

grudzień 2018

Przegląd Gazowniczy

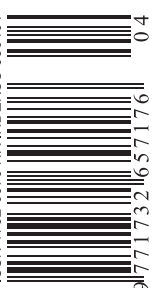
nr 4 (60)

cena 15 zł (w tym 8% VAT)

MAGAZYN IZBY GOSPODARCZEJ GAZOWNICTWA



ISSN 1732-6575 NR INDEKSU 386464



9 771 732 657 176 04



Wesołych i pogodnych
Świąt Bożego Narodzenia.

Dużo zdrowia, szczęścia,
sukcesów w pracy
i życiu osobistym
z okazji nadchodzącego
Nowego 2019 Roku

zyczą
organizatorzy targów
EXPO-GAS

X Targi Techniki Gazowniczej
24-25.04.2019, Kielce

organizatorzy



patronat medialny



www.expo-gas.pl

Tegoroczny grudzień upływał pod znakiem zachęcania świata do globalnego nawrócenia ekologicznego. Ostatnie miesiące obfitowały w tak liczne alarmistyczne raporty instytucji światowych, najznamienitszych ośrodków naukowych i ruchów społecznych na temat stanu i przyszłości naszej planety, że nie sposób pozostać obojętnym. Jeśli dodać, że doświadczaliśmy w tym roku ekstremalnych zjawisk pogodowych, temat klimatu stał się sprawą publiczną numer jeden. A w Polsce szczególnie, bowiem byliśmy gospodarzem szczytu klimatycznego COP 24.

Nic zatem dziwnego, że tematem bieżącego wydania numeru stała się kwestia ochrony klimatu.

Omawiamy szerokie spektrum tematów wskazujących, że potrzeba aktywnej polityki proklimatycznej jest coraz trudniejsza do kwestionowania. Pokazujemy skalę zagrożeń, ale również rozwiązania, które tej polityce sprzyjają.

W wielu obszarach – technologicznym, organizacyjnym i naukowo-badawczym. W kwestii walki o jakość powietrza – poprzez ekologizację transportu publicznego oraz likwidację niskiej emisji w systemach ciepłowniczych. Naszym atutem jest to, że oferujemy alternatywne źródło energii, jakim jest paliwo gazowe.

Jako samorząd gospodarczy sektora gazowniczego od lat upominaliśmy się, by „błękitne” paliwo stało się paliwem XXI wieku – jako najbardziej ekologiczne z paliw kopalnych, najbardziej kompatybilne z energetyką ze źródeł odnawialnych i najkorzystniejsze do wykorzystania w systemach transportowych, bo te są najlepiej przygotowane technologicznie do stosowania pełnej palety paliw gazowych.

Polityka proekologiczna jest dla gazownictwa wielką szansą. Od lat budujemy fundamenty biznesowe, by ją wykorzystać. Jesteśmy przygotowani do rozbudowy sieci gazowych, aby zbliżyć się do coraz większej liczby odbiorców, aby rozwijać gazomobilność i aby wspierać modernizację źródeł ciepła. Alert ekologiczny zapewne wszystkie procesy

rozwojowe przyspieszy i gazownictwo stanie się ważnym sojusznikiem polityki klimatycznej. Tym bardziej że polityka proekologiczna została wzmocniona wynikami szczytu klimatycznego COP 24 w Katowicach. Proces ochrony klimatu przekroczył kolejny etap, po szczycie paryskim.

– Stworzyliśmy pewien podręcznik reguł, jak można zbudować system, w którym suwerenne państwa zobowiązują się w sposób regularny przekazywać sobie kontrybucje, jakie zamierzają wnieść do tej solidarnej, globalnej polityki klimatycznej, a następnie w sposób transparentny, przejrzysty, informować się o uzyskanych postępach. To jest sedno Katowic, absolutnie fundamentalny system – podsumował Michał Kurtyka, prezydent COP 24.

To ważny sygnał dla świata, to optymistyczny akcent dla nas wszystkich, szczególnie w okresie świąteczno-noworocznym, gdy oczekujemy pozytywnych wieści.



