

nowa Energia



ARP S.A.
to partner
biznesowy
dla firm,
które:

szukają
finansowania

chcą się rozwijać
w innowacyjnych
branżach

potrzebują
wsparcia
w realizacji
procesów
restrukturyzacji

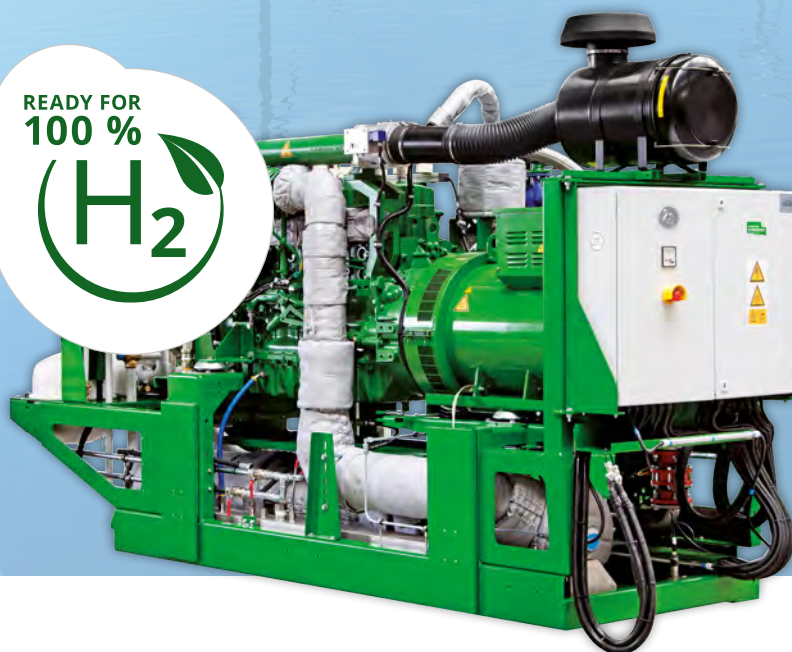
szukają terenów
inwestycyjnych
w specjalnych
strefach
ekonomicznych



PIERWSZE W EUROPIE SILNIKI KOGENERACYJNE ZASILANE CZYSTYM WODOREM.

Ponad 10 referencji w Niemczech, Japonii,
Dubaju, Szkocji.

Zakres mocy elektrycznej od 115 kW do 750 kW
Sprawność elektryczna ok. 40 %



HYDROGEN EAGLE

Flagowy projekt wodorowy w Europie Środkowo-Wschodniej jest jedną z inicjatyw Grupy ORLEN mającą na celu uzyskanie neutralności klimatycznej do 2050 roku.



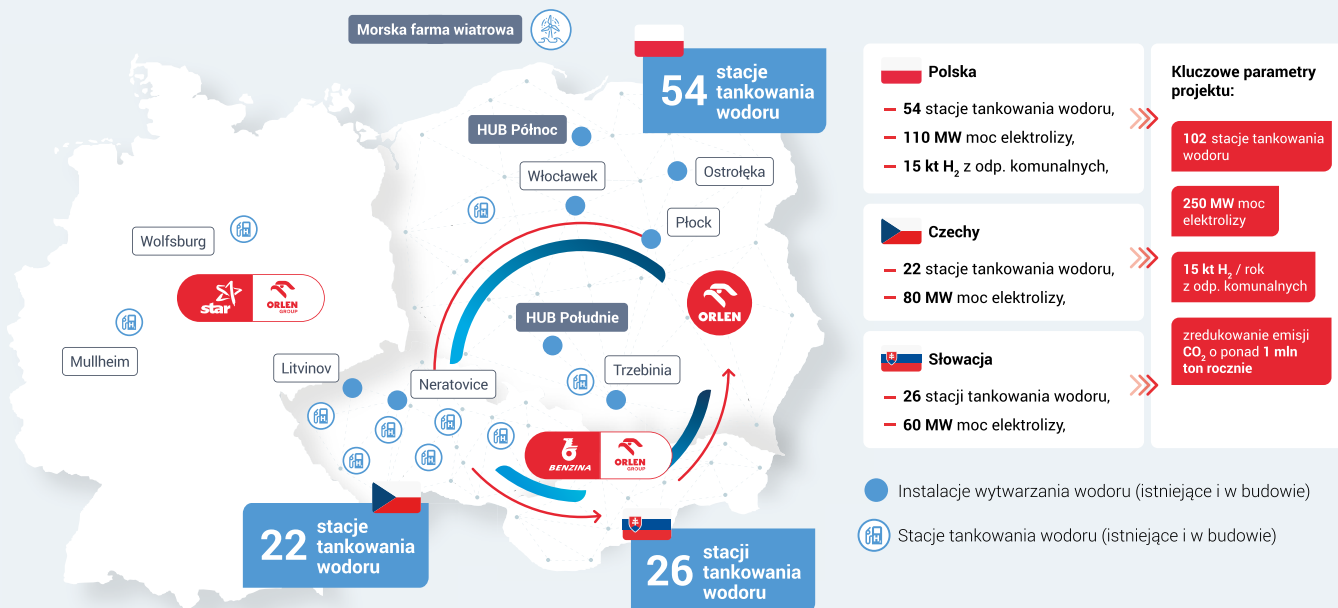
Grupa ORLEN

Największa firma w Europie Środkowo-Wschodniej

Prowadzi działalność w Polsce, Czechach, Niemczech, na Litwie, Słowacji i w Kanadzie

Moce przerobowe przekraczające 35 mln ton różnych gatunków ropy rocznie

Posiada największą w regionie Europy Środkowo-Wschodniej sieć ponad 2800 stacji paliw



- Hydrogen Eagle to kompleksowy projekt infrastrukturalny Grupy Orlen, mający na celu utworzenie i rozbudowę infrastruktury wodorowej w Polsce, Czechach i na Słowacji. Jego głównym celem jest budowa źródeł wytwarzania, przesyłu i dystrybucji zero i niskoemisyjnego wodoru. Wyprodukowany wodór będzie wykorzystywany w obszarze transportu oraz potencjalnie w przemyśle i energetyce, przyczyniając się do budowania stabilnego łańcucha dostaw na poziomie rynku europejskiego.
- Dzięki realizacji inwestycji infrastrukturalnej związanej z budową pełnego łańcucha wartości wodoru, w tym HUBów wodorowych, stworzona zostanie możliwość dołączenia do europejskiej wizji szkieletu wodorowego (European Hydrogen Backbone). Tym samym zwiększymy integrację systemu energetycznego w obrębie UE oraz stworzymy możliwość dystrybucji wytwarzanego wodoru do sektora przemysłowego, a także energetycznego.
- Odpowiednia koordynacja transgraniczna w rozwoju infrastruktury wodorowej jest kluczowa dla utworzenia spójnej europejskiej sieci tankowania wodoru. Ze względu na strategiczną lokalizację Polski, Czech i Słowacji, na głównych korytarzach transportowych, nasza sieć stacji tankowania wodoru stanie się częścią większej paneuropejskiej sieci, w tym przede wszystkim korytarzy północ - południe oraz wschód - zachód. Przyczyni się tym samym do rozwoju sektora mobilności opartego na paliwie wodorowym.

Cele

- Znaczne zmniejszenie emisji CO₂ w transporcie miejskim, ciężarowym i kolejowym.
- Przejście z paliw konwencjonalnych na zero i niskoemisyjny wodór.
- Produkcja zero i niskoemisyjnego wodoru na dużą skalę w Europie Środkowo-Wschodniej przy wykorzystaniu morskich i lądowych źródeł odnawialnej energii oraz odpadów komunalnych.

- Utworzenie kluczowej infrastruktury wodorowej w Europie Środkowo-Wschodniej.
- Zwiększenie konkurencyjności Europy oraz rozwój celów neutralności klimatycznej opartych na rozwiązaniach przyjaznych dla środowiska.
- Dołączenie do europejskiego szkieletu wodorowego (European Hydrogen Backbone).

Korzyści

Zdywersyfikowana produkcja wodoru - zwiększenie bezpieczeństwa energetycznego dostaw w Europie Środkowo-Wschodniej

Hydrogen Eagle daje potencjał utworzenia ponad 5 000 nowych miejsc pracy

Rozwiązanie problemu zarządzania odpadami komunalnymi - gospodarka o obiegu zamkniętym

Osiągnięcie logarytmicznej skalowalności wytwarzania wodoru w UE po 2030 roku

POLECAMY:

ENERGETYCZNY KLINCZ

Dr inż. Jarosław Tworóg, Wiceprezes, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Str. **4**

ELEKTROENERGETYKA

NOWOCZESNE TECHNOLOGIE: CHEMIA 4.0 - NASZA TERAŹNIEJSZOŚĆ

Dr inż. Anna Zalewska, Senior Ekspert, Pion Rzecznictwa i Legislacji, Polska Izba Przemysłu Chemicznego; Marcin Przygudzki, Koordynator Pionu Projektów i Komunikacji, Polska Izba Przemysłu Chemicznego

Str. **16**
TECHNOLOGIEMOBILNA STACJĄ TANKOWANIA LNG I MAŁY STATEK NA PALIWO GAZOWE.
W TRÓJMIEŚCIE I SZCZECINIE POWSTAJĄ INNOWACYJNE PROJEKTY

Marlena Klepacz, Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot

Str. **38**
PALIWA

CZKAWKA 10H

Sylvia Szczepańska, Dyrektor ds. Dialogu, Federacja Przedsiębiorców Polskich

Str. **45**
OZEDYREKTYWA W SPRAWIE ODPORNOŚCI PODMIOTÓW KRYTYCZNYCH
I DYREKTYWA NIS 2 - NOWE WYZWANIA DLA OPERATORÓW W ZAKRESIE
CYBERBEZPIECZEŃSTWA

Dr Magdalena Wrzosek, Starszy Konsultant ds. Cyberbezpieczeństwa, Ernst & Young

Str. **64**
CYBERBEZPIECZEŃSTWOMODERNIZACJA INSTALACJI W CELU PRZYGOTOWANIA ENEI ELEKTROWNI
POŁANIEC DO NOWYCH STANDARDÓW EMISYJNYCH WYNIKAJĄCYCH
Z KONKLUZJI BAT (KBAT) W LATACH 2019-2021

Henryk Skotnicki, Starszy Specjalista ds. Eksploatacji Urządzeń Pozablokowych, Enea Elektrownia Połaniec S.A.

Str. **84**
OCHRONA ŚRODOWISKA

O SPÓŁDZIELNI ENERGETYCZNEJ

Ireneusz Perkowski, Prezes, Spółdzielnia Energetyczna EISALL

Str. **91**

ODBIORCY - RYNEK ENERGII I GAZU

Spis TREŚCI

- 4 Energetyczny klincz**
Dr inż. Jarosław Tworóg, Wiceprezes, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji
- 8 Trochę dziegciu w Zielonym Ładzie 2050**
Prof. dr hab. inż. Andrzej Gardzilewicz
- 16 Nowoczesne technologie: Chemia 4.0 - nasza teraźniejszość**
Dr inż. Anna Zalewska, Senior Ekspert, Pion Rzecznictwa i Legislacji, Polska Izba Przemysłu Chemicznego; Marcin Przygudzi, Koordynator Pionu Projektów i Komunikacji, Polska Izba Przemysłu Chemicznego
- 20 Hierarchiczne dwuobiegowe gazowo-gazowe i gazowo-parowe elektrownie i elektrociepłownie jądrowe z wysokotemperaturowymi reaktorami i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi**
Prof. dr hab. inż. Ryszard Bartnik, Wydział Inżynierii Produkcji i Logistyki, Politechnika Opolska
- 38 Mobilna stacja tankowania LNG i mały statek na paliwo gazowe. W Trójmieście i Szczecinie powstają innowacyjne projekty**
Marlena Klepacz, Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot
- 42 OZE dla przedsiębiorców - najnowsze zmiany w prawie**
Witold Chmarzyński, Radca Prawny/Wspólnik, Kancelaria CCLaw
- 45 Czkawka 10H**
Sylwia Szczepańska, Dyrektor ds. Dialogu, Federacja Przedsiębiorców Polskich
- 48 Zmiany w funkcjonowaniu i zasadach rozliczania fotowoltaiki**
Patrycja Nowakowska, Adwokat - Senior Associate, Zespół Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski; Marek Malciak, Adwokat - Senior Associate, Zespół Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski
- 52 Nowa energia z wiatru. Jak kształtować polski rynek offshore?**
Agencja Rozwoju Przemysłu S.A.
- 54 XXV Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach**
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 56 Przedsiębiorstwo E.ON zamienia ścieki w cenne zasoby dzięki technologii pomp ciepła od GEA**
Kenneth Hoffmann, Product Manager Heat Pumps, Engineering Support Refrigeration Technologies, GEA REFRIGERATION POLAND Sp. z o.o.
- 59 Dekarbonizacja systemów ciepłowniczych**
Michał Dziennik, Pełnomocnik Zarządu ds. Rozwoju Systemów Ciepłowniczych w Poznaniu, Veolia Energia Poznań S.A.
- 63 II Seminarium „Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła” za nami**
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 64 Dyrektywa w sprawie odporności podmiotów krytycznych i Dyrektywa NIS 2 - nowe wyzwania dla operatorów w zakresie cyberbezpieczeństwa**
Dr Magdalena Wrzosek, Starszy Konsultant ds. Cyberbezpieczeństwa, Ernst & Young
- 70 Phishing wall - jak zbudować ludzką zaporę przeciwko cyberatakowi?**
Łukasz Masztalerz, Aplikant Adwokacki, DGTŁ Kibit Piecuch i Wspólnicy S.K.A.
- 72 Compliance środowiskowy - czyli jak zapobiec coraz wyższym karom**
Dr Katarzyna Barańska, Radca Prawny/Partner, Kocharński & Partners Sp. Kom.
- 76 Finansowanie Europejskiego Zielonego Ładu - najciekawsze źródła dofinansowania dla inwestycji proekologicznych**
Szymon Żółciński, Partner, Mateusz Markowski, Manager, CRIDO | Biznes i Innowacje
- 79 X Konferencja „Instalacje Ochrony Środowiska w nowej rzeczywistości” - za nami**
Wydawnictwo „Nowa Energia”
- 82 Innowacyjne metody na usuwanie amoniaku i boru ze ścieków**
Łukasz Kot, Kierownik Działu Technologii Wodno-Chemicznych, „Energopomiar” Sp. z o.o.
- 84 Modernizacja instalacji w celu przygotowania Enei Elektrowni Połaniec do nowych standardów emisyjnych wynikających z konkluzji BAT (kBAT) w latach 2019-2021**
Henryk Skotnicki, Starszy Specjalista ds. Eksploatacji Urządzeń Pozabłokowych, Enea Elektrownia Połaniec S.A.
- 91 O Spółdzielni energetycznej**
Ireneusz Perkowski, Prezes, Spółdzielnia Energetyczna EISALL

Wydawca:

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

Adres Redakcji:

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

Redaktor naczelna:

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

Prezes wydawnictwa:

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

Redakcja:

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

Dział organizacyjny:

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

Dział handlowy:

Renata Fischer
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 603 220 011
tel. (+48) 32 777 43 36
reklama@nowa-energia.com.pl
Monika Jureczko
Specjalista ds. Sprzedaży i Marketingu
kom. (+48) 448 730 223 440
tel. (+48) 32 777 43 38
marketing@nowa-energia.com.pl

Obsługa informatyczna:

IT PASJA, www.itpasja.pl

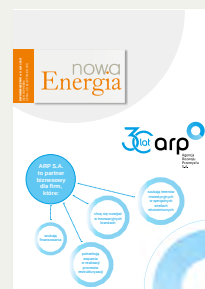
Redaktor Techniczny:

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

Korekta:

Dorota Kubek

Redakcja zastrzega sobie prawo do skracania i redagowania tekstów.
Redakcja nie odpowiada za treść reklam.
Wykorzystywanie materiałów i publikowanie reklam opracowanych przez Wydawcę wyłącznie za zgodą Redakcji.
Artykułów niezamówionych Redakcja nie zwraca.



Projekt okładki:
Nowa Energia

Dr inż. Jarosław Tworóg,
Wiceprezes, Krajowa Izba Gospodarcza Elektroniki i Telekomunikacji

Energetyczny klincz

Właśnie zakończył się 26-ty szczyt klimatyczny. Świat polityki nadal ignoruje wiedzę naukową. Utrata połowy biomasy Ziemi oraz przyspieszające wymieranie gatunków, to skutki działalności człowieka. Lekceważenie tych faktów stanowi śmiertelne zagrożenie dla bytu następnych pokoleń. Politycy znów nie podjęli wiążących decyzji, które dawałyby nadzieję, że unikniemy katastrofy. Aby jej zapobiec, konieczna jest szybka redukcja emisji gazów cieplarnianych (GHG) i przejście do gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). Zagrożeniem wymagającym natychmiastowej reakcji jest spalanie paliw kopalnych. Kierując się obecnymi danymi na temat dynamiki wzrostu średniej temperatury przy powierzchni Ziemi, do 2040 r. globalny poziom emisji powinien być zrównany ze zdolnością pochłaniania CO₂ przez ekosystemy.



Tymczasem świat znalazł się w swoim „energetycznym klinczu”. W kuluarach trwa przerzucanie się odpowiedzialnością. Kraje rozwijające twierdzą, że odpowiedzialność za stan rzeczy ponoszą kraje najwyżej rozwinięte. Kraje rozwinięte (w tym Polska) składają deklaracje bez pokrycia, które można określić jako przejaw „mentalności pasażera na gapę”. Nadal nie brakuje głosów podważających alarmujące prognozy płynące ze strony nauki, więc należy przypuszczać, że fundamentem tego „klinczu” jest ignorancja. Poziom wiedzy na temat konsekwencji nadchodzącej katastrofy jest pochodną jakości edukacji i informacji publicznej. Konstatacja, że najczęściej mądrzejemy po szkodzie jest przejawem dość powszechnej świadomości, że brak wiedzy na temat skutków podejmowanych decyzji jest przyczyną większości nieszczęść, jakich doświadczamy w życiu, zarówno w wymiarze indywidualnym, jak i społecznym.

” **Polska ma wielką szansę wykorzystania renty zapóźnienia istniejącej w obszarze elektroenergetyki. Wdrożenie reform rynkowych w tym dziale wymaga jednak rezygnacji z anty-innowacyjnego kursu polityki energetycznej stanowiącego istotę PEP 2040**

Groza obecnej sytuacji polega na tym, że miliardy mieszkańców Ziemi mogą tego doświadczenia nie przeżyć, więc nie będą miały szansy zmądrzeć. Główną i nieusuwalną przyczyną tego klinczu jest duża odległość czasowa pomiędzy działaniem i jego skutkiem. Dlatego jest prawdopodobne, że kiedy większość społeczeństw zrozumie skalę naciągającej katastrofy, może być już za późno na jej powstrzymanie.

Środowiska świadome skali zagrożenia nie mają wielkiego wpływu na bieg spraw w świecie, ale z pewnością powinny zrobić wszystko, by do 2040 r. maksymalnie zredukować poziom spalania paliw kopalnych w elektroenergetyce. Polska jako członek UE ma wszelkie warunki zewnętrzne i wewnętrzne, by bez oglądania się na innych ten cel osią-

gnąć. Dysponujemy wiedzą, technologią i odpowiednimi zasobami, by zrezygnować z paliw kopalnych, z korzyścią dla rozwoju gospodarczego w następnych dziesięcioleciach.

■ **Dostępność i koszty nowych technologii energetycznych**

Wynikiem ponad 50-u lat poszukiwań i badań eksploatacyjnych jest komercjalizacja źródeł energii elektrycznej korzystających ze światła słonecznego i wiatru. **Wzrost skali produkcji sprzętu i oprogramowania służącego do budowy elektrowni fotowoltaicznych i wiatrowych spowodował, że koszt wytworzenia energii elektrycznej (ee) z tych źródeł jest już niższy od kosztu ee z paliw kopalnych.** Dotyczy to również obszaru Polski. Trwa komercjalizacja technologii magazynowania ee z wykorzystaniem

systemów obejmujących wiele stref czasowych i klimatycznych. Nowoczesne technologie energetyczne pozwalają na wykorzystanie całości istniejącej infrastruktury słupowej i kablowej. W fazie komercjalizacji jest również technologia małych reaktorów nuklearnych (SMR), stanowiąca optymalne rozwiązanie dla zakładów wymagających ciągłego źródła ee dużej mocy.

Podsumowując, dysponujemy kompletem nowoczesnych technologii niezbędnych do przestawienia systemów elektroenergetycznych na OZE oparte na fotowoltaice i turbinach wiatrowych. Należy też oczekiwać, że wkrótce dostępna będzie technologia SMR, dedykowana wielkim zakładom przemysłowym. **Zatem w perspektywie 2040 r. możemy dysponować kompletem technologii, dzięki którym całkowite koszty produkcji ee i jej dostawy na zaciski odbiorcy końcowego będą niższe od obecnych.**

■ **Uwarunkowania rynkowe**

Z dobrym przybliżeniem można stwierdzić, że obecny Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) zbudowano od podstaw w latach 1950-1975. Większość elektrowni jest zamortyzowana, więc „koszty osierocone” związane z przyspieszonym wycofywaniem z eksploatacji źródeł emisyjnych, będą niewielkie. Zniszczona wojną i nieefektywna ekonomicznie gospodarka PRL była w stanie zbudować KSE, który z powodzeniem zaspokajał nasze zapotrzebowanie na ee aż do początków XXI w. Nie trudno więc uzasadnić, że dla dobrze rozwiniętej gospodarki z dostępem do rynku UE, modernizacja tego systemu jest zadaniem wykonalnym. Warunkiem koniecznym uruchomienia racjonalnego ekonomicznie programu inwestycji jest urynkwienie KSE w sposób spójny z prawem gospodarczym UE. Dzięki wspólnemu wysiłkowi kadry naukowo-technicznej i ekonomicznej dysponujemy kompleksową strategią przejścia od

magazynów energii elektrochemicznych i technologii wodorowych. **Wraz z rozwojem skali produkcji magazynów ee, możliwe będzie zapewnienie ciągłości dostaw ee po kosztach niższych od obecnych.** Dysponujemy technologią transmisji danych, oprogramowania i systemów zarządzania procesami niedeterministycznymi. Otwiera to możliwość automatyzacji zarządzania złożonymi tak systemami jak sieci elektroenergetyczne. Wdrożono do praktyki zestaw rozwiązań technicznych pozwalających na budowę stałoprądowych systemów transmisyjnych (UHVDC/HVDC), co pozwala na łączenie rozległych sieci elektroenergetycznych. Technologia UHVDC o napięciu 800 kV umożliwia transport ee na odległości pow. 2500 km, a więc budowę

gospodarki linearnej do neutralnej dla środowiska GOZ. Na tej podstawie powstaje nowy kształt regulacji rynkowych służących jej realizacji.

Wprowadzana obecnie w życie Dyrektywa w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej (944/2019) stanowi zbiór rekomendacji wynikających z europejskiej strategii budowy neutralnej dla środowiska, sieciowej gospodarki o obiegu zamkniętym. Wymaga to **gruntownej reformy rynku energii, czyli głębokiej przebudowy obecnych modeli biznesowych rynku energii elektrycznej**. Postulat urynkowania elektroenergetyki omawiana Dyrektywa formułuje w sposób następujący:

„Jednym z głównych celów niniejszej dyrektywy powinno być również zagwarantowanie wspólnych zasad prawdziwie wewnętrznego rynku i bogatej oferty dostaw energii elektrycznej dostępnej dla każdego. W tym celu niezakłócone ceny rynkowe stanowiłyby zachętę do tworzenia transgranicznych połączeń wzajemnych oraz inwestycji w nowe wytwarzanie energii elektrycznej, prowadząc jednocześnie do konwergencji cen w perspektywie długoterminowej”.

Zatem celem wdrożenia rynkowych taryf dynamicznych jest stworzenie systemu, który będzie prowadził do odejścia od systemu taryf, do cen kształtowanych przez rynek. Truizmem jest stwierdzenie, że w minionych 30-tu latach polska klasa polityczna robiła wszystko, by proces urynkowania powstrzymać.

Bogatsi o doświadczenia z transformacji likwidującej ustrój PRL - wiemy, że uwolnienie cen bez wcześniejszego utworzenia i ustabilizowania relacji rynkowych musi prowadzić do gwałtownego skoku cen. Postulowane w Dyrektywie wprowadzenie taryf dynamicznych prowadzących do „niezakłóconych cen rynkowych” jest praktycznym wnioskiem z doświadczenia Polski i wielu innych krajów członkowskich UE, które przeszły bolesny proces urynkowania gospodarki. Mądrzejsi o to doświadczenie

powinniśmy lepiej od krajów zachodnich poradzić sobie z obecną zmianą ustrojową w elektroenergetyce. Jednocześnie powinniśmy pamiętać, że zamykanie branży energetycznej na innowacje i konkurencję będzie marnowaniem dorobku ostatniego trzydziestolecia. Uruchomienie rzeczywistej konkurencyjności na jednolitym rynku UE wymaga najpierw uruchomienia rzeczywistej konkurencyjności na rynkach wewnętrznych krajów członkowskich. Aby połączenia transgraniczne stały się narzędziem konkurencji i współpracy, wszelkie elementy dotacji powinny być przesunięte do sfery socjalnej. Uruchomienie pełnej konkurencji na jednolitym rynku UE pozwoli krajom członkowskim zmniejszyć zarówno koszty zaopatrzenia w ee, jak i koszty pomocy socjalnej. **Ta reforma sama w sobie jest niezwykle trudna, a w połączeniu z przyspieszającą transformacją energetyczną jest ekstremalnie trudna.**

Wdrożenie systemu inteligentnego opomiarowania i rynkowych taryf dynamicznych (RTD) powinno być stopniowym przechodzeniem od symulacji relacji rynkowych do rzeczywistego uwolnienia cen, czyli otworzenia się na niezakłócone ceny rynkowe. Eksperti Krajowej Izby Gospodarczej Elektroniki i Telekomunikacji (KIGeIT) opracowali koncepcję rozłożoną na 30 lat reformy. Jej istotą jest pełne wykorzystanie koncepcji Obywatelskich Sieci Energetycznych, jako mechanizmu uwłaszczenia społeczeństwa na zasobach energetycznych sieci niskich napięć oraz połączenie w całość procesów składających się łącznie na przechodzenie do neutralnej środowiskowo sieciowej GOZ. Poprzez wykorzystanie kadry i aktywów elektrowni paliwowych do budowy gospodarki wodorowej, można zmniejszyć napięcia społeczne związane z restrukturyzacją rynku, a ciągłość dostaw i odbiorów oprzeć na synchronizacji technologii przemysłowych i energetycznych, co pozwoli na pełne wykorzystanie potencjału tkwiącego w usługach DSM/DSR.

Wg KIGeIT, system RTD, realizujący rekomendacje Dyrektywy, powinien być mechanizmem dynamizującym i racjonalizującym strukturę i skalę inwestycji w oparciu o mechanizmy rynkowe. Jego wdrożenie powinno być poprzedzone przejściem na rynkowe paradygmaty zarządzania sektorem energii. Istotą proponowanego systemu RTD jest oprogramowanie, którego jądrem będą moduły sztucznej inteligencji. Warunkiem poprawnego działania tych modułów jest budowanie „cyfrowego obrazu” KSE dostępnego w czasie rzeczywistym. **Taki system musi być budowany w sposób ewolucyjny, stale wywierając presję na wzrost konkurencyjności rynku.** Fundamentem technicznym stabilnego funkcjonowania rynkowego sterowania systemem elektroenergetycznym będzie sieć współdziałających ze sobą systemów cyfrowych przedsiębiorstw i z systemami operatorskimi KSE.

Polska ma wielką szansę wykorzystania renty zapóźnienia istniejącej w obszarze elektroenergetyki. Wdrożenie reform rynkowych w tym dziale wymaga jednak rezygnacji z anty-innowacyjnego kursu polityki energetycznej stanowiącego istotę PEP 2040. Stwierdza się w niej, iż inwestycje w OZE i cyfryzację to nakłady na „niedojrzałe ekonomicznie, droższe technologie, infrastrukturę sieciową, co jest również odzwierciedlone w cenie energii”. Zatem wg autorów PEP 2040 wzrost cen energii w Polsce to wynik inwestycji w nowoczesność, więc proponując inwestycje w starą, sprawdzoną technologię jądrową, a więc akceptację kosztu ee pow. 130 \$/MWh.

Zamiast podsumowania proponujemy zapoznać się ze źródłami kosztów ee z elektrowni jądrowej <https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx> oraz informacjami dot. energetyki jądrowej w Korei Południowej (<https://www.power-technology.com/features/south-korea-nuclear-power/>). □



METODYKA OCENY ORGANIZACJI

- AUDYT CYBERBEZPIECZEŃSTWA



Urząd Dozoru
Technicznego

Prof. dr hab. inż. Andrzej Gardzilewicz

Trochę dziegciu w Zielonym Ładzie 2050

Energetyka to moja pasja, całe zawodowe życie. Nie jestem papierowym tygrysem, znam mnie inżynierowie większości polskich elektrowni. Sto moich opatentowanych pierścionków, wdrożonych na 200 MW turbinach parowych, przekazywało do niedawna do krajowej sieci więcej energii niż cała krajowa fotowoltaika. Od lat biorę udział w dyskusji dotyczącej przyszłości polskiej energetyki, starając się bezstronnie weryfikować zmiany i nowe propozycje rozwiązań zarówno pod względem technicznym, jak i ekonomicznym.

Onegdaj, gdy stawiałem przeciw atakom na elektrownię atomową w Żarnowcu, posądzony byłem o poparcie dla radzieckiej technologii, a przecież projektowane według dokumentacji ABB turbiny wykonano w fabryce elbląskiej, reaktory w czeskiej Skodzie, a automatykę u Siemens. Po fatalnie przygotowanym referendum w 1990 r. budowę wstrzymano, straciliśmy 2 mld dolarów. Ostatnio, kiedy w trakcie wykładu na Politechnice Gdańskiej na temat stanu polskiej energetyki ostrzegałem, że trzeba zachować pewną ostrożność przy likwidacji elektrowni węglowych, znowu naraziłem się na okrzyki audytorium, że jestem nieukiem.

Tymczasem akceptuję proekologiczne zmiany w energetyce, ale sprzeciwiam się propagowaniu rozwiązań niesprawdzonych i niektórym katastroficznym przepowiedniom. Jeszcze w szkole uczyłem się praw Malthusa,

który już w 1798 r. prognozował, że przy rosnącej populacji zabraknie żywności. Obecnie już o nim nikt nie pamięta, a rozwiązaniem stała się zielona rewolucja. Potem przyszły raporty Klubu Rzymskiego (1968), w których wieszczono, że przy rabunkowej gospodarce na świecie zabraknie paliw i energii, ale i ten kryzys udało się zażegnać. Teraz, jak większość ludzi z niepokojem obserwuję wielką degradację ziemskiego środowiska. W szczególności groźny wydaje się być pochodzący ze spalania wzrost ilości dwutlenku węgla, odpowiedzialny w dużej mierze za ocieplenie klimatu na Ziemi. Informował o tym dość dawno klimatolog Charles Keeling (1958), ale dopiero kiedy wzrost temperatury stał się niebezpieczny dla życia, przyszły ostrzeżenia Al Gore (2004) i uchwały Międzynarodowych Konferencji, z tą najważniejszą w Paryżu (2015). Pozyskały one akceptację większości państw, ale tym razem koniecz-

ny proces transformacji energetycznej napotkał olbrzymie trudności. Proponowane w zastępstwie źródła fotowoltaiczne i wiatru okazały się ograniczone w dostępie. Słońce przecież nie zawsze świeci, wiatr nie zawsze wieje. Przy nierozwiązanym problemie magazynowania energii elektrycznej, komplikowało to istniejące procesy jej wytwarzania i było powodem znacznego wzrostu kosztów. Pisałem o tym w artykule, opublikowanym w magazynie „Nowa Energia” jeszcze w 2009 r.

Od tego czasu degradacja ziemskiego środowiska znacznie przyspieszyła, podczas gdy udział źródeł odnawialnych w światowym bilansie energetycznym sięga ledwie 25% i to pozyskanych w większości z elektrowni wodnych zbudowanych w XX w. Zagrożenie dla ludzi wydaje się być znacznie większe niż się spodziewano, świat rzeczywiście staje przed katastrofą. Przy braku wiążących

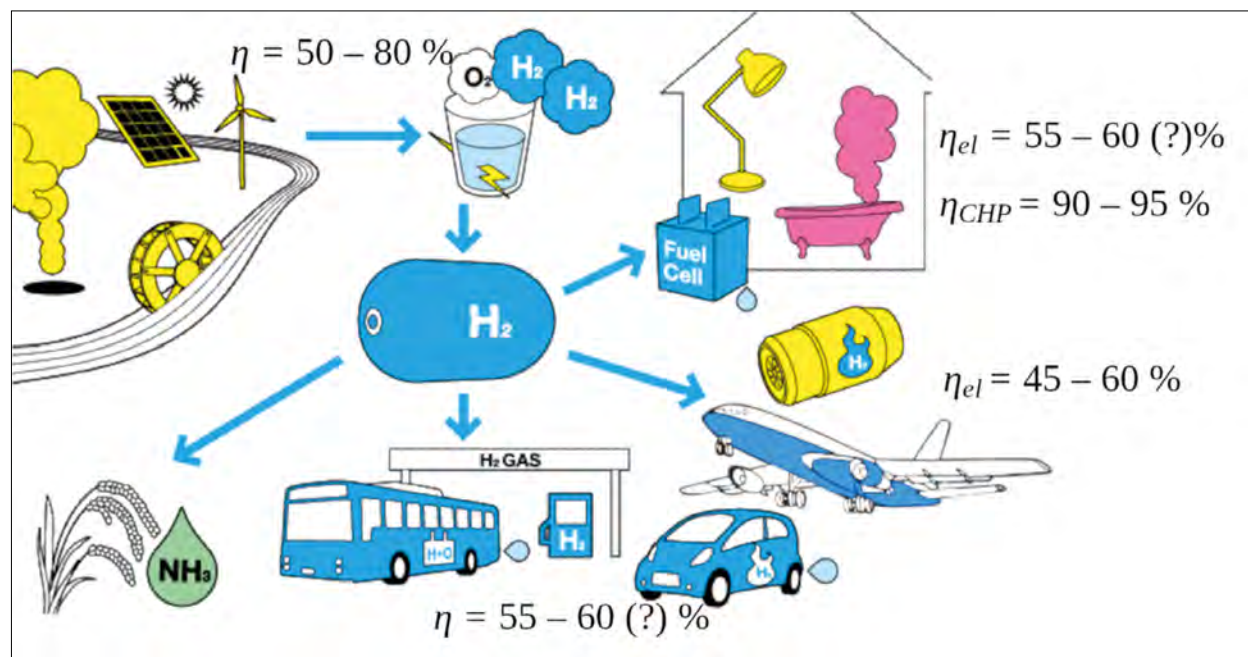
decyzji we wdrażaniu czystych technologii, rolę lidera zmian przejęła Unia Europejska. Najpierw w Brukseli powstał plan ograniczenia emisji dwutlenku węgla przyjęty w Pakiecie 3x20, a potem w oparciu o dobrą koniunkturę gospodarczą Komisja Europejska przedłożyła do zatwierdzenia obowiązek neutralności klimatycznej w programie Zielonego Ładu. Zgodnie z nim kraje UE do końca 2050 r. pragną przeprowadzić na swoim terenie całkowitą dekarbonizację.

Niestety opracowywane reguły tego programu nie dla wszystkich są czytelne. Warto zatem wyjaśnić, co właściwie znaczy ta karbonizacja i jakie na obecną chwilę są możliwości jej realizacji. Otóż w zamyśle autorów, to będzie całkowite wyeliminowanie procesu spalania węgla, ropy i gazu i to nie tylko z istniejących elektrowni, ale także z ciepłownictwa, transportu, przemysłu, rolnictwa. Zamierzenia niezwykle ambitne, ale w trosce o środowisko bogate kraje zachodniej Europy szykowały się do tego od dawna. W większości zamknięto już elektrownie węglowe, które z powodzeniem zaczęły być zastępowane przez elektrownie

jądrowe. Wreszcie sięgnięto po czystą energię nie tylko wody, ale właśnie wiatru i słońca. Już na starcie natrafiono na problemy, bo zakaz spalania paliw kopalnych eliminuje miks energetyczny źródeł odnawialnych i konwencjonalnych, tak dobrze sprawdzony w istniejących systemach zasilania. Do tego trzeba dolać kłopoty z zamiennikami naturalnych paliw dla ogrzewania i transportu, przede wszystkim powietrznego. Te trudności są głównym powodem, że wymagania Zielonego Ładu spełnia na razie jedynie technologia wodorowa. W procesie spalania eliminuje ona całkowicie dwutlenek węgla, a równocześnie wodór można łatwo magazynować i wykorzystywać także w lotnictwie. Niestety ten gaz w stanie wolnym nie egzystuje na ziemi, a przy jego pozyskaniu w czystej postaci trzeba włożyć więcej energii niż się potem uzyska. Taki wodór, zwany zielonym, otrzymuje się z elektrolizy wody, oczywiście przy wykorzystaniu energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Jego przewagą jest wysoka, 3-krotnie większa od gazu ziemnego, wartość opałowa, ale potem trzeba go spalić, z czym stale są kłopoty

eksploatacyjne, a do tego dochodzą dodatkowe straty w procesach przetwarzania na energię dla człowieka użyteczną. Gamę możliwości wykorzystania wodoru w szeroko pojętej energetyce obrazowo przedstawił J. Hislop w „Energia News” (2018), co pokazano na rys. 1.

Po udanych próbach, przede wszystkim w transporcie, technologia wodorowa zafascynowała wielu, ale kolejne wdrożenia nie są już tak obiecujące. Głównym przeciwwskazaniem w jej stosowaniu jest relatywnie niski poziom odzyskania energii pierwotnej, a także wysokie koszty rozprowadzenia gazu. Aktualnie na świecie produkcja wodoru sięga ledwie kilkaset mln m³ i to głównie szarego, zabrudzonego, a przecież przy jego szerokim zastosowaniu sięgać powinna bilionów. Dla pozyskania tak wielkiej ilości gazu trzeba będzie instalować w elektrowniach odnawialnych moce zdecydowanie większe niż dotąd. To będą miliony gigawatów, a takiemu gwałtownemu przyrostowi towarzyszyć mogą nieznane problemy wynikające ze skali realizacji tak wielkich przedsięwzięć. Tymczasem do tej pory nie ma



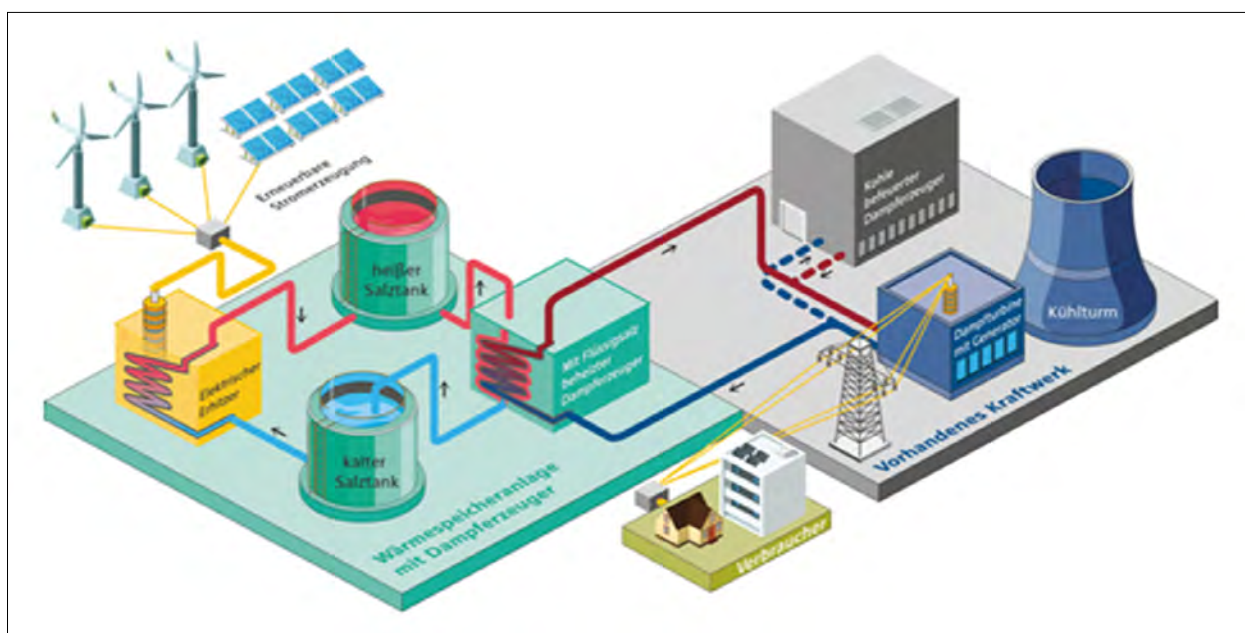
Rys. 1. Możliwości wykorzystania technologii wodorowej w energetyce wg J. Hislopa *Energia News*, 28 august 2018

odpowiedzi, jak zmieni się temperatura wokół gigantycznej liczby instalowanych elektrowni słonecznych, nie wiadomo, jak zmienią się deszczowe wiatry Golfstromu, gdy na drodze staną miliony wiatraków. Do tego dołączają problemy materiałowe, przecież w odnawialnych źródłach, jak i ogniach wodorowych stosowane są pierwiastki ziem rzadkich, których już brakuje na ziemi.

Nic dziwnego, że nie przerwano prowadzonych prac w poszukiwaniu innych, tańszych rozwiązań. Z jednej strony dotyczy one procesu magazynowania energii elektrycznej, gdzie największe nadzieje wiąże się stale z produkcją akumulatorów, stosowanych powszechnie w transporcie samochodowym. Z drugiej zaś strony, nie rezygnuje się z budowy elektrowni jądrowych. Są niezawodne w eksploatacji, nie emitują dwutlenku węgla, gotowe do pracy ze źródłami odnawialnymi. Istniejące rozwiązania bardzo dobrze się sprawdziły, a po awariach w Czarnobylu i w Fukushima, pozyskały konieczne zabezpieczenia. Co prawda zwiększyły się koszty inwestycyjne, ale przy niskich cenach paliwa uranowego, zwracają się one już po 30-letniej eks-

ploatacji. Zwraca uwagę, że przy lokalizacji elektrowni jądrowych nad brzegiem morza można ograniczyć zużycie tak cennej dla ludzi wody pitnej. Przy trwającym kryzysie ekonomicznym wstrzymuje się ich budowę, bo na starcie trzeba inwestować wielkie pieniądze. Niemcy, gdzie jest wielu przeciwników tego typu siłowni, przystąpiły nawet do wyłączenia wyeksploatowanych bloków, ale panuje przekonanie, że inwestorzy czekają na bardziej sprawne reaktory czwartej generacji, które pozwalają głębiej przepalać uran. Radioaktywne odpady będą świecić nie 200 000 lat jak dotychczas, a tylko 200. Budzi optymizm, że tego typu pilotowe rozwiązania są na świecie z powodzeniem już uruchamiane. Ostatnio w modernizację siłowni atomowych włączył się amerykański multimiliarder Bill Gates, który jak donoszą media, bliski jest uruchomienia małych reaktorów (Small Modular Reactor), nawet kilkudziesięciu megawatowych. Mają być bardziej elastyczne w pracy i znacznie tańsze w eksploatacji, co skłania do zaangażowania wielkich pieniędzy także i naszych miliarderów, Sołowowa i Sołorza.

Opisane trudności i nie rozwiązane do końca problemy energetycznej transformacji są przyczyną, że na świecie nie zamyka się jednak elektrowni konwencjonalnych, co w szczególności dotyczy elektrowni gazowych najmniej zagrażających degradacji środowiska. Bo chociaż gaz jest drogi, te elektrownie inwestycyjnie są najtańsze, doskonale przystosowane do współpracy z istniejącą siecią elektryczną, a - po odkryciach nowych złóż - praktycznie niezagrażone w bliskiej eksploatacji. Niemcy zakładają kolejny rurociąg Nord Stream 2, który dostarczy im wielkich ilości gazu aż z Syberii. Ciekawe, że nie zrezygnowano tam też z węgla brunatnego. Ostatnią elektrownię w Nadeln IV uruchomiono przecież w 2020 r. Żadną miarą nie jest to bojkot Zielonego Ładu. Nasi sąsiedzi z Zachodu przewidują, że po wygaszeniu w 2039 r. kotłów parowych, energię węgla uda się zastąpić energią ciepłej solanki, podgrzanej do wysokiej temperatury w wymiennikach ciepła zasilanych prądem elektrycznym ze źródeł odnawialnych (rys. 2.). I w tym przypadku przeprowadzone próby budzą optymizm, tym większy, że magazynowanie ciepła w solance



Rys. 2. Schemat przekształcenia elektrowni węglowej w magazyn energii cieplnej

Źródło: <https://www.en-former.com/en/coal-fired-power-plant-as-large-heat-storage-facility/> 2021

nie jest jedynym pomysłem zastąpienia węgla w takich elektrowniach. Zwraca uwagę, że wyeksploatowane wyrobiska węgla brunatnego wypełnia się już wodą, rekultywując zniszczone środowiska rolnicze. Wody na pewno nie zabraknie dla ludzi mieszkających nie tylko w pobliżu, na utworzonych sztucznych jeziorach już żeglują jachty i powstają ośrodki turystyczne.

