (BGP), który prawie całkowicie przejął produkcję z czterech kotłów wodnych, wytwarzających wcześniej ciepło z wykorzystaniem węgla kamiennego. Blok gazowo-parowy został kompleksowo wyremontowany w ostatnich latach. Tegoroczny harmonogram remontów obejmował wykonanie aż 200 zadań niezbędnych do zapewnienia prawidłowej i bezpiecznej pracy bloku przez następny rok.

- Aby mówić o efektywności ciepłownictwa sieciowego, powinno ono spełnić trzy najważniejsze kryteria: być czyste, zapewniać niskiemisyjność i minimalizować nakład

nieodnawialnej energii pierwotnej. Zapewnimy to poprzez współpracę sieci z nowymi blokami gazowymi, a także poprzez wykorzystanie energii ze źródeł odnawialnych i nowych technologii wykorzystujących ciepło odpadowe, np. ze ścieków. Dbamy o nasze jednostki, aby w sposób nieprzerwany produkowały ciepło i energię elektryczną gwarantując bezpieczeństwo energetyczne - mówi Przemysław Kołodziejak. PGE Energia Ciepła, zarówno dzięki nowym przyłączeniom do sieci ciepłowniczych, jak i rozwojowym inwestycjom i modernizacjom, aktywnie włącza się w poprawę jakości powietrza w miastach i podnosi komfort życia mieszkańców.

Fot. PGE Energia Ciepła



Czy wiesz że...

2 mln - to liczba odbiorców ciepła korzystających z ciepła produkowanego przez elektrociepłownię PGE Energia Ciepła,

609 km - to łączna długość sieci ciepłowniczej w Toruniu (PGE Toruń), Zielonej Górze, Gorzowie, Zgierzu i Siechnicach,

56 000 m³ - to łączna pojemność sieci ciepłowniczej (ilość wody, która krąży w sieci) w Toruniu, Zielonej Górze, Gorzowie, Zgierzu i Siechnicach,

25% - tyle wynosi udział PGE Energia Ciepła w rynku ciepła z kogeneracji,

4200 - to liczba węzłów ciepłych zasilanych z sieci ciepłowniczych należących do PGE Energia Ciepła.

Prof. dr hab. inż. Wojciech Suwała,
dr hab. inż. Artur Wyrwa,
Wydział Energetyki i Paliw, AGH
dr inż. Stanisław Tokarski,
Centrum Energetyki AGH/GIG

Uśrednione koszty energii elektrycznej dla technologii klasycznych

Rozważania na temat perspektyw rozwoju energetyki powinny opierać się na pewnych przesłankach, dotyczących m. in. kosztów wytwarzania energii elektrycznej. W czasach monopoli, gdy o rozwoju decydował centralny planista, koszty były najważniejszym czynnikiem. Obecnie, w sytuacji rynku energii o doborze technologii powinny decydować kryteria biznesowe, ale wobec zasad polityki klimatycznej, stają się kryterium drugorzędym. Podstawowym jest wybór technologii o niskich lub zerowych emisjach dwutlenku węgla. Niemniej koszty technologii, zwłaszcza perspektywicznych są jednym z ważniejszych czynników branych pod uwagę przy wskazywaniu kierunków rozwoju energetyki¹.

Porównywanie kosztów różnych technologii wytwarzania wymaga stosowania pewnych miar obiektywnych, które dadzą wyniki wiarygodne i pozwalające określić przewagi jednych nad drugimi. Miary takie nie są jednak jednoznaczne, czyli w pełni obiektywne. Wyniki są zależne od przyjętych założeń, danych, czy zasad obliczania. Taką miarą są m. in. uśrednione jednostkowe koszty energii elektrycznej². Jest to średni jednostkowy koszt wytwarzania energii elektrycznej za cały okres funkcjonowania instalacji, od rozpoczęcia

budowy do jej likwidacji po zakończeniu eksploatacji. Koszt ten odpowiada cenie energii elektrycznej, jaka pozwala na uzyskanie przychodów gwarantujących efektywność inwestycji na poziomie zerowych zysków nadzwyczajnych, ale z zyskami pokrywającymi koszt kapitału. Cena taka to średnia, przy której Net Present Value będzie równe zero. Analiza średniego kosztu pozwala uniknąć problemów porównywania technologii o różnych paliwach, proporcjach kosztów stałych i zmiennych, a wreszcie różnych czasach życia instalacji.

Porównanie uśrednionych kosztów jednostkowych jest pomocne przy ocenie ekonomiki wytwarzania i generalnie przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, czy rozwojowych dla całego systemu paliwowo-energetycznego, choć nie są to wskaźniki mające decydujące znaczenie.

■ Metoda obliczania kosztów uśrednionych

Koszt uśredniony jest obliczany jako zdyskontowana suma składników

¹ Artykuł bazuje na opracowaniu [1]

² Koszty te w literaturze angielskojęzycznej są nazywane: Levelised Costs Of Electricity (LCOE), Levelized Unit Electricity Cost (LUEC), Levelized Energy Cost (LEC)

³ DCF - discounted cash flow

kosztów³ podzielona przez zdyskontowaną wielkość produkcji. Uwzględniane składniki to najczęściej:

- nakłady inwestycyjne, zazwyczaj szacowane na podstawie wskaźników, np. USD/kW jako tzw. overnight investment (construction) costs,
- koszty operacyjne i utrzymania produkcji (O&M operational and maintenance costs), jeśli dostępne są odpowiednie dane, z podziałem na stałe i zmienne,
- koszty paliwa,
- koszty nabycia uprawnień do emisji CO₂, czasem innych opłat emisyjnych,
- koszty likwidacji wyeksploatowanej instalacji (decommissioning),
- wartość końcowa, tzn. przychody uzyskane ze sprzedaży wyeksploatowanej jednostki (salvage value).

Jak widać w składnikach tych nie uwzględniono kosztów kapitału, jednak dyskontowanie jest pewną formą uwzględniania tego kosztu. Zastosowana tutaj formuła obliczania średniego jednostkowego kosztu ma postać:

$$LUEC = \frac{\sum_{t=TP}^{T0} (N_t) * (1 + r_t)^t + \sum_{t=T0}^{TK} (OM_t + F_t + CO_{2t} + L_t) * (1 + r_t)^{-t} - SV_T * (1 + r_{TK})^{-TK}}{\sum_{t=T0}^{TK} P_t * (1 + r_t)^{-t}}$$

gdzie:

LUEC - uśredniony jednostkowy koszt energii elektrycznej,

t - indeks czasu, najczęściej roku, t=0 to moment (rok) rozpoczęcia inwestycji,

T0 - moment, rok zakończenia budowy i rozpoczęcia produkcji, numer kolejny = 0,

TP - moment, numer kolejny roku rozpoczęcia procesu inwestycyjnego, liczony wstecz od momentu T0,

r_t - stopa dyskonta dla roku t,

TK - moment, numer kolejny roku zakończenia eksploatacji instalacji liczony od momentu T0,

N_t - całkowite nakłady inwestycyjne

poniesione w roku **t**,

OM_t - całkowite koszty operacyjne i utrzymania produkcji poniesione w roku **t**,

F_t - całkowite koszty paliwa poniesione w roku **t**,

CO_{2t} - całkowite koszty nabycia uprawnień do emisji dwutlenku węgla w roku **t**,

L_t - całkowite koszty likwidacji poniesione w roku **t**,

SV_T - wartość końcowa instalacji po zakończeniu jej funkcjonowania, w roku **T**,

P_t - poziom produkcji energii elektrycznej w roku **t**.

Stopa dyskonta **r** to realna (nie bieżąca, tj. bez inflacji) stopa zwrotu z inwestycji w gospodarce. Często zakładana na poziomie tzw. WACC Weighted Costs of Capital, który jest ważoną średnią kosztów pozyskania funduszy na inwestycje z kapitału własnego oraz kredytów. Stopa dyskonta, a także WACC, zależą przede wszystkim od ryzyka inwestowania.

Dla ujednoczenia obliczeń przyjęto dane wskazywane przez EURELECTRIC na podstawie publikacji Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition, IEA OECD, Paris, 2010 [2].

Założono, że wszystkie elektrownie zostaną uruchomione w 2025 r., a koszt uzyskania pozwolenia na emisję CO₂ w całym okresie wyniesie 25 USD/t CO₂.

Wybrano typowe, reprezentatywne klasyczne technologie wytwarzania energii elektrycznej, które w przyszłości mogą stanowić bazę dla generacji w podstanie (tab.1).

■ Koszty średnie wytwarzania energii elektrycznej

Przeprowadzone obliczenia dają wyniki przedstawione w tab. 2.

Najniższy uśredniony koszt wytwa-

Kod elektrowni	Uśredniony koszt wytwarzania USD/MWh
SMR6005k	62,80
SMR6003k	47,80
NUC1000	65,42
Coal1000	77,60
Lig1000	66,48
CCGT300	127,67
Coal1000_CCS	89,83

Tab. 2 . Uśrednione koszty energii elektrycznej dla analizowanych technologii USD/MWh

Kod elektrowni	Opis
SMR6005k	małe reaktory modułowe o łącznej mocy 600 MW i koszcie inwestycyjnym 5k USD/kWh
SMR6003k	małe reaktory modułowe o łącznej mocy 600 MW i koszcie inwestycyjnym 3k USD/kWh (bardzo niski, ale wskazywany jako możliwy do osiągnięcia [3])
NUC1000	klasyczna elektrownia jądrowa o mocy 1000 MW
Coal1000	elektrownia na węgiel kamienny o mocy 1000 MW
Lig1000	elektrownia na węgiel brunatny o mocy 1000 MW
CCGT300	elektrociepłownia z turbiną gazową o mocy 300 MW
Coal1000_CCS	elektrownia na węgiel kamienny o mocy 1000 MW z instalacją wychwytu i magazynowania CO ₂

Tab. 1 . Wybrane reprezentatywne technologie wytwarzania energii elektrycznej

rzania mają małe reaktory jądrowe o nakładach inwestycyjnych 3k USD/kWe, jednakże należy zaznaczyć, że osiągnięcie aż tak niskiego kosztu jest nierealne w ciągu najbliższych dekad. Tanią technologią jest mały reaktor o nakładach inwestycyjnych 5k USD/kWe, które optymistycznie będą osiągalne komercyjnie po 2030 r. Przy założonej cenie uprawnień do emisji CO₂, elektrownia opalana węglem brunatnym ma koszty porównywalne z dużą elektrownią jądrową, a elektrownia na węgiel kamienny ma koszty wyższe niż elektrownie jądrowe o około 20%. W warunkach rygorystycznej polityki klimatycznej technologie węglowe stają się niekonkurencyjne w stosunku do technologii jądrowych. Najwyższe koszty ma elektrownia na gaz ziemny, co jest wynikiem założonych wysokich cen tego paliwa, jednak w warunkach 2020 r. należy zauważyć wzrost skali jednostkowej bloków gazowych do 700 MW, a także niższy koszt paliwa gazowego, co może zwiększyć atrakcyjność tych inwestycji.

Nakłady inwestycyjne i inne koszty podawane w literaturze, jak i przyjmowane w niniejszej pracy są obarczone pewnym stopniem niepewności, dlatego przeprowadzono obliczenia symulujące kształtowania się kosztów uśrednionych dla rozkładu normalnego uwzględnianych kosztów o wartości średniej tu przyjętej oraz odchyleniu standardowych oszacowanym w *Projected Costs of Generating...*

Wyniki przedstawiono na rys.1. Można zauważyć zasadnicze zmiany w stosunku do wartości podanych uprzednio. Zmniejsza się różnica między technologiami nuklearnymi (SMR6005k i NUC1000), które ponadto mają koszty praktycznie takie same jak elektrownie

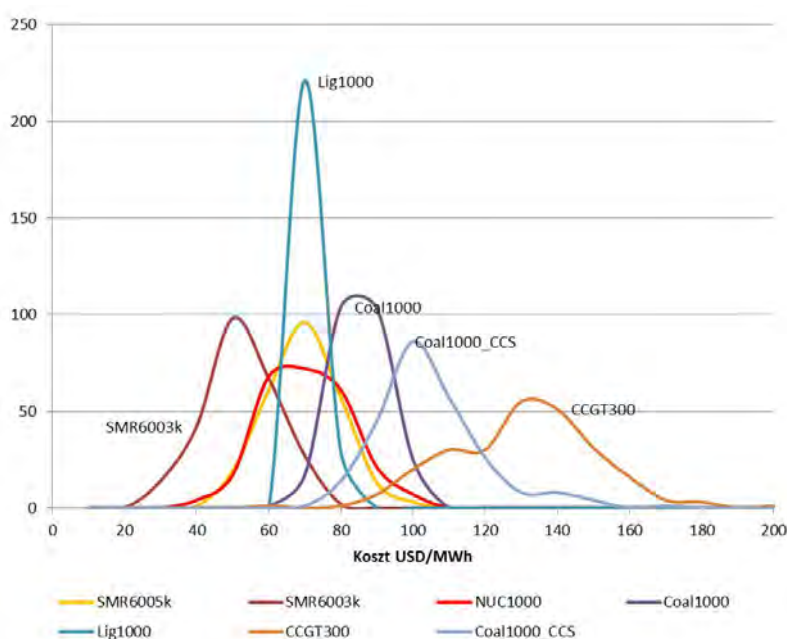
opalone węglem brunatnym. Powiększyła się także różnica między tą grupą, a elektrowniami wykorzystującymi węgiel kamienny. Wysokość krzywych jest miarą częstości występowania konkretnej wartości kosztu.