Lukasz Kroplewski
prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa

*Życzenia radosnych świąt Bożego Narodzenia,
pomyślności i sukcesów w Nowym Roku
wszystkim Czytelnikom
i Współpracownikom
życzą
Izba Gospodarcza Gazownictwa,
Rada Programowa
i Redakcja „Przeglądu Gazowniczego”*



RADA PROGRAMOWA „Przeglądu Gazowniczego”

Teresa Laskowska, przewodnicząca,
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Ewa Kukulska-Zajęc, INiG-PIB
Sławomir Lizak EuRoPol GAZ S.A.
Artur Michniewicz, PSG sp. z o.o.
Rafał Pazura, PGNiG Obrót Detaliczny sp. z o.o.
Tomasz Pietrasieński, OGP GAZ-SYSTEM S.A.
Arkadiusz Piłat, Transition Technologies S.A.
Marcin Poznań, PGNiG SA
Edward Słoma, PGNiG Termika SA
Magdalena Wiciak, PSG sp. z o.o.
Piotr Wojtasik, Gas Storage Poland sp. z o.o.



Wydawca: Izba Gospodarcza Gazownictwa
01-224 Warszawa, ul. Kasprzaka 25
tel. 22 631 08 46, 22 631 08 38
faks 22 631 08 47, e-mail: office@igg.pl www.igg.pl

Redaktor naczelny: Adam Cymer
tel. kom. 602 625 474, e-mail: adam.cymer@gmail.com

DTP i druk: BARTGRAF
00-549 Warszawa, ul. Piękna 24/26
tel. 22 625 55 48, e-mail: bartgraf@bartgraf.com.pl

Projekt graficzny: Jolanta Krafft-Przeździecka

Redakcja nie ponosi odpowiedzialności za treść zamieszczanych ogłoszeń i reklam oraz może odmówić zamieszczenia reklamy, jeśli jej treść lub forma pozostają w sprzeczności z prawem, linią programową i charakterem pisma.

TEMAT WYDANIA

- 8 **Potrzeba aktywnej polityki proklimatycznej coraz trudniejsza do kwestionowania.** Prof. dr Michał Kleiber, PAN
- 9 **Klimatyczny efekt domina.** Dr Maciej Bukowski, Instytut WiseEuropa
- 13 **Dylematy rozwoju sektora energii – wspólne cele z Europą/polska droga.**
Prof. dr Waldemar Kamrat, Politechnika Gdańska
- 17 **UE zdecydowanie o ochronie klimatu.** Prof. dr Konrad Świrski, Politechnika Warszawska
- 18 **Redukcja efektu cieplarnianego przez zwiększenie udziału gazu ziemnego w *energy mix* Polski.**
Prof. dr Tomasz Dobski, dr Rafał Ślęfarski, Politechnika Poznańska
- 20 **Walka ze smogiem w Polsce – niezbędne minimum i optimum.** Damian Olko, Deloitte
- 22 **Polityka UE a rozwój sektora gazowego w Polsce w świetle PEP 2040.**
Prof. dr hab. Stanisław Nagy, AGH Kraków
- 23 **Wyważone założenia PEP 2040.** Dr Grzegorz Rosłonek, Oddział PGNiG SA – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze

NASZ WYWIAD

- 24 **Jesteśmy otwarci na dyskusję o najlepszych rozwiązaniach dla klimatu.**
Rozmowa z dr. Michałem Kurtyką, sekretarzem stanu w Ministerstwie Środowiska, prezydentem COP 24

PUBLICYSTYKA

- 27 **Uwagi do projektu „Polityka ekologiczna państwa 2030”.** Prof. dr Zbigniew M. Karaczun, SGGW, dr Andrzej Kassenberg, Instytut na rzecz Ekorozwoju

TRADING LNG – WIDZIANE Z LONDYNU

- 31 **Trzeci kwartał pełen emocji.** Ireneusz Łazor, biuro handlowe PGNiG w Londynie

PGNiG OBRÓT DETALICZNY

- 32 **Polskie miasta stawiają na autobusy gazowe.** Rafał Pazura

PGNiG SA

- 34 **Coraz więcej dostaw LNG do Polski.** Marcin Poznań

POLSKA SPÓŁKA GAZOWNICTWA

GAZ-SYSTEM S.A.

- 40 **Platforma GSA wybrana do aukcjonowania przepustowości punktów połączeń na granicy polsko-niemieckiej.**
Andrzej Jarema Nehrebecki

GAS STORAGE POLAND

- 42 **GST – przedsiębiorstwo *fair play*.** Rozmowa z Krzysztofem Hnatio, prezesem zarządu Gas Storage Poland sp. z o.o.

PGNiG TERMIKA SA

- 44 **Jak PGNiG TERMIKA przyczynia się do ograniczenia smogu w Warszawie?** Katarzyna Dziurska, Martyna Begiedza
EuRoPol GAZ s.a.

- 46 **Audyt energetyczny przedsiębiorstwa w EuRoPol GAZ s.a.** Marek Jodko, Konrad Woliński

TRANSTITION TECHNOLOGIES S.A.