Polska do tak drastycznych zmian nie była i nadal nie jest przygotowana. Węgiel w naszej energetyce od lat spełniał ważną rolę i tej hegemonii nie udało się zmienić w przemianach 89 r. Trzeba jednak zauważyć, że przeprowadzone modernizacje istniejących elektrowni węglowych, a także budowa najnowocześniejszych bloków nadkrytycznych pozwoliły znacząco podnieść potrzebną w kraju moc, a przy tym znacznie ograniczyć zapylenie i szkodliwe emisje. Zainwestowano spore pieniądze w elektrownie gazowe, biopaliwowe, a także w pierwsze panele fotowoltaiczne i farmy wiatraków na lądzie. To był duży sukces Polski na przełomie wieków, dzięki czemu 3-krotnie zmalało wydobycie węgla, przy 6-krotnym ograniczeniu zatrudnienia w górnictwie. Tymczasem zmienił się rząd, dla którego kluczowe znaczenie miała polityka prospołeczna. Gdy przyszedł kryzys i w kasie zaczęło brakować pieniędzy, wstrzymano finansowanie wielu inwestycji, co szczególnie dotknęło energetykę. Przyjęte naprędce uchwały praktycznie zastopowały rozwój OZE, w niebyt odeszły plany rozwoju energetyki jądrowej. Poszliśmy na zwanie z Europą, która w tym czasie szykowała plany Zielonego Ładu. Weta w Parlamencie Europejskim oziębilo kontakty z największymi krajami Unii, do swoich racji nie znalazło obrońców.

Mimoходом wpadliśmy w Czarną Dziurę, ale przecież naszej sytuacji nie można porównywać z Norwegią, czy Austrią, które energię elektryczną uzyskują przede wszystkim z wody. Nie można Polski odnosić do potentatów atomowych: Francji i Szwecji, czy państw, które prąd produkują w oparciu o morskie

złoża gazu. Wreszcie trudno porównywać nas z Niemcami, z krajem o podobnych uwarunkowaniach geograficznych i geologicznych, ale znacznie bogatszym. Dla ograniczenia tylko o połowę emisji dwutlenku węgla Niemcy wydadzą aż 1.7 biliona euro. Właśnie wysokie koszty są powodem, że większość państw na świecie nie przyłącza się do tak ostrych planów dekarbonizacji. Nie zgadzają się na nie Stany Zjednoczone, chociaż zachowują przewagę w wielu technologiach energetycznych i ograniczyły wyziewy CO₂ o mld ton rocznie. Przy sporych zasobach paliw nie chcą naruszać swych konsumpcyjnych przyzwyczajęń. Tani węgiel w gospodarce dalej preferują Chiny i Indie, które przejęły większość energochłonnej produkcji na świecie. Nawet Japonia, po katastrofie elektrowni atomowej w Fukushima, zaczęła sprowadzać węgiel z Australii, który zasila oddane do eksploatacji 22 bloki tysięcy megawatowe. Mając bogate złoża ropy i gazu, na wielką energikę odnawialną nie stawia Rosja, ani też państwa Bliskiego Wschodu, ani tym bardziej biedne kraje Azji, Afryki, Ameryki Łacińskiej. Według raportu Global Coal Plant Tracker aktualnie na świecie dalej pracuje 2500 elektrowni węglowych, a ponad 200 jest w budowie. Gra idzie o wielkie pieniądze, a na rynku na którym stale brakuje energii panuje chaos. Racjonalne oceny wprowadzanych nowych technologii utrudniają koszty, których porównanie utrudniają różne definicje, a także stosowane dopłaty, taryfy i kary.

Dla przykładu o zawrót głowy sprawiają jednostkowe ceny za kilowatogodzinę, które w zależności od tego skąd, dla kogo i kiedy mają być dostarczone - różnią się nawet rząd wielkości. Hurtowe ceny w Polsce tej energii kształtują się obecnie na poziomie 30 gr/kWh i już są wyższe od europejskich. Ale na naszych rachunkach detalicznych, po uwzględnieniu przesyłu i podatków, ta kilowatogodzina sięga 65 gr/kWh, gdy Niemiec i Duńczyk aktualnie płaci 2 razy więcej. To oczywiste, bo energia odnawialna jest droższa od konwencjonal-

nej, przecież bezpośrednio u producenta w elektrowni w Bełchatowie do niedawna płacono 15 gr/kWh, podczas gdy prosumer fotowoltaiki dostaje po korzystnym przewartościowaniu 50 gr/kWh, nie wliczając w to beneficji inwestycyjnych.

Zapewne to było głównym powodem, że w Unii Europejskiej te rozbieżności zdecydowano się uporządkować, z preferencją czystej energii. To właśnie dlatego wprowadzono opłaty dotyczące emisji dwutlenku węgla do atmosfery. Początkowo wynosiły one 10 euro za tonę, już powiększono je do 60, a mówi się, że wkrótce przekroczą wartość 100 Euro. To dużo, 45 gr za kilowatogodzinę, gdyż przy produkcji 1000 kWh prądu elektrycznego z węgla emituje się do atmosfery niemal tonę CO₂. Co prawda wpłacane pieniądze mają potem pozostać w dyspozycji płatników, do wykorzystania na nowe technologie, ale dla Polski, będzie to równoważne ze znaczną podwyżką kosztów energii. Ta podwyżka jest trudna do oceny, bo u nas jeszcze nie opracowano prognoz inwestycyjnych dotyczących wypełnienia żądań Zielonego Ładu 2050. Dotychczasowe analizy i ekspertyzy były wycinkowe, zawierały wiele nieścisłości i przekłamań, a do tego miały w większości inną cezurę czasu. Tendencyjnie zawyżano w nich sprawności nowych rozwiązań, zwykle nie dopracowanych technologii. Między bajki można włożyć podawane szeroko informacje, że zainstalowana w polską fotowoltaikę moc 5000 MW zastąpiła elektrownię Bełchatów. **Moc to nie energia!** To najczęściej powtarzany błąd tych rozważań. Dla przypomnienia warto zauważyć, że w tej elektrowni spala się dziennie 4000 wagonów węgla, aby je wyeliminować, trzeba zainstalować w fotowoltaice moc 10 razy większą, co jest równoważne energii spalanej wierzby rosnącej na 3 mln hektarów lub pozyskaniu gazu z odchodów pół mld świń.

Te mankamenty dopiero w ostatnim czasie rozpoczęto korygować. Pierwsze oszacowania kosztów dekarbonizacji podane przez Ministerstwo Energetyki przekraczają 500 mld euro. To szoku-

je. Zapewne to koszty leżały u podstaw przygotowania wyważonego raportu Komitetu Problemów Energetyki PAN, w którym w ciągu najbliższych 30 lat zachowano miejsce na węgiel. Także Polski Rząd w prezentowanym ostatnio programie polityki energetycznej (PPE) nie eliminuje węgla... i gazu, ale te plany ograniczono ostrożnie do 2040 r. W tym kontekście umiarkowany optymizm budzi powrót Polski do dialogu z krajami UE, który został zasygnalizowany w 2018 r., na XII Europejskim Kongresie Gospodarczym w Katowicach. Dobrze zostały tam przyjęte nasze propozycje farm wiatrowych na Bałtyku i intensyfikacja budowy instalacji fotowoltaicznych. Z dużym uznaniem odnotowano zamianę węglowego bloku w Ostrołęce na gazowy oraz ponowne otwarcie się na energetykę jądrową. Nadzieje wzbudzają także rozmowy z górnikami, dotyczące zamknięcia polskich kopalni węgla jeszcze przed 2049 r. Mimo trudności finansowych, Polska nie będzie przeciwna koniecznym zmianom, dzięki czemu udało się w Brukseli zatwierdzić budżet UE na lata 2021-2027. Największe środki przewidziano tam co prawda na walkę z koronawirusem, ale sporo zarezerwowano też na przyszłe transformacje energetyczne. Jak podaje, w prowadzonym blogu, były komisarz UE Janusz Lewandowski, pozyskamy na energetykę co najmniej 7,5 mld euro. To tylko kropla w morzu naszych potrzeb, bowiem, jak pisze autor, wydatki państw Unii w programie Zielonego Ładu Komisja Europejska ocenia na 250 mld euro rocznie. Do 2050 r. będzie to z górą 7 bilionów euro, co warto zapamiętać, w dużej mierze te gigantyczne pieniądze dotyczyć przecież będą naszego kraju.

Wymienione przesłanki są dostatecznym powodem, aby na obecnym etapie przeprowadzić bardziej dokładne kalkulacje kosztów Zielonego Ładu, które z analiz wyeliminują mrzonki i pozwolą zrationalizować wybór przyszłych realizacji. Pozycją wyjściową dla przeprowadzenia takich obliczeń jest oczywiście roczne zużycie energii. To zużycie

w Polsce szacuje się na 500 TWh, co określono z bieżących bilansów elektroenergetyki i informacji dotyczących ilości paliw wykorzystywanych w transporcie, ciepłownictwie, przemyśle, rolnictwie. Założono, że do 2050 r. zużycie energii można ograniczyć do 300 TWh, co wynika przede wszystkim z oszczędności w zero emisyjnym budownictwie i z przyjęcia efektywnych metod przetwarzania energii w transporcie. Warto podkreślić, że przyjęta wartość dobrze koresponduje z ograniczonymi w ostatnim okresie prognozami Niemiec. Znajomość zużycia pozwala przeprowadzić obliczenia mocy urządzeń wybranych technologii, które jak wiadomo stanowią zasadniczą część przyszłych kosztów inwestycyjnych. Hipotetyczne testy oceny mocy rozpoczęto od obliczeń urządzeń czystej technologii wodorowej, która chociaż jest niedopracowana, gwarantuje już całkowitą eliminację paliw kopalnych. Dla uproszczenia przy wyborze źródeł zasilania w tej technologii zdecydowano na energię pozyskaną ze słońca i wiatru, jako że energia wodna, geotermalna, a także biopaliwa mają u nas spore ograniczenia. Warto poznać charakterystyczne wyniki, które wybrano z testów w nieco przerysowanej formie. I tak w przypadku zastosowania zasilania tylko fotowoltaicznego obliczono, że uwzględniając konieczne w bilansie rezerwy, trzeba by zainstalować w Polsce gigantyczną moc 720 GW, co

wynika z 50% sprawności elektrolizy i tylko 10% dostępności paneli do sieci elektrycznej. Przy kosztach inwestycji 3 000 zł/kW, jakie przewidywane są w 2050 r., to będzie wielki wydatek przekraczający 2 biliony zł. Poraża, że to będą setki milionów paneli fotowoltaicznych, których instalacja zajmie 5% powierzchni kraju, a do tego doliczyć przecież trzeba koszty magazynów wodoru i budowy sieci jego rozprządzenia. Wykorzystanie w produkcji wodoru jedynie energii z morskich farm wiatrowych o prawie 4-krotnie większym dostępie do sieci, daje redukcję do 180 GW, co przekracza nasz dostępny potencjał wiatru na morzu, ale i na lądzie!!! Przy zaniżonych kosztach jednostkowych urządzeń do 12 000 zł/kW, to podobny wydatek, jak dla fotowoltaiki, ale trzeba go dodatkowo powiększyć o koszty połączenia wielu tysięcy wiatraków na morzu z elektryczną siecią na lądzie. Wynikające stąd wnioski to zimny kubeł wody nie tylko dla ekologów, ale i propagatorów technologii wodorowej.

Nasuwa się zatem pytanie: jakie w tym momencie przyjąć rozwiązania inwestycyjne dla polskiego Zielonego Ładu 2050? Przed podjęciem decyzji dotyczącej wyboru przyszłych wariantów dokonano krótkiego przeglądu energetycznych prognoz transformacji europejskich liderów. Okazało się, że większość krajów stawia nie tylko na źródła odnawialne, ale na energetykę jądrową, a z uwagi



foto. Noah Bischer on Unsplash

na koszty, udział technologii wodorowej w krajowych bilansach 2050 nie przekracza 10-20%. Niemcy wyprodukowaną energię ze źródeł odnawialnych planują przekazywać w większości bezpośrednio do sieci elektrycznej, a dla tańszego magazynowania intensywnie rozwijają akumulatory nie tylko elektryczne, ale ciepłe i wodne szczytowo-pompowe. W coraz większym stopniu wykorzystuje się tam źródła energii rozproszonej w lokalnych centrach biomasy, biogazu i śmieci. Przy ograniczonym do 2050 r. zużyciu energii do poziomu 600 TWh, nawet przy maksymalnym wykorzystaniu potencjału ich odnawialnych źródeł na poziomie 300 GW, nie wystarcza to im do domknięcia bilansu. Nie dziwi, że przy planowanym wyłączeniu istniejących elektrowni jądrowych, w tych prognozach utrzymuje się stale rezerwę na energię z elektrowni gazowych. To tłumaczy dlaczego dla Niemców tak ważne było teraz dokończenie inwestycji rurociągu Nord Stream 2. Na przeciwnym biegunie jest Francja, która już dawno zainwestowała w atom, dzięki czemu praktycznie wyeliminowano tam spalanie węgla. Elektrownie jądrowe o mocy sięgającej 70 GW produkują rocznie prawie 400 TWh, co w bilansie na obecną chwilę stanowi 70% energii elektrycznej. Przy podobnym do niemieckiego zużyciu energii, w oparciu o odnawialne źródła już w najbliższym czasie Francuzi mogą wypełnić normy Zielonego Ładu 2050. Problemem może być potrzeba przeprowadzenia renowacji, a w przyszłości też wymiany wielu bloków jądrowych, które zbliżają się do kresu swej eksploatacji.

Z polskiej perspektywy koncepcja francuska wydaje się być bliższa. Przy eliminacji węgla, braku własnego gazu, przy naturalnych ograniczeniach źródeł odnawialnych, budowa elektrowni jądrowych jest już w Polsce przesądzona. Pierwsze bloki powstaną zapewne w paśmie nadmorskim, ale potem niewykluczone jest ich budowa w miejscach elektrowni w Pątnowie, czy nawet w Bełchatowie... Dla kraju będzie to nie tylko skuteczna eliminacja emisji dwutlenku węgla, ale

też pozyskanie stabilnych źródeł, które przy stosunkowo niewielkich kosztach modernizacji można będzie dostosować do istniejącego miksu energetycznego. Szacunkowe obliczenia pokazują jednak, że przy zastosowaniu modelu francuskiego dla wypełnienia norm Zielonego Ładu 2050 trzeba zbudować elektrownie jądrowe o mocy sięgającej 50 GW, co nawet dla fanatyków tej technologii jest wielkością praktycznie nierealną. W przyszłej polityce energetycznej kraju przyjęto w niniejszych testach wykorzystać również doświadczenia niemieckie, stawiając w większej mierze na źródła odnawialne oraz rozproszone, z pewną rezerwą też na wodór. Przy zainstalowaniu w fotowoltaikę i farmy wietrzne na morzu i lądzie po 50 GW oraz urządzeń energetyki rozproszonej na poziomie 10 GW, co nie kłóci się z naszymi możliwościami, obliczono, że dla zamknięcia bilansu Zielonego Ładu powinno wystarczyć zbudowanie elektrowni jądrowych o mocy 20 GW. W tym względzie duże nadzieje może budzić wykorzystanie technologii małych reaktorów modułowych w miejskich elektrociepłowniach, co w dużej mierze powinno w przyszłości rozwiązać problemy ogrzewania wielkich budynków. To będzie w sumie 130 GW, trzy razy więcej od mocy zainstalowanej teraz w elektrowniach węglowych i gazowych, które do tego czasu powinny być już zlikwidowane. Nawet przy wysokich jednostkowych kosztach inwestycyjnych elektrowni jądrowych 25 000 zł/kW, ten wariant finansowo wypada najkorzystniej rzędu 1,5 biliona zł, co ważne przy mniejszych kosztach modernizacji sieci. Co ciekawe, propozycja jakościowo nie odbiega od rządowych planów PPE, chociaż niepokój budzą dość duże różnice zanotowane zarówno w zużyciu energii, jak i mocy instalowanych urządzeń, w stosunku do proponowanych na 2040 r. Oczywiście wyniki tych jakże zgrubnych kalkulacji można kwestionować, że nie uwzględniają postępu technicznego, że w poszukiwaniu rozwiązań dostatecznie nie wykorzystano procesów cyfryzacji. To prawda, ale niniejsze testy

przeprowadzono dla zużycia energii na osobę znacznie mniejszego w stosunku do najbogatszych krajów świata, a także nie uwzględniono klimatyzacji i wentylacji, nieodzwonnych w budownictwie w dobie gwałtownego ocieplenia ziemskiego klimatu. A pamiętać przy tym trzeba, że te koszty nie uwzględniają koniecznych modernizacji sieci energetycznych i procesów magazynowania.

Trudno być optymistą, jeśli do 2020 r. Polska nie wyprodukowała 15% zielonej energii obiecanej w UE w Pakiecie 3x20, kiedy w praktyce nie odnosi się do europejskiego planu Fit for 55. Nie budzą optymizmu informacje, że aktualnie pracuje w polskiej sieci elektrycznej zaledwie 10 GW elektrowni odnawialnych, a w ciągu 20 lat przewiduje się tę realizację zwiększyć jedynie dwa razy; jeśli do tej pory w Polsce nie zbudowano żadnej elektrowni jądrowej, a pierwsze bloki mocy 6000 MW mają być instalowane dopiero po 2033 r.; jeśli nie rusza na wielką skalę preferowana przez wielu energetyka rozproszona. Podawane z wielkim szumem dziesiątki mln dolarów przeznaczonych na technologię wodorową, póki co traktować można jako otwarcie kolejnego startup-u podobnego do grantów perowskitowych, cudownej wersji polskiej fotowoltaiki. Do wdrożenia takich pomysłów na wielką skalę droga niestety daleka. Tutaj nie wystarczy chęć, ani najbardziej wyszukane zakłady. Warto przypomnieć euforię w poszukiwaniu gazu łupkowego, nieudane w praktyce rozwiązania gazyfikacji węgla, próby wykorzystania polskiej geotermii, magazynowanie dwutlenku węgla w pokopalnianych niszach, czy wreszcie dosypywanie biopaliw do fluidalnych kotłów węglowych. Problemu transformacji energetycznej nie rozwiążą także stosowane, głównie w Unii Europejskiej, coraz wyższe kary za emisje dwutlenku węgla, które dotkną nie tylko mieszkańców, ale hutnictwo, cementownie, zakłady chemiczne, które bronią się przed zalewem tanich produktów z Chin, Indii. Dalej łatwiej górnikom dorzucać pieniądze na wypłaty w deficytowych ko-

palniach, niż przygotować nowe miejsca pracy. Taniej zakładać małą, stale dofinansowywaną fotowoltaikę, niż budować pracujące w sieci olbrzymie elektrownie słoneczne i potężne morskie farmy wiatraków o średnicach śmigieł znacznie większych od boiska piłkarskiego. To jest jakieś rozdwojenie jaźni, kiedy zamiast wyprodukować milion elektryków, sprowadziliśmy do Polski miliony, dziesięć razy tańszych aut z zachodu, które powinny być już tam zutyliizowane; kiedy zaczynamy budowę wielkiego lotniska, a świat przygotowuje się do ograniczenia transportu samolotowego.

Już teraz nasuwają się zasadnicze pytania skierowane do decydentów: jakie przyjąć w Polsce technologie w 2050 r.? Skąd pozyskać na nie środki finansowe? Czy dopuścić na wielką skalę import prądu elektrycznego? Wreszcie: jak prowadzić z Brukselą merytoryczne rozmowy w pozyskaniu dodatkowych funduszy i ewentualnie na uzyskanie prolongaty dotyczącej zmian terminów 2050? W polityce negocjacyjnej nie można dopuszczać do takiej wpadki, jaka się zdarzyła w Turowie. Konflikty trzeba rozwiązywać w dialogu, zaraz na starcie. Tej kopalni i zmodernizowanej niedawno elektrowni nie można przecież zamknąć, w Czechach i w Niemczech pracuje dalej kilka podobnych. Pośpiech, jak w żydowskim dowcipie, jest potrzebny przy łapaniu pcheł, ale kiedy nie ma pieniędzy i nie ma jednoznacznych rozstrzygnięć, co i gdzie budować, musimy w postępowaniu zachować ostrożność. W czasie wojny babcia mówiła mi: nie wylewaj brudnej wody, kiedy nie masz czystej. Póki co, nie można bezmyślnie ograniczać funduszy przeznaczonych na utrzymywanie w stałym pogotowiu pracujących elektrowni węglowych. W Australii, w południowym stanie Adelaidy, gdy nagle niebo zasłoniły chmury, ucił wiatr i padł system rozproszonej energetyki, nastąpiła totalna katastrofa, bo nie udało się uruchomić żadnej, rezerwowej elektrowni węglowej, nie ruszyła do pracy ani jedna turbina. Co znaczy brak prądu w gniazdkach elektrycznych,

informował mnie polski emigrant i bliski kolega. Awaria, która ostatnio dotknęła zabezpieczenia elektrowni Betchatów pokazała profesjonalizm polskiej obsługi technicznej. Dobrze, że naszych energetyków nie dotknął wszechogarniający elektrownie węglowe marazm.

Ten stan niepewności i wyczekiwania obejmuje teraz swym zasięgiem cały świat. Wielu liczy na ludzką inwencję i wierzy w boską interwencję. Mimo niepowodzeń dalej trwają próby rozpalenia słońca na ziemi dla zrealizowania kontrolowanej fuzji jądrowej deuteru i trytu. W Ameryce budowane są potężne instalacje laserowe, gdzie - jak podano z hukiem - osiągnięto krótkotrwały próg koniecznego zapłonu. W pobliżu Marsylii zaczęto składać kolejny raz Eksperymentalny Reaktor Termonuklearny (ITER). To projekt największy w dziejach, który prowadzi: USA, UE, Rosja, Chiny, Indie, Japonia i Korea Płd. Wylano morze betonu, położono kilometry prętów stalowych, reaktor ma być rozpalony za pięć lat, przybliżone koszty to 25 mld euro. Póki co, nie ma odpowiedzi, czy człowiek jest w stanie dotrzeć do tego taniego źródła nieograniczonej energii? Jeśli ITER spłonie, jak mityczny Ikar, zapewne trzeba będzie narzucić na świecie ograniczenia nie tylko w konsumpcji energii, ale zapewne i w... demografii.

Sir David Attenborough, wielkiej sławy uczony w przygotowanym dla Prezydenta Obamy raporcie o stanie świata, obok ostrzeżeń dotyczących degradacji środowiska ocenił, że ziemia może zagwarantować godziwą egzystencję dla co najwyżej 5 mld ludzi. Żyłoby nas wtedy 7 mld, a populacja stale rosła. Jeśli zatem nie będziemy się wzajemnie zabijać,

nie zniszczą nas epidemie, nie uda się też wyeksplodować ludzi w kosmos, to już teraz trzeba przystąpić do racjonalnej kontroli urodzin. Szkopuł w tym, że to się kłóci się z kanonami większości religii.

Mimo kasandrycznych przepowiedni jestem przekonany, że prądu elektrycznego nie zabraknie. Polska nie może jednak stanąć przeciw zmianom w energetyce, tak ważnych dla przyszłości świata. Neutralność klimatyczna kosztuje i wymagać będzie od nas sporych wyrzeczeń i zaciskania pasa. Wiedzą o tym od dawna urzędnicy w Brukseli, wiedzą już po części rządzący, a powinni przyjąć to do wiadomości także ekolodzy i protestująca w dobrej wierze młodzież. Znacznie ostrożniejsza musi być opozycja, formułująca propozycje bez podania informacji, skąd na nie wziąć pieniądze. Trudności przecież nie znikną po zmianie władzy. Słońce, co prawda świeci za darmo, ale my musimy sobie uświadomić, że realizacja Zielonego Ładu to będzie nie tylko wzrost cen energii elektrycznej, ale drożej przyjdzie także płacić za jazdę samochodem, latanie samolotem, za mieszkanie, chleb, mięso.

W oczekiwaniu na rozsądne decyzje polskiego Rządu, na wynegocjowanie z Unią Europejską racjonalnego programu, takiego który uda się nam zrealizować do 2050 r., a także na efektywne i tańsze źródła energii, przestańmy niszczyć i zaśmiecać ziemskie środowisko, likwidujmy węglowe kopciuchy, przykręcajmy grzejniki, gaśmy niepotrzebne światło, no i chodźmy też piechotą... Niestety Zielonego Ładu 2050 nie da się zrealizować bez obniżenia poziomu życia ludzi na świecie. □

**Prof. dr hab. inż.
Andrzej Gardzilewicz**

Emerytowany profesor Instytutu Maszyn Przepływowych PAN w Gdańsku, Kerownik Zakładu Aerodynamiki Turbin, wykładowca akademicki na Politechnice Gdańskiej i WSG w Bydgoszczy. Długoletni konsultant elbląskiej fabryki turbin: Zamech, ABB i Alstom. Doradca Rządu Meksykańskiego w dziedzinie energetyki geotermalnej UNIDO, agencji ONZ. Założyciel i wieloletni dyrektor spółki z o.o. Diagnostyka Maszyn.

JENBACHER

ZAINWESTUJ W BARDZIEJ EKOLOGICZNĄ PRZYSZŁOŚĆ. DZISIAJ GAZ ZIEMNY. JUTRO WODÓR.



**ENERGY SOLUTIONS.
EVERYWHERE, EVERY TIME.**

Jesteśmy gotowi na H₂! Ty też się przygotuj! Zainwestuj w przyszłość, wybierając technologię silników gazowych **Jenbacher***, które można przystosować do zasilania mieszkanką gazu ziemnego i wodoru, a nawet samego wodoru, gdy zielony wodór stanie się łatwo dostępny. Montując dzisiaj nasze silniki zasilane gazem ziemnym „**Ready for H₂**”, w przyszłości bez problemu przystosujesz je do korzystania wyłącznie z wodoru. Zapewniamy bezpieczne, przystępne cenowo i przyjazne dla środowiska źródło energii – teraz i w przyszłości.

Dołącz do nas w dążeniu do zrównoważonej przyszłości!

* Oznacza znak towarowy.

INNIO.COM



Dr inż. Anna Zalewska,
Senior Ekspert, Pion Rzecznictwa i Legislacji,
Polska Izba Przemysłu Chemicznego



Marcin Przygudski,
Koordynator Pionu Projektów i Komunikacji,
Polska Izba Przemysłu Chemicznego



Nowoczesne technologie: **Chemia 4.0 - nasza teraźniejszość**

Transformacja cyfrowa to proces nieunikniony, który nie jest już melodią przyszłości, a stał się teraźniejszością. Świadczy o tym mnogość inwestycji firm przemysłowych w innowacje, coraz większa gama dostępnych rozwiązań oraz narzędzi 4.0, a także fakt, że transformacja cyfrowa jest jednym z sześciu głównych celów zawartych w wytycznych Unii Europejskiej na lata 2019-2024. Wspieranie takiej transformacji nigdy wcześniej nie było tak wysoko sklasyfikowane na liście europejskich priorytetów.



fol. Robin Sommer on Unsplash

Czy w Państwa firmie w ostatnich 5 latach został opracowany plan transformacji w kierunku rozwoju Przemysłu 4.0?



Wykres 1. Wyniki badań PIPC dot. transformacji cyfrowej w przemyśle chemicznym (oprac. własne PIPC)

W odpowiedzi na działania UE, na początku stycznia 2021 r. polski rząd przedstawił „Politykę rozwoju sztucznej inteligencji w Polsce”. Celem Programu jest wyznaczanie nowych kierunków rozwoju technologicznego Polski, podnoszenie kompetencji Polaków oraz stworzenie specjalnych mechanizmów finansowania rozwoju sztucznej inteligencji (ang. AI - *artificial intelligence*). Powyższą tezę potwierdza także trwająca od początku 2020 r. pandemia COVID-19, w czasie której cały świat przez wiele miesięcy skoszarowany był w domach i to głównie z tego miejsca - jeśli tylko było to możliwe - odbywała się nauka, praca, zakupy, wizyty u lekarza i prowadzenie wielu biznesów. Trudno wyobrazić sobie, jak wyglądałaby gospodarka i codzienne funkcjonowanie społeczeństwa, gdyby - i tak do wielu nałożonych na ten

czas restrykcji - zwyczajnie odłączyć Internet.

■ Jak to robi Polska Chemia? Wyniki badań

W II połowie 2020 r. Polska Izba Przemysłu Chemicznego (PIPC) przeprowadziła badanie dotyczące świadomości i postępów transformacji cyfrowej wśród przedsiębiorców sektora chemicznego. Wyniki wskazały, że blisko 80% ankietowanych dostrzega, że w ostatnich 5 latach w ich firmach rozwinęły się technologie 4.0 poprawiające funkcjonowanie przedsiębiorstwa, a co trzeci z nich uważa, że mają one bardzo duży wpływ na organizację. Wyniki badań podkreślają, że przemysł chemiczny jest jednym z filarów nowoczesnej gospodarki, a za razem wskazują, że proces transformacji cyfrowej trwa. Przejawem tego są tak-

że opracowywane strategie transformacji w kierunku rozwoju przemysłu 4.0 w przedsiębiorstwach chemicznych. Bliższa połowa ankietowanych ma takie plany przygotowane. Jest to jednak pole do pracy, ponieważ prawie co czwarte przedsiębiorstwo z tych strategii nie korzysta. 25% przedsiębiorców chce działać bez planu, a 18% pytanych jest w trakcie opracowywania takiej strategii. Firmy branży chemicznej coraz bardziej świadomie podchodzą do wytycznych wskazywanych przez polskiego i unijnego regulatora. Wyniki wskazują na dobry trend, jednak nie można zapominać o edukacji.

Badanie wykazało również, w jaki sposób odbywa się zarządzanie zmianą, czyli inicjowanie i wdrażanie rozwiązań 4.0. Tu także widać pozytywne wnioski - w 43% przedsiębiorstw jest ono elementem wspomnianych strategii, a w 29% odbywa się poprzez wybrane osoby (liderów zmian cyfrowych) w poszczególnych zespołach.

Jak widać, dla wielu przedsiębiorstw transformacja cyfrowa jest już codziennością, a rozwój i promowanie nowoczesnych rozwiązań stanowi jeden z najważniejszych elementów, który może decydować o wzmocnieniu konkurencyjności polskiej chemii.

■ Jak skorzystać z potencjału technologii 4.0? Rekomendacje dla przedsiębiorców

Wdrożenie technologii 4.0 w przedsiębiorstwach wiąże się z licznymi wyzwaniami i ryzykami. Jest jednak przede wszystkim źródłem szans i możliwości rozwoju. Na początku procesu istotne jest przekonanie, co zrobić, aby inwestycja w nowe rozwiązania była opłacalna i przyniosła oczekiwany rezultat.

Celów wykorzystania technologii 4.0 może być kilka: poprawa rentowności produkcji, zachowanie konkurencyjności, poprawa bezpieczeństwa, zdobycie nowych rynków, eliminacja niestabilności procesów. Podczas spo-

W jaki sposób w Państwa firmie odbywa się zarządzanie zmianą, tj. inicjowanie i wdrażanie rozwiązań Przemysłu 4.0?



Wykres 2. Wyniki badań PIPC dot. transformacji cyfrowej w przemyśle chemicznym
(oprac. własne PIPC)

tków organizowanych przez Polską Izbę Przemysłu Chemicznego wraz z przedstawicielami branży chemicznej udało się wypracować rekomendacje, które mogą stanowić pewnego rodzaju niezbędnik, poradnik w rozważaniach nad wdrożeniem technologii 4.0 w przedsiębiorstwach. Okazuje się, że tylko podejście całościowe może zagwarantować sukces. Transformacja musi dotyczyć całej firmy, a poszczególne działy muszą ze sobą współpracować. Istotni są tu zarówno ludzie - ich wiedza, umiejętności, multidyscyplinarność zespołu wdrożeniowego i współpraca pomiędzy różnymi poszczególnymi działami w firmie - jak i technologie, procesy oraz dostępne narzędzia. Ważne jest przekonanie, że wprowadzane zmiany są niezbędne w osiągnięciu postawionego celu.

Kluczowe może okazać się dobranie właściwego, kompetentnego dostawcy rozwiązań, jak również skorzystanie z istniejących już zasobów, czy stopniowe wdrażanie różnych elementów nowych technologii. Rozumienie problemu pozwoli właściwie dobrać istniejące aplikacje, systemy, rozwiązania. Poprawne przeprowadzenie pilotażu i przeskalowanie pomoże w wielu przypadkach zminimalizować koszty transformacji cyfrowej.

■ Pomocna dłoń administracji - co jeszcze można zrobić?

Oczywiście oprócz gotowości i otwartości na zmiany w przedsiębiorstwach niezbędne jest wsparcie administracji na kilku płaszczyznach. Transformacja cyfrowa zależy w dużej mierze od tego, czy daną organizację stać na wdrożenie i realizację postawionych celów. Ważne jest zatem odpowiednie wsparcie finansowe w postaci dotacji celowych na implementację narzędzi 4.0 i ich rozwój w przedsiębiorstwach, jak również ulgi na działalność B&R. Finansowanie to jednak nie wszystko.

Tutaj należy wskazać na otoczenie legislacyjne jako kolejny niezwykle ważny czynnik, który niejednokrotnie podkreślają eksperci przemysłu chemicznego. Współpraca w tworzeniu prawa na linii administracja-przemysł jest istotna na wielu płaszczyznach, nie tylko przy implementowaniu strategii cyfrowych, dlatego przedstawiciele branży wykazują otwartość i gotowość do dialogu.

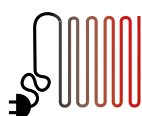
Ostatnim z kluczowych obszarów we wdrażaniu założeń transformacji cyfrowej w przemyśle jest wsparcie w edukacji. Przedsiębiorstwa branży chemicznej często borykają się z problemem zbudowania zaplecza badawczego i pozy-

skaniem wysoko wykwalifikowanej kadry do takiego obszaru. Ekspert wskazuje w tym miejscu na istotę zmian w programach kształcenia uwzględniające potrzeby kadrowe niezbędne do wdrażania rozwiązań 4.0.

■ Polska Izba Przemysłu Chemicznego w odpowiedzi na potrzeby branży

Polska Izba Przemysłu Chemicznego, mając świadomość wagi tematu, który stanowi transformacja cyfrowa, już ponad trzy lata temu wyszła naprzeciw potrzebom sektora i utworzyła projekt o nazwie „Chemia 4.0”. Jest to odpowiedź na zmiany i nowe kierunki rozwoju wynikające z wdrażania rozwiązań czwartej rewolucji przemysłowej. W ramach projektu PIPC organizuje warsztaty i konferencje eksperckie, podczas których przedstawiciele świata nowych technologii oraz reprezentanci przedsiębiorstw przemysłu chemicznego debatują o wyzwaniach, innowacjach oraz najbardziej efektywnych drogach modernizacji Polskiej Chemii. Setki prelegentów, dziesiątki wystąpień, tysiące pomysłów - spotkania w ramach Projektu „Chemia 4.0” to przestrzeń, podczas której uczestnicy dzielą się wieloma doświadczeniami w formie case study, prezentują nowatorskie produkty i dzielą się swoją wiedzą na temat wykorzystania zalet i możliwości sztucznej inteligencji, automatyzacji, big data, czy cyberbezpieczeństwa. Projekt „Chemia 4.0” to nie tylko spotkania. W jego ramach PIPC zainaugurowała nową publikację „Biuletyn Projektu Chemia 4.0”, na łamach której zarówno dostawcy, jak i odbiorcy rozwiązań 4.0, mogą dzielić się doświadczeniami w tym zakresie. Ponadto zagadnienia związane z transformacją cyfrową i digitalizacją przemysłu chemicznego są wiodącymi tematami na największych konferencjach branżowych organizowanych przez PIPC, czyli Kongresie „Polska Chemia”, czy TECHCO Forum. □

ZAPRASZAMY DO UDZIAŁU W KONFERENCJACH:

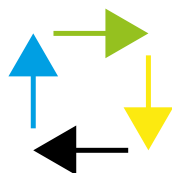


KOGENERACJA

IX Konferencja

„Nowe kierunki Kogeneracji”

2-3 lutego 2022 r., Katowice (stacjonarnie i on-line)



TPOK

XIV Konferencja

„Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie”

23-25 lutego 2022 r., Gdańsk (stacjonarnie i on-line)



UTRZYMANIE RUCHU

VIII Konferencja Techniczna

„Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje”

Marzec 2022 r. (stacjonarnie i on-line)

SZCZEGÓŁY NA: WWW.NOWA-ENERGIA.COM.PL

UDZIAŁ

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

REKLAMA

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

MARKETING

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

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

Hierarchiczne dwuobiegowe gazowo-gazowe i gazowo-parowe elektrownie i elektrociepłownie jądrowe

z wysokotemperaturowymi reaktorami i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi

Celem artykułu jest przedstawienie innowacyjnych technologii energetycznych elektrowni i elektrociepłowni jądrowych, w których realizowane są dwa obiegi w układzie hierarchicznym.

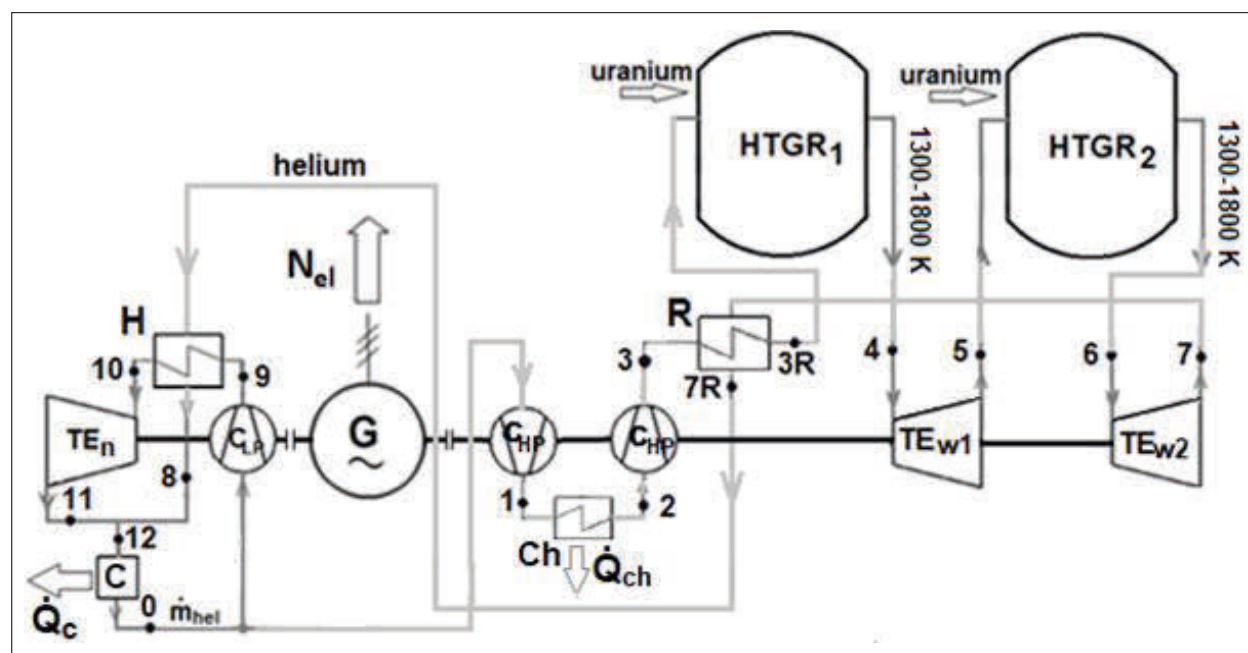
W przypadku dwuobiegowego hierarchicznego układu gazowo-gazowego są to dwa obiegi *Joule'a*. Jeden realizowany jest w zakresie temperatur wysokich, drugi w zakresie temperatur niskich (rys. 1-10).

W przypadku dwuobiegowego hierarchicznego układu gazowo-parowego jest to obieg *Joule'a* pracujący w zakresie temperatur wysokich oraz obieg *Clausiusa-Rankine'a*, pracujący w zakresie temperatur niskich. Należy przy tym zaznaczyć, że w hierarchicznych elektrowniach *gazowo-parowych* optymalne ciśnienie pary produkowanej w kotle odzyskowym zasilającej turbinę parową, tj. ciśnienie gwarantujące jej maksymalną moc, wynosi zaledwie kilka megapascali, od ok. 5,5 do ok. 10 MPa [2], a nie 25-30 MPa, jak w konwencjonalnej elektrowni niehierarchicznej, tj. w elektrowni, w której realizowany jest wyłącznie obieg *Clausiusa-Rankine'a* na parametry nadkrytyczne pary. Niskie ciśnienie bardzo istotnie zatem obniża nakłady inwestycyjne na część parową elektrowni *gazowo-parowej*, a więc także i *gazowo-parowej* jądrowej (rys. 11, 12).

Fundamentalną właściwością układów hierarchicznych jest to, że doprowadzanie do nich ciepła napędowego z zewnętrznego źródła ma miejsce wyłącznie do obiegu znajdującego się w hierarchii najwyżej, tj. do obiegu *Joule'a* pracującego w zakresie temperatur wysokich. Do pozostałych obiegu, tj. obiegu pracującego w zakresie temperatur niskich, ciepło napędowe doprowadzane jest ciepłem wyprowadzanym z tego obiegu. Dzięki temu w przedstawionych w artykule innowacyjnych układach hierarchicznych sprawność konwersji energii chemicznej paliwa na pracę mechaniczną i w konsekwencji na energię elektryczną jest bardzo istotnie większa od sprawności netto nieprzekraczającej 24% jednoobiegowych jądrowych elektrowni, w których realizowany jest cykl *Clausiusa-Rankine'a*. Jest tak dlatego, gdyż w układach hierarchicznych wykorzystywany jest istotnie większy zakres temperatur z przedziału pomiędzy temperaturą górnego źródła ciepła i temperaturą otoczenia, które stanowi dolne źródło ciepła. Innowacyjne układy hierarchiczne gazowo-gazowe i gazowo-parowe charakteryzują się także istotnie wyższą sprawnością energetyczną w porównaniu z elektrownią jądrową z reaktorem HTGR, w której realizowany jest wyłącznie jeden obieg *Joule'a* z regeneracyjnym wymiennikiem ciepła. Należy przy tym bardzo mocno zaznaczyć, że hierarchiczny układ gazowo-gazowy nie wymaga wody, co jest ogromną jego zaletą, gdyż można budować go na terenach, gdzie jej nie ma. Czynnikiem chłodzącym reaktor HTGR i obiegowym w cyklu *Joule'a* jest hel, który charakteryzuje się bardzo dobrymi właściwościami odprowadzania ciepła oraz małym przekrojem czynnym na wychwyt neutronów, a także, co ze względów bezpieczeństwa jądrowego jest szczególnie ważne, brakiem aktywności. Zastąpienie w elektrowniach jądrowych gazowo-gazowych turbiny gazowej reaktorem HTGR i turboekspanderem wysokociśnieniowym oraz helem jako czynnikiem

obiegowym [3] pozwala ponadto istotnie obniżyć koszty ich działania w porównaniu z elektrowniami, w których realizowany jest obieg *Clausiusa-Rankine'a*. Hel ma bowiem tę istotną przewagę nad spalinami i powietrzem, które są czynnikami obiegowymi kolejno w turbinie gazowej i turboekspanderze niskociśnieniowym [3], gdyż jego pojemność cieplna jest ok. 5 razy większa. Pojemność cieplna właściwa helu przy stałym ciśnieniu wynosi bowiem $c_{p,He} = 5,234 \text{ kJ/(kgK)}$, gdy natomiast dla spalin w turbinie gazowej i powietrza wynosi tylko $c_{p,pow} \approx c_{p,sp} \approx 1,0 \text{ kJ/(kgK)}$ (stosunek strumieni masy gazu ziemnego $\dot{m}_{gaz}^{TG}$ i powietrza $\dot{m}_{pow}^{KS}$ doprowadzanych do komory spalania turbiny gazowej wynosi zaledwie ok. $\dot{m}_{gaz}^{TG} / \dot{m}_{pow}^{KS} \approx 2 \div 3\%$ i dlatego można założyć, że $c_{p,pow} \cong c_{p,sp}$, gdyż spaliny to niemalże „czyste” powietrze). Dlatego strumień masy helu w obiegu turboekspanderów przy takich samych mocach jest ponad 5 razy mniejszy, a tym samym i ich gabaryty (również gabaryty kotła odzyskowego - rys. 11, 12) są wielokrotnie mniejsze od gabarytów turbiny gazowej i turboekspandera w układach przedstawionych w [3], co przekłada się na zdecydowanie niższe nakłady inwestycyjne na elektrownie z rysunków 1, 4, 6, 9, 11, 12. Należy przy tym, co szalenie ważne, bardzo mocno podkreślić, że w przypadku elektrowni *gazowo-gazowych* „odpadają” także bardzo istotne problemy i koszty eksploatacyjne związane z gospodarką wodną obiegu parowego *Clausiusa-Rankine'a*. Elektrownie jądrowe *gazowo-gazowe* mogą zatem powstawać również i tam, gdzie nie ma wody. W konsekwencji, co należy kolejny raz bardzo mocno podkreślić, jednostkowe nakłady inwestycyjne na elektrownię atomową w hierarchicznej technologii *gazowo-gazowej* i koszty jej eksploatacji będą bardzo istotnie mniejsze od kosztów eksploatacji i nakładów na konwencjonalną, tj. jednoobiegową elektrownię jądrową, w której realizowany jest obieg *Clausiusa-Rankine'a*. Tym samym i jednostkowy koszt produkcji w niej energii elektrycznej będzie również bardzo istotnie mniejszy [1].