Wnioski

Przeprowadzone obliczenia i symulacje wykazały, że koszty technologii energetycznych, jeśli uwzględnić niepewność szacowania poszczególnych składników kosztów, są najniższe i porównywalne dla technologii nuklearnych, zarówno obecnych, jak i perspektywicznych (SMR). Przy stosunkowo niskich cenach uprawnień do emisji CO₂, na podobnym poziomie są koszty energii

z węgla brunatnego, które cechuje także niski stopień niepewności. Wyższe koszty ma energia z węgla kamiennego oraz gazu ziemnego. W wielu rozważaniach poświęconych polityce energetycznej wskazuje się właśnie technologie jądrowe jako przejściowe, do czasu opracowania technologii umożliwiających generację energii elektrycznej wyłącznie na bazie źródeł odnawialnych. Chociaż wskaźnik LCOE jest często wykorzystywany do oceny ekonomiki wytwarzania jedną z jego wad jest pominięcie kosztów systemowych, np. utrzymania rezerw mocy koniecznych do zbilansowania systemu w przypadku jednostek niesterowalnych, np. wykorzystujących odnawialne źródła energii.

□



Rys. 1. Rozkłady częstości kosztów uśrednionych dla badanych rozkładów normalnych kosztów

Literatura

[1] Analiza perspektyw rozwoju technologii reaktorów małej mocy, AGH WEiP, Marzec 2017.

[2] *Projected Costs of Generating Electricity, 2010 Edition*, IEA OECD, Paris, 2010.

[3] Roulstone T., Guan Z., 2014, *Economics of Scale v Economies of Volume - LWRs*, Nuclear Institute -SMR Conference September 2014.

Wywiad z Piotrem Listwoniem,

Wiceprezesem Zarządu ds. Operacyjnych Towarowej Giełdy Energii S.A.



TGE coraz mocniej zaznacza swoją pozycję na arenie międzynarodowej

- **Czy uważa Pan, że 20 lat działalności to wystarczająco długi okres czasu na zbudowanie pozycji, osiągnięcie sukcesu?**

Ostatnie 20 lat dla polskiej gospodarki to czas reformacji, uwalniania rynków, tworzenia się struktury rynkowej, pojawienia się regulacji europejskich, którym nie tylko Polska, ale także inne kraje musiały sprostać. Na fali tych przemian powstała Giełda Energii, jako ważny element liberalizacji rynku, szczególnie w zakresie gazu ziemnego. Przez dwie dekady podejmowaliśmy wiele działań, mających na celu stworzenie hurtowej platformy obrotu produktami energetycznymi na miarę standardów międzynarodowych. Dzięki temu obecnie jesteśmy rozpoznawalni, TGE stała się jedną z najbardziej płynnych giełd w Europie Środkowo-Wschodniej. Obecnie wychodzimy w nowy wymiar handlu,

zaczynamy bowiem coraz szerzej i intensywniej działać na wspólnym rynku energii. W mojej opinii giełda wykorzystwała w odpowiedni sposób i czas i swoją szansę, wywiązała się ze swojej roli.

- **Wspomniał Pan o wspólnym rynku energii. Jak z perspektywy toczących się projektów postrzega Pan poziom integracji rynków w Europie?**

Integracja rynków energii jest procesem wielowymiarowym. Toczy się ona na poziomie infrastrukturalnym, regulacyjnym i handlowym. Rozporządzenie CACM narzuciło na NEMO (red. TGE posiada status Nominowanego Operatora Rynku Energii dla polskiego obszaru cenowego od 2015 r.) obowiązek współpracy, nie określa jednak w jaki sposób ma ona przebiegać. NEMO i operatorzy systemów przesyłowych nadal „docie-

rają się” w tej kwestii - szczególnie w zakresie lokalnych projektów. Rynek spot w ostatnich latach bardzo się rozwinął, a jego dalszy rozwój będzie wymagał nie tylko wysiłku ze strony NEMO, ale właśnie operatorów oraz organów regulacyjnych, w tym także KE. Warto wspomnieć, że ubiegły rok upłynął pod znakiem Rynku Dnia Bieżącego, który uruchomiliśmy w listopadzie w modelu XBID. Obecnie priorytetem dla TGE są projekty związane z Rynkiem Dnia Następnego, mam na myśli CORE i Interim Coupling, a także wdrożenie w Polsce MNA. Będzie to oznaczać konkurencję trzech NEMO na krajowym rynku, na którą jesteśmy przygotowani. Oferta produktowa TGE jest kompleksowa. Oferujemy naszym klientom możliwość zawierania transakcji już w oparciu o trzy platformy: rynek towarowy, rynek finansowy oraz rynek terminowy, przekształcony w maju br. w zorganizowaną platformę obrotu - OTF, na mocy dyrektywy MiFID2.

□ **W ubiegłym roku giełda uruchomiła Rynek Dnia Bieżącego w modelu XBID. Jak z perspektywy czasu ocenia Pan funkcjonowanie tego rynku?**

Niewątpliwie prace nad projektem XBID były jednymi z największych wyzwań, przed którymi stanęła w ostatnim czasie nie tylko TGE, ale także nasza izba rozliczeniowa (red. IRGiT). Po ponad dziewięciu miesiącach funkcjonowania Rynku Dnia Bieżącego w tej formie z całą pewnością możemy ogłosić sukces, co potwierdzają dane dotyczące obrotu na tym rynku. Skupiając się chociażby wyłącznie na tym roku, obroty na nim były rekordowe. Przez pierwsze siedem miesięcy 2020 r. wolumen wzrósł na RDB 32-krotnie w stosunku do roku poprzedniego. Jest to zarazem prawie 6 razy więcej niż wolumen RDB w całym 2019 r. Oznacza to, że uczestnicy polskiego rynku energii szybko dostosowali swoje strategie handlowe do nowych realiów wyznaczonych przez europejski proces integracji rynków. W tym miejscu warto przypomnieć istotę funkcjonowania handlu na Rynku Dnia Bieżącego, mianowicie jego charakter ma szczególne znaczenie dla absorpcji nieprzewidywalnych zmian zarówno po stronie produkcji, jak i popytu energii elektrycznej. W rezultacie minimalizuje się konieczność wykorzystania usług regulujących moc i częstotliwość dzięki mechanizmom rynkowym. Dlatego też biorąc pod uwagę strukturę innych europejskich rynków, RDB posiada ogromny potencjał rozwoju.

□ **Jak ocenia Pan implementację pakietu „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” i jakie to rodzi skutki dla TGE?**

Implementacja pakietu „Czysta energia”, obejmującego zagadnienia związane ze strukturą rynku energii elektrycznej, w tym kwestie OZE, bez-

pieczeństwa dostaw energii oraz efektywności energetycznej, spowodowała konieczność wprowadzenia zmian w funkcjonowaniu rynku krajowego. Dla giełdy będzie to oznaczało dostosowanie działań w projektach integracji rynków spot do specyfiki lokalnej poprzez chociażby dostosowanie RDB do proponowanego kształtu rynku bilansującego. Oczekujemy szerokiej współpracy w tym zakresie z uczestnikami rynku, co było też przedmiotem dyskusji na posiedzeniach Rady Rynku, powołanej wraz z początkiem roku na TGE. Mamy świadomość, że z jednej strony należy właściwie w czasie implementować pakiet „Czysta energia” na rynku polskim, z drugiej natomiast utrzymać lokalne uwarunkowania naszego rynku. W tym aspekcie istotna jest również postępująca decentralizacja rynku i wynikające z tego nowe wyzwania, ze szczególnym uwzględnieniem zwiększonego udziału w OZE w polskim miksie na rynku hurtowym, jak i dla klienta końcowego.

□ **W jaki sposób świadczone przez giełdę usługi mogą wspierać dynamicznie rozwijający się sektor OZE?**

Wspomniany przeze mnie wcześniej pakiet „Czysta energia dla wszystkich Europejczyków” wprowadza zmiany dyrektywą dotyczącą odnawialnych źródeł energii (red. dyrektywa UE 2018/2001). Określono w niej bowiem mechanizmy, które państwa członkowskie mogą stosować, by osiągnąć wyznaczone cele OZE, co wspierać może również funkcjonujący na TGE Rejestr Gwarancji Pochodzenia jako miejsca, podstawy, do oznaczania energii ograniczającej lub nie posiadającej śladu węglowego, np. w umowach PPA. Należy wspomnieć, że w ciągu pięciu lat swojego funkcjonowania, RGP wzrastał na znaczeniu. Udało nam się nie tylko rozwinąć krajowy rynek tych instrumentów, ale także wypracować ugruntowaną pozycję polskich gwarancji pochodzenia na arenie międzynarodowej, które

są coraz powszechniej honorowane w krajach Europy. Obecnie prowadzimy prace nad rozszerzeniem go o kolejne technologie. Warto podkreślić, że giełda czynnie uczestniczy w pracach związanych z rozwojem gwarancji pochodzenia na rynku krajowym (we współpracy z Ministerstwem Klimatu, a także organizacjami branżowymi), a we współpracy z URE planowane jest rozpoczęcie procesu uczestnictwa w AIB, tj. stowarzyszenia zrzeszającego europejskich wystawców gwarancji pochodzenia. Członkostwo w AIB umożliwiłoby swobodny obrót między krajami członkowskimi stowarzyszenia, co byłoby kolejnym pozytywnym impulsem dla polskiego systemu gwarancji pochodzenia oraz producentów energii z OZE.

□ **Obecnie promowane są na rynku PPA, czy tutaj TGE widzi dla siebie jakąś rolę?**

Obecnie funkcjonują na rynku OTC różnego rodzaju kontrakty cPPA (red. corporate Power Purchase Agreement), głównie związane z sektorem OZE, gdzie na znaczeniu rosną kontrakty finansowe. TGE analizuje obecnie jakie mechanizmy giełdowe oraz rozliczeniowe mogą być atrakcyjne dla tego sektora. Klasyczne instrumenty finansowe na rynku regulowanym mogą być zbyt kapitałochłonnym rozwiązaniem, szczególnie dla strony inwestującej i sprzedającej energię z OZE. Na pewno można powiedzieć, że ten obszar transakcji, głównie bilateralnych, potrzebuje obecnie, wiarygodnego indeksu cenowego, ale i również pewnie w jakimś stopniu dodatkowego ograniczenia szeregu ryzyk związanych z ich zawieraniem na długi okres czasu. Dlatego należy przeanalizować wszystkie aspekty formalno-prawne takiego modelu rynku, zapewne przy współudziale instytucji finansujących rozwój sektora OZE, jak i samego regulatora. Mam nadzieję, że już wkrótce TGE będzie mogła pochwalić się rozszerzeniem swojej oferty o indeks cenowy dla PPA.

**SPETOGRAF[®] GUS[®] 140****GRAFITOWE USZCZELNIENIE
NOWEJ GENERACJI
DO APLIKACJI WYSOKOTEMPERATUROWYCH**

- ▶ **Najwyższa odporność na utlenianie, poniżej 1% w 670°C**
- ▶ **Na najwyższe obciążenia mechaniczne i termiczne**
- ▶ **Idealne rozwiązanie na parametry nadkrytyczne pary**
- ▶ **Dobra odporność chemiczna**



Jesteśmy ekspertami w obszarze wysokiej jakości uszczelnień przemysłowych. Od ponad 30 lat dostarczamy rozwiązania dla firm z sektora energetyki, petrochemii i chemii, spożywczego, gazowniczego, zakładów celulozowo-papierniczych, maszynowych i wielu innych. Dla naszych klientów, poza produkcją specjalistycznych uszczelnień (metalowych, miękkomateriałowych) i kompensatorów, świadczymy usługi w zakresie doradztwa, szkoleń oraz nadzoru montażowo-eksploatacyjnego. Nasze produkty sprzedajemy do ponad 100 krajów na świecie.

PKP Energetyka S.A. |

PKP Energetyka częścią polskiej delegacji na United Nations Global Compact Leaders Summit 2020

200 ekspertów z całego świata obradowało nad tym, jak znaleźć wspólne rozwiązanie dla problemu nierówności, kryzysu klimatycznego oraz pandemii COVID-19 podczas wydarzenia United Nations Global Compact Leaders Summit 2020. Szczyt to 26 godzin nieprzerwanej transmisji on-line, w tym 61 paneli dyskusyjnych. Z ramienia polskiej delegacji w wydarzeniu uczestniczył prezes PKP Energetyka - Wojciech Orzech, który mówił o roli partnerstwa w budowaniu transportu kolejowego opartego o odnawialne źródła energii.

Wirtualny szczyt odbywający się w dniach 15-16 czerwca był jednym z największych spotkań światowych liderów działających w ramach UN Global Compact - agendy ONZ, która od 20 lat pracuje na rzecz bardziej odpowiedzialnego i zrównoważonego rozwoju. W tym roku Szczyt odbywał się pod hasłami odbudowy i partnerstwa: „Recover better, recover stronger, recover together”. Wydarzenie zgromadziło ponad 20 tys. uczestników.

- *Sytuacja z Covid-19 nauczyła nas abyśmy polegali na nauce, wiedzy i technologii. Wirus jest zjawiskiem*

krótkoterminowym, natomiast zmiany klimatyczne - długoterminowym. Dlatego w walce z ociepleniem klimatu musimy być bardziej zdeterminowani i szybsi. Kraje muszą rozwinąć indywidualne podejście do technologii. To wymaga bardzo mocnego zaangażowania sektora prywatnego i stworzenia systemu zachęt dla firm do inwestowania w odnawialne źródła energii i efektywność energetyczną - mówiła w czasie konferencji **Irena Vojáková-Sollorano, Dyrektor UN Development Coordination Office Regional.**

W szczycie brały udział delegacje

krajowe, składające się z reprezentantów rządów oraz wybranych przedstawicieli biznesu, wdrażających projekty w zakresie zrównoważonego rozwoju. Szefową polskiej delegacji na szczyt była Minister Funduszy i Polityki Regionalnej **Małgorzata Jarosińska-Jedynak**, a w jej składzie znaleźli się także **Jerzy Kwieciński** (PGNiG), **Wojciech Orzech** (PKP Energetyka), **Katarzyna Zawodna-Bijoch** (SKANSKA C.D. Europe) oraz **Piotr Michałowski** (Europejski Bank Inwestycyjny).

- *Biznes ma do odegrania kluczową rolę w osiągnięciu celów Porozumienia*

20
years

POLSKA DELEGACJA na UN GLOBAL COMPACT LEADERS SUMMIT

15–16 czerwiec 2020
#LeadersSummit

MAŁGORZATA JAROSIŃSKA-JEDYNAK
Minister of Funds and Regional Policy



JERZY KWIECIŃSKI
PGNiG



**KATARZYNA
ZAWODNA**
SKANSKA
C.D. Europe



PIOTR MICHAŁOWSKI
European Investment
Bank



WOJCIECH ORZECH
PKP Energetyka

Paryskiego i COP 24. Konstruktyny dialog i partnerstwo w ramach organizacji międzynarodowych, biznesu, nauki i samorządu terytorialnego ma ogromne znaczenie. Wspólna praca na rzecz zmian klimatycznych musi być uczciwa i oparta na zrozumieniu tych wielkich wyzwań, które stoją przed nami wszystkimi - powiedziała w trakcie debaty **Minister Małgorzata Jarosińska-Jedynak**.

O wyzwaniach związanych z pandemią koronawirusa i ich wpływie na strategię działania biznesu rozmawiali uczestnicy panelu „The Power of Partnerships in a Time of Crisis and Recovery”. Wszyscy podkreślali rolę włączania, współpracy i podzielanych, wspólnych celów w wychodzeniu z bieżącego kryzysu. W dyskusji bardzo często pojawiał się problem pogłębiających się zmian klimatycznych. Rozwiązaniem powinny być nowe technologie i modele, które pozwolą poszczególnym sektorom gospodarki ograniczać emisje CO₂. Konkretnym

”

Projekt przejścia polskiej kolei na OZE, prezentowany na UN Global Compact Leaders Summit, zakłada transformację na energię ze słońca i wiatru w 85% do 2030 r.

przykładem, który wyróżnił się podczas panelu, była polska branża kolejowa i jej dążenie do zeroemisyjności. Jak zaznaczył **Wojciech Orzech, Prezes PKP Energetyka**, projekt nad którym pracują polskie firmy kolejowe jest w pełni aplikowalny i może być stosowany na innych rynkach.

- Istotną część naszej strategii jest związana z odpowiedzialnością na zmiany klimatyczne. COVID nie zmienił naszych

planów w tym zakresie. Kolej stanowi szkielet elektromobilności i ma potencjał, by stać się liderem zmian w transformacji całego sektora transportu. Kolej już obecnie jest najbardziej energooszczędnym i ekologicznym środkiem transportu, teraz nadszedł czas, aby oprzeć jego zasilanie o odnawialne źródła energii, co pozytywnie wpłynie na środowisko i pozwoli zwiększyć konkurencyjność całej branży - podkreślił **Wojciech Orzech**.

Obecnie energia dla kolei w Polsce to 2% całości energii elektrycznej pobieranej z sieci. Projekt przejścia polskiej kolei na OZE, prezentowany na UN Global Compact Leaders Summit, zakłada transformację na energię ze słońca i wiatru w 85% do 2030 r. Inicjatywa spotkała się z bardzo dużym zainteresowaniem, jako case study, które ma realną szansę stać się elementem odbudowy gospodarki w sposób przyjazny dla środowiska.

□



INWESTUJEMY W TWOJE BEZPIECZEŃSTWO

GAZ-SYSTEM jest spółką o strategicznym znaczeniu dla polskiej gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego państwa. Odpowiadamy za transport gazu ziemnego i zarządzanie krajową siecią gazociągów przesyłowych wysokiego ciśnienia. Aktywnie współtworzymy też zintegrowany system przesyłowy w Europie.



www.gaz-system.pl



Obsługa ładunków ponadgabarytowych i ciężkich:

- Przemieszczanie i posadowienie
- Podnoszenie hydrauliczne
- Przewóz na SPMT
- Przeładunki
- Transport drogowy, kolejowy, śródlądowy i morski

BEST Logistics Sp. z o. o.
ul. Panieńska 10A/4
70-535 Szczecin
tel.: +48 91 8854 500
Więcej informacji na: www.best-logistics.com



Jesteśmy członkiem grupy



CYBERBEZPIECZEŃSTWO - IT/OT



V Konferencja

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

Temat przewodni: *Cyberbezpieczeństwo w czasach kryzysu*

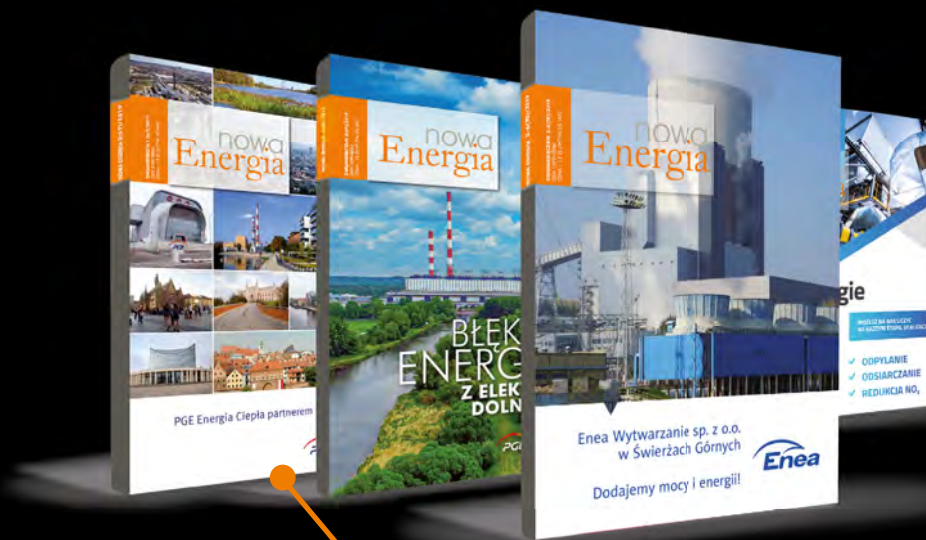
6-8 października 2020 r.

Bukowina Tatrzańska

(Centrum Rekreacji i Biznesu Grand Stasinda)

Szczegóły na: <https://konferencje.nowa-energia.com.pl/cyber/2020/>

ZAMÓW PRENUMERATĘ NA ROK 2020



Cena egzemplarza **20 PLN**

Magazyn „Nowa Energia”
to specjalistyczne czasopismo
dedykowane branży energetycznej

www.nowa-energia.com.pl

Pierwsza firma pomiarowo-badawcza w Polsce

1950



2020

Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki
„ENERGOPOMIAR” Sp. z o.o.
ul. gen. J. Sowińskiego 3, 44-100 Gliwice

wiedza i doświadczenie

70
lat



METODYKA

sprawdzone metody
badawcze, akredytacje



SPRZĘT

doskonale wyposażone
laboratoria stacjonarne i mobilne



MARKA

tradycje inżynierskie,
wiarygodność i stabilność



ZESPÓŁ

specjaliści różnych dziedzin
o wysokich kompetencjach

www.energopomiar.com.pl



@energopomiar

Rafał Hyrzyński, Janusz Badur, Bartosz Kraszewski,
Instytut Maszyn Przepływowych PAN

Paweł Ziółkowski,

Katedra Energetyki i Aparatury Przemysłowej, Wydział Mechaniczny, Politechnika Gdańska

Waldemar Dudda,

Uniwersytet Warmińsko-Mazurski w Olsztynie

Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w 2019 r. ze szczególnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych

II połowa roku i okres pandemii w 2020 jako czynnik nieprzewidywalny

Wartykule przedstawiono zagadnienia związane z szeroko pojętym rozwojem energetyki wiatrowej. Omówiono stan rozwoju energetyki wiatrowej na świecie. Na podstawie dostępnych badań przybliżono także zagadnienia związane z czynnikami wpływającymi na rozwój odnawialnych źródeł energii oraz ich oddziaływanie na środowisko naturalne. Główny nacisk położono jednakże na analizę zjawisk w pracy Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) w okresie od 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r.

Analiza ta była zogniskowana przede wszystkim na uchwyceniu korelacji pomiędzy zapotrzebowaniem na moc KSE, a mocą generowaną przez farmy wiatrowe. W ramach analizy przedstawiono charakterystyczne stany pracy dla KSE, w szczególności z punktu widzenia generacji energii przez źródła wiatrowe. Dodatkowo porównano kwiecień w 2019 i w 2020 r. i określono średnią różnicę na poziomie -1 825,8 MWe. Należy przy tym zwrócić uwagę, że nawet najbardziej wnikliwe analizy nie przewidują zdarzeń

katastrofalnych o wymiarze globalnym, a na pewno takim zdarzeniem jest pandemia SARS-CoV-2.