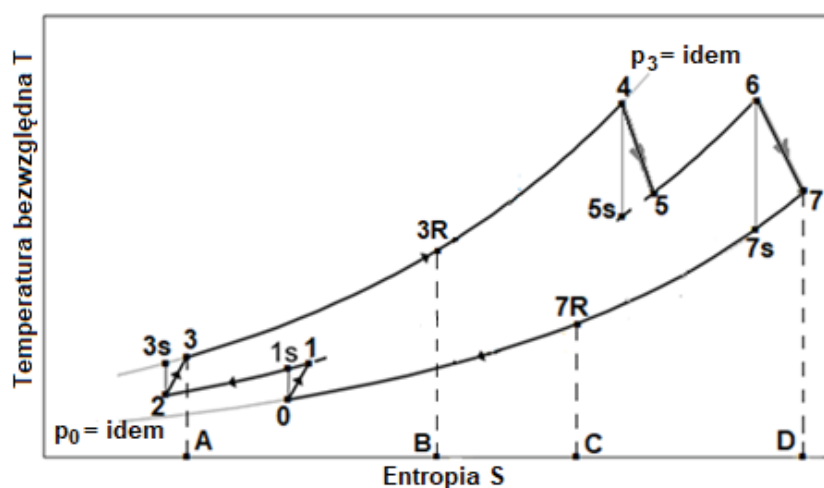
W artykule przedstawiono 6 układów hierarchicznych: 4 gazowo-gazowe (rys. 1, 4, 6, 9) i 2 gazowo-parowe (rys. 11, 12). Układy te w praktyce wyczerpują wszystkie możliwe warianty elektrowni i elektrociepłowni jądrowych z wysokotemperaturowymi reaktorami i helem oraz wodą i parą jako czynnikami obiegowymi. Wszelkie bowiem ich modyfikacje, na przykład przez zastosowanie regeneracji ciepła w obiegu Joule'a turbokompandera niskociśnieniowego, którego moc jest relatywnie mała w porównaniu z turbokompanderem wysokociśnieniowym, nie ma uzasadnienia termodynamicznego i przede wszystkim ekonomicznego [3]. Należy również zaznaczyć, że układy gazowo-gazowe są co najmniej o 40% inwestycyjnie tańsze na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej od układów gazowo-parowych. Nakłady inwestycyjne bowiem na część parową pracują-



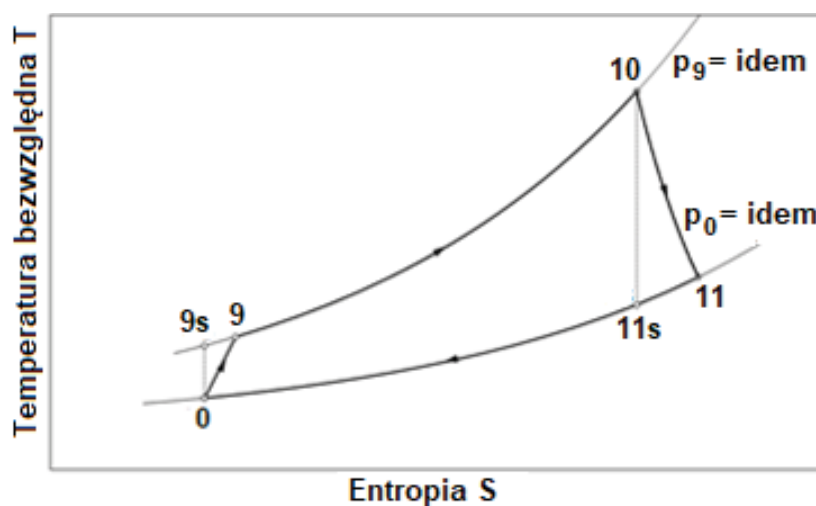
Rys. 1. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrociepłowni i elektrowni jądrowej z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami i helem jako czynnikiem obiegowym (w obiegu wysokotemperaturowym ma miejsce dwustopniowe rozprężanie i dwustopniowe sprężanie; w obiegu niskotemperaturowym ma miejsce jednostopniowe rozprężanie i jednostopniowe sprężanie (C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} - dwustopniowa sprężarka wysokociśnieniowa z chłodnicą międzystopniową Ch; C_{LP} - sprężarka niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony helem; H - wymiennik ciepła; R - regeneracyjny wymiennik ciepła; TEw, TEn - turboekspandery wysoko- i niskociśnieniowy; (w przypadku elektrowni strumień ciepła Q_c jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia)

czą według obiegu *Clausiusa-Rankine'a* stanowią aż ok. 40% nakładów na układ *gazowo-parowy*, gdy część gazowa stanowi tylko 30% tych nakładów. Ponadto roboty budowlano-montażowe, stanowiące pozostałe 30% nakładów, to w przeważającej mierze (ponad 2/3) nakłady na roboty na część parową. W konsekwencji jednostkowe (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej) nakłady inwestycyjne „pod klucz” na część gazową pracującą według obiegu *Joule'a* są ponad dwa razy mniejsze od nakładów na układ *gazowo-parowy*, stanowią ok. 45% tych nakładów.

Wariant I - hierarchiczny dwuobiegowy układ z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami HTGR i helem jako czynnikiem obiegowym z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem oraz z regeneracyjnym wymiennikiem ciepła w obiegu *Joule'a* w zakresie wysokich temperatur (rys. 1).



Rys. 2. Obieg *Joule'a* turbosprężarki wysokociśnieniowej z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem oraz z regeneracją ciepła (ciepło regeneracji obrazują pola pod izobarami przy czym pole A-3R-B równa się polu C-7R-D)

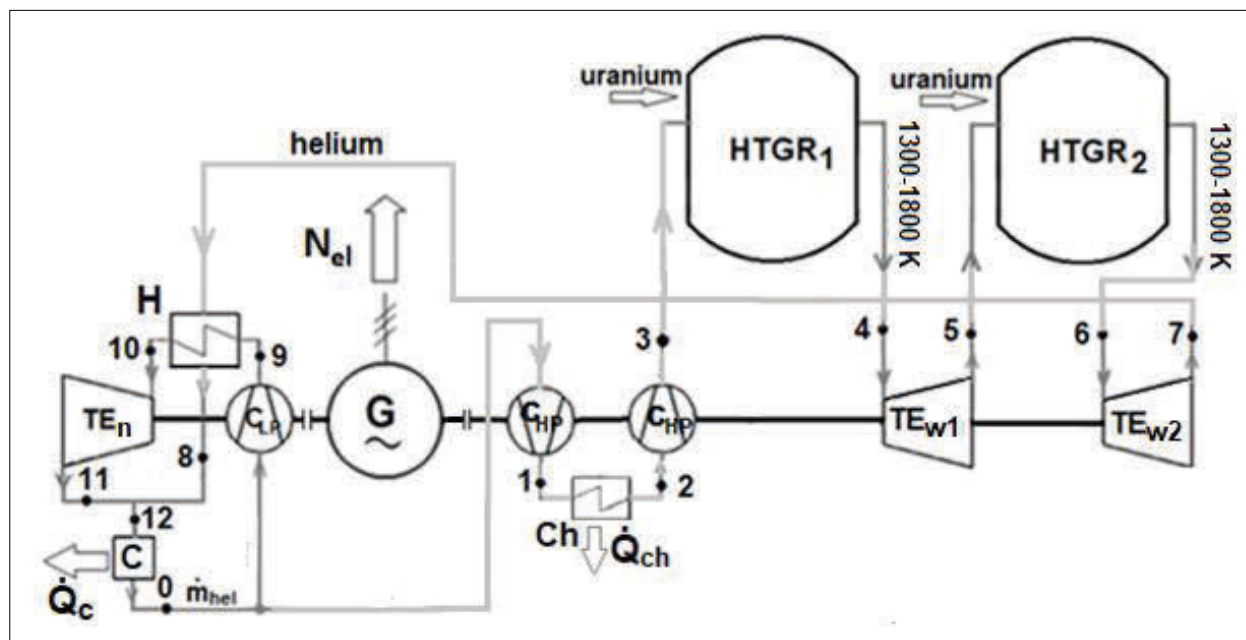


Rys. 3. Obieg *Joule'a* turbosprężarki niskociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem

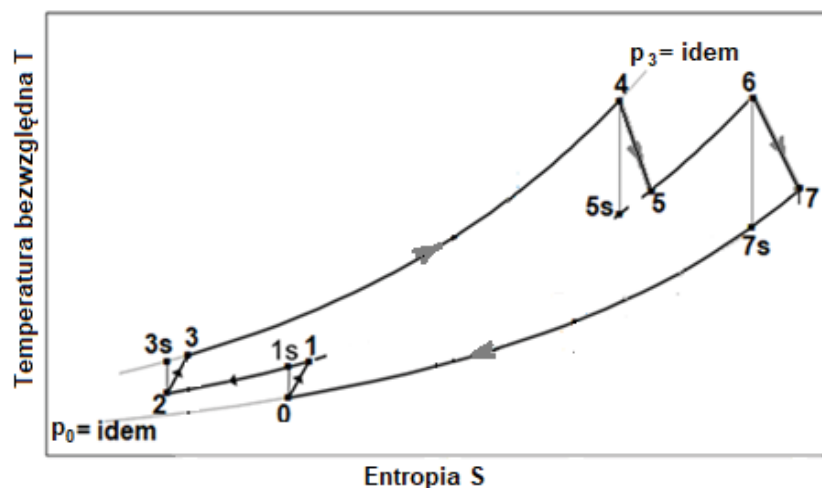
Wariant II - hierarchiczny dwuobiegowy układ z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami HTGR i helem jako czynnikiem obiegowym z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem bez regeneracyjnego wymiennika ciepła w obiegu *Joule'a* w zakresie wysokich temperatur (rys. 4).

Obieg *Joule'a* turbosprężarki niskociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem przedstawiono na rys. 3.

Wariant III - hierarchiczny dwuobiegowy układ z jednym wysokotemperaturowym reaktorem HTGR i helem jako czynnikiem obiegowym z jednostopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem bez regeneracyjnego wymiennika ciepła w obiegu *Joule'a* w zakresie wysokich temperatur (rys. 6).



Rys. 4. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrociepłowni i elektrowni jądrowej z dwoma wysokotemperaturowymi reaktorami i helem jako czynnikiem obiegowym (w obiegu wysokotemperaturowym ma miejsce dwustopniowe rozprężanie i dwustopniowe sprężanie; w obiegu niskotemperaturowym ma miejsce jednostopniowe rozprężanie i jednostopniowe sprężanie (C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} - dwustopniowa sprężarka wysokociśnieniowa z chłodnicą międzystopniową Ch; C_{LP} - sprężarka niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony helem; H - wymiennik ciepła; TEw, TEn - turbosprężarki wysoko- i niskociśnieniowe; (w przypadku elektrowni strumień ciepła $\dot{Q}_c$ jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia)

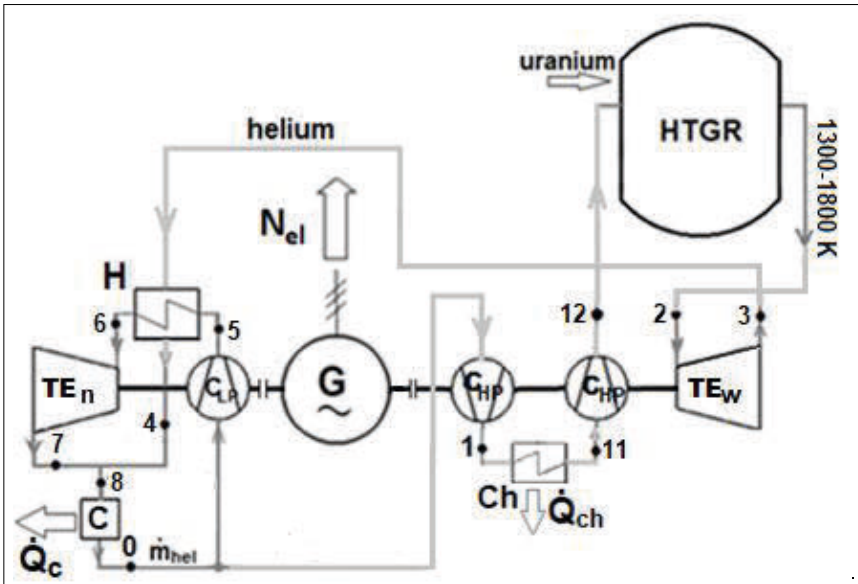


Rys. 5. Obieg Joule'a turbosprężarki wysokociśnieniowej z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem bez regeneracji ciepła

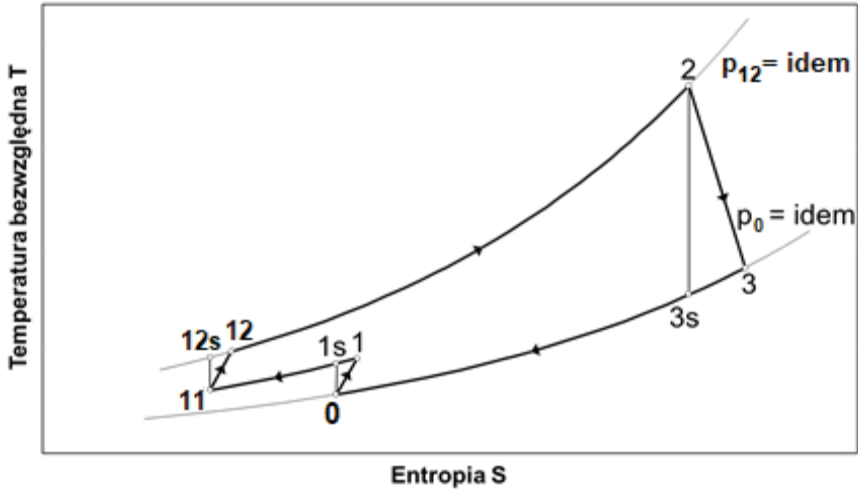
Wariant IV - hierarchiczny dwuobiegowy układ z jednym wysokotemperaturowym reaktorem HTGR i helem, jako czynnikiem obiegowym z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem bez regeneracyjnego wymiennika ciepła w obiegu Joule'a w zakresie wysokich temperatur (rys. 9).

Obieg Joule'a turbosprężarki niskociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem przedstawiono na rys. 8.

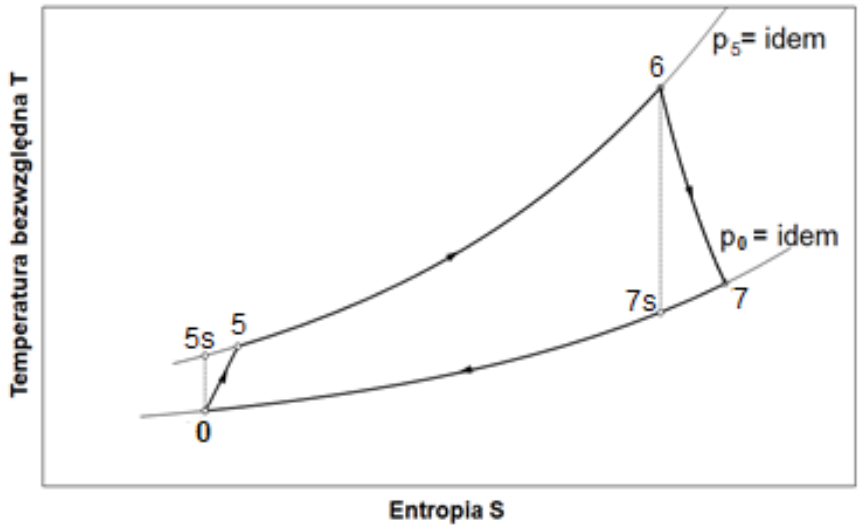
Wariant V - hierarchiczny dwuobiegowy układ gazowo-parowy z wysokotemperaturowym reaktorem HTGR i z kotłem odzyskowym dwuciśnieniowym (rys. 11).



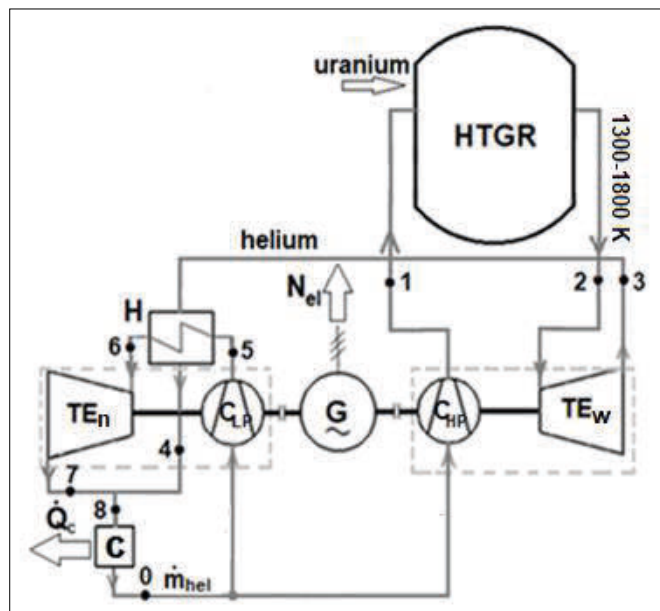
Rys. 6. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrociepłowni i elektrowni jądrowej z wysokotemperaturowym reaktorem i helium jako czynnikiem obiegowym (w obiegu wysokotemperaturowym ma miejsce jednostopniowe rozprężanie i dwustopniowe sprężanie; w obiegu niskotemperaturowym ma miejsce jednostopniowe rozprężanie i jednostopniowe sprężanie (C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} - dwustopniowa sprężarka wysokociśnieniowa z chłodziwą międzystopniową Ch; C_{LP} - sprężarka niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony heliem; H - wymiennik ciepła; TE_w, TE_n - turbosprężarki wysokociśnieniowe i niskociśnieniowe; (w przypadku elektrowni strumień ciepła Q_c jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia)



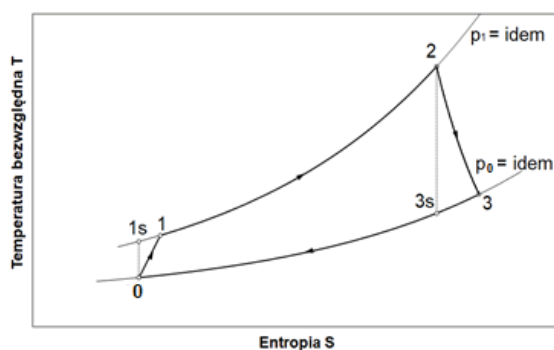
Rys. 7. Obieg Joule'a turbosprężarki wysokociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem



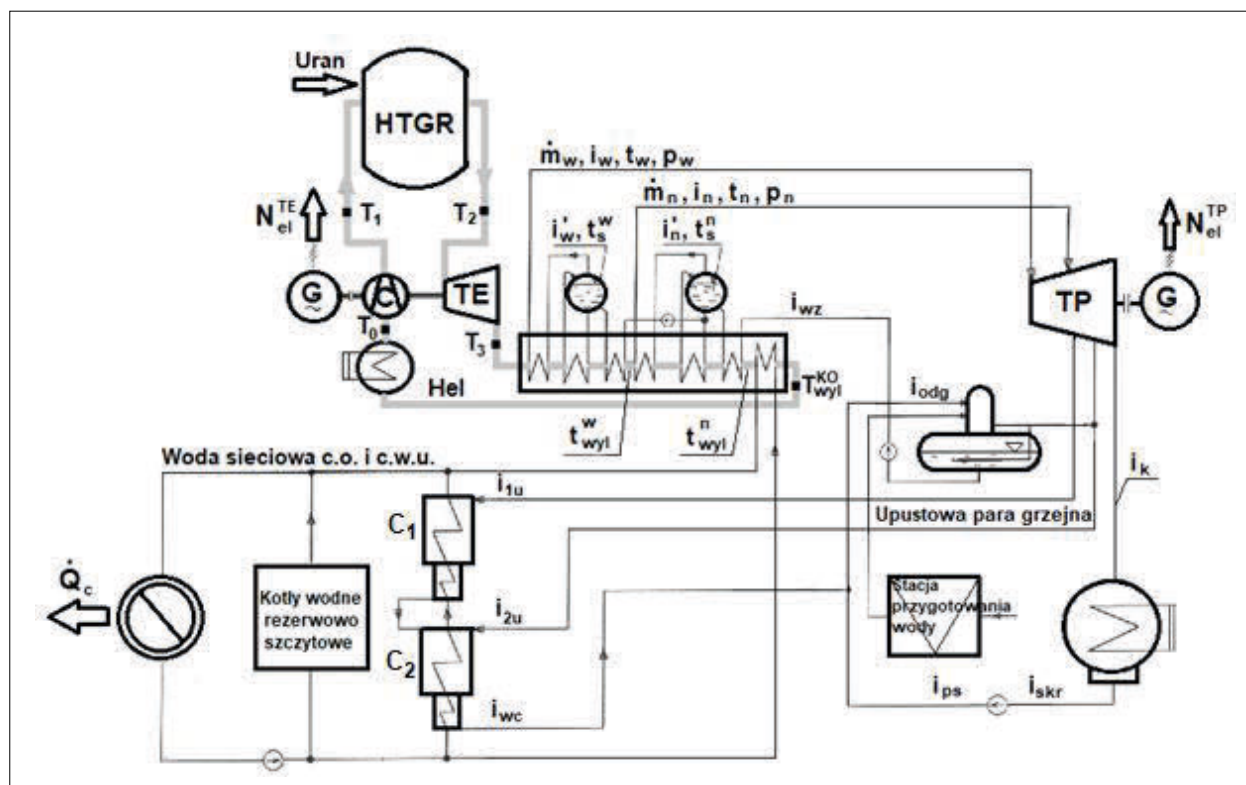
Rys. 8. Obieg Joule'a turbosprężarki niskociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem



Rys. 9. Schemat ideowy hierarchicznej gazowo-gazowej elektrociepłowni i elektrowni jądrowej z wysokotemperaturowym reaktorem i helium jako czynnikiem obiegowym (zarówno w obiegu wysoko-, jak i niskotemperaturowym mają miejsce jednostopniowe rozprężania i sprężania; (C - wymiennik ciepłowniczy; C_{HP} , C_{LP} - sprężarki wysoko- i niskociśnieniowa; G - generator elektryczny; HTGR - wysokotemperaturowy reaktor jądrowy chłodzony heliem; H - wymiennik ciepła; TEw, TEu - turbosprężarki wysoko- i niskociśnieniowe (w przypadku elektrowni strumień ciepła $\dot{Q}_c$ jest wyprowadzany nie do sieci ciepłowniczej, a do otoczenia)

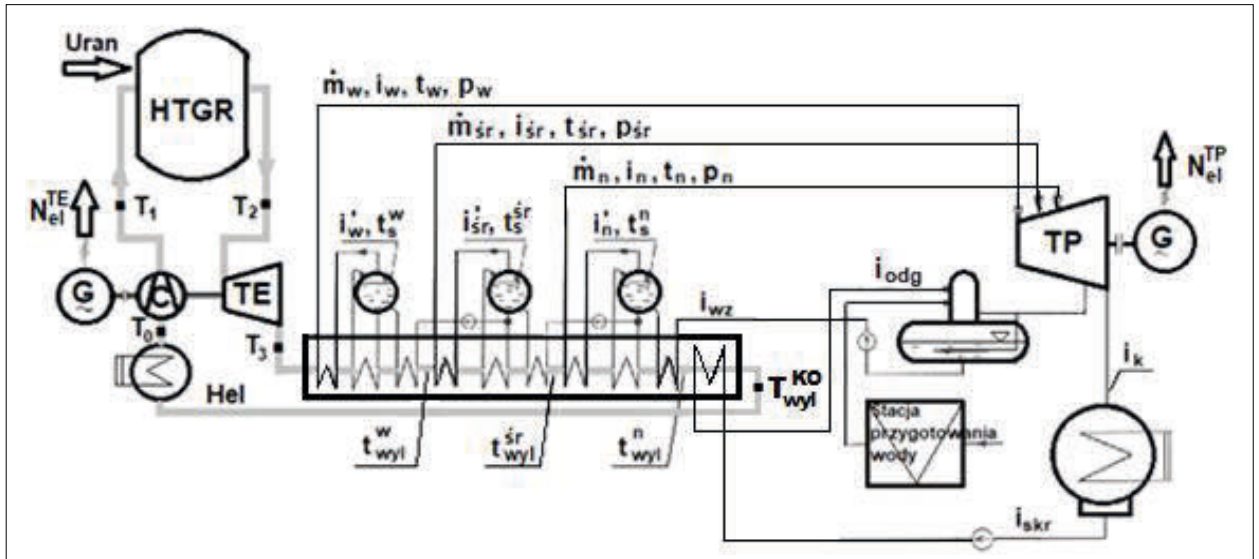


Rys. 10. Obieg Joule'a turbosprężarki wysokociśnieniowej z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem



Rys. 11. Schemat ideowy elektrociepłowni i elektrowni jądrowej gazowo-parowej z kotłem odzyskowym dwuciśnieniowym (w przypadku elektrowni z turbiny parowej nie ma upustów pary grzejnej zasilającej wymienniki ciepłownicze C1, C2)

Wariant VI - hierarchiczny dwuobiegowy układ gazowo-parowy z wysokotemperaturowym reaktorem HTGR i z kotłem odzyskowym trójciśnieniowym (rys. 12).



Rys. 12. Schemat ideowy elektrowni jądrowej gazowo-parowej z kotłem odzyskowym trójciśnieniowym

Metodykę i algorytmy doboru optymalnych parametrów termicznych pracy obiegu gazowo-parowego zaprezentowano w monografii [2].

Dla wszystkich wariantów konieczne jest przeprowadzenie termodynamicznych analiz doboru optymalnych strumieni masy helu, wody i pary oraz ich parametrów termicznych w poszczególnych punktach obiegów (rys. 2, 3, 5, 7, 8 i 10), gwarantujących ich maksymalną efektywność energetyczną i ekonomiczną. Ze względu na obszerność zagadnienia w niniejszym artykule przedstawiono jedynie wybrane zagadnienia termodynamiczne dla układów gazowo-gazowych. W stosunkowo szerszym zakresie w pracy zaprezentowano wyniki analiz termodynamicznych dla wariantu IV. W [1] przedstawiono jego analizę ekonomiczną.

■ Wybrane zagadnienia optymalizacji obiegu Joule'a

□ Ustalenie związków pomiędzy ciśnieniami gwarantującymi maksymalną sprawność obiegu Joule'a z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem

Istotne jest ustalenie stosunków ciśnień p_1/p_0 , p_3/p_2 oraz p_4/p_5 i p_6/p_7 - rys. 2, 5 (oczywiście $p_2 = p_1$, $p_4 = p_3$, $p_6 = p_5$, oraz $p_7 = p_0$) podczas rozprężania i sprężania czynnika obiegowego, gwarantujących maksymalną sprawność obiegu Joule'a turboekspandera wysokociśnieniowego. W przypadku rozprężania adiabatycznego maksymalną pracę uzyskuje się, gdy spełniony jest warunek $T_{5s} = T_{7s}$, natomiast minimalną pracę sprężania, gdy $T_{1s} = T_{3s}$. Spełnienie tych warunków gwarantuje maksymalną sprawność energetyczną obiegu Joule'a. Dowód równości $T_{5s} = T_{7s}$ oraz $T_{1s} = T_{3s}$ można przeprowadzić poszukując maksimum pracy rozprężania i minimum pracy sprężania za pomocą metody nieoznaczonego czynnika Lagrange'a λ .

Dowód, że równość $T_{5s} = T_{7s}$ gwarantuje maksymalną pracę rozprężania

Warunek maksymalizacji pracy rozprężania można zapisać w postaci:

$$(T_4 - T_5) + (T_6 - T_7) = \eta_i^{\text{exp}} \left[T_4 \left(1 - \frac{1}{z_1} \right) + T_6 \left(1 - \frac{1}{z_2} \right) \right] \rightarrow \max \quad (1)$$

gdzie:

$$z_1 = \frac{T_4}{T_{5s}} = \left(\frac{p_4}{p_5} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (2)$$

$$z_2 = \frac{T_6}{T_{7s}} = \left(\frac{p_6}{p_7} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (3)$$

(jak już zaznaczono, $p_4 = p_3$, $p_6 = p_5$, $p_7 = p_0$ - rys. 2, 5). Z funkcji celu (1) po jej uzupełnieniu oczywistym warunkiem $p_4/p_7 = \text{idem}$ (oczywistym, bo przecież stosunek skrajnych ciśnień p_3, p_0 musi być niezmienny, zmianie mogą ulegać jedynie poszukiwane optymalne ciśnienia p_1, p_5), który można przedstawić w postaci:

$$\left(\frac{p_4}{p_7} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left(\frac{p_4}{p_5} \frac{p_5}{p_7} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \frac{T_4}{T_{5s}} \frac{T_6}{T_{7s}} = z_1 z_2 = c = \text{idem} \quad (4)$$

metodą nieoznaczonego czynnika Lagrange'a λ dochodzi się do równości $T_{5s} = T_{7s}$. Równanie więzów (4) należy w tym celu pomnożyć przez czynnik λ i dodać do wzoru (1). Po pominięciu w (1) stałego czynnika η_i^{exp} otrzymuje się zmodyfikowaną funkcję celu:

$$T_4 \left(1 - \frac{1}{z_1} \right) + T_6 \left(1 - \frac{1}{z_2} \right) + \lambda (z_1 z_2 - c) \rightarrow \max \quad (5)$$

Przyrównując do zera pochodne cząstkowe według z_1 i z_2 funkcji (5) otrzymuje się:

$$\frac{T_4}{z_1^2} + \lambda z_2 = 0 \quad (6)$$

$$\frac{T_6}{z_2^2} + \lambda z_1 = 0 \quad (7)$$

Z równań (6) i (7) wynika, że:

$$\frac{T_4}{z_1} = \frac{T_6}{z_2} \quad (8)$$

a tym samym, co należało udowodnić, zachodzi równość:

$$T_{5s} = T_{7s} \quad (9)$$

W praktyce $T_4 = T_6$ (im wyższe są temperatury T_4, T_6 , tym oczywiście większa jest sprawność obiegu *Joule'a*), a więc

$$z_1 = z_2 \quad (10)$$

i tym samym:

$$\frac{p_4}{p_5} = \frac{p_5}{p_7} \quad (11)$$

Dowód, że równość $T_{1s} = T_{3s}$ gwarantuje minimalną pracę sprężania

Warunek minimalizacji pracy sprężania można zapisać w postaci (patrz rys. 2, 5):

$$(T_1 - T_0) + (T_3 - T_2) = \frac{1}{\eta_i} [T_0(z_3 - 1) + T_2(z_4 - 1)] \rightarrow \min \quad (12)$$

gdzie:

$$z_3 = \frac{T_{1s}}{T_0} = \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (13)$$

$$z_4 = \frac{T_{3s}}{T_2} = \left(\frac{p_3}{p_1} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (14)$$

i metodą nieoznaczonego czynnika Lagrange'a λ po uzupełnieniu funkcji celu (12) oczywistym warunkiem $p_3/p_0 = idem$, który można przedstawić w postaci (oczywiście zachodzi równość $p_3/p_0 = p_4/p_7 = idem$):

$$\left(\frac{p_3}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left(\frac{p_3}{p_1} \frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \frac{T_{1s}}{T_0} \frac{T_{3s}}{T_2} = z_3 z_4 = c = idem \quad (15)$$

dochodzi się do równości $T_{1s} = T_{3s}$. Równanie więzów (15) należy pomnożyć przez czynnik λ i dodać do wzoru (12). Po pominięciu w (12) stałego czynnika η_i^C otrzymuje się zmodyfikowaną funkcję celu:

$$T_0(z_3 - 1) + T_2(z_4 - 1) + \lambda(z_3 z_4 - c) \rightarrow \min. \quad (16)$$

Przyrównując do zera pochodne cząstkowe funkcji (16) według z_3 i z_4 otrzymuje się:

$$T_0 + \lambda z_4 = 0 \quad (17)$$

$$T_2 + \lambda z_3 = 0 \quad (18)$$

Z równań (17) i (18) dla pracy minimalnej sprężania adiabatycznego wynika zatem:

$$T_0 z_3 = T_2 z_4 \quad (19)$$

czyli, co było do udowodnienia, zachodzi równość:

$$T_{1s} = T_{3s} \quad (20)$$

Z powyższych zależności wynika bardzo istotny związek, który musi być spełniony, aby sprawność energetyczna obiegu Joule'a z dwustopniowym rozprężaniem i dwustopniowym sprężaniem (rys. 2) osiągała wartość maksymalną:

$$\left(\frac{p_3}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} = \left(\frac{p_4}{p_7} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \rightarrow \sqrt{\frac{T_0}{T_2}} z_3 = z_1 \quad (21)$$

□ Analiza termodynamiczna doboru optymalnych parametrów termicznych czynnika obiegowego w poszczególnych punktach obiegu Joule'a z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem - wariant IV

Optymalne termiczne parametry czynnika obiegowego w poszczególnych punktach obiegu Joule'a turboekspandera wysokociśnieniowego (i oczywiście niskociśnieniowego) wyznacza się za pomocą bilansu energii. W przypadku obiegu z jednostopniowym rozprężaniem i jednostopniowym sprężaniem (rys. 10), bilans ten wyraża się równaniem:

$$\eta_{TE_w} = \frac{N_{TE_w}}{\dot{Q}_{dop}} = \frac{N_{exp} - N_s}{\dot{Q}_{dop}} = \frac{\eta_m(T_2 - T_3) - \frac{1}{\eta_m}(T_1 - T_0)}{T_2 - T_1} = \frac{\eta_m^2 \eta_i^s \eta_i^{TE} T_2 \left(1 - \frac{1}{z_{TE_w}} \right) - T_0(z_{TE_w} - 1)}{\eta_m \eta_i^s (T_2 - T_0) - \eta_m T_0(z_{TE_w} - 1)} \rightarrow \max \quad (22)$$

Sprawność termiczna turbozespołu η_{TEw} jest tym większa, im większa jest temperatura T_2 (w przypadku turboekspandera niskociśnieniowego sprawność η_{TEn} jest tym większa, im większa jest temperatura T_6 - rys. 8). Końcową postać wzoru (22) otrzymuje się po podstawieniu do niego temperatur wynikających z adiabat nieodwracalnych 0-1 oraz 2-3 (rys. 10):

$$T_1 = T_0 + \frac{1}{\eta_i^S} (T_{1s} - T_0), \quad (23)$$

$$T_3 = T_2 - \eta_i^{TE} (T_2 - T_{3s}), \quad (24)$$

gdzie:

$$z_{TEw} = \frac{T_{1s}}{T_0} = \frac{T_2}{T_{3s}} = \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}} \quad (25)$$

Ze wzoru (22) wyznacza się optymalny stosunek ciśnień z_{TEw}^{opt} , dla którego turbozespół przyjmuje maksymalną sprawność η_{TEw}^{max} , a więc maksymalną moc (identycznie postępuje się przy obliczeniu maksymalnej sprawności termicznej η_{TEn}^{max} turboekspandera niskociśnieniowego - rys. 8). Stosunek z_{TEw}^{opt} jest funkcją temperatur T_0 , T_2 oraz sprawności mechanicznych sprężarki i turboekspandera (przyjęto, że sprawności mechaniczne sprężarki i turboekspandera są takie same) i sprawności wewnętrznych sprężarki η_i^S i turboekspandera η_i^{TE} :

$$z_{TEw}^{opt}(T_0, T_2, \eta_m, \eta_i^S, \eta_i^{TE}) = \left(\frac{p_1}{p_0} \right)^{\frac{\kappa-1}{\kappa}}_{opt}, \quad (26)$$

gdzie:

κ - wykładnik izentropy czynnika obiegowego (w obliczeniach przyjęto $\kappa = 1,66$; jest to wartość dla helu, który jest chłodziwem rdzenia reaktora HTGR i jednocześnie czynnikiem obiegowym w układzie),

$p_1 = p_2$, p_0 - ciśnienia czynnika obiegowego podczas pochłaniania i oddawania ciepła (w obliczeniach przyjęto $p_0 = 0,1$ MPa).

W obliczeniach termodynamicznych (rozdział 2.3) przyjęto temperaturę otoczenia równą $T_0 = 300$ K oraz założono, że sprawności mechaniczne sprężarki i turboekspandera są sobie równe i wynoszą $\eta_m^S = \eta_m^{TE} = \eta_m = 0,97$, a ich sprawności wewnętrzne równają się $\eta_i^{TE} = 0,87$, $\eta_i^S = 0,85$.

Optymalna wartość z_{TEw}^{opt} wynika z warunku:

$$\frac{d\eta_{TEw}}{dz_{TEw}} = 0. \quad (27)$$

Po zróżniczkowaniu równania (22) i wykorzystaniu warunku (27) otrzymuje się:

$$(bc - ad)(z_{TEw}^{opt})^2 - 2bcz_{TEw}^{opt} + b(c + d) = 0, \quad (28)$$

skąd

$$z_{TEw}^{opt} = \frac{bc - \sqrt{bd(ad + ac - bc)}}{(bc - ad)}, \quad (29)$$

gdzie

$$a = T_0, \quad b = \eta_m^2 \eta_i^S \eta_i^{TE} T_2, \quad c = \eta_m T_0, \quad d = \eta_m \eta_i^S (T_2 - T_0). \quad (30)$$

Drugi pierwiastek równania (28) jest nierealny, gdyż temperatura T_1 byłaby większa od temperatury T_2 .

Maksymalną wartość η_{TEw}^{max} oblicza się z równania (22) podstawiając w nim za z_{TEw} wielkość z_{TEw}^{opt} .

Temperatury czynnika obiegowego za sprężarką T_1 oraz za turbiną T_3 wyznaczane są, jak już zaznaczono, za pomocą nieodwracalnych adiabat:

$$T_1 = T_0 \left[1 + \frac{1}{\eta_i^s} (z_{TE_w}^{opt} - 1) \right], \quad (31)$$

$$T_3 = T_2 \left[1 - \eta_i^{TE} \left(1 - \frac{1}{z_{TE_w}^{opt}} \right) \right]. \quad (32)$$

Optymalną wartość p_1^{opt} oblicza się ze wzoru (25) podstawiając w nim za η_{TE_w} wartość $\eta_{TE_w}^{max}$. Jak już zaznaczono wyżej, identycznie wyznacza się $z_{TE_n}^{opt}$ i $\eta_{TE_n}^{max}$, z tym, że za temperatury T_1 , T_2 i T_3 we wzorach (22), (26), (30), (31) i (32) należy odpowiednio podstawić temperatury T_5 , T_6 i T_7 , a za ciśnienie p_1 we wzorze (25) ciśnienie p_5 .

□ Wyniki przykładowych obliczeń termodynamicznych dla wariantu IV

Przykładowe obliczenia przeprowadzono dla mocy cieplnej reaktora $\dot{Q}_{HTGR} = 500$ MW i dla temperatury helu doprowadzanego do turboekspandera wysokociśnieniowego równej $T_2 = 1300$ K (rys. 13-20). Przyjęto ponadto, że temperatura T_6 wlotowa helu do turboekspandera niskociśnieniowego jest mniejsza od temperatury T_3 o wartość $\Delta T = 30$ K, $T_6 = T_3 - \Delta T$.

W celach porównawczych przedstawiono również wybrane wyniki obliczeń dla temperatury $T_2 = 1800$ K dla tej samej mocy cieplnej reaktora $\dot{Q}_{HTGR} = 500$ MW (rys. 21-28).

Na rysunku 13. przedstawiono moce elektryczne N_{el} , $N_{TE_w,el}$, $N_{TE_n,el}$.

Moce N_{el} , $N_{TE_w,el}$, $N_{TE_n,el}$ wyrażają się wzorami:

$$N_{el} = N_{TE_w,el} + N_{TE_n,el} \quad (33)$$

$$N_{TE_w,el} = N_{TE_w} \eta_G = \dot{m}_{TE_w;hel} c_{p,hel} \left[\eta_m (T_2 - T_3) - \frac{1}{\eta_m} (T_1 - T_0) \right] \eta_G \quad (34)$$

$$N_{TE_n,el} = N_{TE_n} \eta_G = \dot{m}_{TE_n;hel} c_{p,hel} \left[\eta_m (T_6 - T_7) - \frac{1}{\eta_m} (T_5 - T_0) \right] \eta_G \quad (35)$$

gdzie:

$c_{p,hel}$ - pojemność cieplna właściwa helu przy stałym ciśnieniu; $c_{p,hel} = 5,234$ kJ/(kgK),

$\dot{m}_{TE_w;hel}$, $\dot{m}_{TE_n;hel}$ - strumienie masy helu,

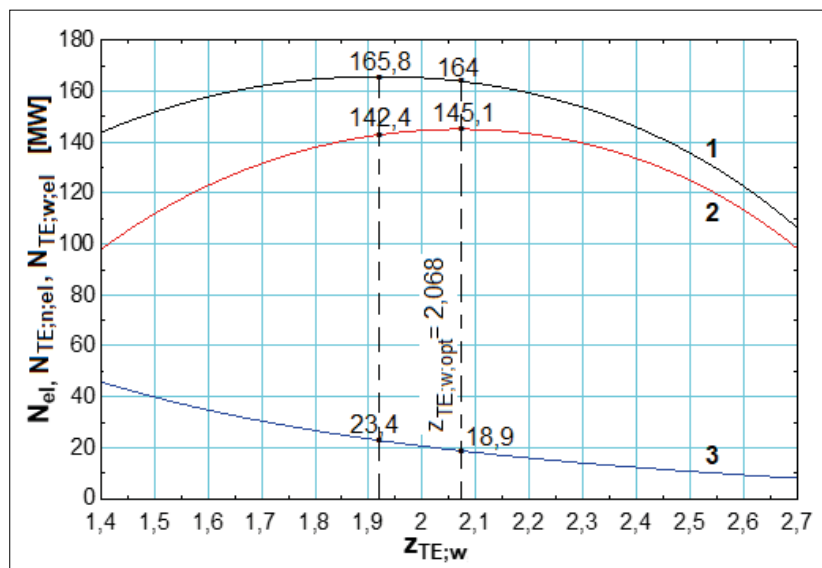
η_G - sprawność generatora elektrycznego (w obliczeniach przyjęto $\eta_G = 0,98$).

Na rys. 14 przedstawiono wartości sprawności energetycznych η_{G-G} , η_{TE_w} , $\eta_{TE_n}^{max}$. Należy zaznaczyć, że jedynie wartości $\eta_{TE_n}^{max}$ na tym rysunku (również wartości p_5^{opt} na rys. 17 i $z_{TE_n}^{opt}$ na rys. 19) są obliczane za pomocą warunku $d\eta_{TE_n}/dz_{TE_n} = 0$ (patrz równania (27)-(30), w których, jak już zaznaczono wyżej, za temperatury T_1 , T_2 i T_3 we wzorach (22), (26), (30), (31) i (32) należy odpowiednio podstawić temperatury T_5 , T_6 i T_7 , a za ciśnienie p_1 we wzorze (25) ciśnienie p_5) i stąd na osi rzędnych występuje wielkość $\eta_{TE_n}^{max}$.