Praca ma na celu ukazanie zmienności zapotrzebowania na energię elektryczną w systemie elektroenergetycznym na przestrzeni jednego roku jego funkcjonowania. Analizy takie, jak poniżej zaprezentowana, pozwalają na obserwację zmian wynikających z megatrendów¹, które przeobrażają światową energetykę, zarówno w wymiarze sektorowym, jak też w zakresie kształtowania postaw

klientów, którzy są coraz częściej prosumentami. Analiza zmienności zapotrzebowania systemu elektroenergetycznego na energię elektryczną jest szczególnie istotna w obliczu niezwykle dużych wyzwań, jak np. wdrożenie zasad i celów Europejskiego Zielonego Ładu², który ukształtuje europejską energetykę na następne 10-lecia, a wcześniej przeobrazi jej obecną strukturę. Dobór odpowiednich narzędzi i rozwiązań technicznych w celu wdrożenia założeń tej koniecznej strategii powinien być adekwatny do cha-

¹Megatrendy. Fala zmieniająca przyszłość. Analiza rynkowa, Alcatel-Lucent, 2012 r., s. 8.

²EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS The European Green Deal. COM/2019/640 final, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>, [12] (online, 07.07.2020).

rakterystyki pracy każdego z narodowych systemów elektroenergetycznych do czasu, gdy istnieją fizyczne ograniczenia w zakresie przepływu mocy i energii pomiędzy tymi systemami (narodowymi). W tym kontekście analiza, jak poniżej zaprezentowana, wnosi wartość dodaną do zagadnień związanych z kształtowaniem się europejskiej energetyki jutra. W aspekcie wskazanych celów warto wspomnieć o Międzyrządowym Panelu ds. Zmian Klimatu (z ang. *The Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*) [1], który jest międzynarodowym organem nakierowanym na dostarczenie rządów rzetelnej, opartej na badaniach naukowych, wiedzy o zmianach klimatu, przyczynach tych zmian, oceny ryzyk będących następstwem zmian klimatycznych oraz wskazywaniem (rekomendowaniem) działań, które należy podjąć, by uniknąć nieuchronnych skutków zmian klimatycznych [2].

Warto jednocześnie przypomnieć, że Unia Europejska w ramach polityki w zakresie klimatu i energii do 2030 r. zdefiniowała nam trzy podstawowe cele:

- 1) ograniczenie o co najmniej 40% emisji całkowitej gazów cieplarnianych (w stosunku do poziomu z 1990 r.),
- 2) zapewnienie co najmniej 27% udziału energii ze źródeł odnawialnych w całkowitym zużyciu energii,
- 3) zwiększenie o co najmniej 27% efektywności energetycznej.

Zostały one przyjęte przez podczas posiedzenia Rady Europejskiej, które miało miejsce w dniach 23-24 października 2014 r. [3].

W tym miejscu warto przypomnieć informacje z wcześniejszego artykułu autorów³, a mianowicie w 2017 r. na świecie wyprodukowano 25 551,3 TWh (20 046,5 TWh w 2007 r.) energii elektrycznej, a w Unii Europejskiej 3 286,6 TWh (3 384,3 TWh w 2007 r.). W tymże 2017 r. w bilansie światowym 6 211,4 TWh pochodziło ze źródeł odnawialnych (24,31%), natomiast w Unii Europejskiej



Rys. 1. Rozwój energetyki wiatrowej na świecie. Roczny przyrost mocy zainstalowanej w źródłach wiatrowych [GW]
Źródło: Global Wind Energy Council. *Global Wind Report 2018* [7]

1 009,0 TWh pochodziło ze źródeł odnawialnych (30,7%⁴). W 2007 r. na świecie wyprodukowano zaś 3 409 TWh energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych, co stanowiło 18,3% całkowitej produkcji, natomiast w Unii Europejskiej 544,9 TWh energii ze źródeł odnawialnych, co z kolei stanowiło 16,1% [4], [5], [6]. Wzrost udziału produkcji energii ze źródeł odnawialnych jest na tyle istotny, że nie wymaga szerszego komentarza. Jednym z motorów rozwoju energetyki odnawialnej jest energetyka wiatrowa. Dynamika inwestycji w obszarze energetyki wiatrowej na świecie została zobrazowana na rys. 1., gdzie wyszczególniono udziały przyrostu mocy zainstalowanej na lądzie i na morzu. Na podstawie niniejszego wykresu należy stwierdzić, że w najbliższych latach dynamicznemu rozwojowi (w szczególności) będzie podlegać energetyka wiatrowa na morzu.

Tak szybki rozwój źródeł trudno prognozowanych nie pozostaje bez wpływu na pozostałe źródła wchodzące w skład systemu elektroenergetycznego. W szczególności istotnej modyfikacji uległy wymagania stawiane źródłom konwencjonalnym, na których wymuszana jest zmiana charakteru ich pracy: z pracy w podstawie obciążenia do pracy podszczytowej i szczytowej. Zostanie

to przedyskutowane w kolejnych dwóch punktach. Praca z kolei nie podejmuje zagadnień związanych z bezpieczeństwem pracy systemu elektroenergetycznego. Jednocześnie niniejsza praca jest kontynuacją zagadnień podjętych w artykule: J. Badur, R. Hyrzyński, B. Kraszewski, P. Ziółkowski, W. Dudda: Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w okresie pierwszych pięciu miesięcy 2019 r. ze szczególnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych, „Nowa Energia” nr 3 (68)/2019.

■ Krajowy System Elektroenergetyczny. Zapotrzebowanie na moc

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) opiera się głównie na elektrowniach ciepłych opalanych węglem kamiennym i brunatnym. Źródła te stanowią w sumie 69,6% mocy zainstalowanej. Źródła te są uzupełniane przez elektrownie opalane gazem ziemnym, odnawialne źródła energii (głównie elektrownie wiatrowe i elektrownie wodne) i elektrownie przemysłowe. Szczegółową strukturę mocy zainstalowanej zestawiono w tabeli 1, gdzie wyszczególniono jednostki wytwórcze centralnie dysponowane (JWCD).

³J. Badur, R. Hyrzyński, B. Kraszewski, P. Ziółkowski, W. Dudda: Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w okresie pierwszych pięciu miesięcy 2019 r. ze szczególnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych, „Nowa Energia” nr 3 (68)/2019 [13].
⁴Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej brutto.

Typ źródła/stan na dzień	31.12.2016 r.	31.12.2017 r.	31.12.2018 r.	Struktura procentowa [2018]
Elektrownie zawodowe	32 318	34 268	36 638	79,8%
Elektrownie zawodowe wodne	2 292	2 328	2 341	5,1%
Elektrownie zawodowe ciepłe, w tym:	30 025	31 939	34 296	74,7%
na węglu kamiennym	19 083	20 247	23 215	50,5%
na węglu brunatnym	9 332	9 352	8 752	19,1%
gazowe	1 610	2 341	2 330	5,1%
Elektr. wiatrowe i inne odnawialne	5 706	6 341	6 621	14,4%
Elektrownie przemysłowe	2 828	2 813	2 680	5,8%
JWCD	25 097	26 952	29 128	63,4%
nJWCD	15 755	16 470	16 811	36,6%
Ogółem	40 852	43 421	45 939	100,0%

Źródło: PSE SA

Tab. 1. Struktura mocy zainstalowanej w KSE [MW]⁵

■ Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej

Krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną pokrywane jest głównie przez elektrownie ciepłe zawodowe, w których energia chemiczna zawarta w węglu kamiennym i brunatnym przetwarzana jest docelowo na energię elektryczną. W 2018 r. w elektrowniach tych wyprodukowano łącznie 141 037 GWh energii elektrycznej.

W związku z wdrażanymi politykami dotyczącymi wsparcia odnawialnych źródeł energii (OZE) odgrywają one coraz bardziej istotną rolę w KSE. W 2018 r. w źródłach tych wyprodukowano łącznie 14 155 GWh energii elektrycznej (łącznie; w tym w elektrowniach wiatrowych i wodnych). Trzecią grupą źródeł wytwórczych są elektrownie przemysłowe, w których wyprodukowano 10 022 GWh energii elektrycznej.

Krótką charakterystyką najważniejszych informacji dotyczących pracy KSE za 2018 r.:

- suma mocy zainstalowanej w Polskim Systemie Elektroenergetycznym na dzień 31 grudnia 2018 r. wynosiła 45 939 MW i istotnie wzrosła w stosunku do ub. r., tj. o 2 518 MW,
- suma mocy osiągalnej w Polskim Systemie Elektroenergetycznym na dzień 31 grudnia 2018 r. wynosiła 45 650 MW i wzrosła proporcjonalnie do wzrostu mocy zainstalowanej w stosunku do ub. r., tj. o 2 318 MW,
- na koniec 2018 r. łączna moc osiągalna ciepłych elektrowni zawodowych wyniosła 34 296 MW i stanowiła 74,7% ogółu mocy osiągalnej w systemie elektroenergetycznym,
- maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc w szczytach wie-

czornych dni roboczych w 2018 r. wystąpiło 28 lutego o godz. 18.15 i wyniosło 26 448 MW. Natomiast minimalne krajowe zapotrzebowanie na moc w dolinie nocnej wystąpiło 24 czerwca o godz. 4.45 i wyniosło 12 211 MW. Różnica pomiędzy zapotrzebowaniem maksymalnym i minimalnym wyniosła 14 237 MW (53,8% zapotrzebowania szczytowego),

- średnia roczna wielkość rezerwy w elektrowniach krajowych z dobowych szczytów obciążenia dni roboczych dostępna dla Operatora Systemu Przesyłowego (OSP) 6 w 2018 r. wyniosła 6 498 MW,
- w 2018 r. nie było ograniczeń w poborze mocy ani wyłączeń odbiorców, spowodowanych brakiem mocy w systemie elektroenergetycznym,
- produkcja energii elektrycznej w 2018 r. wyniosła 165 214 GWh

⁵Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2018 r. [14].

⁶Funkcją OSP w Polsce pełni spółka Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

i była niższa o 0,39% w stosunku do roku poprzedniego,

- krajowe zużycie energii elektrycznej w 2018 r. wyniosło 170 932 GWh

i było niższe od zużycia w 2017 r. o ponad 1,6%,

- saldo wymiany energii elektrycznej między Polską, a sąsiednimi kraja-

mi w 2018 r. wyniosło 5 718 GWh (przewaga eksportu nad importem), a dynamika w stosunku do 2017 r. wyniosła 150,05%.

Rok	Krajowa produkcja energii	z tego:					Krajowe zużycie energii
		Elektrownie zawodowe	Elektrownie zawodowe		Elektrownie wiatrowe i inne odnawialne	Elektrownie przemysłowe	
			Elektrownie wodne	Elektrownie ciepłone			
1990	136 336	128 199	3 300	124 899	0	8 137	135 275
1991	134 610	126 783	3 388	123 395	0	7 827	131 922
1992	132 835	124 557	3 564	120 993	0	8 278	128 803
1993	133 747	125 264	3 553	121 711	0	8 483	131 336
1994	134 890	126 422	3 744	122 678	0	8 468	132 211
1995	138 701	130 176	3 814	126 362	0	8 525	135 900
1996	142 717	134 352	3 839	130 513	0	8 365	139 593
1997	142 414	134 380	3 739	130 641	0	8 034	140 228
1998	142 244	134 554	4 243	130 311	0	7 690	138 770
1999	141 286	133 692	4 157	129 535	0	7 593	136 351
2000	144 417	136 762	3 984	132 778	0	7 655	138 043
2001	144 574	136 412	4 057	132 355	0	8 159	137 843
2002	143 233	135 123	3 722	131 401	0	8 110	136 165
2003	150 751	142 494	3 146	139 348	0	8 257	140 590
2004	153 362	144 821	3 525	141 296	0	8 541	144 069
2005	156 024	147 616	3 587	144 029	0	8 407	144 838
2006	160 848	152 498	2 822	149 676	69	8 280	149 847
2007	159 528	150 865	3 908	146 957	446	8 216	154 170
2008	155 567	146 845	2 515	144 330	678	8 044	154 980
2009	150 923	141 872	2 751	139 121	846	8 203	148 718
2010	156 342	146 107	3 268	142 839	1 312	8 923	154 987
2011	163 153	151 319	2 529	148 790	2 833	9 000	157 909
2012	159 853	146 833	2 264	144 569	4 025	8 991	157 013
2013	162 501	147 435	2 762	144 673	5 895	9 171	157 980
2014	156 567	140 290	2 520	137 770	7 256	9 020	158 734
2015	161 772	141 901	2 261	139 640	10 114	9 757	161 438
2016	162 626	140 727	2 399	138 328	11 769	10 130	164 625
2017	165 852	141 790	2 767	139 023	14 005	10 057	168 139
2018	165 214	143 234	2 197	141 037	11 958	10 022	170 932
Δ 2018-1990	28 878	15 035	-1 103	16 138	11 958	1 885	35 657
CAGR ¹ 1990, 2018	0,69%	0,40%	-1,44%	0,43%	53,66%	0,75%	0,84%

Źródło: PSE SA

Tab. 2 . Krajowa produkcja i zużycie energii elektrycznej w latach 1990-2018 [GWh] ⁷

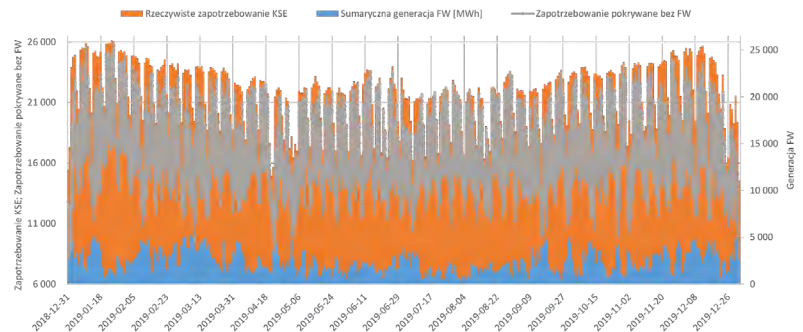


Charakterystyka generacji energii elektrycznej

Dla zobrazowania zmiennej charakterystyki generacji energii elektrycznej ze źródeł wiatrowych, autorzy przeanalizowali profil generacji energii elektrycznej z farm wiatrowych począwszy od dnia 1 stycznia 2019 r. do dnia 31 grudnia 2019 r. (rys. 2). Dla rysunków 2-4 pionowa oś wartości po lewej stronie odnosi się do „Rzeczywistego zapotrzebowania KSE” oraz „Zapotrzebowania pokrywanego bez FW”, natomiast pionowa oś po prawej stronie odnosi się do „Sumarycznej generacji FW”. Oś wartości po lewej stronie (6 000-26 000 MW) tyczy się innego zakresu niż po prawej stronie (0-25 000 MW). Należy wspomnieć, że ilość watów (W) w danej godzinie (h) jest watogodziną (Wh).

Jak możemy zaobserwować na rys. 2 polski system elektroenergetyczny wykazuje charakterystyczną zmienność, zależną od harmonogramu pracy odbiorników, w szczególności odbiorników przemysłowych, warunków pogodowych, pór roku, wydarzeń kulturalnych, społecznych, itp. [9]. Możemy wyróżnić okresy szczytowego zapotrzebowania na moc (szczyty poranne i wieczorne) oraz okresy obciążenia minimalnego, które przypadają na dolinę nocną, co zostało zobrazowane na rysunkach 3-5.

Maksymalne krajowe zapotrzebowanie na moc wystąpiło w czwartek 24 stycznia i wyniosło 26 135,58 MW, natomiast obciążenie minimalne w dolinie nocnej miało miejsce w poniedziałek wielkanocny, tj. 22 kwietnia i wyniosło 11 399,64 MW. Analiza danych zamieszczonych na powyższych wykresach wskazuje, że w okresie objętym analizą (pomiędzy 1 stycznia 2019 r., a 31 grudnia 2019 r.) źródła wiatrowe pracowały z maksymalną mocą w piątek 8 marca 2019 r., tj. z mocą 5 222,08 MW (FLEOH % 89,0%). Te charakterystyczne dni wraz z rysunkami i ich interpretacją zostały zo-

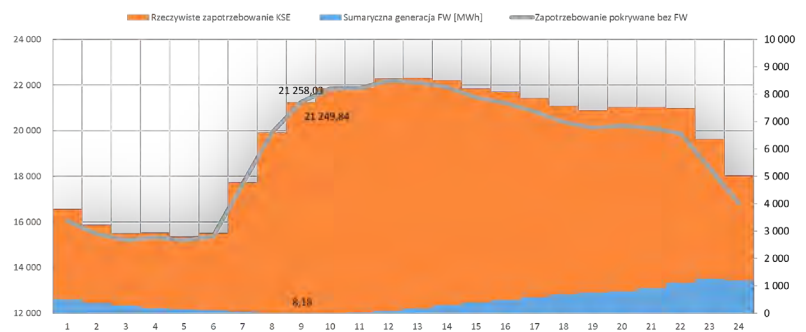


Rys. 2. Pokrycie zapotrzebowania na energię elektryczną w okresie od 1 stycznia 2019 r. do 31 grudnia 2019 r. [MW]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [8]

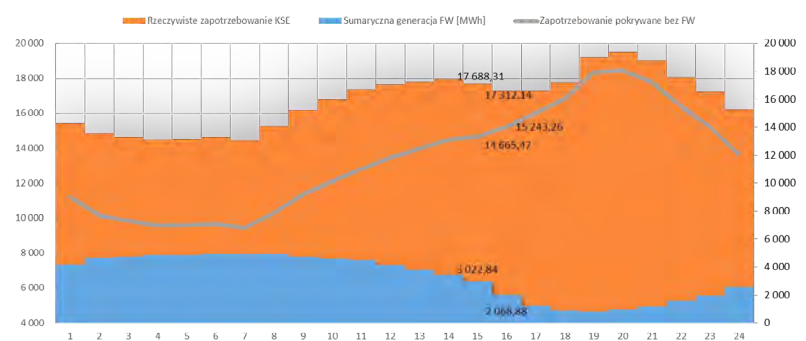
brazowane w artykule [14]: J. Badur, R. Hyrzyński, B. Kraszewski, P. Ziółkowski, W. Dudda: Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w okresie pierwszych pięciu miesięcy 2019 r. ze szcze-

gólnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych, „Nowa Energia” nr 3 (68)/2019. Jednak w niniejszym artykule warto zwrócić uwagę na czwartek 25 lipca 2019 r., w którym wystąpiła minimal-



Rys. 3. Przebiegi zapotrzebowania na moc w dniu, w którym wystąpiła minimalna generacja z farm wiatrowych (FW) (25 lipca 2019 r.) [MW]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [8]

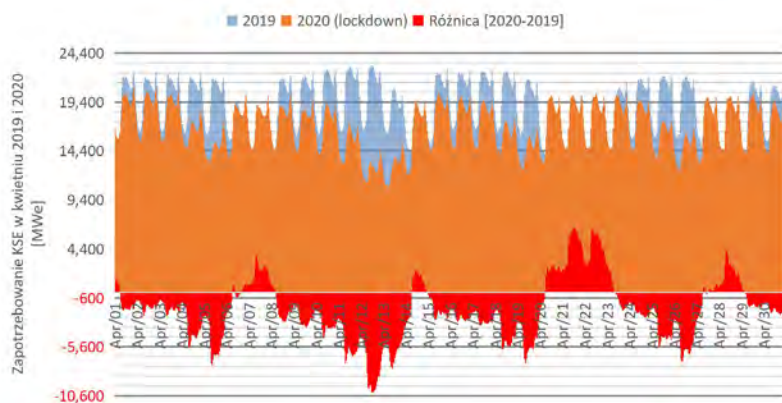


Rys. 4. Przebiegi zapotrzebowania na moc w dniu, w którym wystąpiła maksymalna godzinna zmienność mocy generacji z farm wiatrowych (FW) (954 MW; 10 marca 2019 r. pomiędzy godz. 15 i 16) [MW]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [8]

7 Zestawienie danych ilościowych dotyczących funkcjonowania KSE w 2018 r. [14].

8 Model CAGR (z ang. Compound Annual Growth Rate) służy do obliczania średniej rocznej stopy zwrotu z inwestycji oraz wyznaczania średniego rocznego wzrostu danej wielkości jak np. „O ile średnio rocznie rosną zyski przedsiębiorstwa” lub „o ile % średnio w roku rośnie majątek spółki” [15].



Rys. 5. Porównanie zapotrzebowania na energię elektryczną wraz z określeniem różnic mocy w okresie od 1 kwietnia do 30 kwietnia w 2019 r. i w 2020 r. [MW]

Źródło: Opracowanie własne na podstawie [8]

na generacja ze źródeł wiatrowych (rys. 3). Źródła te pracowały wówczas z mocą 8,18 MW (FLEOH % 0,14%).

Na szczegółową analizę i powtórzenie wyniku z poprzedniego artykułu zasługuje przebieg generacji energii ze źródeł wiatrowych w niedzielę 10 marca 2019 r. (rys. 4). W tym dniu wystąpiła bowiem maksymalna godzinna zmienność mocy generacji z farm wiatrowych. Sytuacja ta miała miejsce pomiędzy godziną 15, a godziną 16. W ciągu godziny zmiana mocy farm wiatrowych (FW) wyniosła - 954 MW. Zmiana zapotrzebowania na moc samego Krajowego Systemu Elektroenergetycznego wyniosła w tym czasie -376 MW. Oznacza to, że ta nagle redukcja mocy generowanej przez farmy wiatrowe wymusiła wzrost mocy generowanej w pozostałych źródłach wchodzących w skład Krajowego Systemu Elektroenergetycznego o 578 MW. To moc bliska mocy zainstalowanej w trzech blokach w ostrołęckiej elektrowni (690 MW), co więcej konieczna do uruchomienia w czasie krótszym niż 60 min.

Ten jednostkowy przypadek redukcji mocy farm wiatrowych nie jest oczywiście zbyt dużym wyzwaniem dla Operatora Systemu Przesyłowego (przy braku sytuacji nadzwyczajnych, np. naglej awarii dużego bloku w systemie lub awarii kilku bloków). Taki ubytek mocy (spadek częstotliwości w systemie) można szyb-

ko uzupełnić poprzez uruchomienie kilku hydrozespołów w elektrowniach szczytowo-pompowych do pracy generatorowej, wykorzystanie możliwości zwiększenia mocy na połączeniach transgranicznych w kierunku importu, jak również poprzez wymuszenie zmiany otwarcia zaworów regulacyjnych w poszczególnych konwencjonalnych zespołach wytwórczych, co spowoduje zmianę mocy wytwarzanej w systemie w kierunku zrównania bilansu mocy [10].

■ Wpływ pandemii na zapotrzebowanie na moc niezbędną do generacji energii elektrycznej

Uwidacznia się wpływ pandemii SARS-CoV-2 w zapotrzebowaniu na moc niezbędną do generacji energii elektrycznej. Warto wspomnieć, że Wielkanoc zarówno w 2019 r. jak i w 2020 r. przypadała w kwietniu. Widoczne to jest na rys. 5, gdzie występuje znaczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię elektryczną: 21 i 22 kwietnia 2019 r. oraz 12 i 13 kwietnia 2020 r. Zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2020 było większe jedynie w 6 dobach w stosunku do kwietnia 2019 r. (7, 14, 20, 21 22 i 28 kwietnia). Jednak największa różnica pojawiła się dla dwóch dni, to jest niedzieli i poniedział-

ku wielkanocnego, kiedy średniodobowa różnica zapotrzebowania między 2020, a 2019 wyniosła odpowiednio: -8 013,21 MWe (niedziela) i -5 781,12 MWe (poniedziałek). Z kolei, jeżeli prześledzimy o ile spadło zapotrzebowanie na energię elektryczną dla całego kwietnia 2020 r. w porównaniu do kwietnia 2019 to średnio wynosi ono -1 825.8 MWe dla każdej godziny z 30 analizowanych dni, co przekłada się na spadek o ok. 1,3 TWh. Największa różnica między 2020, a 2019 wyniosła -10 296.45 MWe i przypadła na Wielkanoc 2020 r. (poniedziałek, 12 kwietnia o godz. 13). Warto wspomnieć, że w analizach nie uwzględniono energii elektrycznej wytwarzanej w fotowoltaice, która jest coraz bardziej widoczna w wartościach mocy zainstalowanej (ok. 2,1 GWe_p). Polskie bazy danych nie umożliwiają jednak takiej analizy, gdyż dane godzinowe pracy urządzeń wytwórczych przyłączonych do sieci Operatora Systemu Dystrybucyjnego (OSD) nie są dostępne w żadnej otwartej bazie danych. Swoją drogą należy skomentować ten fakt jako powód do zastanowienia dla OSD, które wydając rocznie blisko 7 mld zł na inwestycje, w tym przeznaczając istotne środki na systemy informatyczne i bazy danych, nie publikują w zasadzie żadnych danych, które można by wykorzystać w badaniach naukowych, czy też wykorzystywać je komercyjnie, np. opracowując różnego rodzaju aplikacje. Wyjątkiem jest tutaj operator systemu przesyłowego (PSE SA), który od wielu lat konsekwentnie i regularnie publikuje dane dot. parametrów pracy KSE.