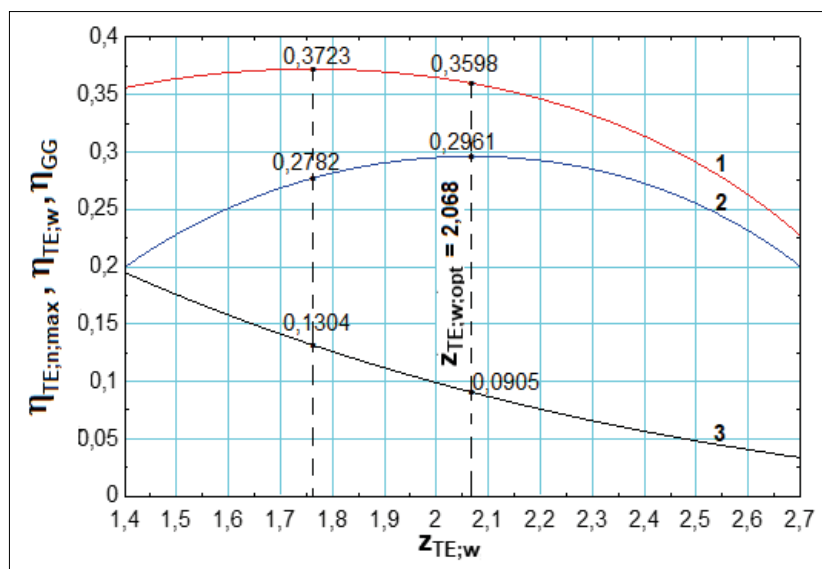
Sprawność η_{G-G} wyraża się wzorem:

$$\eta_{G-G} = \eta_{TE_w} + \eta_{TE_n} - \eta_{TE_w} \eta_{TE_n} \quad (36)$$

Maksymalna wartość sprawności układu gazowo-gazowego $\eta_{G-G}^{max} = 0,3723$ osiągana jest dla wartości z_{TE_w} mniejszej od wartości optymalnej $z_{TE_w}^{opt} = 2,068$, dla której turboekspander wysokociśnieniowy osiąga maksymalną moc $N_{TE_w}^{max} = 145,1$ MW, rys. 13, i maksymalną sprawność $\eta_{TE_w}^{max} = 0,2961$. Jest tak dlatego, gdyż dla $z_{TE_w} < z_{TE_w}^{opt}$ temperatura T_3 znacząco rośnie ze zmniejszaniem się z_{TE_w} - rys. 18. Rośnie zatem identycznie temperatura $T_6 = T_3 - \Delta T$, a więc rośnie i sprawność $\eta_{TE_n}^{max}$. Jej przyrost $\Delta\eta_{TE_n}^{max} = 0,1304 - 0,0905 = 0,0399$ jest więc znacząco większy od zmniejszenia sprawności $\Delta\eta_{TE_w} = 0,2961 - 0,2782 = 0,0179$.



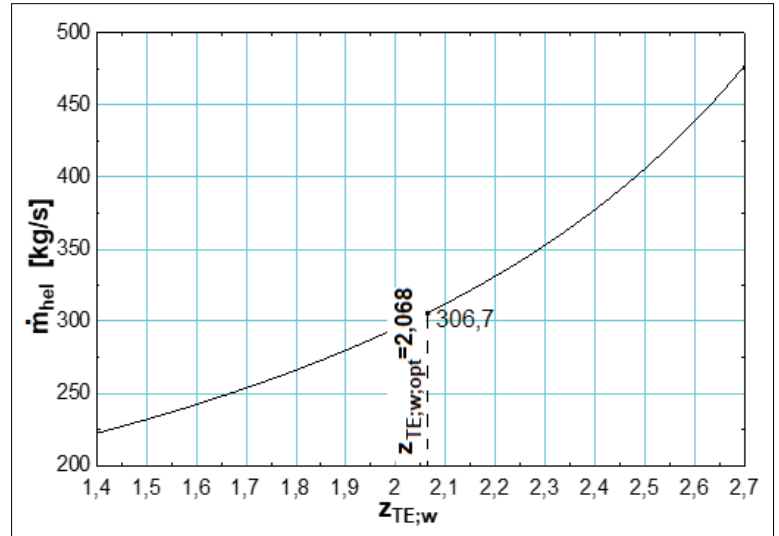
Rys. 13. Moce N_{el} , $N_{TE;n,el}$, $N_{TE;w,el}$ w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1300$ K
(1 – N_{el} ; 2 – $N_{TE;w,el}$; 3 – $N_{TE;n,el}$)



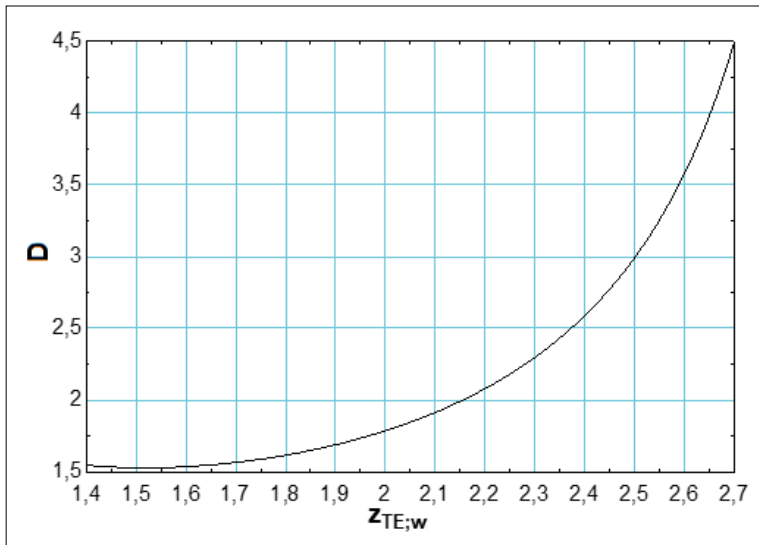
Rys. 14. Sprawności η_{G-G} , $\eta_{TE;n}^{max}$, $\eta_{TE;w}$ w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1300$ K
(1 – η_{G-G} ; 2 – $\eta_{TE;w}$; 3 – $\eta_{TE;n}^{max}$)

w wyniku czego $\eta_{G-G}^{max} = 0,3723 > 0,3598$. W konsekwencji ważnym pytaniem jest, czy w praktyce należy stosować wartość $z_{TE;w}$, dla której moc N_{el} przyjmuje wartość maksymalną $N_{el}^{max} = 165,8$ MW (rys. 13), a może wartość $z_{TE;w}$, dla której to sprawność η_{G-G} przyjmuje wartość maksymalną $\eta_{G-G}^{max} = 0,3723$ (rys. 14)? A może jeszcze inną? Odpowiedź jest jednoznaczna, należy w praktyce stosować taką wartość $z_{TE;w}$, dla której efektywność ekonomiczna pracy układów gazowo-gazowych i gazowo-parowych osiąga swoje maksimum. Na to maksimum ma także istotny wpływ strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$, rys. 15, który, co ważne, jest tym mniejszy im mniejsza jest wartość parametru $z_{TE;w}$. Im mniejszy jest strumień $\dot{m}_{hel}$, tym mniejsze są, o czym wspomniano już we wprowadzeniu, nakłady inwestycyjne. Ustalenie jednak nakładów inwestycyjnych, a tym samym i kosztów kapitałowych pracy elektrowni w funkcji termodynamicznych parametrów $\dot{m}_{hel}$ i T_0 jest bardzo trudne, by nie powiedzieć, że wręcz niemożliwe. Analiza ekonomiczna zatem jej eksploatacji w oparciu o obarczone dużym przybliżeniem i dużą niepewnością nakłady inwestycyjne byłaby więc obarczona dużym błędem. Z dobrym przybliżeniem wystarczy zatem przeprowadzić analizę efektywności pracy elektrowni wyłącznie, gdy nakłady inwestycyjne zależą tylko od jej mocy N_{el} [1]. Najmniejsze nakłady są, gdy jednostkowy strumień masy helu przypadający na jednostkę mocy elektrowni osiąga wartość minimalną $D = \dot{m}_{hel} / N_{el} = D_{min}$ (rys. 16, 24). W praktyce można (należałoby) przyjąć taką wartość stosunku sprężania, która znajduje się

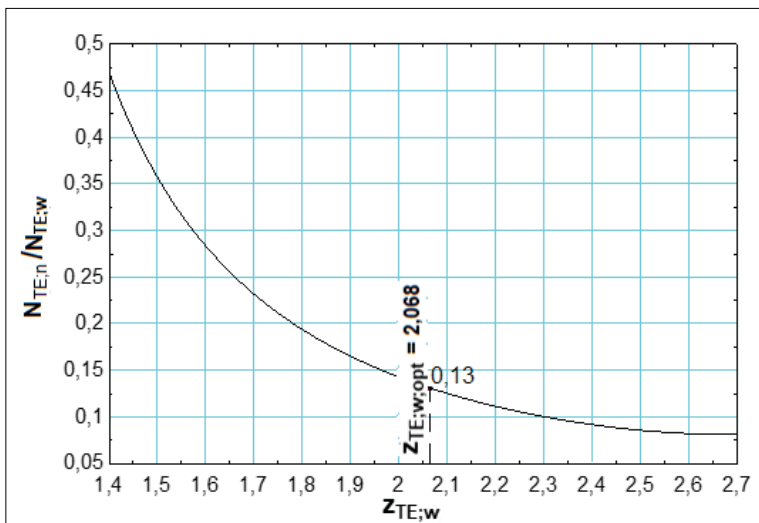
pomiędzy wartością zapewniającą największą sprawność układu, a wartością zapewniającą minimalne jednostkowe zużycie helu. Spowoduje to wprowadzenie obniżenie sprawności do sprawności maksymalnej, ale za to nastąpi zmniejszenie rozmiarów maszyn, a więc zmniejszenie nakładów inwestycyjnych. Ostatecznie jednak, jak już zaznaczono, o wartości stosunku sprężania powinien decydować rachunek ekonomiczny, tj. maksimum zysku osiąganego z pracy układu.



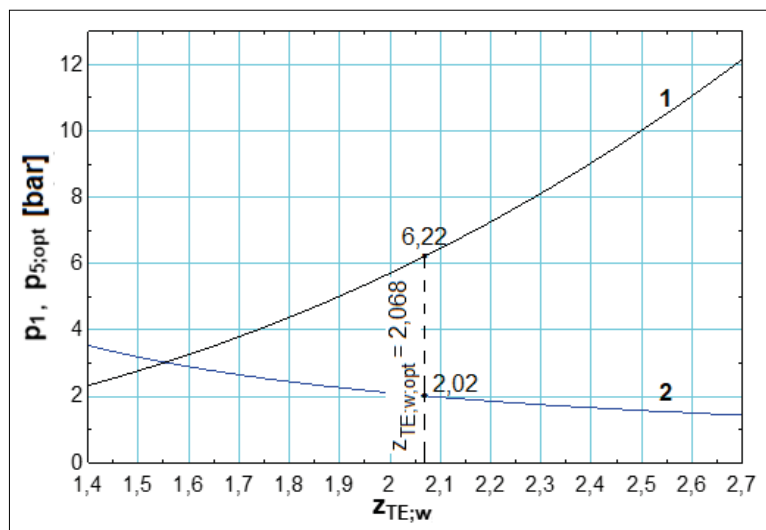
Rys. 15. Strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$ w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1300$ K



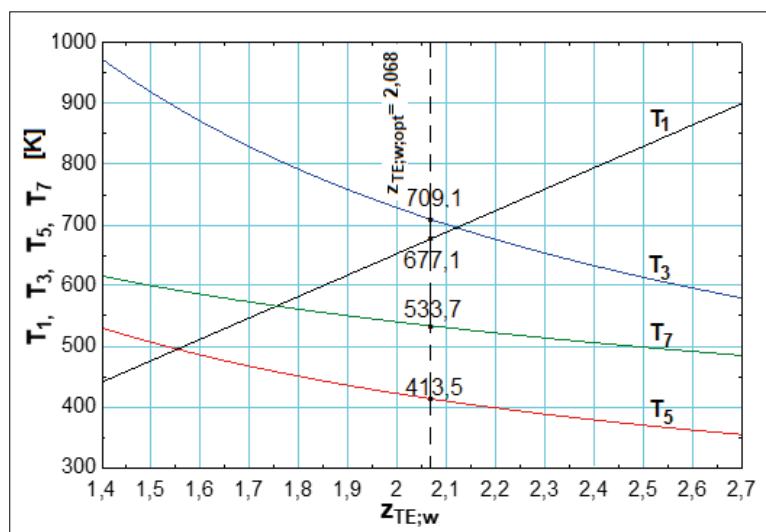
Rys. 16. Jednostkowy strumień masy helu $D = \dot{m}_{hel} / N_{el}$ przypadający na jednostkę mocy elektrowni w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1300$ K ($D_{min} = 1,528$ kg/s/MW dla $z_{TE;w} = 1,52$)



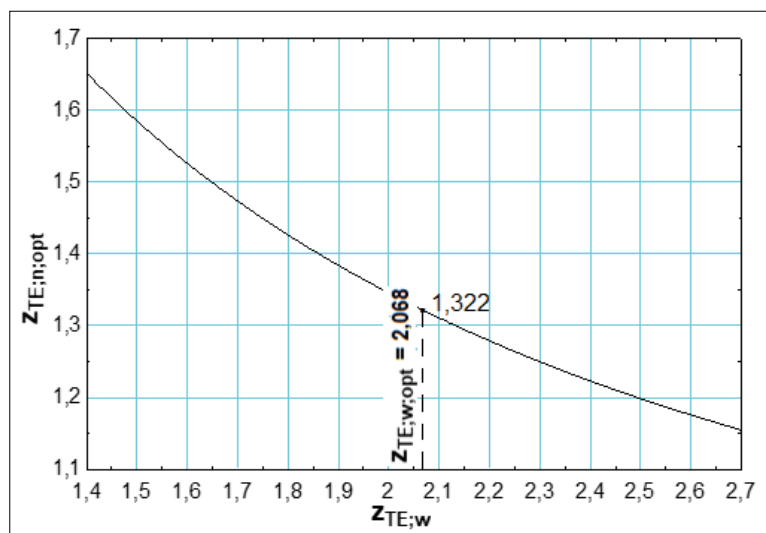
Rys. 17. Stosunek mocy $N_{TE;n} / N_{TE;w}$ w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1300$ K



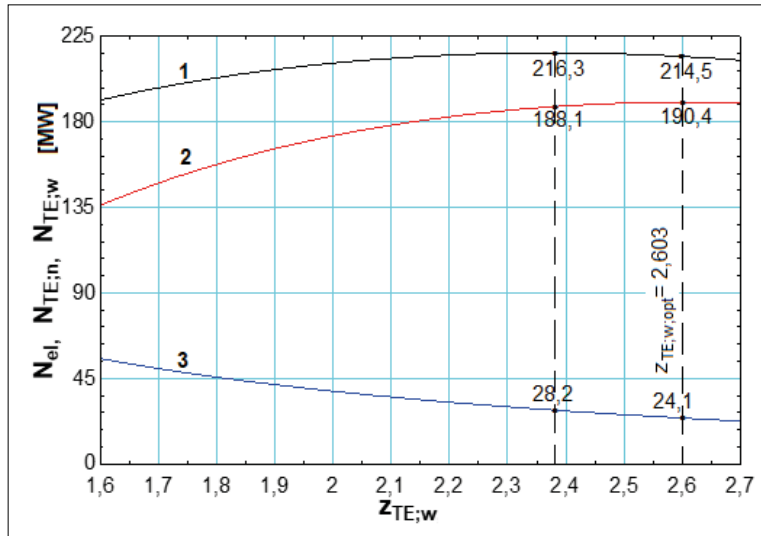
Rys. 18. Ciśnienia $p_1, p_{5,opt}$ w funkcji parametru z_{TEw} dla $T_2 = 1300$ K (1 - p_1 , 2 - $p_{5,opt}$)



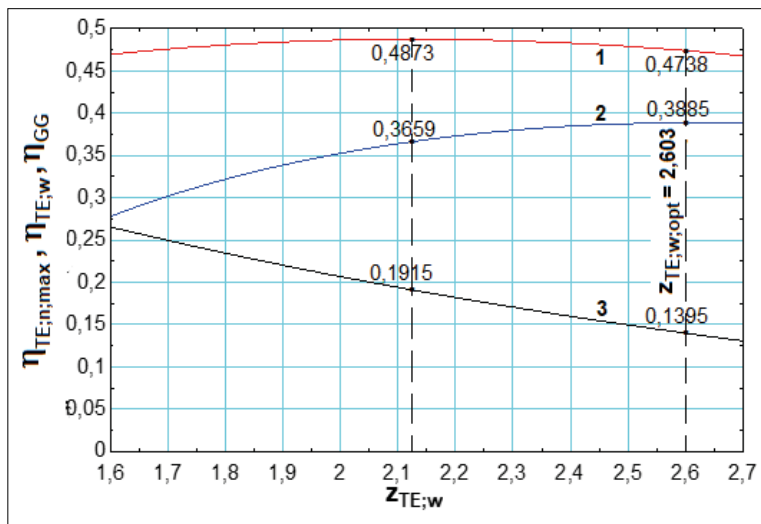
Rys. 19. Temperatury T_1, T_2, T_3, T_6, T_7 w funkcji parametru z_{TEw} dla $T_2 = 1300$ K



Rys. 20. Parametr $z_{TE;n}^{opt}$ w funkcji parametru z_{TEw} dla $T_2 = 1300$ K



Rys. 21. Moce N_{el} , $N_{TE:n}$, $N_{TE:w}$ w funkcji parametru $z_{TE:w}$ dla $T_2 = 1800$ K
(1 – N_{el} ; 2 – $N_{TE:n}$; 3 – $N_{TE:w}$)



Rys. 22. Sprawności η_{G-G} , $\eta_{TE:n}^{max}$, $\eta_{TE:w}$ w funkcji parametru $z_{TE:w}$ dla $T_2 = 1800$ K
(1 – η_{G-G} ; 2 – $\eta_{TE:n}^{max}$; 3 – $\eta_{TE:w}$)

Na rys. 15 przedstawiono wartość strumienia masy helu, który wyraża się wzorem:

$$\dot{m}_{hel} = \dot{m}_{TE:w;hel} + \dot{m}_{TE:n;hel} \quad (37)$$

przy czym, co wykazano w [1], zachodzi równość:

$$\dot{m}_{TE:n;hel} = \dot{m}_{TE:w;hel} = \frac{\dot{Q}_{HTGR}}{c_{p,hel}(T_2 - T_1)} \quad (38)$$

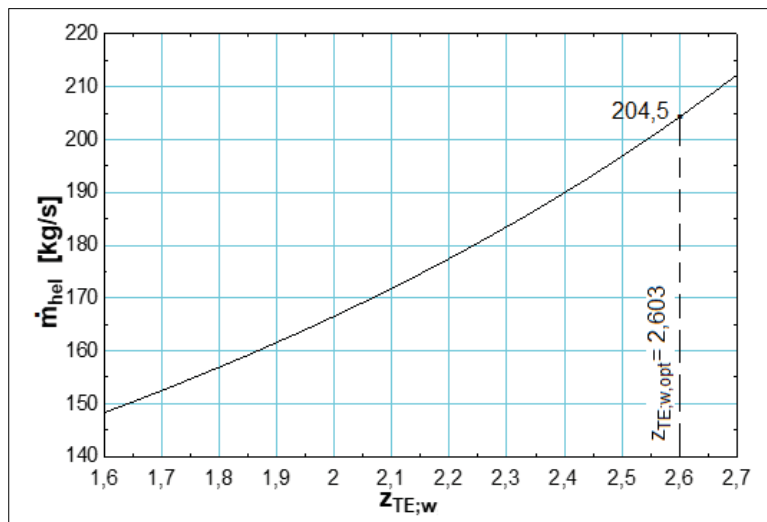
Na rys. 17 przedstawiono stosunek mocy turbokompandera niskociśnieniowego do mocy turbokompandera wysokociśnieniowego.

Na rys. 18 przedstawiono wartości ciśnień p_1 , p_5^{opt} (na przykład wartość p_1^{opt} oblicza się ze wzoru (25) podstawiając w nim za $z_{TE:w}$ wartość $z_{TE:w}^{opt}$).

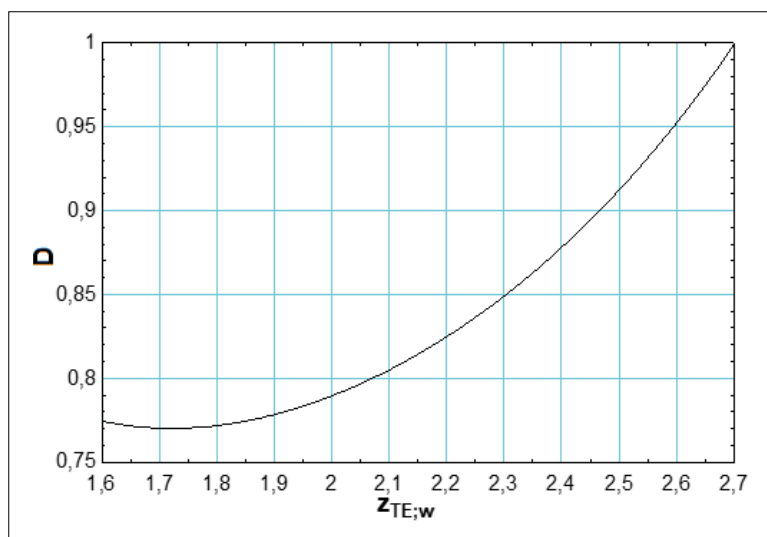
Na rys. 19 przedstawiono wartości temperatur w charakterystycznych punktach obiegów Joule'a turbokompandatorów nisko- i wysokociśnieniowego (rys. 8 i 10).

Na rys. 20 przedstawiono wartość parametru $z_{TE:n}^{opt}$ (rozdział 2.2).

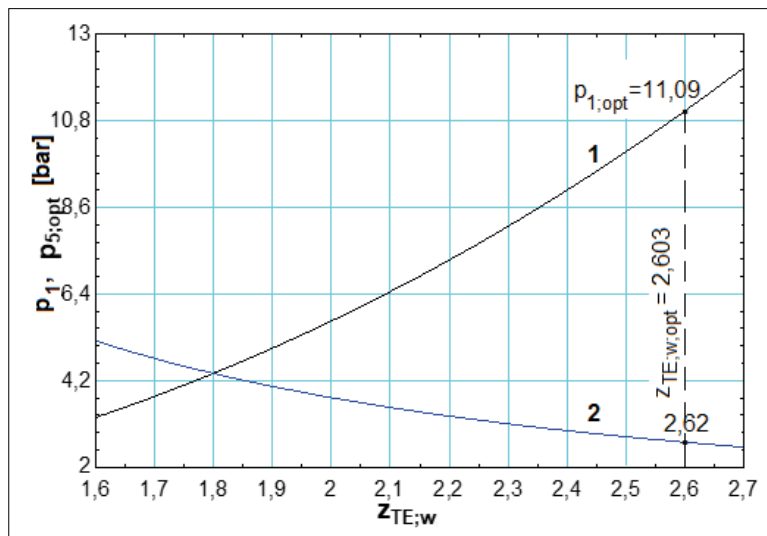
Na rys. 21-28 w celach porównawczych przedstawiono wybrane wyniki obliczeń dla temperatury $T_2 = 1800$ K.



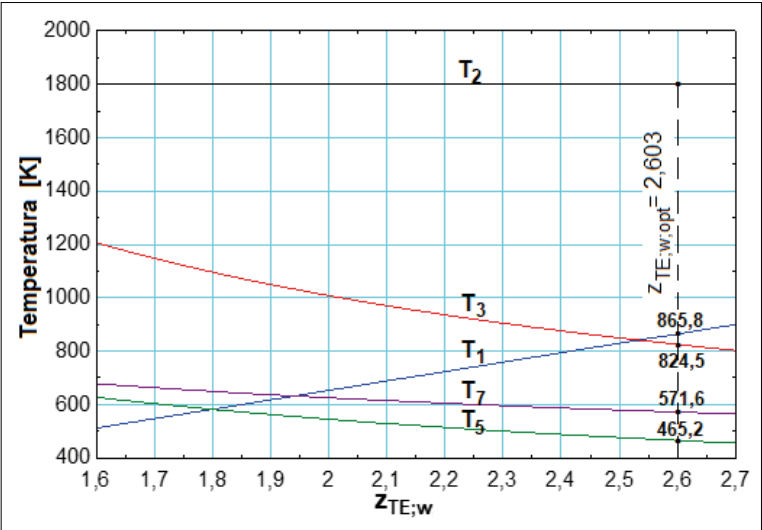
Rys. 23. Strumień masy helu $\dot{m}_{hel}$ w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1800$ K



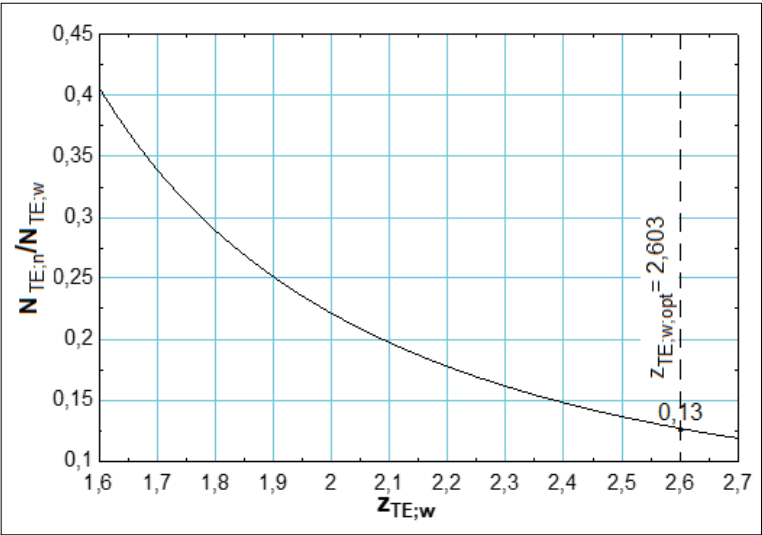
Rys. 24. Jednostkowy strumień masy helu $D = \dot{m}_{hel} / N_{el}$ przypadający na jednostkę mocy elektrowni w funkcji parametru $z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1800$ K ($D_{min} = 0,77$ kg/s/MW dla $z_{TE;w} = 1,72$)



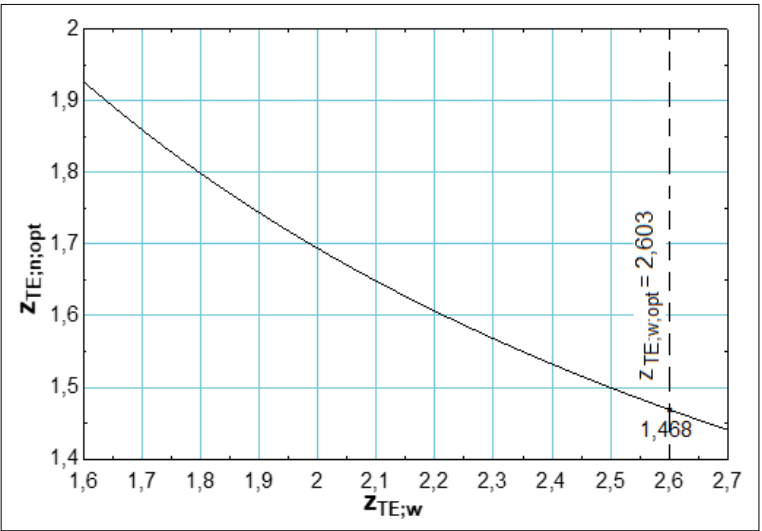
Rys. 25. Ciśnienia p_1, p_5^{opt} w funkcji parametru dla $T_2 = 1800$ K (1 - p_1 , 2 - p_5^{opt})



Rys. 26. Temperatury T_1 , T_2 , T_3 , T_5 , T_7 , w funkcji $Z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1800$ K



Rys. 27. Stosunek mocy $N_{TE;n}/N_{TE;w}$ w funkcji parametru $Z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1800$ K



Rys. 28. Parametr $Z_{TE;n}^{opt}$ w funkcji parametru $Z_{TE;w}$ dla $T_2 = 1800$ K

■ Podsumowanie i wnioski końcowe

Budowa energetyki jądrowej jest absolutną koniecznością, i to z wielu powodów. Zapewnia, co szalenie ważne, stabilne zasilanie odbiorców w „czystą” i jednocześnie taną energię elektryczną przez cały rok. Roczny czas wykorzystania mocy elektrowni jądrowych przekracza bowiem 8000 h (należy przypomnieć, że rok liczy 8760 h). Jest przy tym przyjazna środowisku, jest bezemisyjnym źródłem elektryczności. Nie emituje w ogóle pyłów, związków siarki, azotu, dwutlenku węgla. Co więcej, paliwa jądrowego: uranu, plutonu i toru wystarczy na wiele setek lat, gdy natomiast zasoby węgla i gazu w coraz szybszym tempie się wyczerpują. Mało tego, po wprowadzeniu cyklu zamkniętego z wielokrotnym wykorzystaniem paliwa jądrowego (tzw. reakcje powielania paliwa) wystarczy go na dziesiątki tysięcy lat. Ponadto, w wodzie morskiej rozpuszczone są ponad 4 mld ton uranu, którego techniczne wydobycie jest opanowane. Paliwa jądrowego wystarczy zatem na miliardy lat. Okres eksploatacji elektrowni jądrowych jest przy tym długi. Wynosi co najmniej 60 lat. Koszt paliwa jądrowego w rocznych kosztach działania elektrowni jądrowych stanowi zaledwie ok. 5% tych kosztów, tym samym w przeciwieństwie do elektrowni węglowych (koszt węgla stanowi ok. 35% rocznych kosztów ich działania), a zwłaszcza gazowych (koszt gazu w elektrowniach gazowo-parowych dochodzi nawet do 75% rocznych kosztów ich działania, a obecnie przy znacznych, politycznie sterowanych wzrostach jego ceny nawet znacznie powyżej 75%), cena elektryczności z atomu jest mało wrażliwa na koniunkturalne zmiany ceny uranu. Nawet zatem bardzo znaczny jej wzrost w znikomym stopniu spowoduje wzrost ceny elektryczności. Co więcej, należy budować elektrownie jądrowe w hierarchicznej technologii *gazowo-gazowej* z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i z helem jako czynnikiem obiegowym (warianty I-IV, rys. 1, 4, 6, 9), zamiast inwestycyjnie drogich elektrowni wyłącznie z obiegiem *Clausiusa-Rankine’a* (nie należy tych elektrowni utożsamiać z inwestycyjnie tanimi dwuobiegowymi elektrowniami gazowo-parowymi - warianty V i IV, rys. 11, 12). Fundamentalną bowiem przewagą elektrowni *gazowo-gazowych* nad jednoobiegowymi elektrowniami „*Clausiusa-Rankine’a*” są niskie na nie jednostkowe nakłady inwestycyjne (na jednostkę zainstalowanej mocy elektrycznej). Są one co najmniej o kilkadziesiąt procent mniejsze od nakładów na elektrownie jądrowe w technologii „*Clausiusa-Rankine’a*”. Mało tego, sprawności energetyczne elektrowni *gazowo-gazowych* są wysokie. Co więcej, i co należy *expressis verbis* powiedzieć, *do ich eksploatacji niepotrzebna jest woda, a więc w przeciwieństwie do elektrowni jądrowych „Clausiusa-Rankine’a” mogą być budowane nawet na terenach, na których jej nie ma*. W konsekwencji niskie nakłady inwestycyjne oraz brak gospodarki wodnej w elektrowni *gazowo-gazowej* powoduje, że jednostkowy koszt produkcji w niej energii elektrycznej jest bardzo niski, nie przekracza 200 PLN/MWh [1] i jest o kilkadziesiąt procent niższy od kosztu w jednoobiegowej elektrowni jądrowej z obiegiem *Clausiusa-Rankine’a*. Mało tego, jest najniższy spośród kosztów uzyskiwanych we wszystkich innych dostępnych technologiach energetycznych. Szczególnie jest niższy i to wielokrotnie od kosztu elektryczności z nieprzewidywalnych czasowo i o bardzo krótkich rocznych czasach pracy źródeł OZE, tj. turbozespołów wiatrowych i fotowoltaiki. Z uwagi na powyższe można sformułować tezę, że elektrownie w hierarchicznej technologii *gazowo-gazowej* z wysokotemperaturowym reaktorem jądrowym i helem jako czynnikiem obiegowym, powinny „zrewolucjonizować” energetykę. Również i budowa elektrociepłowni w tej technologii pozwoli w jeszcze większym stopniu to zrobić (w miejskich systemach ciepła sieciowego $\dot{Q}_c$ mogą być wykorzystywane reaktory *HTGR* o relatywnie małych mocach cieplnych). Zgodnie bowiem z ogólną zasadą zmniejszania niedoskonałości termodynamicznej procesów cieplnych mówiącą, że należy realizować procesy skojarzone wytwarzające więcej niż jeden produkt użyteczny, nastąpi istotne zwiększenie efektywności ekonomicznej energetyki. Koszty produkcji ciepła grzejnego będą wówczas bardzo niskie. Jednoczesne bowiem wytwarzanie dwóch lub więcej produktów użytecznych skraca łańcuch przemian termodynamicznych i tym samym zapewnia znaczne zmniejszenie strat energii. Znaczne efekty energetyczne skojarzonej gospodarki ciepłoelektrycznej są właśnie następstwem skrócenia łańcucha przemian w porównaniu z gospodarką rozdzieloną, co przekłada się właśnie na dużą efektywność ekonomiczną procesów skojarzonych. Co więcej, niskie nakłady inwestycyjne na elektrociepłownie *gazowo-gazowe* z reaktorem jądrowym *HTGR* i helem jako czynnikiem obiegowym dodatkowo jeszcze spowodują ich wysoką, co bardzo ważne, opłacalność ekonomiczną. Ważne dlatego, bo to przecież ostatecznie efektywność ekonomiczna decyduje o stosowaniu konkretnych rozwiązań technologicznych i technicznych. □

Literatura

1. Bartnik R., Kowalczyk T.: Efektywność termodynamiczna i ekonomiczna innowacyjnych hierarchicznych gazowo-gazowych elektrowni jądrowych z wysokotemperaturowym reaktorem i helem jako czynnikiem obiegowym, Nowa Energia, nr 2(78)/2021.
2. Bartnik R.: Elektrownie i elektrociepłownie gazowo-parowe. Efektywność energetyczna i ekonomiczna, WNT, Warszawa 2009 (reprint 2012 WNT, 2017 PWN).
3. Bartnik R., Kowalczyk T.: Hierarchical gas-gas systems. Thermal and Economic Effectiveness. Wydawnictwo Springer, London 2021.



Marlena Klepacz,
Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot

Mobilna stacja tankowania LNG i mały statek na paliwo gazowe

W Trójmieście i Szczecinie powstają innowacyjne projekty

Mobilna stacja tankowania skroplonego biogazu (bio-LNG) lub gazu ziemnego (LNG) oraz mały statek zasilany paliwem gazowym - takie innowacyjne jednostki powstają w Trójmieście i Szczecinie. Te prototypowe inwestycje, realizowane w ramach unijnego projektu Liquid Energy, przyczynią się do zmniejszenia emisji spalin i ochrony środowiska.



fol. Towarzystwo Krzewienia Wiedzy o Morzu

■ Cztery pilotażowe inwestycje w projekcie Liquid Energy

Projekt Liquid Energy ma zachęcić do powszechniejszego używania zielonych technologii, aby zmniejszyć zanieczyszczenie w regionie Morza Bałtyckiego. Jest realizowany przez 8 partnerów oraz 21 organizacji stowarzyszonych z Polski, Niemiec i Litwy, w ramach Programu Współpracy Transgranicznej Interreg Południowy Bałtyk 2014-2020.

- *Idea projektu jest zaprezentowanie możliwości, jakie daje wykorzystanie przede wszystkim skroplonego biometanu do produkcji czystej energii elektrycznej i ciepłej na potrzeby zasilania budynków, a także jako źródło napędu dla pojazdów* - mówi **Krzysztof Perycz-Szczepański**, Zastępca Dyrektora Obszaru Metropolitalnego Gdańsk-Gdynia-Sopot, jednego z partnerów projektu Liquid Energy. - *Chodzi o zastąpienie paliwa tradycyjnego paliwem mniej emisyjnym, bezpieczniejszym dla klimatu.*

W ramach projektu powstają 4 prototypowe inwestycje - dwie z nich w Polsce.

■ Pierwsza taka stacja na świecie

Mobilna stacja tankowania skroplonego biogazu (bio-LNG) lub gazu ziemnego (LNG), o zaledwie 3,5-tonowej dopuszczalnej masie całkowitej powstaje w Trójmieście na zamówienie **Instytutu Morskiego Uniwersytetu Morskiego w Gdyni**, lidera projektu Liquid Energy. Dzięki temu możliwe będzie zastosowanie bio-LNG i LNG na dużo szerszą skalę - np. w transporcie publicznym, zakładach produkcyjnych, czy biurach.

- *Takiego rozwiązania technicznego jeszcze nie ma na świecie* - mówi dr hab. prof. UMG **Grażyna Pazikowska-Sapota** z Instytutu Morskiego Uniwersytetu Morskiego w Gdyni, Koordynująca Projekt. - *Nasza prototypowa mobilna*

stacja paliw LNG ma powstać do końca czerwca 2022 r. Jej stworzenie będzie kosztować 760 000 zł. Może ona znacząco wpłynąć na nowe spojrzenie na systemy dystrybucji LNG. Chodzi o to, aby bio-LNG i LNG mogło zostać dostarczone do mniejszych odbiorców, którzy do tej pory nie mieli szans na korzystanie z tego alternatywnego źródła energii.



Pojemnik kriogeniczny drugiej generacji
Źródło: © Baltic Engineering Flare GmbH, 2021

Obecnie LNG lub bio-LNG są transportowane ogromnymi statkami, a następnie klasycznymi cysternami do przewożenia LNG. Mobilna stacja ma to zmienić. Dzięki temu niewielkie ilości skroplonego bio-LNG lub LNG (do kilkuset litrów) będą mogły być przewożone od wytwórcy - bezpośrednio z biogazowni, która ma skraplarnię lub ze stacji tankowania - do lokalnego odbiorcy.

- *To absolutna nowość na rynku dystrybucji ciekłego metanu jako alternatywnego źródła energii* - mówi **Paweł Warszzycki** z Hanzeatyckiego Instytutu Przedsiębiorczości i Rozwoju Regionalnego przy Uniwersytecie w Rostocku, jednego z niemieckich partnerów projektu Liquid Energy. - *Budowa mobilnej stacji o dopuszczalnej masie całkowitej 3,5 tony pojazdu, jest możliwa dzięki zastosowaniu pojemnika kriogenicznego nowej generacji (bezpłóznio-*

wego). W efekcie powstanie małe, mobilne rozwiązanie do dystrybucji, która stanowi jeden z kluczowych elementów powszechnego użytkowania skroplonego metanu o temperaturze -163°C, powstałego z gazu ziemnego (LNG) lub biogazu (bio-LNG).

W przyszłości powstanie sieć takich niewielkich pojazdów, poruszających się w promieniu około 100-150 km.

Przetarg na stworzenie stacji wygrało konsorcjum dwóch firm - **Baltic Engineering Flare GmbH** oraz **Ferdinand Schultz Nachfolger Fahrzeugbau GmbH**. Właścicielem stacji realizowanej w ramach projektu będzie **Instytut Morski Uniwersytetu Morskiego w Gdyni**, jednakże będzie ona wykorzystywana w szerokim zakresie - jako prototyp służący demonstracji możliwości technicznych oraz do testowania nowych modeli biznesowych.

■ Nowe życie Magdy I, czyli LNG i bio-LNG jako paliwo żeglugowe

Kolejną pilotażową inwestycją realizowaną w ramach Liquid Energy jest dostosowanie silnika małego statku do zasilania LNG lub bio-LNG. Dzięki projektowi wystużona jednostka inspekcyjna Kapitanatu Portu w Szczecinie, *Magda I*, wybudowana w 1978 r. - zyska nowe życie.

- *Magda I będzie pierwszą w tej części Europy tak małą jednostką zasilaną paliwem gazowym* - mówi **Przemysław Rajewski** ze szczecińskiego Towarzystwa Krzewienia Wiedzy o Morzu, które jest obecnie właścicielem jednostki. - *W przyszłości posłuży do szkoleń i promocji ekologicznego zasilania jednostek śródlądowych. LNG to paliwo tak samo bezpieczne jak dieslowskie, a dodatkowo jest dużo tańsze i bardziej ekologiczne niż olej napędowy. Jako paliwo żeglugowe jest coraz częściej stosowane - jednak tylko w dużych jednostkach. Zadaniem Magdy I będzie pokazanie, że LNG może być też wykorzystany w małych jednostkach.*



Źródło: Towarzystwo Krzewienia Wiedzy o Morzu

Gotowe są już silnik Magdy I oraz blok paliwowy, składający się ze zbiornika LNG o pojemności 750 l i trzech zbiorników CNG o pojemności 80 l każdy. Niebawem urządzenia będą instalowane w kadłubie.

W przyszłości Magda I będzie również wykorzystywana przez kolejnego partnera projektu, **Akademię Morską w Szczecinie** i posłuży do prowadzenia szkoleń oraz promocji ekologicznego zasilania jednostek śródlądowych.

- Nasza mobilna stacja będzie dostarczać paliwo tego typu jednostkom - mówi **Grażyna Pazikowska-Sapota**.

■ Bio-LNG jako źródło energii lub ciepła w biurach i małych zakładach

Kolejną inwestycją pilotażową projektu Liquid Energy jest zaprojektowanie i wybudowanie przez partnera niemieckiego systemu opartego na ogniwie paliwowym, wykorzystującym bio-LNG do dostarczania energii elektrycznej i ciepła w budynkach biurowych, czy mniejszych zakładach produkcyjnych. Takie rozwiązanie mogą znaleźć zastosowanie zwłaszcza na obszarach ze słabo rozwiniętą infrastrukturą przesyłową. Mobilna stacja tankowania LNG realizowana przez Instytut Morski Uniwersytetu Morskiego w Gdyni ma m. in. służyć do zasilania takich instalacji.

■ Innowacyjna stacja paliw dla lokomotywy zasilanej bio-LNG

Czwartą inwestycją pilotażową jest budowa innowacyjnej stacji paliw dla lokomotywy zasilanej bio-LNG. Realizuje ją **Park Naukowo-Technologiczny w Kłajpedzie**, który również jest partnerem projektu Liquid Energy. - *Rozwiązanie takie może być stosowane np. w miejscach intensywnego przeładunku towarów, jak porty, gdzie obecnie większość maszyn zasilanych jest olejem napędowym* - mówi Paweł Warszycki. Często takie miejsca charakteryzują się wysokim stężeniem zanieczyszczeń generowanych np. przez lokomotywy do przetaczania. Nowe technologie przyczynią się do znacznej redukcji tych zanieczyszczeń.

■ Liquid Energy w zgodzie ze strategią energetyczną Polski i Unii Europejskiej

Unia Europejska dąży do pełnej dekarbonizacji będącej podstawą osiągnięcia neutralności klimatycznej. Wymaga to jednak całkowitej przebudowy systemu energetycznego i jego infrastruktury do 2050 r. Cel ten leży u podstaw Europejskiego Zielonego Ładu, który obejmuje szeroki wachlarz planów zintensyfikowania polityki w sprawie łagodzenia zmian klimatu. Między innymi metan powstały z biogazu lub gazu ziemnego może mieć zastosowanie jako paliwo alternatywne w stosunku do tradycyjnych paliw. Zwłaszcza biometan jest postrzegany jako źródło energii wspierające wysiłki krajów Unii Europejskiej w tym zakresie.

- *Projekt Liquid Energy ze swoim innowacyjnym charakterem stwarza ogromną szansę wniesienia wkładu w proces transformacji zainicjowany przez Europejski Zielony Ład* - mówi Paweł Warszycki. - *Jego unikatowe elementy - skoncentrowane zarówno na technologicznych, jak i nietechnologicznych aspektach odblokowania nowego rynku dostaw energii - opierają się na potencjale bio-LNG jako paliwa alternatywnego, skierowanego do*

szerszej grupy odbiorców. Dotychczas niewykorzystany potencjał dla biznesu może wnieść również wkład w rozwój społeczno-ekonomiczny europejskich regionów - dodaje.

Korzyści klimatyczne wynikające ze stosowania biometanu są podobne do tych związanych ze stosowaniem odnawialnej energii elektrycznej i syntetycznego oleju napędowego (e-paliwa). Wykorzystanie do produkcji biogazu lub biometanu odpadów poprodukcyjnych pochodzących głównie z produkcji rolniczej (gnojowica), rolno-spożywczej, czy usług komunalnych - może nawet spowodować tzw. ujemne emisje.

Mobilna stacja i statek Magda I przyczynią się też do realizacji strategii energetycznej Polski, która zakłada m. in. wzrost udziału Odnawialnych Źródeł Energii (OZE) we wszystkich sektorach gospodarki oraz gazu w miksie energetycznym (do 17-33% w 2030 r.).

■ 4 pilotażowe inwestycje - 8 partnerów z Europy

Projekt Liquid Energy jest współfinansowany z Europejskiego Funduszu Rozwoju Regionalnego. Realizują go:

- Instytut Morski Uniwersytetu Morskiego w Gdyni (lider projektu),
- Obszar Metropolitalny Gdańsk-Gdynia-Sopot,
- University of Rostock,
- Akademia Morska w Szczecinie,
- Klaipeda Science and Technology Park,
- Towarzystwo Krzewienia Wiedzy o Morzu w Szczecinie,
- Hanseatic Institute for Entrepreneurship and Regional Development at the University of Rostock,
- Institute for Sustainable Economy and Logistics in Rostock.

Strukturę partnerstw współtworzy dodatkowo 21 organizacji i przedsiębiorstw, takich jak PGNiG, Wartsilä Sweden AG, czy UAB Emerson. □



ORLEN

NAPĘDZAMY PRZYSZŁOŚĆ.
ODPOWIEDZIALNIE.



Grupa ORLEN jest jedną z największych firm w Europie Środkowo-Wschodniej pod względem przychodów według raportu CEE TOP 500 publikowanego przez Coface. Zgodnie z nową, długoterminową Strategią Grupy ORLEN przyjętą w listopadzie 2020 roku kluczowym celem Koncernu jest bycie regionalnym liderem w zakresie transformacji energetycznej, budowa nowych mocy energetycznych ze źródeł odnawialnych oraz realizacja procesu dekarbonizacji, przy równoczesnym zachowaniu efektywności operacyjnej i siły finansowej w ramach tradycyjnych segmentów działalności.

Witold Chmarzyński,
Radca Prawny/Wspólnik, Kancelaria CCLaw

OZE dla przedsiębiorców - najnowsze zmiany w prawie

Szalejące ceny energii elektrycznej sprawiają, że odnawialne źródła energii przeżywają okres rozkwitu. O ile odbiorców prądu w gospodarstwach domowych przed nagłymi i skokowymi wzrostami cen prądu chroni Prezes Urzędu Regulacji Energetyki, o tyle rynek energii elektrycznej dla przedsiębiorców od dłuższego czasu rządzi się zasadami wolnorynkowymi, co sprawia, że przedsiębiorca jest bardziej podatny na zmiany wysokości cen prądu.

W takiej sytuacji warto przyrzeć się ostatnim zmianom w prawie oraz tym, które niedługo mają wejść w życie, ponieważ część z nich ułatwia inwestycje w odnawialne źródła energii (OZE), a te z kolei są bardzo dobrym środkiem do obniżenia cen za energię elektryczną.

W artykule skupimy się na 3 ustawach nowelizujących:

■ Ustawa o zmianie ustawy - Prawo energetyczne oraz niektórych innych ustaw z 20 maja 2021 r. (Dz. U 2021, poz. 1093) - wejście w życie: 3 lipca 2021 r. (tzw. duża no-

welizacja prawa energetycznego),

■ Ustawa z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw (druk sejmowy 1129) - ustawa podpisana przez Prezydenta 4 października 2021 r., cze-



kamy na ogłoszenie w Dzienniku Ustaw. Wchodzi w życie - co do zasady w terminie 14 dni od dnia ogłoszenia.

- Projekt ustawy o zmianie ustawy - Prawo energetyczne i ustawy o odnawialnych źródłach energii (druk UC 74) - etap: opiniowanie na etapie rządowym.

W procesie legislacyjnym jest więcej pozycji odnoszących się do Prawa energetycznego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii, niemniej powyżej wymienione, na chwilę obecną, wydają się najistotniejsze.

■ Magazyny energii

Do najważniejszych zmian objętych dużą nowelizacją Prawa energetycznego, z punktu widzenia przedsiębiorcy, należy zaliczyć zmiany odnoszące się do magazynów energii. Wprowadzono szereg zmian w definicjach związanych z magazynem i magazynowaniem energii.

Magazynowanie energii elektrycznej zdefiniowano jako *przetworzenie energii elektrycznej pobranej z sieci elektroenergetycznej lub wytworzonej przez jednostkę wytwórczą przyłączonej*

do sieci elektroenergetycznej i współpracującą z tą siecią do innej postaci energii, przechowanie tej energii, a następnie ponowne jej przetworzenie na energię elektryczną.

Jednakże najważniejszą zmianą była zmiana w definicji odbiorcy końcowego. Odbiorca końcowy to odbiorca dokonujący zakupu (...) energii na własny użytek. W ramach zmian dodano, że *do własnego użytku nie zalicza się energii elektrycznej zakupionej w celu jej magazynowania lub zużycia na potrzeby wytwarzania, przesyłania lub dystrybucji energii elektrycznej (...)* Zmiana ta przyczyniła się do tego, że energia wpływająca do magazynu i z niego wychodząca nie podlega podwójnym opłatom.

■ Zmiany w zagospodarowaniu przestrzennym

Ustawa z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw dokonuje zmiany w art. 10 ust. 2a ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Przepis ten ma kluczowe znaczenie dla wszystkich dewelopujących farmy fotowoltaiczne na gruncie, a także na dachach budynków.

W skrócie mówiąc, wprowadzona zmiana oznacza, że jeśli mamy do czynienia z gruntem rolnym V klasy lub gorszym, objętym miejscowym planem zagospodarowania przestrzennego, to niezależnie co mówi miejscowy plan, można tam zlokalizować farmę fotowoltaiczną o mocy do 1 MW. Wszelkie inne źródła OZE można lokować na terenach objętych planem, jeśli ich moc nie przekracza 500 kW. Z kolei instalacje fotowoltaiczne lokalizowane na dachach budynków (*inne niż wolnostojące*) bez względu na moc mogą być lokowane bez ograniczeń wynikających z przepisów przestrzennych.

■ Ograniczanie obowiązku koncesyjnego

Kolejną, długo wyczekiwaną zmianą jest zmiana definicji małej instalacji odnawialnego źródła energii. Dotychczas mała instalacja OZE była instalacją o mocy od 50 kW do 500 kW. Z chwilą, jak ustawa z 17 września 2021 r. o zmianie ustawy o odnawialnych źródłach energii oraz niektórych innych ustaw wejdzie w życie, małą instalacją OZE będzie instalacja o mocy od 50 kW do 1000 kW. Powyższa zmiana oznacza, że tzw. jedyńki - czyli małe farmy fotowoltaiczne o mocy do 1 MW i pow. 50 kW - nie





będą musiały uzyskiwać koncesji, lecz wystarczający będzie wpis do rejestru małych instalacji OZE (RIMOZE).

■ Wyczekiwane zmiany w zakresie funkcjonowania linii bezpośredniej

Bezpośrednia linia energetyczna to z definicji linia łącząca instalację wytwórczą z instalacją odbiorczą, z pominięciem sieci elektroenergetycznej. Aktualnie przepisy odnoszące się do linii bezpośredniej są martwe. Dla wybudowania takiej linii energetycznej niezbędna jest zgoda Prezesa URE, która jak dotychczas nie została wydana.

W czerwcu br. na stronach Rządowego Centrum Legislacji¹ ukazał się kolejny w tym roku projekt nowelizacji Prawa energetycznego oraz ustawy o odnawialnych źródłach energii (druk nr UC74). Projekt ten przewiduje zmianę definicji linii bezpośredniej, a także wyeliminowanie konieczności uzyskania zgody Prezesa URE na jej wybudowanie w określonych przypadkach. Zgodnie z tym projektem przez linię bezpośrednią należy rozumieć *linię elektroenergetyczną łączącą wydzieloną jednostkę wytwarzania energii elektrycznej bezpośrednio z odbiorcą lub linię elektroenergetyczną łączącą jednostkę wytwarzania energii elektrycznej z przedsiębiorstwem dostarczającym energię elektryczną w celu bezpośred-*

nich dostaw energii do jego własnych obiektów, podmiotów od niego zależnych i odbiorców.

Powyższa zmiana eliminuje m. in.:

- konieczność istnienia układów wyspowych, aby móc połączyć je linią bezpośrednią (zarówno wytwórca, jak i odbiorca mogą być przyłączeni do sieci),
- konieczność uzyskania w pierwszej kolejności odmowy warunków przyłączenia do sieci; dotychczas linię bezpośrednią ustawodawca postrzegał jako ostateczność. Po zmianach, ma to być alternatywa dla przyłączenia do sieci, a nawet rozwiązanie równoległe z przyłączeniem do sieci.

Nadal zasadą będzie zgoda Prezesa URE na wybudowanie linii bezpośredniej, niemniej powinna ona być możliwa do uzyskania po zmianie regulacji prawnych. Dodatkowo, projekt nowelizujący wskazuje, iż *zgoda Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (na budowę linii bezpośredniej - przyp. W. Ch.) nie jest wymagana w przypadku: 1) budowy linii bezpośredniej na nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej, który zaopatrywać będzie w energię elektryczną wyłącznie obiekty do niego należące; 2) budowy linii bezpośredniej dostarczającej energię elektryczną do instalacji odbiorcy nieprzyłączonego do sieci elektroenergetycznej.*

Mankamentem tego projektu jest niejasne sformułowanie w postaci *nieruchomości należącej do podmiotu występującego o pozwolenie na budowę linii bezpośredniej*. Czy przez nieruchomości „należące” należy rozumieć tylko nieruchomości, do których przysługuje prawo własności, czy też dopuszczalny jest też inny tytuł prawny, jak np. służebność, czy dzierżawa? Liczymy, że ta wątpliwość zostanie rozwiązana w toku procesu legislacyjnego. Najlepszym rozwiązaniem wydaje się zlikwidować obowiązek uzyskiwania zgody Prezesa URE lub ograniczyć go do wąskiej liczby sytuacji. Jakikolwiek scenariusz okaże się prawdziwym, nowelizacja przepisów dot. linii bezpośredniej z pominięciem sieci otwiera duży potencjał na zastosowanie OZE i kupowanie tańszej energii elektrycznej od lokalnego dostawcy.

■ Prosumenci, agregatorzy, prosumenci wirtualni i zbiorowi

Już obecnie wiemy, że przed nami dużo kolejnych zmian w ustawodawstwie odnoszącym się do odnawialnych źródeł energii. Szykują się zmiany w zakresie systemu opustów dla prosumentów, pojawią się na rynku tzw. agregatorzy. Bardzo ciekawym rozwiązaniem będzie także instytucja wirtualnego, jak i zbiorowego prosumenta. Przybliżymy Państwu wszystkie te definicje i ich konsekwencje, gdy zmiany prawne będą na dalszym etapie legislacji. □

¹ <https://legislacja.rcl.gov.pl/projekt/12347450/katalog/12792164#12792164>

Sylvia Szczepańska,

Dyrektor ds. Dialogu, Federacja Przedsiębiorców Polskich

Czkawka 10H

Od 2005 do 2016 r. energetyka wiatrowa na lądzie dynamicznie się rozwijała, notując stałe wzrosty zainstalowanej mocy. Jednakże w maju 2016 r. ustawą o inwestycjach w zakresie elektrowni wiatrowych wprowadzono tzw. zasadę 10H. Każda nowa turbina wiatrowa nie może znajdować się w odległości mniejszej niż 10-krotność swojej wysokości od najbliższych zabudowań mieszkalnych, wybranych form ochrony przyrody oraz leśnych kompleksów promocyjnych. Ograniczenia te wprowadzono także dla rozbudowy już istniejących turbin wiatrowych, które nie spełniają wymogu odległościowego. Konsekwencją wprowadzonych zmian ustawowych było zatrzymanie prowadzonych projektów inwestycyjnych.

Nawet po nowelizacji 10H, zwiększone obciążenie administracyjne opóźnia rozwój projektów, ograniczając przyrost mocy zainstalowanej i zawyżając koszty. Należy zminimalizować wymogi biurokratyczne i dążyć do skrócenia całych procesów inwestycyjnych, z zachowaniem poszanowania woli lokalnych społeczności.

Rozwój elektrowni wiatrowych jest kluczowy nie tylko z punktu widzenia celów klimatycznych, ale także bezpieczeństwa energetycznego. W sytuacji wygaszania produkcji energii opartej o węgiel, alternatywą dla stabilizacji sieci stanie się importowany gaz ziemny. Każda MWh wyprodukowanej energii w wietrze oznacza mniejsze zużycie gazu i mniejsze uzależnienie od zagranicznych dostawców. Energia z wiatru jest także obecnie najtańszą technologią produkcji energii elektrycznej i zwiększanie jej udziału pozwala na ograniczenie presji na wzrost cen energii. Zatrzymanie rozwoju wiatra-

ków na lądzie będzie się wiązało z dalszym wzrostem cen i importu energii.

W obecnym kształcie, zasada 10H wyklucza z inwestycji 99,7%¹ obszaru Polski. Biorąc pod uwagę wietrzność oraz odległość od miejsca przyłączenia do sieci (czyli czynniki determinujące

ce ekonomiczną zasadność projektów), oznacza to ograniczenie potencjału nowych projektów wiatrowych do jedynie ok. 2 GW. Taka sytuacja stanowi zagrożenie dla realizacji przez Polskę wiążących dla niej celów klimatycznych na 2030 r. Rozwój elektrowni wiatrowych



foto. Jormy Clow on Unsplash

fot. Damian Barczak on Unsplash



jest kluczowy nie tylko z punktu widzenia celów klimatycznych, ale także bezpieczeństwa energetycznego. Liberalizacja zasady 10H - według propozycji Ministerstwa Klimatu - pozwoli na ponad 25-krotne zwiększenie dostępności terenów pod inwestycje wiatrowe - z obecnych 0,28% do 7,08% powierzchni Polski, co umożliwiłoby realizację nawet 31-32 GW nowych elektrowni wiatrowych.

■ Energetyka wiatrowa to rozwój polskich firm i rynku pracy

W przypadku lądowej energetyki wiatrowej, Polska może poszczycić się obecnie dobrze rozwiniętą bazą produkcyjną. W chwili obecnej około 40% wartości w odniesieniu do inwestycji on-shore realizowane jest przez polskie firmy. Powyższa wartość dosyć szybko może wzrosnąć do 50-55%, bo takie są obecnie zdolności produkcyjne polskich przedsiębiorstw, a brak ich pełnego wykorzystania wynika z zatrzymania nowych projektów inwestycyjnych w związku obecnymi regulacjami (ustawa odległościowa i zasada 10h).

Wg wstępnych danych przygotowanych na potrzeby analizy przygotowywanej przez Instytut Jagielloński pt.: Krajowy łańcuch dostaw w lądowej energetyce wiatrowej szacunkowe łączne nowe miejsca pracy do 2030 r. utworzone w sektorze lądowej energetyki wiatrowej mogą osiągnąć poziom 50-97 tys., w zależności od przyjętego scenariusza rozwoju.

Dzięki likwidacji sztucznych barier w rozwoju lądowej energetyki wiatrowej w Polsce oraz zapewnieniu długoterminowej perspektywy rozwoju tego rynku, udział polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw wzrośnie do około 75%, co oznacza dominację lokalnych firm na rynku onshore.

Utworzenie blisko 100 tys. nowych miejsc pracy w tym segmencie wymaga realizacji scenariusza rozwojowego, który zakłada średnioroczny wzrost mocy zainstalowanej w lądowej energetyce

wiatrowej na poziomie 1,2 GW, co jest założeniem całkowicie realnym i oczekiwany przez odbiorców energii elektrycznej (w tym głównie przemysłowych), którzy domagają się istotnego przyspieszenia procesów inwestycyjnych w lądowe farmy wiatrowe. Lądowa energetyka wiatrowa, jako najtańsze źródło energii elektrycznej w Polsce, jest niezbędna dla ograniczenia kosztów energii elektrycznej dla przemysłu i utrzymania jego konkurencyjności na rynkach zagranicznych.

Według danych PSEW² w 2020 r. przy budowie i eksploatacji elektrowni wiatrowych na lądzie było bezpośrednio zatrudnionych około 8-10 tys. pracowników, natomiast łącznie z sektorami powiązаныmi na rzecz branży pracowało w sumie 13-17 tys. ludzi. Był to poziom zatrudnienia odnotowany przy około 6,4 GW mocy w instalacjach istniejących oraz około 3 GW nowych mocy wytwarzanych w budowie, znajdujących się na różnym etapie realizacji, po aukcjach przeprowadzonych w latach 2018-2020.

Zgodnie z raportem „Wkład krajowych dostawców w rozwój energetyki wiatrowej na lądzie i jej wpływ na rynek pracy do 2040 r.”, każde dodatkowe 10 MW wiatru na lądzie w Polsce wygeneruje 61 bezpośrednich miejsc pracy (173 ogółem) na etapie przygotowania i budowy oraz 2 bezpośrednie miejsca pracy (6 ogółem) na etapie eksploatacji.

W tej sytuacji odblokowanie rozwoju lądowej energetyki wiatrowej, tak aby w perspektywie 2040 r. łączna moc zainstalowana wyniosła 24 GW, przełoży się na łączne zatrudnienie na poziomie 42 tys. etatów, zarówno w sektorze budowy i eksploatacji elektrowni wiatrowych (bezpośrednie miejsca pracy), jak i w krajowych przedsiębiorstwach przemysłowych już znajdujących się, bądź aspirujących do udziału w łańcuchu dostaw dla lądowej energetyki wiatrowej.

Ambitne założenia, zakładające w ciągu 10 lat potencjał nawet 75%

udziału tzw. local content, czyli wkładu krajowych przedsiębiorstw w międzynarodowe łańcuchy dostaw, pozwalają na jeszcze bardziej obiecujące prognozy w zakresie zatrudnienia. Pozytywne podejście do realizacji celów zakreślonych w pakiecie FIT for 55 jest w stanie przyspieszyć rozwój rynku pracy związanego z inwestycjami w lądowe farmy wiatrowe. Nawet powyżej 90 tys. pracowników może znaleźć miejsca pracy w łańcuchu dostaw dla lądowej energetyki wiatrowej, jeśli weźmiemy pod uwagę bezpośredni i pośredni wpływ rozwoju sektora onshore na rynek pracy, pod warunkiem przyjęcia ambitnego scenariusza rozwoju tej technologii oraz niezwłocznego wprowadzenia zmian regulacji dotyczących wytwarzania energii elektrycznej w lądowych farmach wiatrowych.

■ Sektory energochłonne

Trend rosnących cen energii elektrycznej zagraża szczególnie zakładom przemysłowym o wysokiej energochłonności. Do takich zakładów zaliczają się huty, dla których koszty wynikające ze zużycia energii sięgają nawet 40% kosztów zmiennych. Przedsiębiorstwa te narażone są na międzynarodową konkurencję, stąd ceny energii są kluczowym czynnikiem determinującym ich udział rynkowy.

Sektor energochłonny generuje i wspiera bezpośrednio i pośrednio ponad 10% polskiego PKB, 12,2% dochodów sektora finansów publicznych oraz zatrudnia ok. 1,3 mln pracujących (ponad 8% pracujących ogółem w Polsce). Sektor ten stanowią głównie przedsiębiorstwa z sektora chemicznego, górnictwa i wydobywania, lekkiego, metalowego oraz spożywczego. Firmy energochłonne wpływają na gospodarkę Polski nie tylko poprzez bezpośrednio generowane - wartość dodaną brutto, zatrudnienie oraz dochody sektora finansów publicznych.

Także poprzez pośredni popyt w łańcuchu dostawców oraz generowane dochody i wydatki konsumpcyjne gospodarstw domowych w całej gospodarce.

Jak ważnym sektorem dla polskiej gospodarki jest sektor energochłonny dowodzi również struktura PKB z ub. r., z której wynika, że to właśnie przemysł skutecznie amortyzował gwałtowny spadek spowodowany potrzebą zamykania gospodarki wskutek pandemii. Wysoki na tle krajów UE i stale rosnący udział przemysłu w PKB jest cechą wyróżniającą polską gospodarkę i niewątpliwie jednym z głównych źródeł sukcesu transformacji po 1989 r. Stawia to jednak Polskę w nietypowej z punktu widzenia większości krajów członkowskich sytuacji, gdzie transformacja niskoemisyjna przemysłu jest kluczowa dla perspektyw dalszego rozwoju gospodarczego kraju.

Plany transformacji niskoemisyjnej przemysłu energochłonnego wiążą się ze znacznym zwiększeniem zapotrzebowania na energię. Z punktu widzenia obecnego sektora wytwarzania konwencjonalnego, oznacza to że przyrost mocy w energetyce wiatrowej na lądzie nie będzie konkurować z istniejącymi mocami w górnictwie, a jedynie odpowiadać na zwiększone zapotrzebowanie na energię elektryczną.

Zaniechanie niezbędnych zmian odblokowujących energetykę wiatrową, poprzez ograniczenie dostępu do taniej i bezemisyjnej energii ograniczy rozwój całego sektora przemysłowego. W przypadku sektora energochłonnego, scenariusz ten uniemożliwi dekarbonizację, co potencjalnie zagrazi nawet 1,3 mln miejsc pracy.

W Federacji Przedsiębiorców Polskich działa Komitet Energii i Środowiska zajmujący się tematami transformacji energetycznej oraz tworzenia gospodarki o obiegu zamkniętym. □

Przypisy

1 Instrat - Wiatr w zagle. Zasada 10H a potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce.

2 Polskie Stowarzyszenie Energetyki Wiatrowej.

Patrycja Nowakowska,

Adwokat - Senior Associate, Zespół Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

Marek Malciak,

Adwokat - Senior Associate, Zespół Energetyki, Kancelaria Kubas Kos Gałkowski

Zmiany w funkcjonowaniu i zasadach rozliczania fotowoltaiki

Rynek fotowoltaiki (PV) rozwija się w ostatnich latach najszybciej ze wszystkich sektorów OZE w Polsce. Według danych statystycznych Agencji Rynku Energii, moc zainstalowana fotowoltaiki w Polsce wyniosła niemal 6 GW na koniec sierpnia 2021 r. O skali i tempie wzrostu tych instalacji świadczy fakt, że w sierpniu 2020 r. moc zainstalowana fotowoltaiki wyniosła niecałe 2,9 GW¹. W ciągu zatem tylko jednego roku (dodatkowo w trakcie pandemii COVID-19) nastąpił ponad 100% wzrost mocy zainstalowanej w PV.



Dość wskazać, że wyznaczony w PEP 2040 cel mocy zainstalowanej w fotowoltaice na 2025 (tj. 5,5 GW) został już przekroczony². Polskie Sieci Elektroenergetyczne szacują, że w 2025 r. uda się osiągnąć 10 GW, a może nawet i więcej. Ponadto, fotowoltaika już prawie zrównała się z mocą zainstalowaną w instalacjach wiatrowych (onshore), która na koniec sierpnia 2021 r. wynosiła prawie 6,8 GW³.

■ Intensywny rozwój fotowoltaiki w Polsce

Intensywny rozwój fotowoltaiki dotyczy zarówno instalacji o dużej mocy, jak i głównie przydomowych mikroinstalacji. Jest co najmniej kilka czynników leżących u podstaw tak wielkiego sukcesu branży fotowoltaicznej. Głównymi z nich są: (i) bezemisyjność źródła wytwórczego, (ii) stale zmniejszający się koszt instalacji PV, (iii) dofinansowanie do budowy mikroinstalacji PV w ramach kolejnych edycji programu „Mój Prąd” i możliwość skorzystania z ulgi termomodernizacyjnej, czy wreszcie (iv) istniejący dla mikroinstalacji PV korzystny system wsparcia w postaci opustów (rozliczenie net-metering).

System opustów pozwala traktować sieć elektroenergetyczną jako „wirtualny magazyn energii”, do którego trafiają nadwyżki energii elektrycznej wyprodukowanej w instalacji fotowoltaicznej i niezużytej w ramach autokonsumpcji. Inaczej system ten określa się mianem *net-metering*. Według obecnie obowiązujących zasad prosument wprowadzając 1 kWh do sieci dystrybucyjnej może z niej odebrać w okresie własnego zapotrzebowania 0,8 kWh (gdy wielkość jego instalacji wynosi do 10 kW) lub 0,7 kWh (gdy wielkość jego instalacji wynosi od 10 kW do 50 kW). Jednocześnie nie są pobierane od prosumenta przez operatora systemu dystrybucyjnego opłaty dystrybucyjne za ponowny przesył energii rozliczanej w opuszcie. Te przejrzyste i proste zasady rozliczeń za energię elektryczną wyprodukowaną

przez prosumentów, w powiązaniu z systematycznie drożejącą energią elektryczną w Polsce, powodują znaczne zainteresowanie społeczne tym sposobem produkcji i pozyskiwania energii. Jednocześnie wraz ze wzrostem liczby instalacji fotowoltaicznych wzrasta obciążenie sieci energetycznych, zwłaszcza sieci niskiego napięcia.

■ Uchwalone przez Sejm zmiany w Ustawie o Odnawialnych Źródłach Energii

□ Uwagi ogólne

Opisane zasady rozliczania energii elektrycznej produkowanej przez prosumentów w mikroinstalacjach znajdują się w ustawie z dnia 20 lutego 2015 r. o odnawialnych źródłach energii. W połowie 2021 r. zapowiedziano istotne zmiany tych zasad, których głównym celem była zmiana sposobu rozliczania energii elektrycznej wprowadzanej i pobieranej z sieci przez prosumentów w mikroinstalacjach. W dniu 2 lipca 2021 r. został wniesiony poselski projekt nowelizacji ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw (druk nr 1382), którego posłem sprawozdawcą była Posel Jadwiga Emilewicz. Zakładał on utrzymanie rozliczenia energii elektrycznej produkowanej i pobieranej z sieci przez prosumentów na dotychczasowych zasadach (*net-metering*) oraz dodawał definicję prosumenta zbiorowego i wirtualnego. Projekt ten był rozpatrywany na posiedzeniach Komisji do Spraw Energii, Klimatu i Aktywów Państwowych w dniach 20 lipca 2021 r. oraz 27 października 2021 r. Jednakże w dniu 28 października 2021 r. projekt zmiany ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw (druk nr 1382) został wycofany. W tym samym dniu złożony został nowy poselski projekt zmiany ustawy o OZE oraz niektórych innych ustaw (druk nr 1704), którego posłem sprawozdawcą został Posel Marek Suski. Ustawa ta została uchwalona przez Sejm RP na posiedzeniu już w dniu 29 października 2021 r. i trafi pod obrady

Senatu RP. Jej końcowy kształt nie jest zatem jeszcze znany. W dalszej części zostaną przedstawione najważniejsze zmiany ustawy o OZE przewidziane w ww. ustawie uchwalonej przez Sejm.

□ Uzasadnienie nowelizacji

Uzasadnienie nowelizacji ustawy o OZE jest bardzo krótkie, bowiem liczy niecałe półtorej strony. Nowelizacja w zakresie swojej regulacji wdraża do polskiego porządku prawnego: (i) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2018/2001 z dnia 11 grudnia 2018 r. w sprawie promowania stosowania energii ze źródeł odnawialnych (dyrektywa RED II) oraz (ii) dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2019/944 z dnia 5 czerwca 2019 r. w sprawie wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej oraz zmieniającą dyrektywę 2012/27/UE.

Jak wskazuje projektodawca, Ustawa „*ma na celu modyfikację funkcjonującego systemu wsparcia prosumpcji przez stworzenie warunków do szerszej partycypacji społeczeństwa. Głównym celem niniejszego projektu jest promocja wykorzystania odnawialnych źródeł energii w formule rozproszonej i obywatelskiej*”. Jednocześnie nowelizacja ma za zadanie umożliwić korzystanie ze wsparcia energetyki prosumenckiej przez grupy odbiorców energii, które dotychczas nie miały takiej możliwości, wprowadzając wariant „prosumenta zbiorowego energii odnawialnej” (służący budowie i eksploatacji instalacji odnawialnego źródła energii (OZE) w ramach budynków wielolokalowych) oraz „prosumenta wirtualnego energii odnawialnej” (opierającego się na koncepcji przypisania określonej części produkcji energii elektrycznej z oddalonej instalacji OZE do danego punktu poboru energii).

Projektodawca wyjaśnia również, że zawarte w nowelizacji ustawy o OZE działania mające na celu rozwój i wykorzystanie energetyki prosumenckiej i rozproszonej przyczynią się równocześnie do realizacji innych priorytetów rządu, takich jak:

- poprawa efektywności energetycznej,
- zmniejszenie emisyjności sektora energetycznego,
- poprawa lokalnego bezpieczeństwa energetycznego,
- walka ze zjawiskiem smogu.

□ **Nowe podmioty na rynku: prosument wirtualny, prosument zbiorowy oraz reprezentant prosumentów**

Nowelizacja ustawy o OZE wprowadza do słowniczka ustawowego definicję prosumenta wirtualnego (projektowany art. 2 pkt 27b ustawy o OZE) i prosumenta zbiorowego (projektowany art. 2 pkt 27c ustawy o OZE), występujące w tekście ustawy bezpośrednio po ogólnej definicji prosumenta (obejmującej też tzw. prosumenta biznesowego).

Prosumentem wirtualnym ma być odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w instalacji odnawialnego źródła energii przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej w innym miejscu niż miejsce dostarczania energii elektrycznej do tego odbiorcy, która jednocześnie nie jest przyłączona do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku wielolokalowego, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej. Zakładany model prosumenta wirtualnego przewiduje możliwość nabycia praw do określonej części produkcji energii ze źródła odnawialnego, które jest oddalone od miejsca poboru energii.

Prosumentem zbiorowym ma być odbiorca końcowy wytwarzający energię elektryczną wyłącznie z odnawialnych źródeł energii na własne potrzeby w mikroinstalacji lub małej instalacji przyłączonej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej za pośrednictwem wewnętrznej instalacji elektrycznej budynku

wielolokalowego, w której znajduje się punkt poboru energii elektrycznej tego odbiorcy, pod warunkiem że w przypadku odbiorcy końcowego niebędącego odbiorcą energii elektrycznej w gospodarstwie domowym, wytwarzanie to nie stanowi przedmiotu przeważającej działalności gospodarczej.

Z kolei reprezentantem prosumentów (art. 2 pkt 29b ustawy o OZE) ma być osoba fizyczna, osoba prawna lub jednostka organizacyjna niebędąca osobą prawną, której ustawa przyznaje zdolność prawną, uprawniona na podstawie umowy, zawieranej z prosumentami wirtualnymi lub zbiorowymi, do reprezentacji prosumentów wirtualnych lub prosumentów zbiorowych, w szczególności w relacjach z operatorem systemu dystrybucyjnego, zarządcą budynku wielolokalowego lub organami administracji architektoniczno-budowlanej, a w przypadku prosumenta wirtualnego energii odnawialnej - także podmiotem odpowiedzialnym za bilansowanie handlowe.

Zgodnie z wprowadzonym art. 4a ust. 1 ustawy o OZE, konieczne jest zawarcie umowy przez prosumentów zbiorowych lub prosumentów wirtualnych, jeśli więcej niż jeden prosument zbiorowy wytwarza energię elektryczną w mikroinstalacji lub małej instalacji lub gdy więcej niż jeden prosument wirtualny wy-

tworzy energię elektryczną w instalacji OZE. Określa się w niej m. in.:

- przysługujący poszczególnym prosumentom zbiorowym energii odnawialnej lub prosumentom wirtualnym energii odnawialnej udział, wyrażony w procentach, w wytwarzaniu energii elektrycznej z odnawialnego źródła energii oraz maksymalną moc zainstalowaną elektryczną, wyrażoną w jednostkach energii, której ten udział odpowiada; udział ten jest określany co najmniej na okres 12 miesięcy; w przypadku zmiany tego udziału po upływie ww. okresu zmiana taka obowiązuje przez okres 12 miesięcy;
- tytuł prawny przysługujący prosumentom zbiorowym do mikroinstalacji lub małej instalacji lub tytuł prawny przysługujący prosumentom wirtualnym do instalacji OZE;
- reprezentanta prosumentów.

Ustawodawca przesądza również, że mikroinstalacja i mała instalacja wykorzystywana przez prosumentów zbiorowych nie stanowią części składowej budynku wielolokalowego (nowy art. 4a ust. 2 ustawy o OZE). Oznacza to, że instalacje PV nie stają się własnością właściciela nieruchomości, na której posadowiony jest budynek wielolokalowy.



fol. Biel Merro on Unsplash

□ Zmiana systemu rozliczeń z *net-metering* na *net-billing*

Podstawową zmianą przygotowaną przez legislatora jest zastąpienie obecnie obowiązującego systemu rozliczeń *net-metering* (opartego o przedstawiony wyżej system opustów i dokonywanego na podstawie wskazań urządzenia pomiarowo-rozliczeniowego dla danej mikroinstalacji) na system rozliczeń finansowych *net-billing*. Opiera się on na odrębnym rozliczaniu energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i energii elektrycznej pobranej z sieci w oparciu o wartości jednostki energii ustalonej według ceny giełdowej godzinowej. Prosument uzyskiwałby cenę rynkową za energię elektryczną wprowadzoną do sieci z własnej instalacji PV. Z kolei, za energię elektryczną pobieraną z sieci płaciłby takie same kwoty jak inni odbiorcy, obejmujące wszystkie opłaty (w tym opłatę dystrybucyjną) i podatki. Zmiana ta najprawdopodobniej spowoduje dłuższy okres zwrotu inwestycji w fotowoltaikę (w zależności od wysokości cen energii elektrycznej w przyszłości), lecz jak przekonuje ustawodawca w uzasadnieniu do nowelizacji jest ona konieczna, bowiem z jednej strony stanowi wdrożenie unijnej dyrektywy RED II⁴, a z drugiej oczekuje się, że zmniejszy obciążenie sieciowe w sieciach niskiego napięcia.

W celu prawidłowego dokonywania opisanych rozliczeń operator systemu dystrybucyjnego udostępni sprzedawcy zobowiązanemu dane obejmujące godzinowe wolumeny energii elektrycznej wprowadzanej i pobranej z sieci dystrybucyjnej przez prosumentów i prosumentów zbiorowych. Udostępnienie to ma następować w oparciu o system teleinformatyczny, który ma zacząć działać od 1 lipca 2022 r.

Model *net-billing* miałby co do zasady zastosowanie do prosumenckich instalacji fotowoltaicznych, w których wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej nastąpiło od 1 kwietnia 2022 r. Uprawnienie do rozliczenia energii elektrycznej w systemie *net-billing* powstaje od daty wytworzenia po raz pierwszy energii elektrycznej z OZE i wprowadzenia jej do sieci dystrybucyjnej oraz trwa przez okres kolejnych 15 lat.

Z kolei prosumenckie instalacje fotowoltaiczne, w których wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej nastąpiło do 31 marca 2022 r. będą nadal mogły korzystać z systemu *net-metering*. Jest to związane z zasadą ochrony praw nabytych przez osoby, które już korzystają z rozliczeń na podstawie *net-metering* lub rozpoczęły korzystanie do 31 marca 2022 r. (ekspektatywa nabycia prawa do rozliczenia *net-metering*).

Przy czym przewidziane jest zastosowanie systemu *net-metering* (na dotychczasowych zasadach) dla rozliczenia energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 30 czerwca 2022 r. wobec ilości energii elektrycznej pobranej z tej sieci w tym okresie w celu jej zużycia na potrzeby własne przez prosumenta i prosumenta zbiorowego. Warunkiem jednak skorzystania z tego okresu przejściowego jest wytworzenie i wprowadzenie energii elektrycznej do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej po raz pierwszy w okresie od 1 kwietnia 2022 r. do 30 czerwca 2022 r.

Uchwalona ustawa, o ile zostanie przyjęta przez Senat RP w niezmiennym kształcie i podpisana przez Prezydenta RP stanowi istotną zmianę w segmencie fotowoltaiki, zmieniając zasady

rozliczeń prosumentów, ale także wprowadzając model prosumpcji rozproszonej i obywatelskiej. Może przełożyć się wprost proporcjonalnie na tempo wzrostu mocy zainstalowanych w fotowoltaice w Polsce.

□ Ochrona konsumencka

Ustawa nowelizująca o OZE zakłada, że do rozliczeń wartości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej i pobranej z tej sieci, w przypadku prosumenta, prosumenta zbiorowego i prosumenta wirtualnego, będących konsumentami w rozumieniu przepisów kodeksu cywilnego, stosuje się przepisy o ochronie praw odbiorcy końcowego oraz przepisy dotyczące ochrony konsumenta (nowy art. 4 ust. 7 ustawy o OZE).

Jednocześnie wprowadzony art. 4 ust. 8 ustawy o OZE przesądza, że wytwarzanie oraz wprowadzanie do sieci dystrybucyjnej energii elektrycznej przez prosumenta, prosumenta zbiorowego lub prosumenta wirtualnego, niebędących przedsiębiorcami w rozumieniu ustawy Prawo przedsiębiorców, nie stanowi działalności gospodarczej.

□ Vacatio legis

Wejście w życie ustawy nowelizującej ustawę o OZE przewidziano na 1 kwietnia 2022 r. Wyjątkiem jest szereg przepisów wymienionych w art. 9 pkt 2 ustawy nowelizującej, które w zakresie w jakim dotyczą prosumenta wirtualnego, wejdą w życie z dniem 2 lipca 2024 r. Warto odnotować, że ogólny termin wejścia w życie ustawy nowelizującej ustawę o OZE pierwotnie miał przypaść na dzień 1 stycznia 2022 r., a w kolejnej wersji projektu nowelizacji na dzień 1 lutego 2022 r. Wydłużenie zatem *vacatio legis* jest pewnego rodzaju kompromisem łączącym różne oczekiwania szeroko rozumianych interesariuszy tej ustawy. □

Przypisy

- 1 Por. <https://www.ure.gov.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> - dostęp: 29.10.2021 r.
- 2 Por. <https://www.gov.pl/web/klimat/polityka-energetyczna-polski-do-2040-r-przyjeta-przez-rade-ministrow> - dostęp: 29.10.2021 r.
- 3 Por. <https://www.ure.gov.pl/wydawnictwa#informacja-statystyczna-o-energii-elektrycznej> - dostęp: 29.10.2021 r.
- 4 Zgodnie z dyrektywą RED II system *net-billing* powinien obowiązywać od początku 2024 r.

Nowa energia z wiatru

Jak kształtować polski rynek offshore?

Morska energetyka wiatrowa to obecnie jedna z najbardziej perspektywicznych dróg zielonej transformacji energetycznej dla Polski. Jak sprostać ambitnym planom rozwoju MEW? Jakimi podążać szlakami? Przegląd praktyk realizowanych przez europejskich liderów rynku oraz działań już podejmowanych przez polskie instytucje, jak ARP S.A., wskazują na kierunki rozwoju MEW w naszym kraju.

Z pewnością warto obecnie czerpać z doświadczeń krajów, w których offshore od lat rozwija się najbardziej harmonijnie, zarazem mając na uwadze specyfikę polskiego rynku. Ten może stać się istotnym elementem morskiej energetyki wiatrowej w rejonie Morza Bałtyckiego. By tak się jednak stało, należy sprostać kilku kluczowym wyzwaniom. Zalicza się do nich utworzenie stabilnych łańcuchów dostaw, przygotowanie odpowiednich podstaw legislacyjnych, czy stworzenie mechanizmów wsparcia dla realizowanych inwestycji. To wszystko pozwoli w pełni wykorzystać potencjał local content.

Spojrzenie na doświadczenia krajów zachodnich, które rozwijały morską energetykę wiatrową, pokazuje, jakie zadania są priorytetowe w kontekście rozwoju offshore. Przede wszystkim należy umiejętnie prowadzić pilotażowe projekty w sektorze MEW. Jak wynika z doświadczeń liderów rynku takich jak Wielka Brytania i Niemcy, stworzenie pierwszej infrastruktury w danym regionie z zasady ułatwia realizację dalszych inwestycji, w tym pozyskiwanie inwe-

storów. Na tym polega kolejne zadanie - zachęcanie liderów rynku globalnego do aktywności w regionie, w którym MEW się rozwija. Tak, aby owi liderzy wspierali lokalne firmy i mogli przekazywać swoje know-how. Wreszcie, kluczowe znaczenie mają mechanizmy wsparcia (przede wszystkim ze strony instytucji państwowych) dla przedsiębiorstw wchodzących na rynek morskiej energetyki wiatrowej. Dotyczy to tak firm z wcześniejszym do-

świadczeniem w sektorach pokrewnych (jak lądowa energetyka wiatrowa, przemysł stoczniowy, czy produkcja wielkogabarytowych konstrukcji stalowych), jak i nowych innowacyjnych przedsiębiorstw. Tu przykładem mogą być Niemcy, gdzie wprowadzono odpowiednie normy dotyczące certyfikacji morskich farm wia-

„ Cel, do którego dąży ARP S.A., jest jasny. Polskie przedsiębiorstwa mają stać się ważnymi graczami w globalnych łańcuchach dostaw

trowych. Wykonawcy projektów w sektorze offshore są tam zobligowani do spełnienia określonych standardów w każdej fazie realizowanej inwestycji. Nad wszystkim czuwa Federalna Agencja Morska i Hydrograficzna. Przy czym różne etapy projektu mogą być oceniane przez niezależne od siebie jednostki certyfikujące. Ten proces zapewnia spójność i bezpieczną realizację projektów MEW.

Przykład duński wskazuje na praktyki związane z promowaniem local content. Rozwój morskiej energetyki wiatrowej w tym kraju opiera się na dwóch fundamentach. Po pierwsze, to podmioty o duńskim kapitale są generalnymi operatorami i wykonawcami inwestycji. Po drugie, przy realizacji projektów kładzie się nacisk na ich wpływ na środowisko oraz lokalne społeczności. Dobro lokal-

ne nierzadko jest przedkładane ponad profity płynące z MEW. Przy tym co ciekawe, zgodnie z tamtejszą ustawą o promocji energetyki odnawialnej właściciele morskich farm wiatrowych zlokalizowanych w odległości mniejszej niż 16 km od linii brzegowej - są zobligowani do zaoferowania 20% udziałów we własności farm wiatrowych, lokalnym mieszkańcom.

Inny lider europejskiego sektora offshore to Wielka Brytania. Brytyjczycy rozpoczęli budowę łańcucha dostaw do MEW, startując z niemal zerowego pułapu. Tymczasem obecnie udział local content w inwestycjach realizowanych w Wielkiej Brytanii to 50%. Pomagają w tym tworzone przez Brytyjczyków systemy wsparcia, a także fakt, że wiele firm z brytyjskiego łańcucha dostaw w znacznej mierze wywodzi się z sektora ropy i gazu.

Jak w kontekście europejskiego krajobrazu offshore przedstawiają się polskie doświadczenia z MEW? Szansa rozwojowa jaka płynie dla Polski i local content z sektora morskiej energii wiatrowej, została dostrzeżona przez budujących potencjał rodzimego offshore. Agencja Rozwoju Przemysłu S.A. by tworzyć efektywne środowisko rozwoju dla polskiego przemysłu w kontekście MEW, podjęła konkretne działania.

Polegały one na konsolidacji spółek podległych ARP S.A. działających na rynku stoczniowym oraz offshore. Tym sposobem w wyniku integracji spółek Stocznia Gdańsk, GSG Towers, Baltic Operator i Energomontaż Północ Gdynia (EPG) powstał nowy podmiot - Grupa Przemysłowa Baltic (GPB). To ma w zamierzeniu doprowadzić do realizacji jednego z kluczowych celów, jakie stawia przed sobą ARP S.A. - wzmocnienia łańcucha dostaw w celu maksymalizacji udziału local content w kolejnych fazach rozwoju MEW w Polsce.

W ramach Grupy Kapitałowej ARP przeprowadzono analizę możliwości i nakładów potrzebnych do zaistnienia w nowych obszarach łańcucha dostaw. Jak się okazało, wykorzystanie kompetencji

Grupy Przemysłowej Baltic w produkcji wież dla lądowej energetyki wiatrowej oraz unikatowej lokalizacji spółki może pozwolić na efektywną produkcję wież dla MEW. Warto dodać, że poprzez swoją spółkę-córkę - Energomontaż Północ Gdynia - GPB już obecnie uczestniczy w łańcuchu dostaw dla MEW i eksportuje swoje produkty za granicę.