Charakterystykę mocy zainstalowanej w instalacjach PV przedstawiono w tabeli nr 3.

■ Wnioski

Zwiększenie mocy zainstalowanej w źródłach trudno prognozowanych będzie wymagało od OSP bardziej wysublimowanych środków zaradczych (w sytuacjach naglej redukcji lub też wzrostu mocy generowanej w tych źródłach). Na

Rodzaj instalacji	Zakres mocy	System wsparcia	Moc [MW]
Mikroinstalacje	do 50 kW	prosumencki	1294
Małe instalacje	od 50 kW do 500 kW	cena gwarantowana (średnia cena sprzedaży energii elektrycznej na rynku konkurencyjnym)	50
Instalacje PV	powyżej 500 kW	świadczenia pochodzenia (do 30 czerwca 2016 r.)	75
Instalacje PV	powyżej 500 kW	system aukcyjny	400
RAZEM			1819

Źródło: IEO, Rynek fotowoltaiki w Polsce, edycja VIII, czerwiec 2020

Tab. 3 Moc zainstalowana w instalacjach PV w Polsce. Stan na 1Q2020 r.

operatorach źródeł konwencjonalnych z kolei wzrost mocy trudno prognozowanych źródeł OZE wymusi modernizację jednostek wytwórczych w kierunku ich elastyczności rozumianej jako [11]: zdolności do bezpiecznej pracy bloku

w planowanych stanach nieustalonych, podczas podejmowania działań sterowania jednostką wytwórczą. Pojęcie to dotyczy zarówno zmian obciążenia bloku, jak i jego odstawienia do rezerwy lub ponownego uruchomienia. Należy

przy tym zwrócić uwagę, że nawet najbardziej wnikliwe analizy nie przewidują zdarzeń o wymiarze globalnym, a na pewno takim zdarzeniem jest pandemia SARS-CoV-2. O skali ograniczania konsumpcji, pośrednio świadczy wykres zapotrzebowania na moc potrzebną do wytworzenia niezbędnej energii elektrycznej w kwietniu 2019 (przed pandemią) i 2020 r. (w trakcie pandemii po wprowadzeniu przez rząd tzw. lockdownu), przedstawiony na rys 5.

□



Bibliografia:

- [1] The General Assembly. *Protection of global climate for present and future generations of mankind*. 1988.
- [2] Hyrzyński R, Badur J, Jaroszevska M, Ziółkowski P, Gotzman S, Froissart M. Wpływ elektrowni wiatrowych na klimat. *Energ Probl Energ i Gospod Paliw* 2019;2:77-83.
- [3] Rada Europejska. Rada Europejska, 23-24.10.2014. *Ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 2014*. <https://www.consilium.europa.eu/pl/meetings/european-council/2014/10/23-24/>.
- [4] BP Statistical Review of World Energy. *Electricity*. 2018.
- [5] Eurostat. *Udział energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii elektrycznej brutto, 2004-2017 (%)*. 2019.
- [6] International Energy Agency. *World Energy Statistics. IEA Renewables Inf 2018 2018*.
- [7] Global Wind Report. *ANNUAL MARKET UPDATE 2018*. Global Wind Energy Council; 2019.
- [8] Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA. *Dane systemowe*. Pr KSE 2019.
- [9] Wasiak I. *ELEKTROENERGETYKA W ZARYSIE. Przesył i rozdział energii elektrycznej*. Łódź: Politechnika Łódzka; 2010.
- [10] Zajczyk R. *REGULACJA CZĘSTOTLIWOŚCI I MOCY W SYSTEMIE ELEKTROENERGETYCZNYM*. Gdańsk: Politechnika Gdańska; 2002.
- [11] Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej; Dolnośląski Instytut Studiów Energetycznych. *WSPÓŁPRACA KONWENCJONALNYCH ŹRÓDEŁ WĘGLOWYCH I WIELKOSKALOWEGO OZE*. 2019.
- [12] COMMUNICATION FROM THE COMMISSION TO THE EUROPEAN PARLIAMENT, THE EUROPEAN COUNCIL, THE COUNCIL, THE EUROPEAN ECONOMIC AND SOCIAL COMMITTEE AND THE COMMITTEE OF THE REGIONS *The European Green Deal COM/2019/640 final*, <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1588580774040&uri=CELEX:52019DC0640>, [online, 07.07.2020].
- [13] J. Badur, R. Hyrzyński, B. Kraszewski, P. Ziółkowski, W. Dudda: *Analiza zmienności generacji energii elektrycznej w okresie pierwszych pięciu miesięcy 2019 r. ze szczególnym uwzględnieniem generacji energii ze źródeł wiatrowych*. Nowa Energia nr 3 (68)/2019.
- [14] PSE SA. *Zest danych ilościowych dotyczących Funkc KSE w 2018 roku 2019*. <https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-rb/raporty-rocne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2018> (udostępniono 2 styczeń 2020).
- [15] Średnia roczna stopa zwrotu - model CAGR 2014. <https://www.inwestycjegyeldowe.com/2014/09/19/średnia-roczna-stopa-zwrotu-model-cagr/> (udostępniono 2 styczeń 2020).



Paweł Martynek,
Radca Prawny - Partner, Kancelaria GSW Legal Grabarek, Szalc i Wspólnicy sp.k.

Zmieniający się rynek

Globalny rynek LNG podlega dynamicznej i głębokiej transformacji. Kontrakty długoterminowe, choć nadal stanowią większość, to systematycznie rośnie ilość LNG sprzedawanego w ramach kontraktów krótkoterminowych i spotowych.

Polska poprzez oddany do użytku w 2016 r. terminal w Świnoujściu, stała się aktywnym członkiem tego rynku. PGNiG podejmuje działania poszerzające portfel kontraktów, tj. dywersyfikacji zarówno geograficznej, jak i handlowej. Najlepszym tego przykładem jest podpisany kontrakt długoterminowy

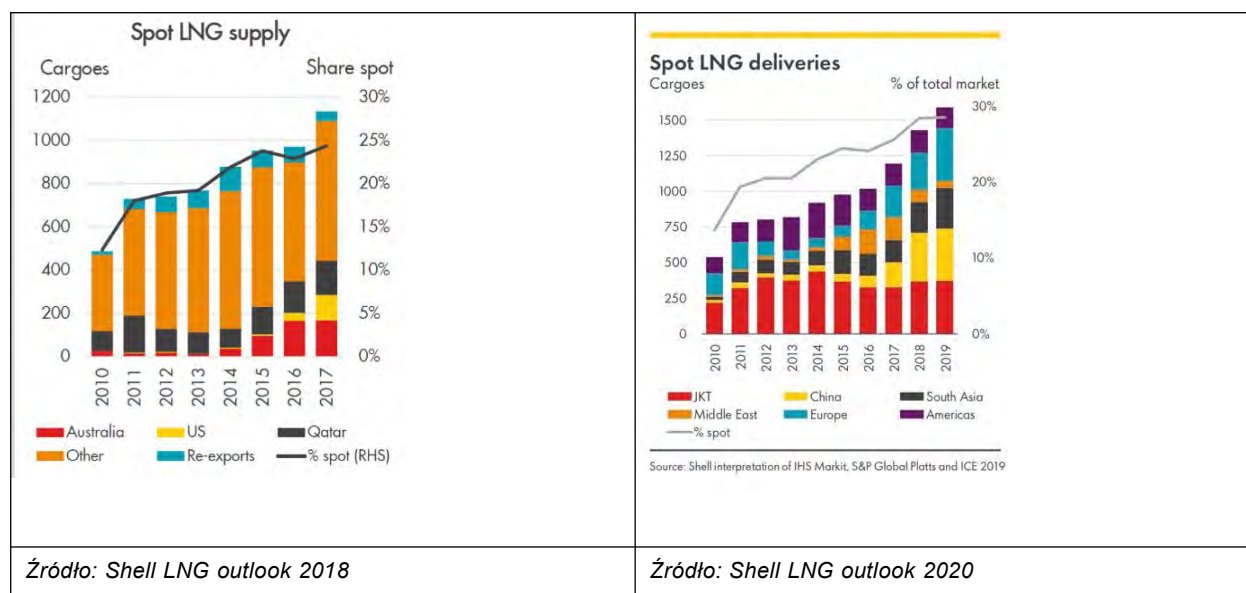
z Cheniere.

Kierunek, w którym rynek LNG zmierza, pozwala postawić pytanie: czy Polska powinna przyjąć aktywną postawę we współkształtowaniu i współdecydowaniu o nowym kształcie tego rynku?

Polska, dzięki stale rosnącemu potencjałowi rynku wewnętrznego,

a także wzrastającej roli eksportu do krajów sąsiednich, może i powinna odgrywać w tym zmieniającym się otoczeniu rolę regionalnego animatora tego rynku.

„(...) Poprawa bezpieczeństwa energetycznego i integracja rynków wymaga także realizacji połączeń



międzysystemowych takich jak: Polska - Dania, Polska - Słowacja, Polska - Czechy, Polska - Ukraina oraz Polska - Litwa (GIPL). Realizacja tych projektów zwiększy liczbę możliwych kierunków dostaw gazu oraz wpłynie na integrację i konkurencyjność rynków gazu w krajach tej części Europy.(...)

(...) Zwiększenie stopnia integracji krajowego systemu przesyłowego z systemem UE, a także rozbudowa magistral przemysłowych wewnątrz kraju daje Polsce możliwość stworzenia realnego hubu w regionie Europy Środkowo-Wschodniej. Jest to wraz z uwolnieniem cen gazu jednym z elementów mających wspierać budowę zliberalizowanego wewnętrznego rynku gazu w UE. Już dziś dostrzegalnym jest usytuowanie Polski jako kraju tranzytowego na osiach wschód - zachód i północ - południe.(...)” (źródło: Sprawozdanie z działalności Prezesa URE w 2017r., s. 183 i nast.).

Znaczenie LNG w regionie basenu Morza Bałtyckiego i CEE będzie systematycznie rosnąć. Przede wszystkim będzie to związane ze wzrostem zainteresowania alternatywnymi do lądowych, kierunków dostaw gazu w regionie. Dominacja kierunku wschodniego i dostaw gazociągowych maleje. Płynny rynek LNG, na którym występuje konkurencja po stronie producentów (jak to ma miejsce w USA i Kanadzie), zmusza tradycyjnych dostawców gazu do zmiany swoich strategii i polityk, wpływając na zwiększanie konkurencyjności całości branży, jak i na bezpieczeństwo dostaw.

„Jeśli chodzi o ceny to (...) - kupujemy LNG ze Stanów Zjednoczonych od różnych dostawców (...), to między 20, a 30% lepsze warunki cenowe, niż mamy w tej chwili w kontrakcie z naszym wschodnim dostawcą” (źródło: Piotr Woźniak, Prezes Zarządu PGNiG SA, wypowiedź z dnia 8.11.2018 r.).

Konsekwentna budowa regionalnych połączeń międzysystemowych zwiększy potencjał rynku CEE, dzięki czemu wpłynie na pozycję negocjacyjną firm z naszej części Europy.

Przedsięwzięcia takie jak wirtualny rewers do Ukrainy, czy też uruchomiony z początkiem lipca 2020 r. wirtualny punkt dostaw pomiędzy Polską, a Ukrainą, przy aktywnym wsparciu ze strony USA transformacji energetycznej Ukrainy, będą sprzyjały rozwojowi rynku LNG w Polsce.

Prognoza dla takiego stanu rzeczy, tj. konkurencyjności cen, jest raczej stabilna, a to przede wszystkim ze względu na utrzymujący się dyferencjał cen LNG pomiędzy rynkiem północnoamerykańskim i europejskim.

Konkurencja po stronie producentów w Ameryce Północnej pozwala przyjąć jako bezpieczne założenie, że w porównaniu z rynkiem Europejskim, ten pierwszy jest immanentnie bardziej konkurencyjny.