Cel do którego dąży ARP S.A., jest jasny. Polskie przedsiębiorstwa mają stać się ważnymi graczami w globalnych łańcuchach dostaw. Dlatego ARP S.A. promuje także ideę, wedle której wsparcie dla poszczególnych inwestycji w ramach morskiej energetyki wiatrowej powinno być uzależniane od udziału krajowych przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw oraz wpływu realizowanych inwestycji na społeczność lokalną.

Między innymi do realizacji tej idei odnosi się porozumienie sektorowe na rzecz rozwoju MEW w Polsce. Podpisane zostało we wrześniu 2021 r. przez ok. 200 różnych podmiotów biznesowych i administracyjnych. Wedle jego założeń w polskiej strefie Morza Bałtyckiego do 2030 r. będzie zainstalowana infrastruktura zdolna wytworzyć 5,9 gigawata energii. Zaś do 2040 r. ma ona wytwarzać już 11 GW energii. Przy czym udział local content w pierwszej przedaukcyjnej fazie ma wynieść minimum 20-30%, natomiast w drugiej, aukcyjnej fazie, minimum 45%.

Te rozwiązania mają pomóc w zabezpieczeniu interesów polskich firm. W zamyśle wspomogą także stymulację lokalnej gospodarki oraz pozwolą w pełni wykorzystać potencjał drzemący w Polsce. Ten zaś jest ogromny. Wedle prognoz zawartych w porozumieniu sektorowym wartość eksportu z sektora MEW wyniesie 2 mld zł do 2030 r. i aż 5 mld zł do 2040 r. Zatrudnienie (bezpośrednie oraz pośrednie) ma z kolei wynieść minimum 30 tys. osób do 2030 r. i 60 tys. do 2040 r. Czerpiąc z dobrych wzorców i tworząc własną unikalną ścieżkę rozwoju, w perspektywie dwóch dekad możemy się więc stać prawdziwym europejskim liderem sektora offshore. □



XXV Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach

W dniach 12-15 września 2021 r. w Międzyzdrojach odbyło się XXV Forum Ciepłowników Polskich, zorganizowane przez Izbę Gospodarczą Ciepłownictwo Polskie. Patronatem Honorowym Forum był Prezes Urzędu Regulacji Energetyki - Rafał Gawin, a Partnerami były firmy: ECO, Fortum, PGE Energia Ciepła, SEC, Grupa Veolia i Unisoft. Patronat medialny branżowy nad Forum objęły: ARE, CIRE, COW, INSTAL, Nowa Energia, Energetyka Ciepła i Zawodowa oraz Energia i Recykling.

12 września, podczas posiedzenia Kapituły Laurów Ciepłownictwa - pod kierownictwem Przewodniczącego Kapituły Pana Jacka Szymczaka - z propozycji Komisji Wnioskującej wybrani zostali Laureaci tegorocznego Lauru.

W br. Kapituła Laurów przyznała nagrody w kategoriach:

Laurem Honorowym - uhonorowany został **Ryszard Wasilek**, Wiceprezes PGE SA, wieloletni Członek oraz Przewodniczący Rady IGCP.

LAUR w kategorii wiodące przedsiębiorstwo ciepłownicze - zgodnie z maksymą „Pierwszy wśród równych”:

■ **sprzedaż ciepła poniżej 200 000 GJ - Zambrowskie Ciepłownictwo i Wodociągi Sp. z o.o. w Zambrowie.** Nominację do nagrody w tej kategorii otrzymały również przedsiębiorstwa: Veolia Szczytno Sp. z o.o. w Szczytnie; Miejska Energetyka Ciepła Sp. z o.o. w Świdwinie;



Uczestnicy XXV Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach



Powitanie uczestników przez Jacka Szymczaka, Prezesa IGCP i Bogusława Regulskiego, Wiceprezesa IGCP



Michał Kurtyka, Minister Klimatu i Środowiska



Paweł Salek, Doradca Prezydenta RP Andrzeja Dudy



Ryszard Wasilek, Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych, PGE Polska Grupa Energetyczna SA



Wręczenie Laurów Ciepłownictwa



Panel Dyskusyjny „Transformacja - wymiar europejski”



Panel Dyskusyjny „Transformacja - wymiar polski”

- **sprzedaż ciepła w granicach 200 001-1 000 000 GJ - Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gnieźnie.** Nominację do nagrody w tej kategorii otrzymały również: Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Mińsku Maz., OPEC-SYSTEM Sp. z o.o. w Grudziądzu;
- **sprzedaż ciepła powyżej 1 000 001 GJ - Gdańskie Przedsiębiorstwo Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Gdańsku.** Nominacje do nagrody w tej kategorii otrzymały również: Veolia

Energia Łódź SA, Veolia Energia Poznań SA w Poznaniu.

Laurem Zasłużony dla ciepłownictwa - Laur dla osoby, która nieprzerwanie przez co najmniej 25 lat zatrudniona była na stanowisku dyrektora lub prezesa przedsiębiorstwa ciepłowniczego - uhonorowani zostali:

- **Rudolf Widziszowski**, Prezes Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej - Gliwice Sp. z o.o.,
- **Ireneusz Zagrodzki**, Prezes Przedsiębiorstwa Energetyki Ciepłej „EMPEC” Sp. z o.o. w Ustce,

- **Marek Szabałowski**, Prezes Miejskiej Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Szczecinku.

Laureatem nagrody Firma Pełna Ciepła - Programu Promocji Ciepła Systemowego - w br. uhonorowana została **Miejska Energetyki Ciepłej Sp. z o.o. w Koszalinie.**

Nagrody zostały wręczone 13 września 2021 r. w trakcie Sesji Inauguracyjnej XXV Forum Ciepłowników Polskich w Międzyzdrojach.

Laureatom gratulujemy!!!
Szczegóły: www.igcp.pl

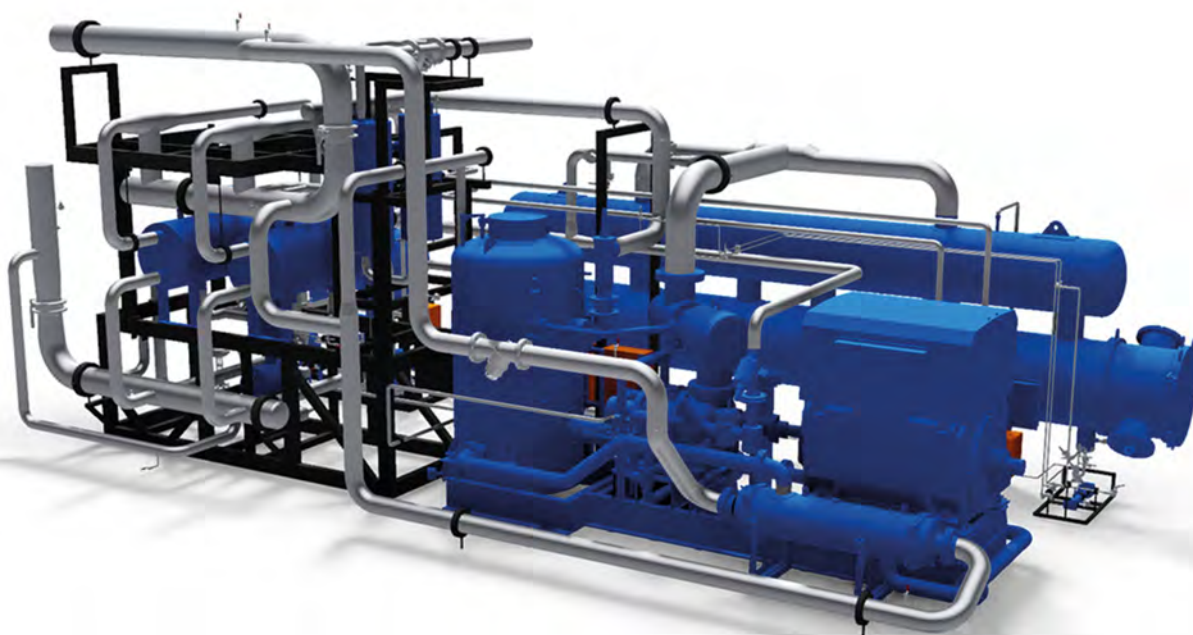




Kenneth Hoffmann,
Product Manager Heat Pumps, Engineering Support Refrigeration Technologies,
GEA REFRIGERATION POLAND Sp. z o.o.

Przedsiębiorstwo E.ON zamienia ścieki w cenne zasoby dzięki technologii pomp ciepła od GEA

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych z ogrzewania dostarczanego do szwedzkiego miasta Malmö, wymagało diametralnej zmiany strategii dużego zakładu energetycznego i zastosowania wydajnych energetycznie pomp ciepła od GEA. Po zbadaniu wody oczyszczalni ścieków uznano za najlepsze źródło ogrzewania dla gospodarstw domowych, a to innowacyjne podejście polegało na przekształceniu odpadów w użyteczną energię.



Model 3D amoniakalnej pompy ciepła GEA przeznaczonej do projektu Malmö

■ Cel dotyczący śladu węglowego

Pod szyldem „Czysty rok 2025” przedsiębiorstwo energetyczne E.ON Sweden, czyni starania w kierunku ambitnych celów ochrony klimatu, sformułowanych po raz pierwszy w 2017 r. Zamierza dostarczać odbiorcom energię w 100% odpadową lub odnawialną do 2025 r. i opracowuje odpowiednie środki w celu osiągnięcia tego celu.

W przedsiębiorstwie uznano, że amoniakalne pompy ciepła GEA idealnie nadają się do sieci ciepłowniczej w południowej Szwecji, aby wraz z biomasą oraz innymi odnawialnymi technologiami

gospodarstw domowych i przyczynia się do oszczędności na poziomie 50 000 ton CO₂ rocznie.

■ Energia z odpadów

Niezależnie od tego, czy czerpią energię ze ścieków, czy ze spalarni odpadów, pompy ciepła szybko stają się preferowaną odnawialną technologią sieci ciepłowniczych i ogrzewania domów, ponieważ spełniają coraz surowsze zasady ochrony środowiska oraz redukują emisję CO₂ i koszty eksploatacji.

Pompy ciepła działające w Malmö korzystają z ciepła odpadowego pochodzącego ze ścieków i spalarni odpadów.

tecne ciepło dla sieci ciepłowniczej, a zintegrowane pompy ciepła współpracują z pobliską spalarnią odpadów. Pompę ciepła zaprojektowano z myślą o generacji temperatury do 80°C, lecz rzadko wymagana będzie dostawa temperatury wyższej niż 71°C.

■ Amoniak - klucz do zrównoważonej przyszłości

Wraz z eliminacją gazów fluorowanych w celu spełnienia stosownego europejskiego rozporządzenia, mającego także na celu redukcję emisji gazów cieplarnianych, coraz popularniejsze



Instalacja amoniakalnych pomp ciepła GEA w przedsiębiorstwie E.ON w Malmö

ograniczyć emisję gazów cieplarnianych z ogrzewania. Cztery pompy ciepła GEA, każda o wydajności cieplnej 10 MW, zostały zainstalowane obok oczyszczalni ścieków i spalarni odpadów na terenie portu w mieście Malmö. Obecnie dostarczają 8% całej energii do około 100 000 domostw, co stanowi równowartość rocznego zużycia energii przez 10 000

Zakład E.ON postanowił wykorzystać w systemie poddawane recyklingowi ścieki z uwagi na wyższą temperaturę emitowaną przez oczyszczalnię (14°C) - woda jest cieplejsza niż podziemna woda morska, która jest zbyt zimna do efektywnego wykorzystania.

Pozyskane 30 MW energii cieplnej ze ścieków zostaje zamienione w uży-

stają się naturalne czynniki chłodnicze, zwłaszcza amoniak: czynnik chłodniczy przyjazny dla środowiska, który jest łatwo dostępny, niedrogi i nie powoduje globalnego ocieplenia, ani redukcji warstwy ozonowej.

Choć to nie pierwszy raz, gdy pompy ciepła zostają zastosowane w Szwecji, to projekt w Malmö jest pierwszym w kra-



Amoniakalna pompa ciepła GEA w przedsiębiorstwie E.ON w Malmö

ju wykorzystującym amoniak. Przedsiębiorstwo E.ON wybrało amoniak zamiast czynników chłodniczych na bazie innych substancji chemicznych z uwagi na unięne rozporządzenie w sprawie gazów fluorowanych, które stawia sobie za cel redukcję HFC o 79% do 2030 r. oraz z uwagi na troskę o świadomych środowiskowo odbiorców energii i zrealizowanie wobec nich zobowiązania.

czych stały się nieprzyszłościowe. Amoniak to czynnik chłodniczy przyszłości.

■ Przygotowania do zadania

Kenneth podsumował wiedzę naukową popierającą efektywną kosztowo technologię pomp ciepła, która przemienia sieci ciepłownicze i ogrzewanie do-

” W wypadku pompy ciepła liczy się każdy stopień, a im dokładniejsza początkowa koncepcja, tym więcej energii można zaoszczędzić

Mats Egard, Kierownik Projektu w E.ON Värme Sverige AB, powiedział: *Taniej byłoby zainstalować pompę ciepła wykorzystującą R134a, lecz nie sądziliśmy, żeby był to czynnik chłodniczy na przyszłość, a przecież zamierzamy stać się w 100% odnawialni. Przed upływem 2025 r. będziemy dostarczać do sieci ciepłowniczej energię pochodzącą z odpadów, albo źródeł odnawialnych.*

Kenneth Hoffman, Kierownik Produkcji ds. Pomp Ciepła w GEA, dodał: *Starsze systemy działały na czynnik chłodniczy zawierający gazy fluorowane, ale rozporządzenie w sprawie tych gazów sprawiło, że systemy zawierające dużą ilość tego rodzaju czynników chłodni-*

mów oraz dostarcza energię odpadową, która zapewni mieszkańcom Malmö ciepło na długie lata.

Powiedział: *Cztery pompy ciepła pracują równolegle, aby dostarczyć obiecaną temperaturę. Każda z nich ma współczynnik efektywności (COP) przekraczający 3,5, a zatem na każdą 1 kWh energii elektrycznej zużytą przez pompę, 3,5 kWh ciepła zostaje wyprodukowane dla miasta.*

System pomp ciepła wymaga kompleksowej analizy żądanych temperatur oraz oceny odpowiednich parametrów procesu. W wypadku pompy ciepła liczy się każdy stopień, a im dokładniejsza początkowa koncepcja, tym więcej

energii można zaoszczędzić. Zamiast skupiać się na rurach o małych średnicach ze znaczną różnicą temperatur, aby ograniczyć koszty początkowe, warto zainwestować w pompy ciepła, które przełożą się na regularne oszczędności uzyskiwane każdego dnia.

■ Wspieranie bardziej zrównoważonego rozwoju

Technologia pomp ciepła zapewnia oszczędności energetyczne bez względu na branżę, w której jest stosowana oraz zakres, w jakim jest używana. Pozwala realizować proste zadania, takie jak ogrzewanie i chłodzenie małych domów podmiejskich, ale także odgrywa podstawową rolę w strategiach super inteligentnej i zerowej emisji w sieciach ciepłowniczych.

W krajach z mniej surowymi wymogami emisyjnymi lub tam, gdzie polityka typu „limit i handel” na to zezwala, niektórzy producenci decydują się zachować status quo, tym bardziej, że paliwa kopalne nadal są tańsze niż czystsze rozwiązania energetyczne. Jednakże według prognoz Międzynarodowej Agencji Energetycznej IEA do osiągnięcia celów zrównoważenia przed 2030 r. udział technologii czystej energii, na przykład pomp ciepła, czy ogrzewania energią słoneczną, musi się potroić i objąć ponad jedną czwartą sprzedawanych nowych urządzeń grzewczych. Zatem działamy już teraz i projektujemy razem z myślą o lepszym świecie!

Zakres dostaw GEA:

- Rozwiązanie GEA: Dopasowany system pomp ciepła (4 pompy ciepła),
- Wydajność grzewcza: 40 MW,
- Źródło ciepła: Ścieki (10°-20°C),
- Nośnik ciepła: woda w sieci ciepłowniczej (42°-63°C),
- COP: >3.5 (średnia roczna),
- Typ sprężarki: Sprężarki śrubowe GEA Grasso,
- Naturalny czynnik chłodniczy: Amoniak. □

Michał Dziennik,

Pełnomocnik Zarządu ds. Rozwoju Systemów Ciepłowniczych w Poznaniu,
Veolia Energia Poznań S.A.

Dekarbonizacja systemów ciepłowniczych

Dekarbonizacja powinna się zacząć w głowie każdego z nas, zmianą sposobu myślenia o wytwarzaniu i przesyłaniu ciepła oraz zmianą patrzenia na procesy pozyskiwania energii jako na procesy egzotermiczne, czyli takie, które emitują energię, a nie endotermiczne, czyli takie, które energię pochłaniają.

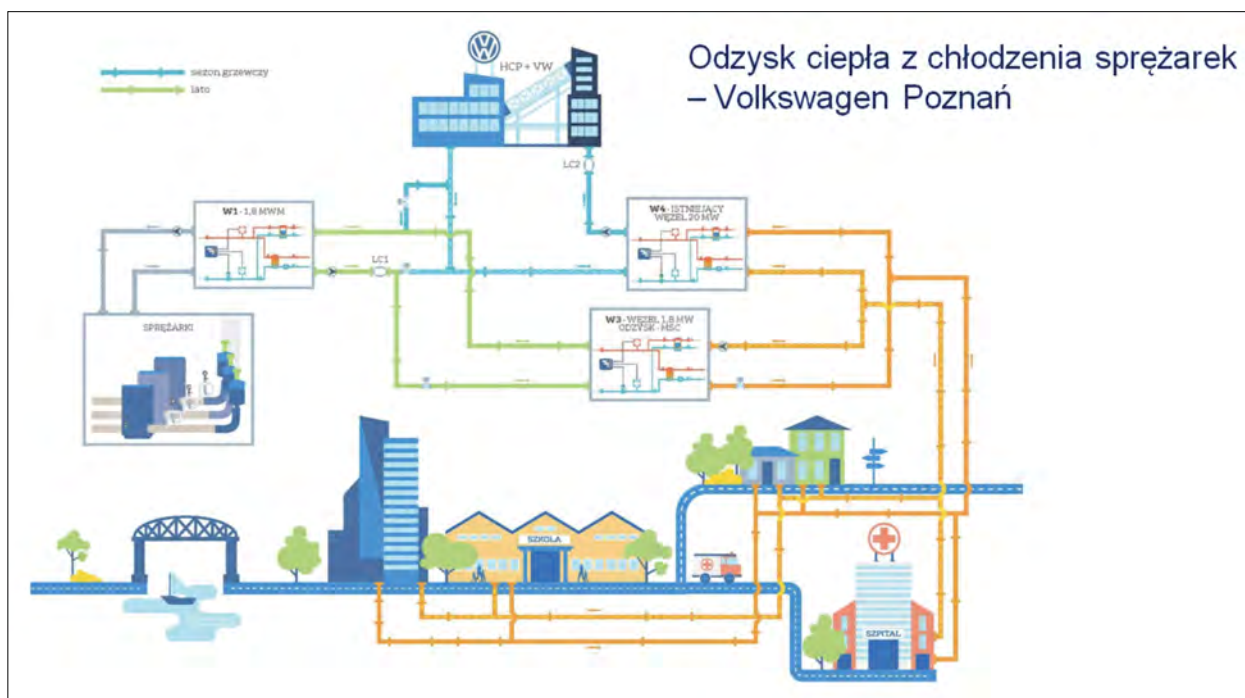
Zgodnie z literaturą dotyczącą zmian klimatu, według szacunków wykonanych różnymi metodami, wzrost średniej temperatury na ziemi od ery „przedindustrialnej” (tj. w porównaniu do lat 1850-1900) wynosi około 0,8-1,3°C. Dominującą przyczyną globalnego ocieplenia

od połowy XIX w. są czynniki związane z ludzką działalnością, a przede wszystkim emisja gazów cieplarnianych. Efekt cieplarniany odkrył w 1824 Jean Baptiste Joseph Fourier i potrzeba było około 200 lat, aby to odkrycie zyskało globalny realny wpływ na nasze ży-

cie - na konieczność zmiany naszych przyzwyczajeń, zachowań, sposobów pozyskiwania energii, a nawet w pewnym sensie zmiany filozofii życia na mniej konsumpcyjną. Proces ten w realnym świecie energetyki, jest trudny, ponieważ poziom emisji naszych instalacji jest



Rys. 1. Kontrakty terminowe na emisję CO₂



Rys. 2. Odzysk ciepła z chłodzenia sprężarek - Volkswagen Poznań

wysoki i bardzo trudno odzyskać energię użyteczną ze środowiska, którego egzergia na ogół jest niska (pomijam tu czynne wulkany). A więc główny wysiłek zarządzających spółkami ciepłowniczymi, projektantów, architektów, urbanistów powinien zostać skierowany na zmniejszenie egzergii nowych, projektowanych instalacji, jak i tych już istniejących, co jest jeszcze trudniejsze.

■ Znaczenie cen uprawnień do emisji CO₂

Wprowadzany przez UE nowy program ograniczenia emisji CO₂ - Fit for 55, przy braku inwestycji nie tylko w energetykę (i to zarówno tę ciepłą, jak i zawodową), ograniczających wzrost emisji CO₂, będzie powodować dalszy wzrost ceny uprawnień. I pomimo, że wszyscy sobie zdajemy sprawę z konieczności działań proekologicznych, to dopiero wzrost cen tych emisji powyżej 50 EUR/tonę spowodował realne zainteresowanie managementu spółek energetycznych tym problemem.

Ceny uprawnień do emisji CO₂ w 2007 r. wynosiły około 4 EUR/tonę.

W styczniu tego roku cena wynosiła ok. 35 EUR/tonę, natomiast obecnie waha się w granicach od 60-65 EUR/tonę. Jak widać, dynamika wzrostu ceny uprawnień jest o wiele większa, niż dynamika zmiany naszej świadomości (rys. 1).

Założenia „Fit for 55” w sposób bezpośredni przełożą się na ceny uprawnień do emisji i tym samym cenę energii, jeśli tempo naszej transformacji będzie zbyt wolne. Pomimo, że Dyrektywa ETS nie zmienia się w stosunku do obowiązujących ograniczeń emisji CO₂ (zakładane do 2030 r. ograniczenie emisji CO₂ do 55%), to wprowadza się nowe poziomy wykorzy-

■ Wymogi transformacji

Jedną ze stron tej transformacji są inwestorzy. Ze względu na zbliżającą się perspektywę 2030 r., budynki obecnie projektowane powinny już spełniać nowe wymogi, a obecnie trudno nawet zauważyć jakiegokolwiek zmiany w podejściu do projektowania nowych obiektów. Budynki planowane do podłączenia do miejskiej sieci w latach 2023-2025 nadal charakteryzują się zapotrzebowaniem ciepła na poziomie ok. 60-70 W/m², projektowane instalacje w przeważającej większości są tradycyjne, na poziomie temperatu-

„ Założenia „Fit for 55” w sposób bezpośredni przełożą się na ceny uprawnień do emisji i tym samym cenę energii, jeśli tempo naszej transformacji będzie zbyt wolne

stania źródeł odnawialnych. W przypadku RED obecnie jest 32%, wg Fit for 55-40% do 2030 r., w przypadku EED mieliśmy 32.5% oszczędności energii na poziomie UE, a na poziomie krajowym 0,8%; wg Fit for 55 mamy 36.5% na poziomie UE, a 1,5% na poziomie krajowym.

ry zasilania 70°C bez źródeł odnawialnych. A przecież pierwsze zmiany powinny nastąpić już na etapie planowania - zarówno w dokumentacji projektowej, jak i w Studium uwarunkowań, czy Założeniach do planu zaopatrzenia gminy w media. Właśnie te dokumenty powin-

ny kształtować nowe zasady i wywierać na inwestorów presję zmiany.

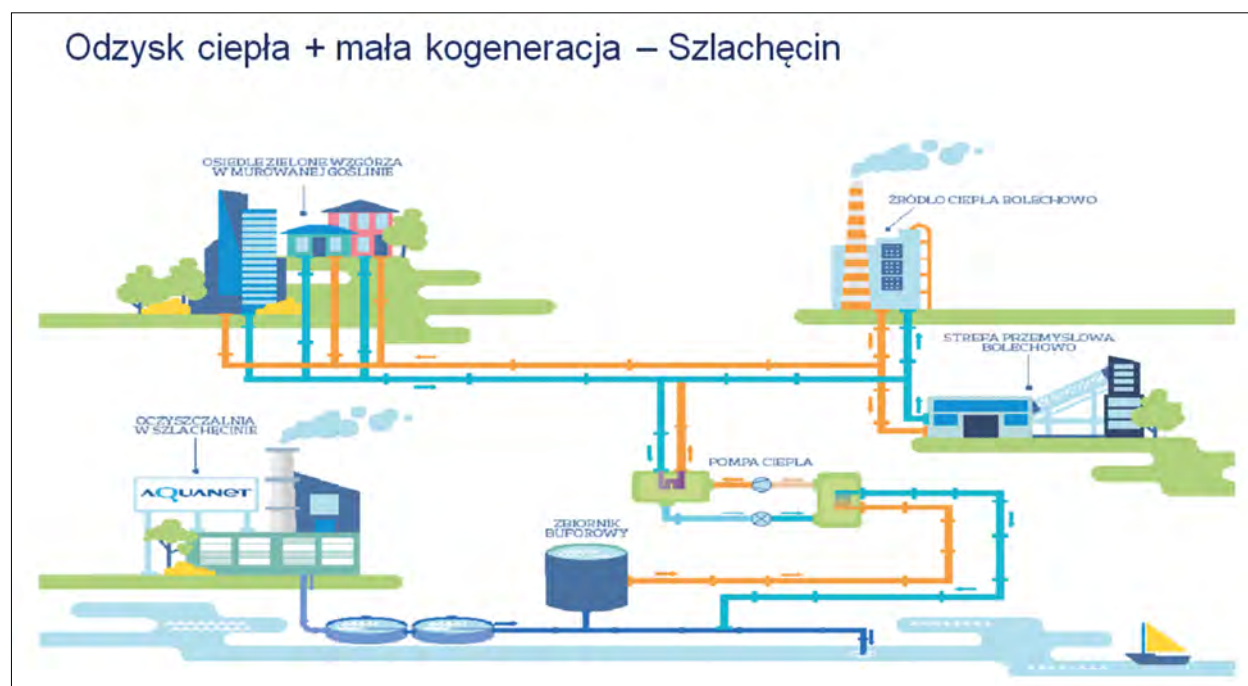
Z drugiej strony transformacji są spółki ciepłownicze, które powinny pozyskiwać energię ze źródeł odnawialnych i jednocześnie obniżać parametry pracy sieci ciepłej, aby umożliwić jak największą absorpcję zielonego ciepła do systemów ciepłowniczych (których egzerigia niestety najczęściej jest niska) oraz promować u swoich klientów oszczędności energii.

■ Przepisy do zmiany

Niestety stan prawny nie ułatwia spółkom tego zadania. Zarówno przepisy związane z taryfami za ciepło, jak i przepisy szczegółowe na poziomie technicznym nie są dostosowane do nowych wyzwań. Poniżej przytaczam tylko niektóre przykłady:

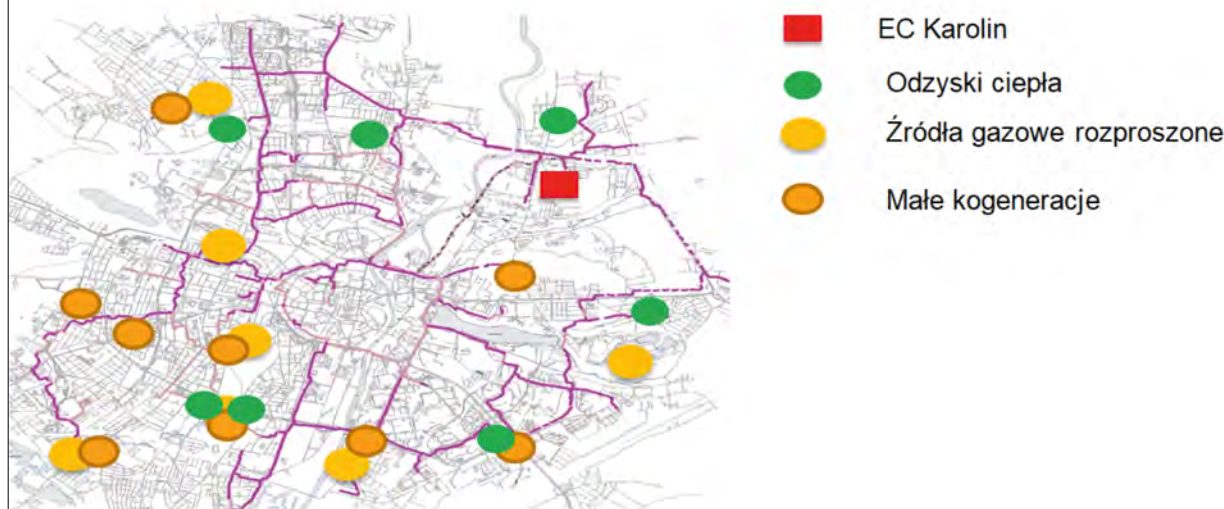
- brak możliwości premiowania odbiorców zwiększających efektywność energetyczną - np. wypłacanie uzgodnionej kwoty pieniędzy za obniżenie temperatury powrotu poniżej tabeli regulacyjnej. Odbiorcy nie są zainteresowani ponoszeniem nakładów na obniżanie temperatury powrotu, ponieważ praktycznie nie ma to wpływu na wielkość opłat za dostarczone ciepło,
- zgoda odbiorcy na zarządzanie przez spółkę ciepłowniczą popytem przy określonych temperaturach zewnętrznych, np. ścinanie szczytów. Działanie takie po stronie spółki ogranicza wielkość inwestycji w źródła szczytowe, które są wykorzystywane okazjonalnie,
- zwolnienie z taryfowania ciepła technologicznego oraz ciepła o innej charakterystyce odbioru niż krzywa grzewcza. Umożliwiłoby to kształtowanie ceny za ciepło dla takich odbiorców na zasadach rynkowych,
- w przypadku zakupu do systemu ciepła z odzysku po cenie niższej niż taryfowa i poniesieniu nakładów inwestycyjnych z tego tytułu przez spółkę, zyski z tej inwestycji nie powinny wchodzić do ustalania nowej taryfy. Działanie takie pozwoliłoby sfinansować inwestycję z zysku,
- obniżenie temperatury ciepłej wody użytkowej. Polska jest jednym z nielicznych krajów w Europie, gdzie temperatura ciepłej wody na wylewce musi wynosić min. od 55 do max. 60°C. Obniżenie tej temperatury do max. 50°C pozwoliłoby obniżyć proporcjonalnie temperaturę cyrkulacji ciepłej wody i tym samym temperaturę powrotu miejskiej sieci ciepłej. Obniżyłoby to straty przesyłu oraz zwiększyłoby możliwości absorpcji ciepła ze źródeł odnawialnych,
- no i może na koniec - co być może nie wpływa bezpośrednio na procesy dekarbonizacyjne, ale jednak ma wpływ na wymiarowanie instalacji grzewczych - zmiana temperatur stref klimatycznych w Polsce. Temperatury te były ustalone w latach 50. na podstawie danych z lat 30. Przez prawie 70 lat klimat jednak się zmienił....

Wszystkie ograniczenia wymienione powyżej powodują, że nawet pomimo zapewnienia finansowania pewnej czę-



Rys. 3. Odzysk ciepła + mała kogeneracja - Szlachęcin

Inwestycje na sieci ciepłej umożliwiające dekarbonizację



Rys. 4. Inwestycje na sieci ciepłej umożliwiające dekarbonizację

ści projektu z grantu, pozyskując dodatkowe darmowe środki na inwestycje, projekty te albo są mniej opłacalne, albo się nie opłacają. Chociażby z tego powodu należałoby zmienić istniejące normy prawne.

■ Projekty Veolii Energii Poznań

Uwzględniając konieczność transformacji energetyki, Veolia Energia Poznań zrealizowała i planuje zrealizować kilkanaście przedsięwzięć (pomijając transformację EC Karolin z węgla na gaz), które obejmują całe spektrum działań związanych z dekarbonizacją.

Projekty zrealizowane:

- odzysk ciepła z chłodzenia sprężarek w zakładach Volkswagena w Poznaniu bezpośrednio do systemu ciepłowniczego Poznania: na poziomie 14,5 TJ, redukcja CO₂ 1,2 tys. ton/r. (rys. 2),
- budowa akumulatora ciepła o pojemności 24 tys. m³, który umożliwi produkcję energii elektrycznej bez strat także w okresach braku pobo-

ru ciepła: szacowane oszczędności wyniosą ok. 240 TJ, redukcja CO₂ ok. 24 tys. ton/r.,

- budowa odzysku ciepła ze ścieków z oczyszczalni ścieków w Szlacheńcu poprzez pompy ciepła w połączeniu z produkcją energii elektrycznej w kogeneracji gazowej: ciepło odzyskane ok. 27 TJ, redukcja CO₂ (gdyby prąd był zielony) wyniosłaby ok. 3 tys. ton/r. (rys. 3).

Ponadto do 2030 r. w ramach działań dekarbonizacyjnych przewidziane jest uruchomienie kilkudziesięciu projektów, m. in.:

- Budowa nowych źródeł :
 - pozyskanie ciepła z odzysku z procesów przemysłowych: redukcja CO₂ - 71 tys. ton/r.,
 - częściowe rozproszenie źródeł centralnego poprzez budowę źródeł gazowych: redukcja CO₂ - 21 tys. ton/r.,
 - budowa małych kogeneracji gazowych na sieci: redukcja CO₂ - 24 tys. ton/r. (rys. 4),
- Poprawa efektywności energetycz-

nej sieci ciepłej poprzez obniżenie temperatury powrotu min. 5°C w ciągu 5 lat: redukcja CO₂ - 7,2 tys. ton/r.,

- Wykorzystanie telemetrii do zarządzania popytem: zarządzanie ciepłem w budynku: redukcja CO₂ - 3,4 tys. ton/r.,
- Wdrożenie systemu informatycznego, który będzie nadzorował prace sieci w powiązaniu z emisją CO₂.

Jak widać obszar wyzwań, które stoją przed każdym przedsięwzięciem energetycznym, jest olbrzymi. Nie wystarczy tylko, jak zakładają niektórzy, zmienić źródło z węglowego na gazowe - które zresztą za chwilę, od 2030 r., także będzie *passé*. Należy cały czas poszukiwać alternatyw dla paliw kopalnych, zmniejszać zużycie ciepła i obniżyć parametry pracy sieci ciepłej. Zadanie nie jest łatwe, ale w przypadku zmiany myślenia i podejścia holistycznego do problemu transformacji, w okresie kilkunastu lat powinno się udać. Przyszłość pokaże, że w dłuższej perspektywie czasowej to się opłaca. □

Wydawnictwo „Nowa Energia”

II Seminarium „Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła” za nami

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało [II Seminarium „Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła”](https://konferencje.nowa-energia.com.pl/cieplownictwo/2021/), które odbyło się w dniach 5-6 października 2021 r. w Poznaniu. Moderatorem Seminarium oraz Panelu Dyskusyjnego był prof. Wojciech Bujalski, Dyrektor Instytutu Techniki Ciepłej na Politechnice Warszawskiej.

Patronat Honorowy nad Seminarium objęło **Ministerstwo Klimatu i Środowiska** oraz **Jacek Jaśkowiak, Prezydent Miasta Poznania**. Partnerem była **Veolia Energia Poznań SA**, natomiast partnerami technologicznymi były: **Andra Sp. z o.o.**, **GEA REFRIGERATION POLAND Sp. z o.o.** Współpracę podjęła firma **Elipsis Energy Sp. z o.o.**, patronat medialny - **Wysokie Napięcie**.

W trakcie Seminarium wygłoszonych zostało 17 referatów. Odbył się również Panel Dyskusyjny, w którym głos zabrali (od lewej):

- **Artur Michalski**, Z-ca Prezesa Zarządu, Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (on-line)
- **Michał Dziennik**, Kierownik Wydziału Inżynierii i Innowacji, Veolia Energia Poznań S.A.



Przywitanie gości



Uczestnicy Seminarium „Nowoczesne Ciepło”



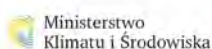
Panel dyskusyjny

- **Tomasz Dzierżek**, Z-ca Kierownika Działu Zarządzania Energią, Zakłady Górniczo-Hutnicze „Bolesław” S.A.

- **Krzysztof Skowroński**, Doradca Zarządu, Dyrektor Projektu ELENA, Krajowa Agencja Poszanowania Energii S.A.
- **Dr inż. Radosław Szczerbowski**, Miejski Energetyk, Urząd Miasta Poznania.

Szczegóły: <https://konferencje.nowa-energia.com.pl/cieplownictwo/2021/>

Patronat Honorowy:



Partner:



Partner Technologiczny:



Współpraca:



Patronat Medialny:



Organizator:





Dr Magdalena Wrzosek,
Starszy Konsultant ds. Cyberbezpieczeństwa, Ernst & Young

Dyrektywa w sprawie odporności podmiotów krytycznych i Dyrektywa NIS 2

- nowe wyzwania dla operatorów w zakresie cyberbezpieczeństwa

W grudniu 2020 r., Komisja Europejska przedstawiła nowy pakiet cyberbezpieczeństwa. W jego skład, poza nową Strategią Cyberbezpieczeństwa, weszły propozycje dwóch aktów: Dyrektywa w sprawie odporności podmiotów krytycznych (*Directive on the resilience of critical entities*) - Dyrektywa RCE oraz Dyrektywa w sprawie działań na rzecz wysokiego wspólnego poziomu cyberbezpieczeństwa w całej Unii (*Directive on measures for high common level of cybersecurity across the Union*) - Dyrektywa NIS2.

Dyrektywa RCE ma zastąpić Dyrektywę z 2008 r. w sprawie europejskiej infrastruktury krytycznej, natomiast NIS2 opiera się na dyrektywie (UE) 2016/1148 w sprawie bezpieczeństwa sieci i systemów informatycznych (dyrektywa w sprawie bezpieczeństwa sieci i informacji), czyli tzw. Dyrektywie NIS i jest jej znacznym rozszerzeniem. Przedstawianie tych dwóch propozycji razem, jako część pakietu cyberbezpieczeństwa wyraźnie pokazuje, że Komisja Europejska ma ambicje zbliżyć oba reżimy prawne: przepisy dotyczące ochrony infrastruktury krytycznej (IK), które odnosiły się przede wszystkim do bezpieczeństwa fizycznego operatorów krytycznych oraz przepisy dotyczące bezpieczeństwa teleinformatycznego, którym podlegali operatorzy usług kluczowych i dostawcy usług cyfrowych. Funkcjonowanie w tych odseparowanych od siebie reżimach było dużym

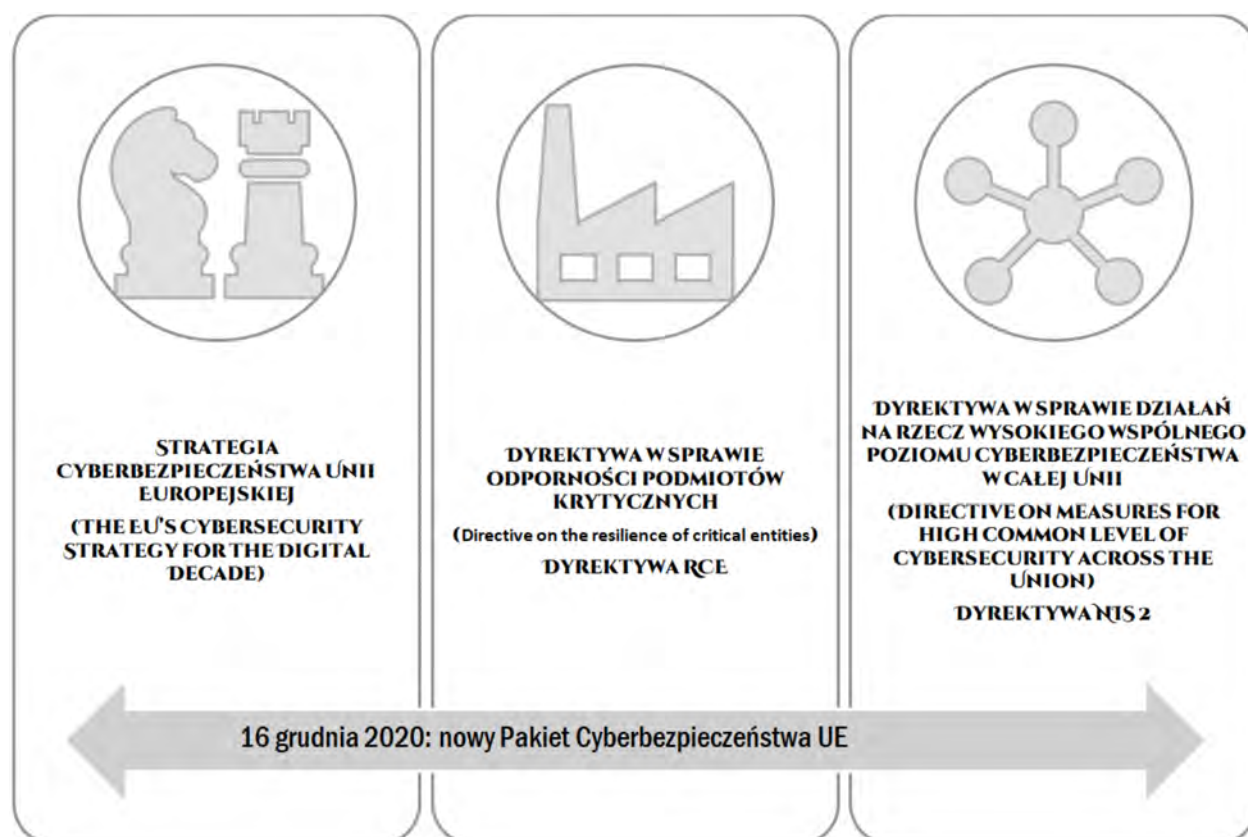
wyzwaniem, dla tych podmiotów, które jednocześnie wyznaczone były i jako operatorzy usług kluczowych i jako operatorzy IK. Komisja Europejska podkreśliła przy tym, że „należy zaktualizować istniejące środki na szczeblu UE, mające na celu ochronę kluczowych usług i infrastruktury przed zagrożeniami zarówno cybernetycznymi, jak i fizycznymi. Wraz z postępującą cyfryzacją i wzajemnymi powiązaniami, zagrożenia związane z cyberbezpieczeństwem wciąż ewoluują. Od czasu przyjęcia w 2008 r. przepisów UE dotyczących infrastruktury krytycznej, również zagrożenia fizyczne stały się bardziej złożone”. Silniejsze regulacje oraz zbliżenie obu reżimów prawnych to duże wyzwanie dla wszystkich sektorów objętych zakresem NIS2 i RCE, w tym dla sektora energetyki. Wyzwania dotyczą nie tylko konieczności realizacji nowych wymagań, ale są także związa-

ne z faktem, że pomimo deklaracji KE, w propozycjach wciąż widoczny jest rozdźwięk pomiędzy podejściem usługowym, a obiektowym.

■ Zakres: podejście usługowe, a podejście obiektowe

Pierwszą dużą zmianą jest nowa nomenklatura i rozszerzenia zakresu podmiotowego obu dyrektyw. W przypadku NIS2 nie będzie już jak dotąd operatorów usług kluczowych i dostawców usług cyfrowych, ale **podmioty niezbędne (essential entities)** i **podmioty istotne (important entities)**. Podmioty sektora energetycznego będą należały do podmiotów niezbędnych. Zakresem objęte zostały następujące podsektory:

- energia elektryczna,
- system ciepłowniczy lub chłodniczy,



Rys. 1. Nowy pakiet cyberbezpieczeństwa przedstawiony w grudniu 2020 r.

- ropa naftowa,
- gaz,
- wodór.

Dla przypomnienia: Dyrektywa NIS z 2016 r. obejmowała tylko podsektory energii elektrycznej, ropy naftowej i gazu.

W przypadku Dyrektywy RCE, jest mowa o **podmiotach krytycznych (*critical entities*)**, a nie jak w przypadku wcześniejszej dyrektywy - operatorach infrastruktury krytycznej i propozycja odejmuje dokładnie te same podsektory, co propozycja NIS 2, a więc zakres także został rozszerzony.

Jednym z większych wyzwań dla sektora energetyki jest podleganie dwóm reżimom prawnym i różnice związane z tym, co ma być chronione. Podczas kiedy Dyrektywa o IK, a co za tym idzie - ustawa o zarządzaniu kryzysowym¹ prezentowała podejście obiektowe, Dyrektywa NIS i jej implementacja do porządku prawnego RP - Ustawa o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa - koncentrowała się na ochronie tzw. usług kluczowych. W propozycji nowych aktów prawnych porządek ten został w pewien sposób odwrócony.

NIS 2 wprowadza **zasadę size-cap**, która sprowadza się do tego, że **w zakresie dyrektywy wchodzi wszystkie średnie i duże przedsiębiorstwa** zdefiniowane w zaleceniu Komisji 2003/361/WE¹⁵, które działają w sektorach objętych zakresem dyrektywy². Oznacza to, że organy właściwe ds. bezpieczeństwa nie będą wyznaczały podmiotów, które polegają pod Dyrektywę, a co za tym idzie - ustawę o KSC. Zniknie procedura związana z decyzją administracyjną i wszystkie podmioty, które są dużymi i średnimi przedsiębiorstwami z automatu znajdują się w zakresie. Co więcej, nie będzie odpowiednika usług kluczowych, a podmioty niezbędne będą miały obowiązek zapewnienia bezpieczeństwa teleinformatycznego dla wszystkich świadczonych przez siebie usług, a nie tak jak dotąd - tych wskazanych przez organy właściwe ds. cyberbezpieczeństwa, ja-

ko kluczowe. Oznacza to, że podmioty będą musiały mieć bardzo dobrą świadomość w zakresie usług, które świadczą i tych, od których zależą. Znacznie istotniejsza stanie się także kwestia powiązań międzysektorowych, co w przypadku sektora energetyki jest szczególnie ważne, ponieważ w pewien sposób zależą od niego wszystkie inne sektory.

Inaczej wygląda sytuacja w przypadku propozycji Dyrektywy RCE. Tu państwa członkowskie wciąż dokonywać będą identyfikacji podmiotów krytycznych. Zastosowanie będą miały trzy parametry:

- podmiot świadczy **co najmniej jedną usługę kluczową**,
- świadczenie tej usługi **zależy od infrastruktury znajdującej się w państwie członkowskim**; oraz
- incydent miałby **istotne skutki zakłócające dla świadczenia tej usługi lub innych usług kluczowych w sektorach**, o których mowa w załączniku, zależnych od tej usługi³.

O tym, czy incydent ma istotny skutek zakłócający zadecydują natomiast następujące kryteria:

- liczba użytkowników zależnych od usługi świadczonej przez podmiot; zależność innych sektorów, o których mowa w załączniku, od tej usługi,
- wpływ, jaki incydenty - jeżeli chodzi o ich skalę i czas trwania - mogłyby mieć na działalność gospodarczą i społeczną, środowisko oraz bezpieczeństwo publiczne,
- udział podmiotu w rynku takich usług,
- obszar geograficzny, którego mógłby dotyczyć incydent, z uwzględnieniem wszelkiego wpływu transgranicznego,
- znaczenie podmiotu w utrzymywaniu wystarczającego poziomu usługi przy uwzględnieniu dostępności alternatywnych sposobów świadczenia tej usługi.

Proces wyznaczania operatorów przypomina więc ten, znany z obec-

nej Dyrektyw NIS i Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa - opiera się na kluczowości usług świadczonych przez dany podmiot i skutku jaki ich zakłócenie mogłoby mieć dla państwa. NIS2 i RCE odwracają więc znany obecnie porządek. Tam, gdzie dotąd stosowane było podejście usługowe, stosowane będzie obiektowe, natomiast tam, gdzie stosowano podejście obiektowe, stosowane będzie usługowe. W żaden sposób nie odpowiada to na wyzwania sektora energetyki, związane z podwójnym klasyfikowaniem podmiotów jako operatorów usług kluczowych i operatorów IK, czy też, zgodnie z nową nomenklaturą: podmiotów niezbędnych i podmiotów krytycznych. Być może te różnice w podejściu zostaną jeszcze wyrównane w toku negocjacji obu aktów, niemniej jednak obecnie poza odwróceniem porządków akty te nie adresują wyzwań, o których od dłuższego czasu dyskutowano w sektorze energetyki. Zbliżenie reżimów powoduje jednak, że konieczna staje się bardzo dobra współpraca tych komórek, które obecnie odpowiadają za zapewnienie ciągłości działania, zarządzanie kryzysowe i ochronę IK, z komórkami właściwymi dla realizacji zadań wynikających z Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa.

■ **Nowe wymagania dla podmiotów niezbędnych i krytycznych w zakresie cyberbezpieczeństwa**

Propozycja NIS 2 nakłada na podmioty nowe obowiązki w zakresie raportowania incydentów. Według propozycji, raportowane mają być nie tylko jak dotąd incydenty teleinformatyczne, ale także „wszelkie istotne cyberzagrożenia”. Rozszerzony został także zakres incydentów, które mają być raportowane. Tzw. incydenty znaczące, to wedle propozycji incydenty, które:

- spowodowały lub mogą spowodować **istotne zakłócenia operacyjne lub straty finansowe** dla danego podmiotu,



Rys. 2. Obowiązki podmiotów niezbędnych w NIS2

- wpłynęły lub mogą wpłynąć na inne osoby fizyczne lub prawne, powodując znaczne **straty materialne lub niematerialne**.

Są to więc inne parametry niż dotąd i obejmują o wiele szersze spektrum incydentów teleinformatycznych. Dodatkowo, na wniosek właściwego organu lub CSIRT, podmioty będą miały obowiązek przygotowywania sprawozdania okresowego, zawierającego: szczegółowy opis incydentu, jego dotkliwości i skutków; rodzaj zagrożenia lub pierwotną przyczynę, które prawdopodobnie były źródłem incydentu; zastosowane i bieżące środki ograniczające ryzyko.

Bardzo istotna jest także kwestia związana ze współpracą z odbiorcami usług. Art. 20 propozycji NIS2 wprowadza zasadę, że podmioty w stosownych przypadkach i bez zbędnej zwłoki mają obowiązek powiadomić odbiorców swoich usług o zagrożeniu, których poten-

cjalnie one dotyczy, a także o wszelkich środkach zaradczych lub innych środkach, które mogą zostać zastosowane w odpowiedzi na zagrożenie. Jest to związane w pierwszej kolejności z koniecznością dobrego zmapowania powiązań międzysektorowych, co w przypadku sektora energetycznego jest szczególnie skomplikowane. Równocześnie, konieczne będzie także zbudowanie odpowiednich kanałów wymiany informacji i komunikacji z odbiorcami usług. Warto zaznaczyć, że tego typu rola - związana z ostrzeganiem o zagrożeniach, była przypisana do CSIRT i poszczególne podmioty objęte dyrektywą NIS, nie musiały budować w tym zakresie kompetencji. Raportowały tylko incydent do CSIRT poziomu krajowego, który potem wydawał ostrzeżenia. Ten nowy obowiązek to ogromne wyzwanie organizacyjne, wymagające budowy u podmiotów odpowiednich kompetencji lub wykupienia specjalistycznych usług na rynku.

W przypadku RCE zgłaszane będą natomiast te incydenty, które w znacznym stopniu zakłócają lub mogą zakłócać funkcjonowanie podmiotu (liczba użytkowników; czas trwania; obszar geograficzny).

NIS 2 wprowadza także szereg nowych obowiązków dla podmiotów w zakresie:

- zapewnienia ciągłości działania i zarządzania kryzysowego,
- zapewnienia **bezpieczeństwa łańcucha dostaw**,
- zapewnieniu bezpieczeństwa w pozyskiwaniu, rozwijaniu i utrzymywaniu sieci i systemów informatycznych (w tym obsługa i ujawnianie podatności),
- zapewnienia procedur (testowanie i audyt) służących ocenie skuteczności środków zarządzania ryzykiem cyberbezpieczeństwa,
- wykorzystywania kryptografii i szyfrowania.



Nowością jest także osobowa odpowiedzialność członków zarządów i wysokie kary finansowe za nieprzestrzeganie przepisów: maksymalna wysokość co najmniej 10 000 000 EUR lub 2% całkowitego rocznego światowego obrotu przedsiębiorstwa, do którego należy podmiot niezbędny lub istotny, z poprzedniego roku obrotowego, przy czym zastosowanie ma kwota wyższa. Znacznie silniejszy będzie także nadzór organów właściwych ds. cyberbezpieczeństwa, które zyskują uprawnienia w zakresie przeprowadzania:

- kontroli na miejscu i nadzór zewnętrzny, w tym kontroli weryfikacyjnych,
- regularnych audytów i ukierunkowanych audytów bezpieczeństwa opartych na ocenach ryzyka lub dostępnych informacjach dotyczących ryzyka,
- skanowania bezpieczeństwa w oparciu o obiektywne, niedyskryminacyjne, uczciwe i przejrzyste kryteria oceny ryzyka,
- występowania z wnioskiem o udzielenie informacji niezbędnych do oceny środków bezpieczeństwa cybernetycznego przyjętych przez podmiot, w tym udokumentowanych polityk cyberbezpieczeństwa.

a także wypełnienie obowiązku powiadomienia ENISA,

- żądania dostępu do danych, dokumentów lub wszelkich informacji niezbędnych do wykonywania ich zadań nadzorczych,
- występowaniu z wnioskiem o dowody wdrożenia polityk cyberbezpieczeństwa, takie jak wyniki audytów bezpieczeństwa przeprowadzonych przez wykwalifikowanego audytora oraz odpowiednie dowody.

W przypadku RCE, owe wymagania w zakresie cyberbezpieczeństwa są związane przede wszystkim z uwzględnianiem incydentów i zagrożeń teleinformatycznych przy ocenie ryzyka.

W związku z szeregiem nowych wymagań w zakresie cyberbezpieczeństwa, wprowadzanych przez NIS2 warto już teraz zacząć przygotowania. Konieczny będzie kompleksowy *assessment* poziomu bezpieczeństwa teleinformatycznego (kwestie techniczne i proceduralne), który pozwoli dobrze zidentyfikować braki. Znacznie wzrośnie także rola jednostek typu SOC (Security Operations Center). Poza koniecznością klasyfikowania incydentów jako znaczących (NIS2) i istotnych (RCE), konieczna będzie do-

bra współpracę z tymi komórkami, które w organizacji odpowiadają za ciągłość działania i zarządzanie kryzysowe, a także zespołami prasowymi. Aby dobrze klasyfikować incydenty i określać wpływ jaki na organizację mogą wywierać zagrożenia teleinformatyczne, konieczne będzie także dobre zrozumienie biznesowej strony organizacji. Nawet jeśli to nie SOC dokonywał będzie samej klasyfikacji, to musi mieć dobre kanały komunikacji z komórkami, które będą miały możliwość to robić, tak aby móc zgłaszać incydenty i zagrożenia do CSIRT. Jeszcze istotniejsza niż dotąd stanie się także współpraca z CSIRT poziomu krajowego i właściwa wymiana informacji oraz potencjalna współpraca z CSIRT sektorowym, którego obowiązek powstania wprowadza nowelizacja Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa. Zmiany wymagają jednak więcej środków i wysiłku, co jest związane z obowiązkiem informowania odbiorców swoich usług. Warto przy tym podkreślić, że próba mapowania zależności sektorowych była już podejmowana ze strony administracji publicznej - przez Rządowe Centrum Cyberbezpieczeństwa oraz w toku tworzenia systemu teleinformatycznego do ustawy o Krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (System S46). Działania te wciąż trwają.

■ Integracja sektora - sposób na obniżenie kosztów związanych z cyberbezpieczeństwem

W związku z szeregiem nowych wyzwań, związanych z obowiązkowym raportowaniem nie tylko incydentów, ale także zagrożeń oraz ze współpracą z odbiorcami usług, kluczowa może się okazać integracja sektora. Warto przy tym zaznaczyć, że Dyrektywa NIS2 podkreśla istotność współpracy międzysektorowej. Propozycja Art. 26 nakłada na państwa członkowskie obowiązek zapewnienia warunków do wymiany informacji na temat cyberbezpieczeństwa, w tym „informacjami dotyczącymi cyberzagrożeń, podatności, oznak naruszenia integralności systemu, taktyk, technik i procedur, alarmów dotyczących cyberbezpieczeństwa i narzędzi konfiguracji”. Państwa członkowskie mają zapewnić, aby wymiana ta odbywała się w ramach zaufanych społeczności podmiotów niezbędnych i istotnych. Biorąc pod uwagę zapisy proponowane w nowelizacji Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa, można założyć, że w Polsce realizacja tych zapisów będzie się odbywać poprzez tworzenie Centrum Wymiany i Analizy Informacji (*Information Sharing and Analysis Center* - ISAC). Są to centra wymiany wiedzy budowane wokół różnych sektorów gospodarki (np. finansowego, lotnictwa, czy energetyki). Ich zadaniem jest zrzeszanie instytucji oraz umożliwianie im wymiany doświadczeń o zagrożeniach. Często są to organizacje nieformalne i non-profit. Pierwsze ISACs powstały w latach 90. po atakach terrorystycznych w Nowym Jorku i Oklahoma City, kiedy to prezydent Bill Clinton powołał Prezydencką Komisję do spraw Zabezpieczania Infrastruktury Krytycznej

(*President's Commission on Critical Infrastructure Protection* - PCCIP). Zadaniem komisji było przygotowanie raportu rekomendującego działania zabezpieczające amerykańską infrastrukturę krytyczną w przyszłości.

W raporcie, jako jedno z największych zagrożeń, komisja wskazała Internet i systemy teleinformatyczne. Eksperti zalecali wzmocnienie współpracy pomiędzy agencjami rządowymi i operatorami infrastruktury krytycznej oraz dzielenie się informacjami o potencjalnych zagrożeniach. Zalecenie to miało być realizowane właśnie poprzez powołanie ISAC. Komisja podkreśliła także konieczność inwestowania w badania i rozwój nowoczesnych technologii.

W odpowiedzi na rekomendacje komisji stworzono pierwsze centra ISACs, a dwa lata później, zgodnie z prezydencką Dyrektywą 63, uchwalono obowiązek utworzenia ISAC w każdym z sektorów infrastruktury krytycznej. Organizacją zrzeszającą zespoły ISACs ze wszystkich sektorów jest Narodowa Rada ISAC (*National Council of ISACs* - NCI). Do jej obowiązków należy wzmocnianie współpracy i wymiana informacji międzysektorowych. Obecnie w Stanach Zjednoczonych działa ponad 20 organizacji ISAC.

Europejska Agencja ds. Cyberbezpieczeństwa - ENISA definiuje ISAC jako formę współpracy publiczno-prywatnej, rozumianej w trzech wymiarach: współpraca pomiędzy instytucjami administracji publicznej, organizacjami sektora prywatnego oraz sektorem prywatnym i publicznym⁴. ISAC jest formułą ułatwiającą współpracę, gromadzenie wiedzy o incydentach i zagrożeniach oraz wymianę informacji w danym sektorze lub podsektorze. Pozwala na połączenie wysiłków, a przez to znacznie obniża koszty ponoszone na cyberbez-

pieczeństwo przez pojedyncze organizacje. ISAC stwarza także możliwość na wspólny zakup usług cyberbezpieczeństwa. Jest płaszczyzną wymiany informacji, gdzie jedne podmioty mogą uczyć się od innych, a dzięki temu poziom bezpieczeństwa teleinformatycznego wzrasta. Takie formy współpracy funkcjonują już w wielu państwach europejskich, a nawet na poziomie międzynarodowym. W grudniu 2015 r. powołano na przykład EE-ISAC - Centrum odpowiedzialne za integrację podmiotów europejskich z sektora energetycznego. W Polsce pierwszy ISAC powstał w 2020 r. w podsektorze kolejowym.

Tym co odróżnia ISAC od CSIRT sektorowego jest po pierwsze lżejsza forma współpracy - nie musi być to instytucja. Taki ISAC może powstać na bazie porozumienia kilku instytucji i w początkowym okresie działania, pomijając czas i zaangażowanie uczestników jest właściwie bezkosztowy. Co więcej, ISAC jest formą samoorganizacji sektora, co sprawia, że to sektor decyduje o świadczonych przez niego usługach i priorytetach zadań. CSIRT sektorowy natomiast, co jasno wynika z nowelizacji Ustawy o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa będzie formułą tworzoną przez organy właściwe ds. cyberbezpieczeństwa, a jego główną funkcją będzie przyjmowanie zgłoszeń incydentów. ISAC może natomiast stworzyć płaszczyznę, która zaadresuje wyzwania związane z bezpieczeństwem łańcucha dostaw, wymianą informacji o zagrożeniach, a także współpracą z podmiotami, którym świadczone są usługi, czyli będzie bardzo realnym wsparciem w realizacji wymagań wynikających z NIS2. Co więcej, może realnie przyczynić się do współpracy w zakresie zarządzania kryzysowego (wymagania wynikające z RCE). □

Przypisy

1 Ustawa z dnia 26 kwietnia 2007 r. o zarządzaniu kryzysowym.

2 Motyw 8 propozycji NIS2.

3 Art. 5 propozycji RCE.

4 „Public Private Partnership (PPP). Cooperative Models”, ENISA 2017.

Łukasz Masztalerz,

Aplikant Adwokacki, DGTŁ Kibil Piecuch i Wspólnicy S.K.A.

Phishing wall

- jak zbudować ludzką zaporę przeciwko cyberatakom?

O cyberzagrożeniach łatwo mówić, gdy doszło już do incydentu bezpieczeństwa. Wówczas dowiadujemy się, że firma musiała zapłacić okup za uzyskanie klucza do zaszyfrowanych przez złośliwe oprogramowanie danych. Biznes na chwilę obniża poziom ciśnienia krwi, a cyberprzestępca liczy wpływy. Jak wynika z rynku zachodniego i badań zajmującej się cyberbezpieczeństwem firmy Infrascala: już 78% małych i średnich przedsiębiorców działających w modelu B2B zapłaciło pierwsze okupy w wyniku cyber ataku¹.

Co więcej, większość z przedsiębiorców, która nie padła jeszcze ofiarą ataku w badaniach odpowiada, że w razie ataku zapłaciłaby okup: po pierwsze dlatego, by szybko uzyskać odzyskać pliki, a po drugie, by ochronić renomę firmy.

Nieco rzadziej zdarza się, że ofiara ataku nie tylko nie chce płacić okupu, ale i uzyskuje skuteczną pomoc. Tak

Tym razem zaatakowany miał nieco więcej szczęścia. Wydaje się jednak, że na co dzień mógłby oddychać o wiele spokojniej. Jest to możliwe, jeśli organizacja stale wspiera rozwój cyberświadości wśród jej pracowników oraz przygotowuje procedury, a tym samym zespół na krytyczny moment.

Do oczywistego znaczenia budowania cyber świadomości w ramach

Już obecnie są to także obowiązki regulacyjne, które z jednej strony generują po stronie przedsiębiorców dodatkowy wysiłek w zakresie budowania zgodności (compliance), a z drugiej strony zapewniają bezpieczeństwo rynku, jego indywidualnych użytkowników, a niekiedy służą ochronie bezpieczeństwa narodowego.

Aktywność regulatorów, poczynając od poziomu europejskiego (dyrektywa NIS i projektowana NIS II) i kończąc na krajowym porządku jako wykonawcy porządku europejskiego sprowadza się do ustalania reguł dla sektorów krytycznych z punktu widzenia bezpieczeństwa rynku wspólnotowego. Kolejno, naturalnym wyzwaniem dla regulacji na poziomie wspólnotowym okazuje się ich jednokowa lub mieszcząca się w granicach dyrektywy implementacja do porządków krajowych. Okazuje się, że niewralgicznymi zagadnieniami, są tutaj, m. in.:

”

(...) większość z przedsiębiorców, która nie padła jeszcze ofiarą ataku w badaniach odpowiada, że w razie ataku zapłaciłaby okup

było w 2019 r. w przypadku gminy Kościerzyna². Gmina ta po ataku zgłosiła się z prośbą o pomoc do CSIRT NASK. Sprawą zainteresował się także ekspert jednego z dostawców oprogramowania antywirusowego, który napisał skuteczny dekryptor.

dobrych praktyk biznesowych przekonanywać nie zamierzam. Warto jednak podkreślić, że nie są to zagadnienia już zupełnie abstrakcyjne i wprowadzone w celu wyróżnienia się na tle konkurencji lub zadbania o interes użytkownika.

[1] wyznaczenie podmiotów objętych regulacją, [2] jednakowe mechanizmy motywowania podmiotów obowiązanych do przestrzegania nowych norm, czy [3] ujednolicony system certyfikacji.

Można ten wątek kontynuować banalnym stwierdzeniem, że jeśli nie przyznamy organowi nadzoru „superkompetencji”, to system na poziomie europejskim nie będzie skuteczny. I jest to wątek, który widać w zapatrywaniach organów europejskich w takich obszarach prawa, jak przeciwdziałanie praniu pieniędzy (AML), czy ochrona danych osobowych (RODO). Ten temat widoczny jest także w obszarze cyberbezpieczeństwa, gdzie uchwalenie NIS 2 uzasadnia się, m. in. potrzebą jednolitego systemu podmiotów obowiązanych, czy zgodnym systemem certyfikacji.

W przepisach europejskich na nowo definiuje się obecnie podmioty kluczowe (essential). Zawarto w nich naturalnie sektor transportowy, finansowy, zdrowotny, czy **energetyczny**, a także uwzględniono wśród nich dostawców usług chmurowych. Niejednokrotnie normy w zakresie cyberbezpieczeństwa kreują obowiązki dla podmiotów z takich sektorów gospodarki, które już wcześniej objęte były nadzorem z uwagi na bezpieczeństwo uczestników rynku lub interes fiskalny państwa. W związku z tym zwracać należy uwagę na sektorowe stanowiska organów nadzoru, które bezpośrednio i niekiedy bardziej szczegółowo poruszają kwestie z obszaru cyberbezpieczeństwa.

I tak będzie, m. in. w przypadku komunikatu Urzędu Komisji Nadzorowanego w sprawie przetwarzania przez podmioty nadzorowane informacji w chmurze obliczeniowej publicznej lub hybrydowej. W komunikacie tym Urząd wprost wskazuje, że za obsługę usług związanych z chmurą powinni odpowiadać pracownicy, których kompetencje



foto: Bermix Studio on Unsplash

w tym zakresie potwierdzone zostały odpowiednią dokumentacją szkoleniową lub imiennymi zaświadczeniami w zakresie odpowiednim do używania tego typu usług.

Podobnie wypowiada się Europejski Urząd Nadzoru Bankowego w zakresie zarządzania technologiami ICT, który stoi na stanowisku, że instytucje finansowe powinny opracować program szkoleniowy, a w tym okresowe programy zwiększenia świadomości na temat bezpieczeństwa przeznaczone dla wszystkich pracowników instytucji. Celem takiej rekomendacji ma być budowa odpowiednich kompetencji w zespołach danej instytucji, ale i ograniczeniu błędów ludzkich, kradzieży, oszustw, czy innych nadużyć.

To wszystko pozwala stwierdzić, że istota doskonalenia pracowników i organizacji w zakresie cyberświadomości odzwierciedlona została już na poziomie formalnym. Wyzwaniem wydaje się być zastosowanie w praktyce tego, co przyjął papier.

W ramach najbliższego webinarium „Nowej Energii” razem z Państwem będziemy poszukiwać odpowiedzi na pytanie o rolę edukacji członków załogi w budowie systemu cyberbezpieczeństwa. Odpowiemy również na pytanie: czy świadomość w zakresie cyberzagrożeń oraz stały proces szkolenia to tylko dobre praktyki, czy także obowiązki prawne?

Rejestracja na webinarium: www.nowa-energia.com.pl □

Przypisy

- 1 Infrascala.com, dostęp z dnia 17.11.2021 r. <https://www.infrascala.com/press-release/infrascala-survey-reveals-close-to-half-of-smbs-have-been-ransomware-attack-targets/>
- 2 Sekurak.pl, dostęp z dnia 17.11.2021 r. <https://sekurak.pl/gmina-koscierzyna-skutecznie-odszyfrowala-swoje-dane-po-ataku-ransomware/>

Dr Katarzyna Barańska,
Radca Prawny/Partner, Kochański & Partners Sp. Kom.

Compliance środowiskowy

- czyli jak zapobiec coraz wyższym karom

Problem zarządzania ryzykiem środowiskowym w firmie oznacza konieczność zapewnienia, że prowadzona działalność jest zgodna nie tylko z przepisami i wymogami prawa ochrony środowiska, lecz także z aktualnymi, zielonymi trendami dla danej branży. Zarządzanie ryzykami środowiskowymi jest kluczowe także dlatego, że obecnie brak zgodności z przepisami środowiskowymi zagrożony jest coraz wyższymi karami, nie tylko finansowymi, ale także odpowiedzialnością karną kierownictwa.



Polityka Unii Europejskiej coraz mocniej kładzie nacisk na prowadzenie biznesu z uwzględnieniem aspektów pozafinansowych, szczególnie środowiskowych i społecznych. Podejmowane globalnie działania na rzecz poprawy klimatu, zmniejszania emisji CO₂, zmniejszania zanieczyszczeń i gospodarki obiegu zamkniętego nakładają coraz więcej obowiązków na firmy, w szczególności ich kierownictwa.

Kluczowa rola compliance środowiskowego uwidacznia się coraz bardziej wraz z zaostrzaniem się kar za działania szkodzące środowisku. Mówimy tutaj nie tylko o takich sankcjach jak wstrzymanie działalności firmy i kary finansowe ale także - a może przede wszystkim - dotyczących jej kierownictwa, które wiążą się nie tylko z narażeniem finansowym, lecz także z karą pozbawienia wolności.

To powoduje, że klienci coraz bardziej potrzebują usługi prawnobiznesowej, która pozwoliłaby im zarządzać ryzykiem środowiskowym, na bieżąco kontrolować to ryzyko, a także budować swoją przewagę nad konkurencją w oparciu o etyczny, ekologiczny i społecznie przyjazny wizerunek.

■ Bezpieczeństwo prawne firmy oparte na wiedzy

Stojąc przed takimi wyzwaniami, firmy potrzebują usług budujących ich wiedzę w zakresie wymogów prawa ochrony środowiska, aktualnych trendów legislacyjnych i ich wpływu na biznes oraz obowiązki zarządzających.

Oprócz budowania wiedzy i świadomości kierownictwa, firmy coraz częściej decydują się na periodyczną weryfikację prawną działań podejmowanych przez ich działy wewnętrzne. Takie analizy pozwalają im na bieżąco monitorować ewentualne ryzyko prawne, związane z postępowaniami karnymi lub administracyjnymi, które mogą zostać wszczęte w związku z non compliance.

Ma to miejsce szczególnie w branżach produkcyjnych, m. in. w przemyśle, branży chemicznej, motoryzacyjnej, papierniczej i in., a zatem wszędzie tam, gdzie dla rozpoczęcia i prowadzenia działalności konieczne jest posiadanie szeregu pozwoleń środowiskowych, a także gospodarowanie znacznymi ilościami odpadów. Branża ta w obecnym czasie przechodzi liczne przeobrażenia, wynikające ze zmian systemowych ge-

nerowanych po stronie producentów, jak również zmian zachodzących w systemach gminnych.

Compliance środowiskowy odgrywa także kluczową rolę przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych, wpływa ponadto na wizerunek przedsiębiorcy, m. in. wskazując jak bardzo jest skoncentrowany na ochronie środowiska naturalnego.

■ Gdy kupujesz nowy biznes

Analizy w zakresie prawa ochrony środowiska mają mieć także kluczowe znaczenie wtedy, kiedy firma podejmuje decyzję o zakupie nowego biznesu i chce sprawdzić, czy działalność tego biznesu nie jest zagrożona brakiem spełnienia wymogów środowiskowych (brak pozwoleń środowiskowych, nieważność pozwoleń, zbyt wysoka emisja zanieczyszczeń niż ta przewidziana pozwoleniami).

■ Gdy rozbudowujesz biznes i potrzebujesz finansowania

Rozbudowa istniejącej fabryki albo inwestycja w nową instalację to także

Compliance środowiskowy- co to jest?

zapewnianie zgodności z przepisami środowiskowymi;

zapewnianie zgodności z trendami rynkowymi dla danej branży (konkurencyjność);

zarządzanie ryzykiem i kontrolowanie ryzyka (odpowiedzialność karna zarządu)

bieżące wsparcie prawne umożliwiające przedsiębiorstwu działanie zgodnie z regulacjami prawnymi

compliance jako forma audytu/sprawdzenia zgodności podejmowanych działań z prawem/trendami

Kiedy compliance jest niezbędny?

Plany
inwestycyjne

Kary na
horyzoncie

Zwiększanie
konkurencyjności

Nowe
kierownictwo

moment, kiedy warto przeprowadzić analizę środowiskową przedsięwzięcia. Kluczowym elementem planów inwestycyjnych może okazać się także chęć pozyskania tzw. zielonego finansowania.

Coraz częściej, inwestorzy podejmujący decyzję o nabyciu przedsiębiorstwa albo udziałów w przedsiębiorstwie biorą pod uwagę niefinansowe wartości danego biznesu związane z społecznym i środowiskowym wymiarem prowadzonej działalności. W szczególności analizie poddawany jest stopień dostosowania się spółki do zmieniających się przepisów w zakresie ochrony środowiska, podejmowane działania w obszarze tzw. odpowiedzialnego biznesu i wrażliwość społeczna. Kluczowe okazują się także: poziom świadomości i długoterminowe działania kierownictwa podejmowane w zakresie etyki w biznesie, a także rozwiązania przyjęte w zakresie zarządzania ryzykiem, głównie w obszarze reputacji biznesu i unikania ewentualnych nadużyć. Podejście integrujące czynniki ESG w procesach analitycznych poprzedzających podjęcie decyzji inwestycyjnych staje się coraz powszechniejsze.

Compliance środowiskowy jest zatem traktowany jako kluczowy ele-

ment działań podejmowanych przez kierownictwo dla biznesu prowadzonego zgodnie z zasadami ESG. Ekologiczne formy finansowania jeszcze do niedawna będące produktami niszowymi, obecnie wchodzą do głównego nurtu i stanowią istotne narzędzie dla banków oraz kredytobiorców/emitentów dążących do minimalizowania negatywnego wpływu działalności człowieka na środowisko.

■ Gdy coś się wydarzy

Wykryte zanieczyszczenie gruntu na posiadanych nieruchomościach i konieczność prowadzenia remediacji, przekroczenia w zakresie emisji na instalacjach względem posiadanych pozwoleń, co często wydarzenia, które uzmysła-

wiają kierownictwu konieczność bieżącego zarządzania ryzykiem w obszarach środowiska. Stają się zapalnikiem dla podejmowanych działań w zakresie compliance.

■ Konsekwencje non compliance

Compliance to metoda zarządzania i kontrolowania ryzyk środowiskowych, pojawiających się w szczególności w obrębie kar administracyjnych i odpowiedzialności karnej, ale także metoda na uniknięcie wstrzymania działalności przez kluczową część biznesu.

Wstrzymanie prowadzonej działalności, wszczęcie postępowań co do wygaszenia posiadanych przez spółkę pozwoleń, czy brak możliwości wystąpienia o nowe pozwolenie środowiskowe mogą uniemożliwić dalsze prowadzenie działalności gospodarczej i narazić biznes na wielomilionowe straty, nie wspominając już o zakazie udziału w postępowaniach przetargowych, czy problemami z finansowaniem kolejnych inwestycji.

Brak odpowiedniego zarządzania ryzykiem środowiskowym może narazić kierownictwo firmy na odpowiedzialność karną, lecz także powodować zakaz możliwości pełnienia funkcji publicznych, czy narazić zarząd na utratę wizerunku dobrego menedżera, w tym również karę pozbawienia wolności.

Compliance środowiskowy pozwala budować bezpieczny rozwój ekologicznego i społecznie odpowiedzialnego biznesu, bez obaw o o utratę reputacji, czy nałożenie kar. □

Kary na horyzoncie

- Wysokie kary finansowe z małą możliwością ich zmniejszenia,
- Odpowiedzialność karna członków zarządu,
- Wstrzymanie prowadzonej działalności,
- Wygaszenie posiadanych pozwoleń,
- Brak możliwości wystąpienia o nowe pozwolenie,
- Pozwy o odszkodowanie (szkody w środowisku),
- Zakaz udziału w postępowaniach przetargowych,
- Problemy z finansowaniem przyszłych inwestycji.

SKORZYSTAJ Z PUBLICZNYCH ŹRÓDEŁ FINANSOWANIA I ZAZIELEŃ SWOJĄ FIRMĘ!



PROGRAMY WSPARCIA DLA PRZEDSIĘBIORCÓW

7,9 mld EUR | Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG)

25 mld EUR | Fundusze Europejskie na Inwestycje, Klimat, Środowisko (FEnIKS)

58,1 mld EUR | Krajowy Plan Odbudowy (KPO)

25 mld EUR | Innovation Fund

95,5 mld EUR | Horyzont Europa

SKONTAKTUJ SIĘ Z EKSPERTAMI CRIDO!

Szymon Żółciński

PARTNER

E: szymon.zolcinski@crido.pl

Mateusz Markowski

MENEDŻER

E: mateusz.markowski@crido.pl



CRIDO

Szymon Żółciński,
Partner,
CRIDO | Biznes i Innowacje

Mateusz Markowski,
Manager,
CRIDO | Biznes i Innowacje

Finansowanie Europejskiego Zielonego Ładu

- najciekawsze źródła dofinansowania dla inwestycji proekologicznych

Transformacja gospodarki w kierunku neutralności klimatycznej nie będzie możliwa bez wsparcia publicznego. W perspektywie finansowej UE na lata 2021-2027 znajduje się szereg instrumentów przeznaczonych na finansowanie inwestycji proekologicznych. Poniżej przedstawiamy założenia najbardziej atrakcyjnych programów z punktu widzenia przedsiębiorców.

■ Środki UE dystrybuowane na szczeblu krajowym

□ Fundusze Europejskie dla Nowoczesnej Gospodarki (FENG)

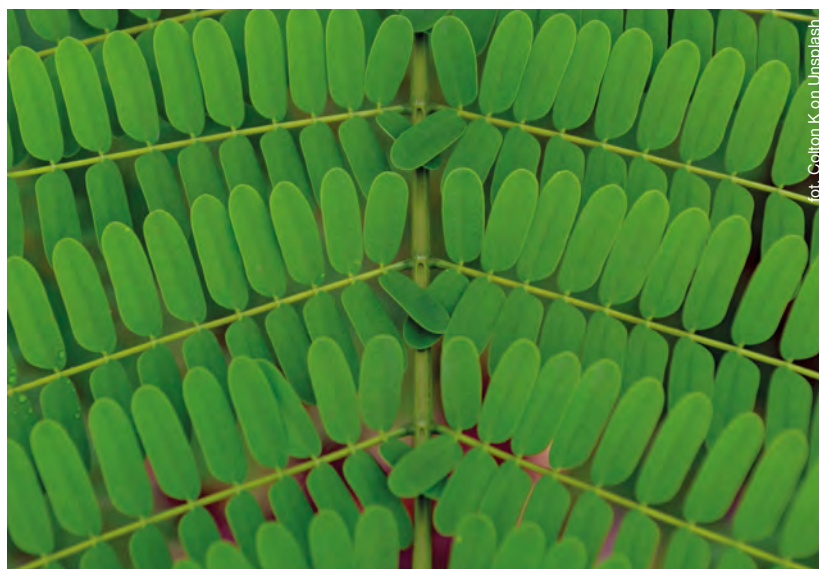
Głównym instrumentem wsparcia działalności badawczo-rozwojowej i inwestycyjnej przedsiębiorstw będzie program FENG. Jednym z głównych wyzwań, na które ma odpowiadać FENG jest transformacja w kierunku niskoemisyjnej gospodarki w obiegu zamkniętym.

Program jest podzielony na dwa priorytety. Pierwszy „Wsparcie dla przedsiębiorców” o alokacji 4,358 mld EUR przewiduje wsparcie dla projektów modułowych. Niezbędnym elementem każdego projektu będzie realizacja modułu prac B+R lub modułu inwestycji w in-

frastrukturę B+R. W zależności od potrzeb będą one mogły być uzupełnione dodatkowymi modułami. Jednym z nich będzie moduł tzw. „zazielenienia” przedsiębiorstw, który zakłada transformację środowiskową przedsiębiorstw, aspekty ekoprojektowania, zastępowania lub re-

dukcji substancji szkodliwych, czy dotyczących cyklu życia produktu.

W drugim priorytecie „Środowisko sprzyjające innowacjom” (3,455 mld EUR) planowana jest kontynuacja działania Kredyt na innowacje technologiczne, który według założeń pozwoli na fi-



Źródło: Cofon K on Unsplash

nansowanie zielonych kosztów projektu (m. in. w obszarze gospodarki obiegu zamkniętego).

Program jest w trakcie przygotowania. Pierwsze nabory odbędą się prawdopodobnie w pierwszej połowie 2022 r.

□ Fundusze Europejskie na Inwestycje, Klimat, Środowisko (FEnIKS)

FEnIKS jest zorientowany wokół pięciu obszarów: energetyce, środowisku, transporcie, zdrowiu i kulturze.

Szczególnie istotny jest cel szczegółowy 2.1. programu, który dotyczy efektywności energetycznej i redukcji emisji gazów cieplarnianych. Na wsparcie modernizacji energetycznej budynków, efektywności energetycznej procesów, wydajności kogeneracji, produkcji ciepła, trigeneracji oraz rozwoju systemów ciepłowniczych i chłodniczych, czy źródeł OZE - łącznie przeznaczono 2,5 mld EUR.

Wsparcie OZE możliwe będzie także w ramach celu szczegółowego 2.2. Środki przeznaczone zostaną na budowę instalacji do produkcji energii cieplnej i elektrycznej, wytwarzania paliw alternatywnych z magazynami energii, przyłączeniem do sieci i ewentualną przebudowę sieci. Łącznie na te cele będzie do dyspozycji prawie 600 mln EUR w postaci dotacji.

Wsparcie z programu FEnIKS jest przewidziane również dla sektorów m. in. transportu oraz gospodarki odpadami.

W połowie lipca br. zakończyły się konsultacje społeczne programu. Pierwsze konkursy ruszą najprawdopodobniej w 2022 r.

□ Krajowy Program Odbudowy (KPO)

KPO jest dokumentem określającym cele związane z odbudową i tworzeniem odporności społeczno-gospodarczej po kryzysie wywołanym COVID-19. Polski KPO znajduje się na etapie akceptacji KE. W optymistycznym scenariuszu pierwsze środki popłyną do Polski w 2022 r.

O CRIDO

W najbliższych latach wsparcie finansowe będzie dostępne dla niemalże każdego aspektu działalności przedsiębiorcy: od badań i rozwoju przez wdrożenie i inwestycje. Nasz ponad 40-osobowy zespół doradców aktywnie wspiera przedsiębiorstwa w trakcie całego procesu ubiegania się o pozyskanie finansowania na realizację innowacyjnych przedsięwzięć inwestycyjnych, ryzykownych projektów B+R, inwestycji związanych z ochroną środowiska, czy też OZE.

Wśród kluczowych kompetencji naszego zespołu są m. in. dotacje i ulgi, w tym Polska Strefa Inwestycji, wsparcie na etapie realizacji projektów oraz zarządzanie innowacjami. Oferujemy kompleksowe podejście zaczynając od identyfikacji najważniejszych źródeł pomocy z dostępnych programów wsparcia aż do właściwego wykorzystania otrzymanej pomocy na etapie realizacji projektu. Od początku naszej działalności zrealizowaliśmy z sukcesem ponad 450 projektów. Dla naszych klientów pozyskaliśmy ponad 7,5 mld PLN, w tym 2 mld PLN na projekty badawczo-rozwojowe oraz infrastrukturę badawczą, a także 1,9 mld PLN dla inwestycji środowiskowych.

KPO dzieli się na 5 komponentów. W komponencie A „Odporność i konkurencyjność gospodarki” przewidziane jest wsparcie dotacyjne na wdrażanie innowacji związanych z gospodarką obiegu zamkniętego, np. na projekty obejmujące wsparcie wykorzystania surowców wtórnych. Budżet w tej części to 162 mln EUR.

Komponent B „Zielona energia i zmniejszenie energochłonności”, czyli główna część KPO odpowiedzialna za zielone inwestycje, przewiduje m. in. wsparcie dotacyjne w inwestycje w technologie wodrowe. Wsparty zostanie także rozwój sieci przesyłowych elektroenergetycznych i ich infrastruktury z naciskiem na uczynienie ich inteligentnymi. Istotne jest także wsparcie, które zostanie udzielone społecznościom energetycznym na rozwój OZE oraz infrastruktury energetyki wiatrowej offshore. Alokacja w tym komponencie wyniesie 5,7 mld EUR grantów i 8,6 mld EUR pożyczek.

Komponent E „Zielona, inteligentna mobilność” zakłada wsparcie na rozwój zrównoważonego, systemu transportowego, m. in. w zero-i niskoemisyjne autobusy i tabor kolejowy.

Pierwsze konkursy powinny ruszyć w 2022 r.

■ Środki UE dystrybuowane na szczeblu unijnym

□ Innovation Fund

Innovation Fund to program mający na celu wsparcie komercyjnej demonstracji innowacyjnych, niskoemisyjnych technologii, procesów lub produktów, które mają znaczący potencjał w zakresie redukcji emisji gazów cieplarnianych (np. projekty w zakresie innowacyjnych sposobów wytwarzania energii z OZE i magazynowania energii).

W ramach programu wyróżnia się projekty małe (small scale) - nakłady pomiędzy 2,5 a 7,5 mln EUR oraz duże (large scale) - nakłady powyżej 7,5 mln EUR. Konkurs dla projektów dużej skali trwa do 3 marca 2022 r., a dla małej skali jest przewidziany w okresie marzec-sierpień 2022 r.

□ Horyzont Europa

Horyzont Europa pozwala finansować rozwój przełomowych technologii na różnych etapach zaawansowania - od pomysłu do wdrożenia rynkowego. Nabory wniosków są otwarte tematycznie, bądź zawężone do strategicznych obszarów (tzw. strategic challenges), w których wyróżnia się m. in. obszary takie jak OZE i magazyny energii, czy dekarbonizacja branż energochłonnych. Pierwsze nabory zostały uruchomione w 2021 r. □

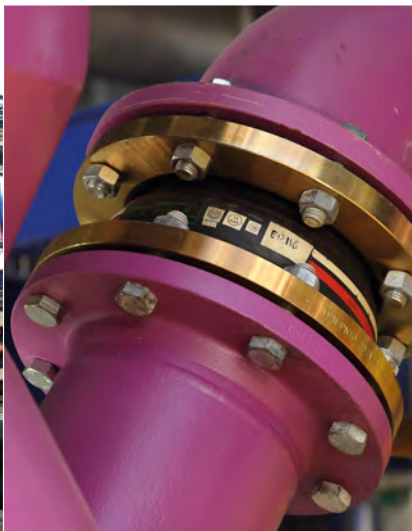
Od 60 lat wspieramy rozwój polskiego przemysłu.

Pomagamy zapewnić sprawną i bezawaryjną pracę instalacji technologicznych.
Budujemy, wykonujemy i modernizujemy obiekty i instalacje przemysłowe.
Współpracujemy z zakładami z branży chemicznej, petrochemicznej,
cementowej i energetycznej.

Odwiedź nas na remzap.pl



BUDOWNICTWO, INWESTYCJE I REMONTY PRZEMYSŁOWE



Wydawnictwo „Nowa Energia”

X Konferencja „Instalacje Ochrony Środowiska w nowej rzeczywistości” - za nami

Wydawnictwo „Nowa Energia” zorganizowało [X Konferencję „Instalacje Ochrony Środowiska w nowej rzeczywistości”](#), która odbyła się w dniach 13-14 października 2021 na Zamku w Baranowie Sandomierskim. Uczestników powitała Dorota Kubek, Redaktor Naczelna Wydawnictwa. Partnerem wydarzenia była Enea Elektrownia Połaniec SA.

Moderatorem Konferencji był **dr hab. inż. Rafał Kobyłecki, prof. PCz** z Wydziału Infrastruktury i Środowiska na Politechnice Częstochowskiej.

Konferencja skierowana była do przedstawicieli kadry zarządzającej i technicznej ds. inwestycji, specjalistów ds. ochrony środowiska reprezentujących przedsiębiorstwa energetyczne i ciepłownicze oraz przemysł, przedstawicieli firm oferujących usługi oraz urządzenia dla ochrony środowiska, jak i dla zainteresowanych instytucji (RDOŚ, NFOŚiGW), samorządów i uczelni technicznych.

O dostosowaniu branży energetycznej do wymagań wynikających z Kon-

kluzji BAT dla dużych obiektów spalania - stan po 17 sierpnia 2021 r. oraz wyzwania na przyszłość mówiła **Monika Kosińska**, Główny Specjalista z Departamentu Instrumentów Środowiskowych w **Ministerstwie Klimatu i Środowiska**.