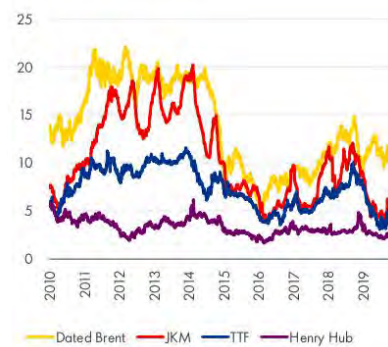
Dodatkowym elementem przemawiającym za przyjęciem scenariusza cenowego korzystnego dla rynku europejskiego jest zmiana w miksie energetycznym w Azji.

Korelacja pomiędzy spadkiem zapotrzebowania w Azji i gwałtownym wzrostem dostaw w Europie jest jednoznaczna. Presja po stronie podażowej, będzie musiała mieć swoje odzwierciedlenie w cenach (bądź w pozostałych kosztowych elementach kontraktów, jak np. elastyczność).

Korzystnie dla płynności rynku - rozumianego jako skrócenie długości kontraktów, wzrost liczby podmiotów aktywnie dokonujących transakcji, zmiany dominującej formuły kontrakto-

Global gas prices

\$/MMBtu



Source: Shell interpretation of ICE, CME, S&P Global Platts 2019 data

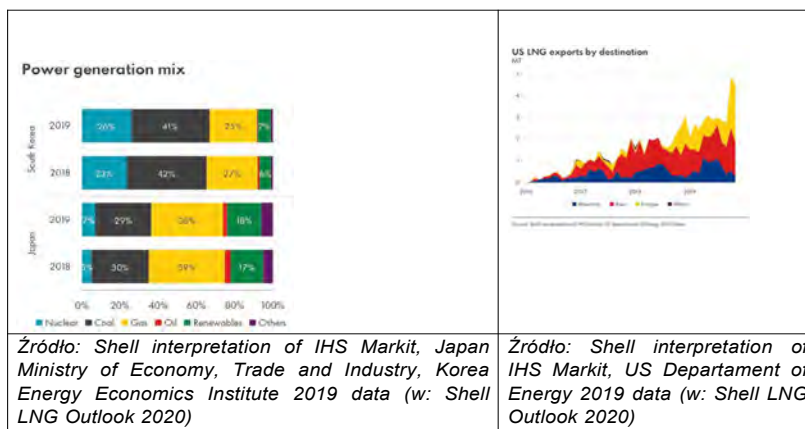
Źródło: [Shell LNG outlook 2020](#)

wej na FOB oraz spadkiem cen frachtu - przedstawia się sytuacja na rynku stoczniovym i frachtowym. W szczególności sytuacja na rynku stoczniovym, w zakresie nowych zamówień, pozwala sądzić, że ceny frachtu będą spadać, a jego dostępność i elastyczność rosnąć.

Można przyjąć jako realistyczne założenie, że polityka zmniejszania emisji, w szczególności w energetyce, będzie powodować utrzymywanie się trendu wzrostowego, cen uprzedzeń do emisji CO₂.

Wyzwania

Kluczowym dla rozwoju rynku LNG, jest dostęp do infrastruktury

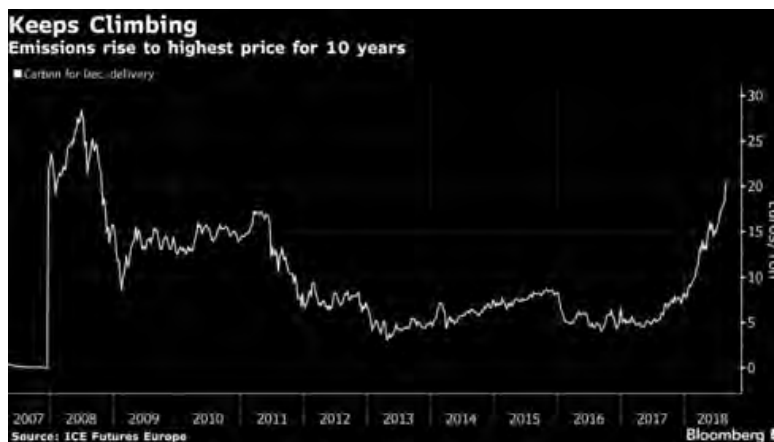
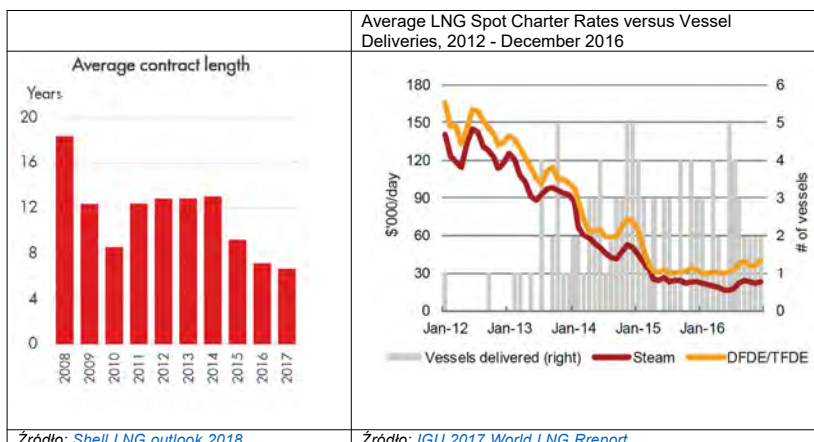


Źródło: Shell interpretation of IHS Markit, Japan Ministry of Economy, Trade and Industry, Korea Energy Economics Institute 2019 data (w: Shell LNG Outlook 2020)

Źródło: Shell interpretation of IHS Markit, US Department of Energy 2019 data (w: Shell LNG Outlook 2020)

ry eksportowej i importowej. Pod tym względem regulacje europejskie są korzystne dla potencjalnego rozwoju rynku spotowego. Konieczne jest współdziałanie regulatorów, skutecznie uniemożliwiające pasywne blokowanie mocy instalacji, przy uwzględnieniu rzecz jasna interesów podmiotów inwestujących w budowę instalacji.

W Europie, nie jest to poważnym problemem, gdyż poziom wykorzystania istniejących instalacji - w większości przypadków - nie zbliża się do 50%. Dodatkowo, preferowanym kierunkiem ewentualnych inwestycji infrastrukturalnych, po stronie importowej, są raczej FSRU. Niezależnie od przyjętej skali inwestycji, konieczne wydaje się zaangażowanie przyszłych uczestników w proces inwestycji. Celem takiego działania jest uelastycznienie warunków korzystania z instalacji. Nieco odmiennie sytuacja prezentuje się po stronie eksporterów na wschodnim wybrzeżu Ameryki Północnej (USA/ Kanada). Tam poziom koniecznych inwestycji jest znaczący i sposób ich finansowania wymaga dalszych analiz.



Źródło: Bloomberg

Wnioski

Podsumowując, zaistniała unikalna sytuacja na globalnym rynku energii / LNG, stwarza możliwość przyjęcia roli regionalnego lidera rysujących się zmian. Z punktu widzenia potencjału handlowego, jak i strategiczno-geopolitycznego, Polska ma szansę wystartować w tym wyścigu. W tym wypadku, tak jak ma to miejsce w branży nowych technologii, pionier dostanie potężną rentę, która z pewnością zagwarantuje przewagę nad ewentualną konkurencją.

□



Inwestycje i akwizycje to odpowiedź PGNiG TERMIKA na zielony ład w ciepłownictwie

Znaczna redukcja emisji zanieczyszczeń środowiska i poprawa jakości powietrza, to główny cel prowadzonych od wielu lat przez PGNiG TERMIKA SA programów modernizacji zakładów produkcyjnych, a także realizacji nowych inwestycji. Spółka ma też w planach działania akwizycyjne, które umocnią jej ogólnopolski zasięg.

■ Modernizacje zakładów produkcyjnych

Aktualnie PGNiG TERMIKA realizuje program modernizacji Elektrociepłowni Żerań polegający na budowie bloku gazowo-parowego o mocy elektrycznej 497 MWe i mocy cieplnej 326 MW oraz dwóch kotłowni gazowych o łącznej mocy cieplnej 650 MWt. Wpłynie to na dalszą redukcję emisji pyłu, dwutlenku siarki i tlenków azotu. Jednostki węglowe zostaną zastąpione nowymi wysokosprawnymi jednostkami gazowymi.

- *Zielony zwrot Spółki w ciepłownictwie wymaga inwestycji w technologie przyjazne dla środowiska. Przeprowadziliśmy już szereg proekologicznych inwestycji i planujemy kolejne, co przede wszystkim wpłynie na poprawę jakości powietrza atmosferycznego* - informuje Paweł Stańczyk, Prezes PGNiG TERMIKA SA.

W trakcie przygotowania i analiz jest również budowa drugiego bloku

gazowo-parowego w Elektrociepłowni Siekierki o mocy elektrycznej, co najmniej 500 MWe oraz projekt nowej jednostki wielopaliwowej, która obok istniejącej już w EC Siekierki jednostki biomasowej, zwiększy potencjał produkcji zielonej energii, co pozwoli na przygotowanie się do realizacji wymagań Dyrektywy RED II.

- *Dzięki znajdującej się w Elektrociepłowni Siekierki kotłowi na biomasę zwiększamy również efektywność energetyczną. Produkujemy tam około 1,5 mln GJ zielonego ciepła i 160 tysięcy MWh zielonej energii elektrycznej* - zaznacza Prezes PGNiG TERMIKA.

PGNiG TERMIKA eksploatuje od ponad 10 lat największy w Polsce akumulator ciepła w Elektrociepłowni Siekierki, zwiększając tym samym produkcję ciepła i energii elektrycznej w kogeneracji. Obecnie trwają przygotowania realizacji projektu budowy drugiego akumulatora ciepła w Elektrociepłowni Żerań o ponad dwukrotnie większej pojemności.

■ Nowe inwestycje Spółki

Spółka, 31 lipca br., oficjalnie rozpoczęła w Przemysłu (woj. podkarpackie) budowę gazowego układu kogeneracyjnego, nowej elektrociepłowni gazowej produkującej ciepło na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego. Zwiększy ona bezpieczeństwo energetyczne miasta oraz poprawi jakość powietrza, dając większy komfort życia mieszkańcom.

- *To bardzo ważna inwestycja zarówno dla Przemysłu, jak i Grupy Kapitałowej PGNiG. Dzięki niej miasto uzyska nowoczesne, efektywne źródło wytwarzania energii, które nie tylko zwiększy bezpieczeństwo energetyczne Przemysłu, ale także przyczyni się do poprawy jakości powietrza i komfortu życia mieszkańców. Dla Grupy Kapitałowej PGNiG to krok w stronę realizacji naszych planów związanych z rozwojem rynku ciepłowniczego. Chcemy być integratorem tego rynku, którego przyszłością są właśnie jed-*

nostki zasilane gazem ziemnym - podkreślił podczas uroczystego otwarcia budowy Jerzy Kwieciński, Prezes Zarządu PGNiG SA.

Nowa elektrociepłownia zasilana gazem będzie produkować ciepło na potrzeby miejskiego systemu ciepłowniczego i jednocześnie wytwarzać energię elektryczną. Moc jednostki wyniesie 11,05 MW energii cieplnej i 5,19 MW energii elektrycznej.

Ważną zaletą elektrociepłowni budowanej przez PGNiG TERMIKA będzie ograniczenie emisji dwutlenku węgla o 4300 ton rocznie. Dzięki temu przemyski system energetyczny będzie mógł sprostać coraz bardziej restrykcyjnym wymogom ochrony środowiska.

- Projekt jest współfinansowany z Programu Operacyjnego Infrastruktura i Środowisko. Dofinansowanie pozwoli nam ograniczyć własne środki finansowe i wykonać realizację projektów, pomimo trudnej sytuacji wywołanej epidemią, w założonym terminie. Zbudujemy elektrociepłownię, która zapewni bezpieczeństwo energetyczne mieszkańcom Przemysła i okolic. PGNiG TERMIKA w swojej działalności uwzględni nowe kierunki rozwoju ciepłownictwa i kogeneracji przy zachowaniu nadrzędnego celu, jakim jest „czyste powietrze” - zaznaczył Paweł Stańczyk, Prezes Zarządu PGNiG TERMIKA SA.

www.termika.pgnig.pl

PGNiG | TERMIKA



Wykonawcą elektrociepłowni w Przemysłu jest Konsorcjum firm Metrolog i Ferox Energy Systems, z którym umowę podpisano w marcu 2020 r. Inżynierem Kontraktu podczas budowy jest Firma SWECO Consulting. Zakończenie inwestycji planowane jest w III kwartale 2021 r.