O rewizji dyrektywy IED mówił **Michał Jabłoński**, Z-ca Dyrektora ds. Ochrony Środowiska w **Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie**.

„Czy nowe technologie CCS mogą być lekarstwem dla energetyki węglowej i gazowej?” - to tytuł referatu, który wygłosił **Paweł Woszczyk**, Z-ca Dyrektora TGPE ds. Technicznych

w **Towarzystwie Gospodarczym Polskie Elektrownie**.

„Wieloaspektowy projekt „550” dla przyszłości Elektrowni Połaniec” - to tytuł referatu, który przedstawił **Zdzisław Stalica**, Dyrektor Pionu Zarządzania Środowiskiem w **Enea Elektrownia Połaniec S.A.**

„Compliance środowiskowy - czyli jak zarządzać ryzykami środowiskowymi posiadanych instalacji i ich infrastruktury” - to tytuł referatu, który zaprezentowała **dr Katarzyna Barańska**, Radca Prawny, Partner | Head of Infrastructure & Environment w **Kancelarii Prawnej Kochański & Partners**.



Otwarcie konferencji



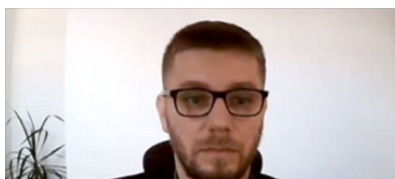
Dr hab. inż. Rafał Kobyłecki



Uczestnicy konferencji



Monika Kosińska



Michał Jabłoński



Paweł Woszczyk



Zdzisław Stalica



Dr Katarzyna Barańska



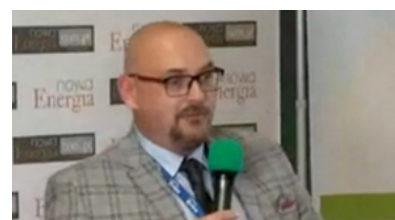
Henryk Skotnicki



Maciej Kapkowski



Dr inż. Andrzej Krupa



Łukasz Śliwiński



Bartłomiej Bobrowski

Przegląd i analizę wybranych technologii oczyszczania gazów z procesów konwersji energii dokonał **dr hab. inż. Rafał Kobytecki, prof. PCz** z Wydziału Infrastruktury i Środowiska na **Politechnice Częstochowskiej**.

Modernizację instalacji odsiarczania spalin w celu przygotowania Enea Elektrownia Połaniec do nowych standardów emisyjnych wynikających z konkluzji BAT omówił **Henryk Skotnicki**, Starszy Specjalista ds. Eksploatacji Urządzeń Pozablokowych w **Enea Elektrownia Połaniec S.A.**

O regeneracji katalizatorów SCR stosowanych w przemyśle energetycznym mówił **dr Maciej Kapkowski** z Wydziału Nauk Ścisłych

i Technicznych na **Uniwersytecie Śląskim**.

„Aglomeracja cząstek PM2.5 w instalacjach odpylania spalin” – to tytuł referatu, który wygłosił **dr inż. Andrzej Krupa** z **Instytutu Maszyn Przepływowych PAN**.

Hybrydowe instalacje oczyszczania gazów odlotowych i spalin omówił **Łukasz Śliwiński** z **RAFAKO S.A.**

Bartłomiej Bobrowski, Radca w Biurze Oceny Ryzyka Technicznego w **Towarzystwie Ubezpieczeń i Reasekuracji „WARTA” S.A.** wygłosił prezentację pt. „Ubezpieczenie jako element inwestycji”.

Szczegóły: <https://konferencje.nowa-energia.com.pl/ochronasrodowiska/2021/>

Partner:



Patronat Medialny:



Organizator:





INNOWACYJNE INSTALACJE
DO USUWANIA AMONIAKU (STRIPING TERMICZNY)
I BORU (SELEKTYWNA SORPCJA) ZE ŚCIEKÓW IOS



wysoka skuteczność oczyszczania ścieków

modułowe instalacje

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

www.energopomiar.com.pl



Łukasz Kot,

Kierownik Działu Technologii Wodno-Chemicznych,
„Energopomiar” Sp. z o.o.

Innowacyjne metody na usuwanie amoniaku i boru ze ścieków

W wyniku badań nad usuwaniem jonu amonowego ze ścieków oczyszczonych z instalacji mokrego odsiarczania spalin (IMOS), zespół Energopomiaru opracował nowatorską metodę pozwalającą uzyskać znacznie lepsze efekty niż oferowane na rynku technologie. W 2020 r. rozwiązaniu pn. „Sposób usuwania amoniaku ze ścieków i kolumna strippingowa do usuwania amoniaku ze ścieków” została przyznana ochrona patentowa. Zespół badawczy znalazł również sposób na rozwiązanie problemu boru w ściekach. O innowacyjnych metodach Energopomiaru opowiada Łukasz Kot, ich współautor.

■ Skąd potrzeba prac nad usuwaniem amoniaku ze ścieków?

Instalacje odsiarczania i odazotowania spalin, z uwagi na coraz częściej wymaganą elastyczną pracę kotłów energetycznych, są poddawane zmiennym warunkom eksploatacji. Praca w niestabilnych warunkach powoduje zmiany w mechanizmach reakcji chemicznych: stosunek stechiometryczny i stopień wymieszania reagentów, reżimy temperatury, co z kolei skutkuje zaburzeniem procesu oczyszczania. W efekcie w instalacjach odazotowania spalin dochodzi do zjawiska prześlizgu amoniaku, objawiającego się jego obecnością w ściekach z instalacji odsiarczania spalin. Oczyszczalnie ścieków z IMOS nie są przystosowane do usuwania ze ścieków amoniaku, gdyż głównym ich

zadaniem jest usunięcie metali ciężkich oraz zawiesiny w procesach koagulacji, flokulacji i sedymentacji.

■ Czy to szeroko występujący problem w energetyce?

Problemy z amoniakiem w ściekach dotyczą przede wszystkim obiektów energetycznych z instalacją SNCR (niekatalityczne odazotowanie spalin) lub wyeksploatowaną instalacją SCR (katalityczne odazotowanie spalin). Z uwagi na zaostrzające się wymagania emisyjne w każdej elektrowni zamontowana jest któraś z tych instalacji. Należy również pamiętać o ściekach przemysłowych poza branżą energetyczną, np. w zakładach chemicznych. W niektórych procesach produkcyjnych amoniak powstaje jako produkt odpadowy.

■ Czy limity amoniaku są określone prawem?

Stężenie amoniaku w ściekach limitowane jest przepisami. W Polsce obowiązującym aktem prawnym jest *Rozporządzenie Ministra Gospodarki Morskiej*





i Żegluga Śródlądowej z dnia 12 lipca 2019 r. w sprawie substancji szczególnie szkodliwych dla środowiska wodnego oraz warunków, jakie należy spełnić przy wprowadzaniu do wód lub do ziemi ścieków, a także przy odprowadzaniu wód opadowych lub roztopowych do wód lub do urządzeń wodnych, które określa wartość dopuszczalną $N-NH_4$ w ściekach odprowadzanych do odbiornika na poziomie 10 mg/l. O skali problemu może również świadczyć fakt, że początkowo w draftach konkluzji BAT dla dużych obiektów energetycznego spalania LCP, które zaczęły obowiązywać od 17 sierpnia 2021 r., również znajdował się zapis limitujący jon amonowy na poziomie 10 mg/l. Pomimo że ostatecznie został wykreślony, należy się go spodziewać w kolejnych wydaniach konkluzji.

■ Na czym polegały badania dotyczące problemu amoniaku w ściekach?

Zespół badawczy skupił się na opracowaniu fizykochemicznej metody usuwania jonu amonowego. W porównaniu

z metodami biologicznymi, rozwiązanie to nie wymaga stabilnych warunków oraz pozwala na szybką reakcję układu na zmienne parametry procesowe. W badaniach laboratoryjnych testowaliśmy metody, które są możliwe do implikacji na obiektach energetycznych z wykorzystaniem używanych na elektrowni mediów. W pierwszej kolejności testowaliśmy zastosowanie powietrza, a udoskonalając metodę i pozyskując nowe informacje o warunkach termodynamicznych w układzie, dodaliśmy parę, której w elektrowni jest pod dostatkiem i występuje jako ciepło odpadowe. Kolejnym krokiem było przeniesienie założeń z mikroskali na realne warunki - Energopomiar zbudował instalację pilotażową w skali półtechnicznej/technicznej.

■ Czy bor stanowi podobny problem jak amoniak?

Problem stężenia boru w ściekach również ściśle wiąże się z instalacją odsiarczania spalin. Bor, który trafia do oczyszczalni ścieków, tylko w znikomym stopniu ulega strąceniu w postaci soli, z uwagi na swoją specyficzną budowę i możliwość tworzenia rozbudowanych wiązań energetycznych. Podobnie jak amoniak, bor również limitowany jest przytoczonym wcześniej rozporządzeniem. Jednak w tym przypadku ustawodawca pozostawił furtkę, gdyż pomimo ustalenia stężenia boru w ściekach na

poziomie 1 mg/l, pozwolił właścicielowi obiektu na negocjacje tego parametru we właściwych urzędach marszałkowskich. W rezultacie wartość boru jest zmienna i dostosowywana indywidualnie do danego obiektu. W tym aspekcie bor stanowi nieco mniejszy problem, gdyż restrykcje suma summarum są łagodniejsze. Jednak należy mieć na uwadze odpowiedzialność społeczną przedsiębiorstw przemysłowych, w tym odpowiedzialność za środowisko naturalne, co powinno być impulsem do ograniczania emisji tego pierwiastka do środowiska.

■ Nad czym pracuje obecnie Dział Technologii Wodno-Chemicznych?

Wspólnie z Działem Diagnostyki Eksploatacyjnej Energopomiaru pracujemy nad systemem informatycznym, który ma zapewnić pracownikom oczyszczalni pracującej z zamkniętym obiegiem wody i biogenów odpowiednie narzędzia do obsługi, monitorowania i optymalizacji jej pracy. Podjęliśmy również działania w kierunku zastosowania gospodarki obiegu zamkniętego na potrzeby rozwijanej technologii wodorowej jako paliwa w procesach energetycznych. Tutaj również ciekawy jest aspekt ścieków powstających na etapie oczyszczania wodoru wytworzonego ze zgazowania węgla, czy też gazu koksowniczego. Te projekty mają charakter przyszłościowy. □

Główne zalety instalacji do oczyszczania ścieków z amoniaku opracowanej przez zespół Energopomiaru:

- modułowy charakter instalacji pozwalający na jej zabudowę do już pracujących oczyszczalni ścieków mokrego odsiarczania spalin bez ingerencji w ich proces oczyszczania,
- szybka regulacja parametrów procesowych w zależności od wymaganego poziomu redukcji stężenia amoniaku,
- krótki czas zatrzymania ścieków w instalacji do otrzymanej wydajności oczyszczania ścieków z jonu amonowego na poziomie nawet 77%,
- instalacja nie generuje nowych ścieków - możliwość wykorzystania powstałego kondensatu wody amoniakalnej do innych procesów technologicznych.

Henryk Skotnicki

Starszy Specjalista ds. Eksploatacji Urządzeń Pozablokowych, Enea Elektrownia Połaniec S.A.

Modernizacja instalacji w celu przygotowania Enei Elektrowni Połaniec do nowych standardów emisyjnych

wynikających z konkluzji BAT (kBAT) w latach 2019-2021

IOS (Instalacja Odsiarczania Spalin) w Elektrowni Połaniec przeszła w swej historii trzy ważne etapy. Były to: budowa w latach 1995-1998, tzw. Etap II budowy IOS lata 2006-2008 oraz modernizacja w latach 2019-2021.

Aby przybliżyć wyzwania przed którymi stała Elektrownia Połaniec na przestrzeni 23 lat eksploatacji IOSu, w niniejszym artykule zostaną przedstawiane w skrócie dwa pierwsze etapy oraz bardziej szczegółowo ostatni etap, czyli modernizacja zakończona w 2021 r.

■ Budowa w latach 1995-1998

Oryginalny projekt budowy IOS dla Elektrowni Połaniec zakładał budowę dwóch absorberów mających odsiarzać spaliny z czterech bloków energetycznych, których licencjonowanym dostawcą technologii IOS japońskiej firmy Mitsubishi Heavy Ltd. była duńska firma FLS miljø a/s.

IOS wybudowana została dla bloków 5, 6, 7 i 8. Już pierwsze lata eksploatacji pokazały duży potencjał eksploatacyjnych absorberów, zarówno pod względem hydraulicznym - mogły pomieścić znacznie więcej spalin niż ilość, dla której zostały zaprojektowane (nominalnie 2000 kNm³/h, max 2100 kNm³/h) oraz pod względem chemicznym. Absorbery bez problemu odsiarzały znacznie sku-



Fot. 1. Widok na budynek absorberów C i D oraz na część centralną budynku, w której znajduje się chemiczno-mechaniczna oczyszczalnia ścieków

teczej niż wielkość emisji SO_2 , dla której zostały zaprojektowane, czyli 400 mg SO_2 na wylocie z każdego absorbera.

■ Etap II budowy IOS lata 2006-2008

Doświadczenie zdobyte w pierwszych latach eksploatacji IOS zaowocowało dużym projektem, tzw. II etapem i rozbudową IOS zrealizowanym w latach 2006-2008. Inwestycja wiązała się z koniecznością wybudowania nowego kominu o wysokości 150 m oraz skutkowało wyłączeniem z eksploatacji dwóch istniejących kominów o wysokości 250 m. Po czym kominy te zostały skrócone do wysokości 90 m.

Zadaniem II etapu było podłączenie wspólnym kolektorem zbiorczym spalin wszystkich bloków energetycznych do IOS, tak aby odsiarczać spaliny z 6 kotłów Elektrowni Połaniec. Wymagało to przeprowadzenia szeregu modernizacji „wewnątrz” instalacji. W szczególności zmieniono charakterystyki pracy wentylatorów wspomagających, które z nominalnej wydajności 2000 kNm^3/h przetłaczanych spalin podniesiono do 2750 kNm^3/h (wzrost wydajności o ponad 30%) na każdym z dwóch absorberów.

■ **Modernizacja IOS w ramach przygotowania Enea Elektrownia do dotrzymania standardów emisyjnych wynikających z konkluzji kBAT**

17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej opublikowana została decyzja wykonawcza Komisji Europejskiej ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania.

Od tego momentu rozpoczął się **4-letni okres** na dostosowanie instalacji Elektrowni Połaniec do nowych wymagań.

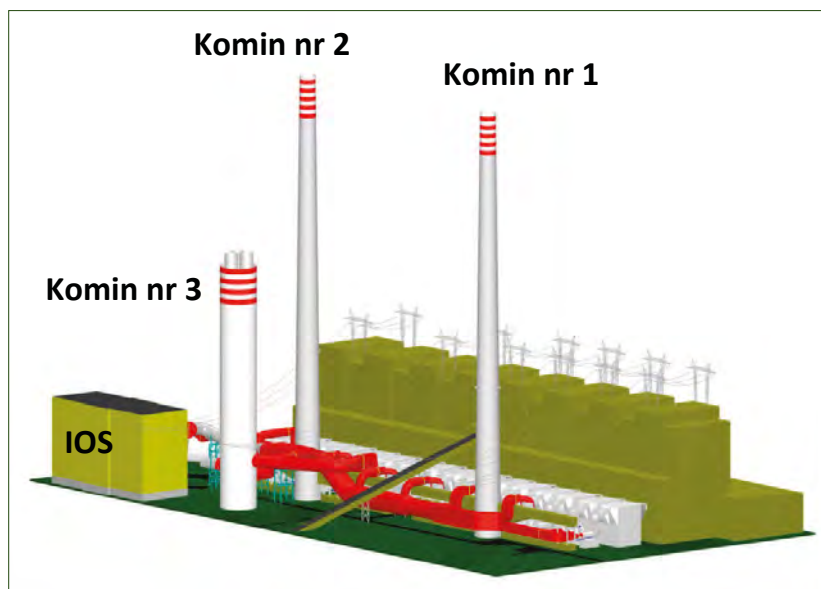
Inwestycja w modernizację IOS (Instalacja Odsiarczania Spalin) była owocem wieloletniej pracy zespołu osób z Pionu Remontów, Pionu Produkcji, Pionu Zarządzania Majątkiem, Pionu Ochrony Środowiska oraz Pionu Zakupów. Prace nad koncepcją rozpoczęły się równolegle z pozyskaniem informacji o pomysły wprowadzenia przez UE nowych wymagań środowiskowych, nazywanych konkluzjami BAT, a opublikowanych w ostatecznym kształcie 17 sierpnia 2017 r. w Dzienniku Urzędowym Unii Europejskiej.

Od dnia wejścia w życie kBAT emisja SO_2 wynosi dla dużych obiektów energetycznych 130 mg/ Nm^3 .

Modernizacja IOS była częścią programu, którego celem było dostosowa-



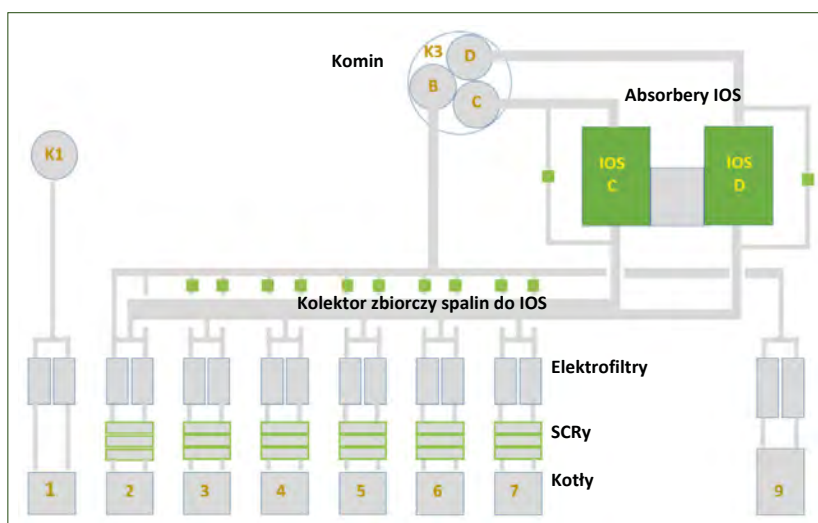
Fot. 2. Realizacja II etapu IOS



Rys. 1. Schemat ideowy: realizacja II etapu IOS

Substancja	Standardy emisyjne ze spalania węgla kamiennego			Standardy emisyjne ze spalania węgla kamiennego
	mg/Nm ³ *			k. BAT mg/Nm ³ *
	do dnia 31.12.2015 r.	od dnia 01.01.2016 r. do dnia 31.12.2017 r.	od dnia 01.01.2018 r.	GWE - (średnia roczna)
SO ₂	400	200	200	130

Tab. 1. Wymogi dotyczące emisji dwutlenku siarki, które Elektrownia Połaniec musiała spełnić w kolejnych latach



Rys. 2. Schemat Elektrowni Połaniec z głównymi urządzeniami chroniącymi środowisko

nie EEP (Enea Elektrownia Połaniec) do wymagań postawionych przez kBAT. Modernizacja rozpoczęła się od zatwierdzenia założeń projektu przez Grupę Enea w październiku 2018, poprzez wpisanie jej na Listę Inwestycji Strategicznych Grupy Enea, co umożliwiło EEP rozpoczęcie procesów przetargowych.

Modernizacja umożliwiła EEP dotrzymanie limitów emisji w spalinach w zakresie SO₂. Uzyskana redukcja z poziomu obecnej emisji wynoszącej 200 mg/Nm³ do poziomu 130 mg/nm³ - przeliczając na wzrost sprawności odsiarczania jest to około +2%. Nie do przecenienia jest również fakt poprawy sprawności układu, który przełożył się na redukcję emisji kolejnych substancji, które od sierpnia będą nadzorowane, jak: Hg, HCl i HF.

Modernizacja IOS w sposób istotny ograniczyła wpływ EEP (Enea Elektrownia Połaniec) na środowisko naturalne. Pozwoliła EEP pracować zgodnie z wymogami prawa.

■ Zakres modernizacji IOS w Elektrowni Połaniec 2019-2021

□ Zbiorniki Absorberów IOS

Ta część instalacji została zmodernizowana w największym zakresie. Zmianie nie uległa w zasadzie tylko metoda odsiarczania - mokra wapienna, a z infrastruktury pozostało jedynie samo poszycie zbiorników, choć w wielu miejscach została wymieniona powłoka gumowa.

Przybyło bardzo wiele nowych urządzeń, jak:

- po 3 poziomy zraszania ze 416 dyszami zraszającymi na każdym z absorberów,
- kosze ssawne do wszystkich 10 pomp recyrkulacyjnych - po 5 na absorber,
- zainstalowano po jednej dodatkowej pompie recyrkulacyjnej C/DHT-F30AP001,
- dwie półki sitowe po jednej na każdym absorberze.

Półka sitowa w absorberach IOS jest wykonana w postaci perforowanych koszy z materiałów odpornych na korozję: głównie polipropylenu uzupełnionego elementami z gumowanej stali i stopów na bazie niklu. Podczas przepływu spalin w kierunku górnej części absorbera, faza gazowa tworzy wraz z cieczą zalegającą na półce sitowej warstwę piany dynamicznej, która zanika po ustaniu przepływu gazu. To zjawisko w czasie normalnej pracy absorbera zwiększa powierzchnię kontaktu spalin i cieczy absorpcyjnej i poprawia skuteczność wnikania dwutlenku siarki do cieczy, a tym samym zwiększa skuteczność usuwania tego zanieczyszczenia ze spalin w absorberze. Półka sitowa stanowi rozwiązanie alternatywne wobec możliwości budowy kolejnego poziomu zraszania w absorberze.

□ Demister - inaczej eliminator mgły

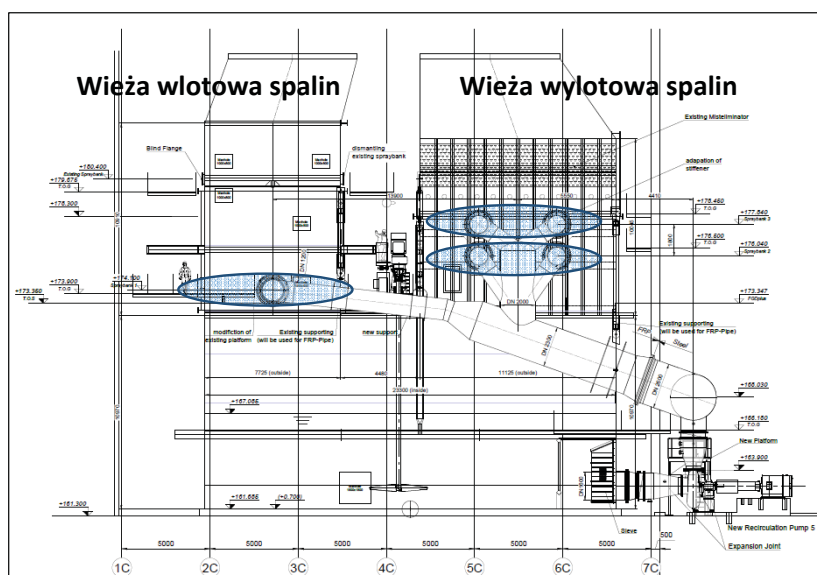
Niezwykle istotne urządzenie w technologii mokrej wapiennej odsiarczania - chroni inne urządzenia IOS przed zanieczyszczeniem kroplami zawiesiny gipsowej, szczególnie ważne dla sprawności wymiennika GAVO podgrzewającego spaliny na wylocie z absorbera.

Urządzenie to zostało wymienione, stary eliminator przepracował 12 lat. Ponadto zainstalowano eliminator wstępny rurowy.

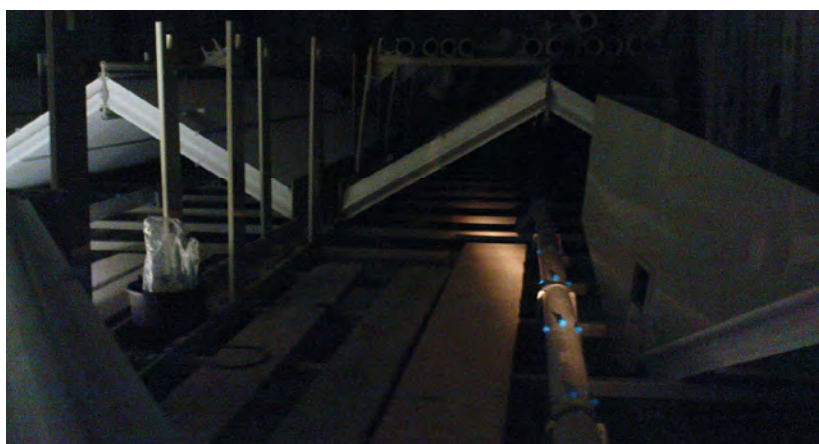
Eliminatory mgły usuwają porywane przez spaliny ciecze płuczące tak, aby ograniczyć zanieczyszczenie urządzeń



Fot. 3. Półka sitowa nad półką system dysz zraszających



Rys. 3. Schemat rozmieszczenia poziomów zraszania



Fot. 4. Montaż nowego eliminatora mgły. Dobrze widoczny rurociąg wody z dyskami (niebieskie) do mycia lamelek eliminatora

znajdujących się dalej na drodze spalin do komina. Mgła ze strefy rozpylania absorbera jest skraplana przez dwuetapowy eliminator mgły. Eliminatory wstępny, który znajduje się najbliżej głowicy systemu zraszania, wychwytuje większe cząstki, podczas gdy eliminator dokładny wychwytuje drobniejsze cząstki.

Chemiczno-mechaniczna Oczyszczalnia Ścieków

Wszystkie szkodliwe substancje wypłukane ze spalin jak metale ciężkie, chlorki, fluorki i inne kończą swoją drogę na chemicznej oczyszczalni ścieków IOS. Tutaj są neutralizowane i zamieniane na nieszkodliwe tlenki metali oraz usuwane z procesu w postaci szlamu.

Modernizacja polegała głównie na dobudowaniu trzeciej nitki oczyszczania, zainstalowaniu wirówek szlamu oraz wprowadzeniu do technologii oczyszczania układu natleniającego, który zwiększy skuteczność usuwania metali ciężkich.

Dodatkowo zaopatrzono instalację odsiarczania spalin w 2 baterie hydrocyklonów ścieków. Ich zadaniem jest odseparowanie cząstek gipsu od ścieków.

Oczyszczalnia ścieków z IOS w Elektrowni składa się z następujących obiektów:

- zbiornik buforowy ścieków nie oczyszczonych z armaturą,
- zbiornik reakcyjny z armaturą,
- separatory lamelowe z armaturą,
- filtry piaskowe z armaturą,
- zbiorniki szlamu z armaturą,
- zbiorniki dozowanych środków chemicznych z armaturą.

Obrotowy podgrzewacz spalin GAVO

Nieoczyszczone spaliny kierowane do absorbera po przejściu przez kłapę wlotową, kierowane są do obrotowego podgrzewacza spalin. Zostają tam schłodzone oddając ciepło elementom płytowym wirnika. Następnie spaliny kierowane są do absorbera.

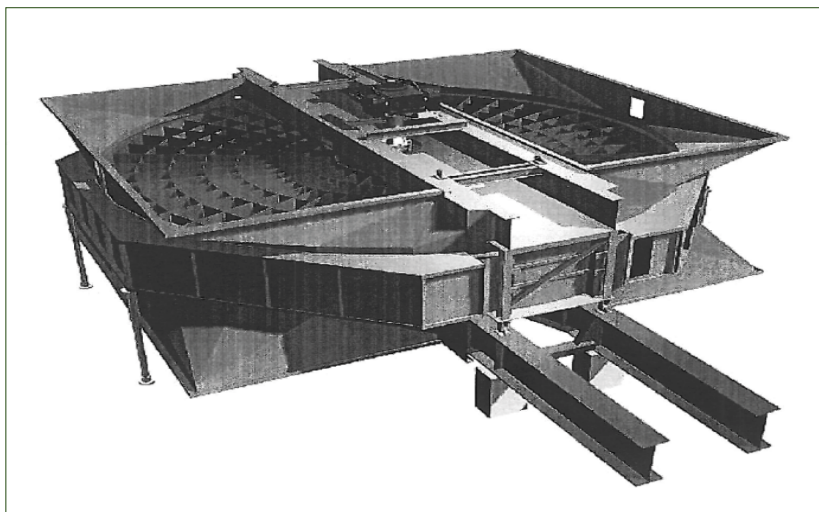
W tym czasie ogrzane elementy płytowe wirnika przemieszczają się ruchem obrotowym na drugą stronę do wieży wy-



Fot. 5. Hydrocyklony ścieków



Fot. 6. Zbiornik reakcyjny na oczyszczalni ścieków



Fot. 7. GAVO wraz z obudową

lotowej. Po przejściu przez układ absorbera spaliny są powtórnie kierowane do wymiennika ciepła, gdzie tym razem są podgrzewane, odbierając ciepło z ogrzanych uprzednio elementów wymiennika. W czasie normalnej pracy i podczas przedmuchiwania sprężonym powietrzem, obrotowy podgrzewacz spalin obraca się z prędkością 1 obr./min. Obrotowy podgrzewacz spalin wyposażony jest w dwa wentylatory pomocnicze. Wentylator powietrza uszczelniającego obrotowego podgrzewacza spalin dostarcza powietrze atmosferyczne do uszczelnienia miejsc przejścia wału i lanc czyszczących na zewnątrz podgrzewacza [22]. Zadaniem jego jest uniemożliwienie przedostawania się spalin na zewnątrz urządzenia. Wdmuchuje on oczyszczone spaliny z powrotem do centralnej części obrotowego podgrzewacza spalin w celu przeczyszczania elementów grzewczych wymiennika (wydmuchania nie oczyszczonych spalin), nim przemieszczą się one z jednej strony obrotowego podgrzewacza spalin na drugą. Minimalizuje to możliwość wystąpienia wewnętrznych przecieków spalin.

Ma za zadanie ogrzać spaliny wylotowe z IOS do temperatury około 90°C. Jest to temperatura powyżej kwasowego punktu rosy. Chroni to kanały spalin przed erozją spowodowaną wykraplaniem się kwasów.

W procesie modernizacji pakiety GAVO oraz uszczelnienia zostały wymienione 1:1.

□ **Booster Fan - wentylator wspomagający**

Jest największym wentylatorem w Elektrowni Połaniec. Przetłacza do 3 mln m³ spalin każdy. Stanowi to równoważność pracy trzech kotłów energetycznych EP650.

Zakres modernizacji obejmował wymienię:

- stacji olejowych,
- układów wirujących.

Każdy z absorberów IOS wyposażony jest w jeden wentylator wspoma-



Fot. 8. Wymiana układu wirującego



Fot. 9. Wentylator wspomagający (Booster Fan) absorbera D



Fot. 10. Hydrocyklony gipsu

gający przepływ spalin zainstalowany na kanale wylotowym oczyszczonych spalin. Oczyszczone spaliny wylotowe z absorbera po podgrzaniu w obrotowym podgrzewaczu spalin kierowane są do wentylatora wspomagającego. Został on dobrany tak, aby pokonać spadek ciśnienia występujący w absorberze IOS. Wentylator wspomagający jest jednostopniowym, osiowym wentylatorem, który posiada możliwość nastawiania kąta natarcia łopatek wirnika.

Wentylator zainstalowany jest w pozycji poziomej na kanale wylotowym spalin na wysokości ok. 16 m ponad poziomem terenu. Aby zapobiec przenoszeniu drgań, wentylator został zamontowany na ciężkiej stalowej podstawie wypełnionej betonem, która przytwierdzona jest do stalowej konstrukcji wyposażonej w tłumiki drgań. Obudowa wentylatora została wytłumiona.

□ Zamontowanie po jednej baterii Hydrocyklonów gipsu i hydrocyklonów ścieków na absorber

Nowa instalacja na IOS w Elektrowni Połaniec. Zespół urządzeń mających na celu wspomóc proces redukcji SO_2 - tym samym zwiększyć sprawność IOS.

Zadaniem **hydrocyklonów gipsu** jest segregowanie uziarnienia zawiesiny gipsowej w absorberach. Ziarna gipsu o odpowiedniej granulacji są odprowadzane do układu odwadniania. Ziarna „lekkie” są zawracane ponownie do procesu odsiarczania.

Hydrocyklony ścieków mają za zadanie oddzielić gips, który zawracany jest do procesu odsiarczania, od samego ścieku, który kierowany jest na oczyszczalnię.

□ Wymiana klap obejściowych IOS

Kłapy obejściowe kierują spaliny bezpośrednio do komina w przypadku niedyspozycyjności lub odstawienia absorbera IOS.



Fot. 11. Widok na klapę obejściową Absorbera C

Pełnią zatem bardzo ważną rolę. Wymiana klap spowodowana była koniecznością zapewnienia pełnej szczelności układu spalin. „Stare” kłapy po-

zez zużycie eksploatacyjne posiadały nieszczelności i w wyniku przysysania spalin do komina powodowały spadek sprawności IOS.

■ Wnioski

Program modernizacyjny przeprowadzony w latach 2019-2021 na IOS Elektrowni Połaniec, a skrótowo przedstawiony w niniejszym artykule - spełnił założenia. Eksploatacja 30 dniowa IOS po 17 sierpnia 2021 (data pisania artykułu) wykazała, iż większość związków chemicznych emitowanych do środowiska osiągnęła wymagane wartości emisji określone w kBAT i Pozwoleniu Zintegrowanym.

Najważniejsze z nich:

- emisja tlenków siarki (SO_2). Użytkano średnią emisję na poziomie 108 mg/Nm^3 przy wymaganej normie średniorocznej 130 mg/Nm^3 .
- emisja HCl - średni wynik uzyskany podczas testu wyniósł $6,3 \text{ mg/Nm}^3$ przy dopuszczalnej normie do 20 mg/Nm^3 .
- emisja rtęci (Hg) - osiągnięta średnia wartość to $1,5 \text{ } \mu\text{g/Nm}^3$ przy dopuszczalnej wartości $4 \text{ } \mu\text{g/Nm}^3$. □

SPRAWDŹ WYDARZENIA ORGANIZOWANE PRZEZ „NOWĄ ENERGIĘ”

<https://konferencje.nowa-energia.com.pl/> 

Ireneusz Perkowski,
Prezes, Spółdzielnia Energetyczna EISALL

O Spółdzielni energetycznej

Możliwość tworzenia spółdzielni energetycznych została wprowadzona w ramach nowelizacji ustawy o odnawialnych źródłach energii („Ustawa OZE”), uchwalonej przez Sejm 19 lipca 2019 r., która wyszła w życie 29 sierpnia 2019 r. Spółdzielnia energetyczna może prowadzić działalność w zakresie wytwarzania energii elektrycznej, biogazu, lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii.

■ Definicja spółdzielni energetycznej

Zgodnie z treścią art. 2 pkt 33a uOZE przez spółdzielnię energetyczną rozumie się spółdzielnię w rozumieniu ustawy z dnia 16 września 1982 r. - Prawo spółdzielcze lub ustawy z dnia 4 października

2018 r. o spółdzielniach rolników, której przedmiotem działalności jest wytwarzanie energii elektrycznej, biogazu lub ciepła w instalacjach odnawialnego źródła energii i równoważenie zapotrzebowania energii elektrycznej, biogazu lub ciepła wyłącznie na potrzeby własne spółdzielni energetycznej i jej członków, przyłączonych do zdefi-

niowanej obszarowo sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej o napięciu znamionowym niższym niż 110 kV, sieci dystrybucyjnej gazowej lub sieci ciepłowniczej.

■ Obszar działania spółdzielni energetycznej



Spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora. Obszar działania spółdzielni energetycznej ustala się na podstawie miejsc przyłączenia wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni do sieci dystrybucyjnej elektroenergetycznej.

■ Kluczowe warunki jakie musi spełniać spółdzielnia energetyczna

Spółdzielnia energetyczna musi spełniać następujące warunki:

- prowadzi działalność na obszarze gminy wiejskiej lub miejsko-wiejskiej w rozumieniu przepisów o statystyce publicznej lub na obszarze nie więcej niż 3 tego rodzaju gmin bezpośrednio sąsiadujących ze sobą,
- liczba jej członków wynosi od 3 do 1000 członków,
- łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii:
 - umożliwia pokrycie w ciągu roku nie mniej niż 70% potrzeb wła-

snych spółdzielni energetycznej i jej członków,

– nie przekracza 10 MW,

- członkami spółdzielni energetycznej mogą być wyłącznie osoby fizyczne lub osoby prawne.

■ Szczegółowe warunki dot. rozliczeń

Zgodnie z Ustawą OZE minister właściwy do spraw energii w porozumieniu z ministrem właściwym do spraw rozwoju wsi określi w drodze rozporządzenia:

- szczegółowy zakres oraz sposób dokonywania rejestracji danych pomiarowych oraz bilansowania ilości energii,
- szczegółowy sposób dokonywania rozliczeń, z uwzględnieniem cen i stawek opłat w poszczególnych grupach taryfowych stosowanych wobec spółdzielni energetycznej i poszczególnych jej członków,
- szczegółowy zakres oraz sposób udostępnienia danych pomiarowych, między przedsiębiorstwami energetycznymi oraz między przedsiębiorstwami energetycznymi, a spółdzielnią energetyczną,
- szczegółowy podmiotowy zakres spółdzielni energetycznej - mając na uwadze potrzebę ujednolicenia sposobu dokonywania rozliczeń

oraz ochronę ich interesów, a także bezpieczeństwo i niezawodne funkcjonowanie systemu elektroenergetycznego.

■ Korzyści wynikające z założenia spółdzielni energetycznej

Od ilości energii elektrycznej, rozliczonej w wyżej wskazany sposób, spółdzielnia energetyczna nie uiszcza na rzecz sprzedawcy zobowiązanego opłat z tytułu jej rozliczenia oraz opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwórców i odbiorców spółdzielni energetycznej. Opłaty za usługę dystrybucji są uiszczane przez sprzedawcę zobowiązanego wobec operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego, do sieci którego przyłączone są instalacje odnawialnego źródła energii i instalacje wszystkich odbiorców spółdzielni energetycznej.

W odniesieniu do ilości energii elektrycznej wytworzonej we wszystkich instalacjach odnawialnych źródeł energii spółdzielni energetycznej, a następnie zużytej przez wszystkich odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej:

- nie nalicza się i nie pobiera:



- opłaty OZE, o której mowa w art. 95. ust. 1 ustawy o Odnawialnych Źródłach Energii,
- opłaty mocowej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy,
- opłaty kogeneracyjnej w rozumieniu przepisów ustawy z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji,
- podatku akcyzowego, pod warunkiem że łączna moc zainstalowana elektryczna wszystkich instalacji odnawialnego źródła energii spółdzielni energetycznej nie przekracza 1 MW;
- nie stosuje się obowiązków umarzania świadectw pochodzenia lub uiszczenia opłaty zastępczej, o których mowa w art. 52. ust. 1 (certyfikaty zielone, błękitne), ani wynikających z art. 10 ustawy o efektywności energetycznej (certyfikaty białe).
- **Współpraca ze Sprzedawcą Zobowiązany i Operatorem Systemu Dystrybucyjnego**

Spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora

systemu dystrybucyjnego. Operator systemu dystrybucyjnego przekazuje sprzedawcy dane pomiarowe obejmujące godzinowe ilości energii elektrycznej wprowadzonej i pobranej z jego sieci dystrybucyjnej przez wszystkich wytwórców i odbiorców energii elektrycznej spółdzielni energetycznej po wcześniejszym sumarycznym bilansowaniu ilości energii wprowadzonej i pobranej z sieci dystrybucyjnej z wszystkich faz dla trójfazowych instalacji.

” Spółdzielnia energetyczna działa na obszarze jednego operatora systemu dystrybucyjnego elektroenergetycznego zaopatrującego w energię elektryczną wytwórców i odbiorców będących członkami tej spółdzielni, których instalacje są przyłączone do sieci danego operatora

Rozliczenia ilości energii dokonuje się na podstawie wskazań urządzeń pomiarowo-rozliczeniowych przyłączonych do sieci dystrybucyjnej wszystkich wytwórców i odbiorców energii.

Sprzedawca Zobowiązany, dokonuje ze spółdzielnią energetyczną rozliczenia ilości energii elektrycznej wprowadzonej do sieci dystrybucyjnej wobec ilości energii elektrycznej

pobranej z tej sieci w celu jej zużycia na potrzeby własne przez spółdzielnię energetyczną i jej członków **w stosunku ilościowym 1 do 0,6** i na podstawie danych pomiarowych otrzymanych od Operatora Systemu Dystrybucyjnego. Od rozliczonej w ten sposób ilości energii elektrycznej spółdzielnia energetyczna nie uiszcza na rzecz sprzedawcy opłat rozliczeniowych, ani opłat za usługę dystrybucji, których wysokość zależy od ilości pobranej energii elektrycznej przez wszystkich wytwór-

ców i odbiorców spółdzielni (składnik zmienny). Opłaty te są uiszczane przez Sprzedawcę Zobowiązanego na rzecz Operatora Systemu Dystrybucyjnego w modelu opustowym.

Obecnie w Polsce zarejestrowana jest tylko jedna Spółdzielnia Energetyczna. Została ona zarejestrowana w maju br. Działa na terenie gmin: Raszyn, Nadarzyn oraz Michałowice i zrzesza 5 członków. □



PLAN KONFERENCJI 2022*

nowa
Energia

MIESIĄC	KONFERENCJE NE		NR WYDANIA, TERMIN PUBLIKACJI
Luty	 KOGENERACJA	IX Konferencja „Nowe kierunki Kogeneracji” 2-3 lutego, Katowice (stacjonarnie i on-line)	Nowa Energia Nr 1/2022 Wydanie elektroniczne
	 TPOK	XIV Konferencja „Termiczne Przekształcanie Odpadów Komunalnych - technologie, realizacja inwestycji, finansowanie” 23-25 lutego, Gdańsk (stacjonarnie i on-line)	
Marzec	 UTRZYMANIE RUCHU	VIII Konferencja Techniczna „Utrzymanie Ruchu - diagnostyka, remonty, modernizacje” Marzec (stacjonarnie i on-line)	Nowa Energia Nr 2/2022 Wydanie elektroniczne
	 GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	II Webinarium „Gaz i Wodór w Energetyce” Marzec (stacjonarnie i on-line)	
Kwiecień	 CYBERBEZPIECZEŃSTWO	II Webinarium „Cyberbezpieczeństwo IT/OT w Zakładach Infrastruktury Krytycznej” Kwiecień (stacjonarnie i on-line)	
Maj	 GAZ I WODÓR W ENERGETYCE	XIII Konferencja „Gaz w Energetyce - Realizacja i Eksploatacja Bloków Gazowych i Gazowo-Parowych” Maj (stacjonarnie i on-line)	
Czerwiec	 CYBERBEZPIECZEŃSTWO	VII Konferencja „Niezawodność i Cyberbezpieczeństwo infrastruktury krytycznej i przemysłowej - IT/OT” Czerwiec (stacjonarnie i on-line)	Nowa Energia Nr 3/2022 Wydanie elektroniczne
Sierpień	 TPOK	VII Seminarium „Eksploatacja zakładów TPOK - doświadczenia” Sierpień (stacjonarnie i on-line)	Nowa Energia Nr 4/2022 Wydanie elektroniczne
Październik	 NOWOCZESNE CIEPŁO	III Seminarium „Nowoczesne Ciepło - chłód, ciepło odpadowe, magazyny ciepła” Październik (stacjonarnie i on-line)	
	 OCHRONA ŚRODOWISKA	XI Konferencja „Instalacje Ochrony Środowiska w nowej rzeczywistości” 13-14.10.2021 - Baranów Sandomierski Październik (stacjonarnie i on-line)	
Listopad	 NOWY MODEL ENERGETYKI	X Konferencja Techniczna „Nowy Model Energetyki” Listopad (stacjonarnie i on-line)	Nowa Energia Nr 5-6/2022 Wydanie elektroniczne

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



DLA ENERGETYKI, CIEPŁOWNICTWA, PRZEMYSŁU DLA CIEBIE

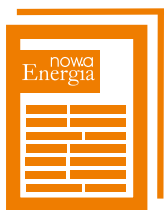
Organizujemy:



◀ KONFERENCJE

miejsce spotkań dla fachowców

Wydajemy:



◀ DWUMIESIĘCZNIK

prasa dla specjalistów



◀ WORTAL

bieżące informacje,
wydarzenia, relacje



ZAPISZ SIĘ DO NEWSLETTERA



nowa
Energia

com.pl

wortal energetyczny