■ Działania akwizycyjne

PGNiG TERMIKA aktywnie poszukuje nie tylko okazji inwestycyjnych, ale także akwizycyjnych na terenie kraju. Prowadzi szereg projektów na różnym stopniu zaawansowania, pozwalających w przyszłości zrealizować cele związane z rozwojem Spółki, zakładając przy okazji modernizację, unowocześnienie i rozwój systemów ciepłowniczych w Polsce. Obecnie prowadzonych jest co najmniej kilka projektów akwizycyjnych o skali od małych układów ciepłowniczych do znaczących w skali kraju. Najlepszym przykładem projektu akwizycyjnego jest udział PGNiG TERMIKA w procesie przejęcia aktywów Tauron Ciepło. PGNiG TERMIKA jest tu aktywnym konsultantem po stronie technicznej i środowiskowej, zaś sam projekt prowadzi PGNiG SA, który uzyskał wyłączność na negocjacje w sprawie przejęcia spółki ciepłowniczej, należącej do Taurona.

□





Ireneusz Piecuch,
Starszy Partner, DGTL Kibil Piecuch i Partnerzy S.K.A.

Cyberbezpieczeństwo w czasach kryzysu

Raport Cost of A Data Breach 2020 opublikowany właśnie przez IBM, nie pozostawia złudzeń. Prawie 80% badanych przedsiębiorstw jest przekonana, że pandemia wpłynie na pogorszenie możliwości sprawnego reagowania na ataki. Wśród ponad 500 badanych przedsiębiorstw z kilkunastu krajów na świecie, które padły ofiarą hackerów, średnie szkody wyrządzone tymi atakami wynoszą prawie 3.9 mln dolarów. Aczkolwiek raport publikowany jest za okres tylko częściowo obejmujący czas pandemii, to jego autorzy obliczają, że sama praca zdalna spowodowała wzrost wysokości średniej szkody o 137 tysięcy dolarów. Co jeszcze bardziej niepokojące, średni czas niezbędny do odkrycia podatności i podjęcia skutecznych działań to 280 dni - ponad 9 miesięcy!

Sytuacja wywołana wystąpieniem wirusa Covid-19 zmusiła wiele przedsiębiorstw do przejścia na zarządzanie kryzysowe i niejednokrotnie przedstawienia się na pracę zdalną. Praca zdalna nie jest oczywiście niczym nowym, jednakże skala niezbędnych

do podjęcia działań zaskoczyła wiele z nich. Pierwszym problemem okazała się dostępność sprzętu nadającego się do pracy. Okazało się też, że procesy i procedury obowiązujące w niektórych firmach, nie były właściwie przystosowane do nowych warunków. Zarządzanie zespołami w nowych warunkach stanowi kolejną przeszkodę. Jednak elementem, który jest jednym z większych wyzwań nowej rzeczywistości jest cyberbezpieczeństwo. Niski poziom świadomości zagrożeń z tym związanych sprzed czasów epidemii, wykazywany w wielu badaniach, w połączeniu ze wzrostem ataków typu phishing i ransomware, sprawił, że wiele przedsiębiorstw stało się podatnych na ataki jak nigdy dotąd. Korzystanie z domowych routerów wi-fi, bardzo często z niezmienionymi fabrycznymi ustawieniami, wykonywanie na jednym komputerze zadań służbowych i prywatnych, wysoka podatność na działania socjotechniczne spowodowane obawami przez narastającą falą zakażeń - to tylko niektóre elementy sprzyjające tym wszystkim, którzy postano-

wili zwiększyć częstotliwość ataków hackerskich wyczuwając w pandemii nadarżającą się okazję.

Wyniki raportu IBM pokazują, że złośliwe oprogramowanie odpowiada za 52% wszystkich badanych przypadków. Z tych 52% aż 14% można przypisać atakom typu phishing, a 19% przypadkom przejęcia danych upoważniających do dostępu do danych. Szczególnie ta pierwsza kategoria okazała się bardzo użyteczna w czasach, w których stres powodowany obawą przed zakażeniem, dużym chaosem informacyjnym w pierwszych miesiącach pandemii i wydaje się, że pełne skutki tych ataków poznamy dopiero za kilka, czy może nawet kilkanaście miesięcy.

Cyberbezpieczeństwo nie należało na ogół do priorytetów działań podejmowanych przez firmy dotknięte ograniczeniami związanymi z pandemią. Dla większości zarządzających, zmiany wywołane przez Covid-19, stanowiły przede wszystkim zagrożenie dla stabilności finansowej firm - ryzyko gwałtownej utraty przychodów przy jednoczesnej konieczności utrzymania

niezmienionego poziomu kosztów. Nic więc dziwnego, że większość działań podejmowanych w trybie zarządzania kryzysowego dotyczyła tych dwóch właśnie elementów. Tam, gdzie wydatki były absolutnie niezbędne (przykładowo zakup nowych komputerów), podejmowano je z ciężkim sercem. Tam jednak, gdzie ryzyko wydawało się być odległe i kiepsko zdefiniowane (a tak w dużej mierze postrzegane są w dalszym ciągu cyberzagrożenia), podjęcie decyzji odkładano na później.

Warto zaznaczyć, że zdaniem autorów raportu IBM, ponad 40% szkód wynikających z ataków hackerskich to właśnie związane z nimi utracone przychody przedsiębiorstwa. Czy zatem w czasach gwałtownie zachodzących zmian, a w takim świecie przychodzi nam właśnie funkcjonować, właściwie ustawiamy priorytety naszych przedsiębiorstw?

Wydaje się, że wielu zarządzających nie do końca docenia stopień uzależnienia swoich firm od poprawnego działania systemów informatycznych. To dość poważny problem, bo w obecnych czasach nawet przedsiębiorstwa, które trudno zakwalifikować jako działające w obszarze gospodarki cyfrowej, w coraz większym stopniu uzależniają swoją ciągłość działania od technologii cyfrowych. Wystarczy spojrzeć na zestawienie wysokości strat poniesionych na skutek cyberataków według branż. Otóż branża technologiczna zajmuje dopiero piąte miejsce, podczas gdy na czele znajduje się sektor zdrowia, sektor energetyczny, sektor finansowy i sektor farmaceutyczny.

Należy pamiętać, że atak typu ransomware jest w stanie pozbawić firmę przedstawioną na pracę zdalną możliwości działania. Przy ograniczeniach dotyczących możliwości wykorzystania przestrzeni biurowych (połączonych ze zwiększonym ryzykiem infekcji) może się okazać, że jedynym możliwym wyjściem będzie zapłata okupu. Ostatnio jeden z portali zajmujących się cyberbezpieczeństwem opublikował zapis

negocjacji z hackerami w tym zakresie. Skończyło się na 4.5 mln dolarów i wymianie grzeczności. A co jeśli przedsiębiorstwo nie dysponuje takimi środkami? Okup nie jest zresztą najgorszym co może się zdarzyć. Firmy takie jak Mersk czy Aramco odmówiły zapłaty i wydały setki mln dolarów na ponowne przywrócenie operacji w swoich firmach, choć ich ustabilizowanie zajęło miesiące. To jednak nie wszystko. Equifax po ataku hackerskim, nie tylko wydał setki mln dolarów na infrastrukturę techniczną, ale musiał także zapłacić kwotę dochodzącą niemalże jednego mld dolarów należną w formie kar i ugód urzędowi regulacyjnemu oraz osobom pokrzywdzonym. Jak zatem widać pytanie czy przetrwanie, w przypadku cyberzagrożeń nie musi być postrzegane jako dylemat. W istocie bowiem, większość skutecznych ataków hackerskich w pierwszej mierze odbija się na wynikach finansowych firmy, a niektóre z nich mogą doprowadzić do jej upadku. Nakłady na cyberbezpieczeństwo, są zatem nie tyle kosztem, co inwestycją w zabezpieczenie przychodów i przetrwania firmy.

Co więcej, zmiana stopnia podatności firmy na cyberataki, nie zawsze sprowadza się do inwestycji w infrastrukturę informatyczną. Zgodnie z badaniami, olbrzymia część skutecznych ataków hackerskich związana jest z wystąpieniem błędu ludzkiego. Czasami, są to błędy związane z utrzymaniem infrastruktury (przykładowo tolerowanie znanej już podatności systemu, której można byłoby zapobiec i odsuwanie w czasie jej usunięcia - Equifax). Dużo częściej jednak jest to brak elementarnej wiedzy o istocie ryzyka oraz nieznajomość sposobów radzenia sobie w sytuacji, w której ryzyko takie się realizuje. Wszyscy znamy ćwiczenia przeciwpożarowe mające na celu weryfikację przygotowania osób pracujących w danym budynku do jego opuszczenia. A jak często przedsiębiorstwa organizują takie ćwiczenia, pozorując atak hackerski? Jak często zatrudnia-

ją firmy mające regularnie atakować infrastrukturę IT, aby tym sposobem pozyskać wiedzę o słabościach tych systemów?

Autorzy raportu IBM jednoznacznie wskazują, że utworzenie specjalnych struktur zajmujących się reagowaniem na incydenty, czy regularnie przeprowadzane testy skuteczności systemu zarządzania bezpieczeństwem informacji przyczyniają się do tego, że poziom strat pomiędzy przedsiębiorstwem, które wdrożyło takie działania, a przedsiębiorstwem, które nie zdecydowało się na ich wprowadzenie wynosi średnio 2 mln dolarów.

Nawet pobieżna lektura raportu IBM pokazuje, że cyberbezpieczeństwo jest jednym z elementów krytycznych pozwalających na zachowanie ciągłości działania przedsiębiorstwa, jego zdolności do generowania przychodów, a niejednokrotnie także utrzymanie poziomu jego konkurencyjności na rynku (np. na rynku finansowym). Raport ten (a w zasadzie jeden jego mały fragment), pokazuje jednak także dlaczego w wielu przypadkach cyberbezpieczeństwo ma problem z przebić się do puli głównych priorytetów działalności firmy. Otóż, zgodnie z tym raportem w 30% przypadków, zaatakowane firmy nie były w stanie wskazać jednej konkretnej funkcji, do której przypisana byłaby kwestia odpowiedzialności za wystąpienie incydentów. Aż w 46% przypadków odpowiedzialność taką przypisywano CISO, w 25% na CIO/CTO, a jedynie w 12% na CEO/COO (w badaniu dopuszczano możliwość wskazania kilku funkcji). Problem polega na tym, że to nie CISO decyduje w firmie o wielkości nakładów, środków i zasobów na cyberbezpieczeństwo. Wydaje się, że dopóki ten stan nie ulegnie zmianie, cyberbezpieczeństwo może dla wielu przedsiębiorstw, okazać się prawdziwą piętą achillesową, szczególnie w czasach zawirowań i turbulencji na rynku.

□





INSTAL
FILTER SA

Przemysłowe Systemy Ochrony Powietrza



www.instalfilter.pl

Technologie czystego jutra

MOŻESZ NA NAS LICZYĆ
NA KAŻDYM ETAPIE REALIZACJI

Nowoczesna technologia odpylania, filtracji i neutralizacji zanieczyszczeń dla energetyki, ciepłownictwa i różnych gałęzi przemysłu.

- ✓ **ODPYLANIE**
- ✓ **ODSIARCZANIE**
- ✓ **NEUTRALIZACJA**

CREADIS

**innovative
engineering**

**INNOWACYJNE
ROZWIĄZANIA POD-KLUCZ**




ODNAWIALNE ŹRÓDŁA ENERGII

NEUTRALNOŚĆ EMISYJNA 2050

CREADIS Sp. z o.o.

Pilot Tower, ul. Pilotów 10
PL-31-462 Kraków PL
tel. +48 533 878 878

ul. Ryżowa 33a
PL-02-495 Warszawa PL
tel. +48 533 878 878

 www.creadis.pl
 CREADIS Sp. z o.o.
 @creadis_poland