- 48 **IT w służbie ochrony i ratowania klimatu.** Mirosław Dyrda, Konrad Wojdan, Arkadiusz Piłat

OSOBOWOŚĆ

- 50 **Kto się odważy, wygrywa.** Adam Cymer kreśli sylwetkę Jarosława Stasiaka

TECHNOLOGIE

- 52 **Ukryty potencjał gazownictwa.** Andrzej Rubczyński, Forum Energii
- 54 **Przyszłość to technologie wodorowe. Korespondencja z Japonii.** Dariusz Dzirba, Grzegorz Rosłonek
- 56 **Znaczenie technologii bezwykopowych w budowie gazociągów cz. 2.** Roland Kośka, GAZ-SYSTEM
- 59 **Inwentaryzacja i redukcja emisji metanu jako element walki o poprawę klimatu.** Jadwiga Holewa-Rataj, Ewa Kukulska-Zajęc, INiG-PIB, Kraków

WYDARZENIA

- 62 **Konferencja IGG „Reforma procesu inwestycyjno-budowlanego. Kierunki zmian.”**

Projekt okładki: Jerzy Matuszewski, PROFIKA Studio Graficzne



24



32

Z życia Izby Gospodarczej Gazownictwa

Czwarty kwartał roku to intensywny czas pracy dla Izby Gospodarczej Gazownictwa.

4 października odbyły się **warsztaty standaryzacyjne** pt. „Standardy techniczne IGG – nawanianie, smart-gas, regazyfikacja LNG”. W szkoleniu wzięło udział 70 osób, w tym przedstawiciele firm członkowskich, a także spoza IGG.

W okresie 25–26 października 2018 roku w Ożarowie Mazowieckim odbyła się konferencja zorganizowana przez IGG pod hasłem „Reforma procesu inwestycyjno-budowlanego. Kierunki zmian”. Prawie stu uczestników wysłuchało referatów o założeniach nowego prawa zamówień publicznych, planowanych zmianach regulacji prawnych w zakresie inwestycji liniowych celu publicznego, służących likwidacji barier inwestycji gazowniczych, a także inicjatyw podejmowanych przez branżę gazowniczą na rzecz poprawy jakości powietrza. Prelegentami byli przedstawiciele ministerstw, Urzędu Zamówień Publicznych, Urzędu Miasta Kraków, Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa, Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektryki, Agencji Promocji Inwestycji, Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie, a także firm reprezentujących zarówno inwestorów, wykonawców, jak i producentów. (więcej na str. 62).

5 października w Warszowicach, podczas spotkania organizowanego cyklicznie przez firmę Gascontrol, przedstawiciele firm śląskich IGG zapoznali się z bieżącą działalnością IGG. Obszernie zaprezentowane zostały działania IGG na rzecz opracowania kodeksu dobrych praktyk w relacjach inwestor-wykonawca.

18 października 25-osobowa grupa rozpoczęła zajęcia na studiach podyplomowych w ramach XIV edycji programu Executive Master Of Business Administration sektora gazowniczego, energetycznego, paliwowego i ciepłowniczego. Inauguracyjne spotkanie otworzył Łukasz Kroplewski, prezes IGG, życząc wszystkim uczestnikom zdobycia wiedzy niezbędnej do skutecznego zarządzania.

W listopadzie przekazaliśmy do ministerstw Energii oraz Inwestycji i Rozwoju aktualne zestawienie 119 projektów inwestycyjnych przedsiębiorstw sektora gazu ziemnego, które mogłyby być finansowane ze środków polityki spójności po 2020 roku. Obecnie zakres potrzeb branży dla perspektywy budżetowej na lata 2020–2027 jest uzupełniany według wymagań ME. Wspólne prace IGG i ministerstw mają na celu przygotowanie argumentacji do dyskusji z Komisją Europejską, dotyczącej kierunków wsparcia i kwoty alokacji na infrastrukturę gazową.

10–11 grudnia 2018 roku w Katowicach, podczas Konferencji Klimatycznej COP 24, spotkali się **przedstawiciele polskiego ICE-CMM z przedstawicielami bliźniaczego Centrum ICE-CMM w Chinach**. W Polskim Pawilonie Narodowym na COP 24 w Katowicach odbyła się debata zorganizowana przez PGNiG pt. „Gaz ziemny z konwencjonalnych i niekonwencjonalnych źródeł jako niskoemisyjne paliwo zielonej gospodarki”. Podkreślono dużą rolę niekonwencjonalnych źródeł gazu, takich jak CMM, CBM, VAM i AMM, które mają duży potencjał zarówno gospodarczy, jak i redukcji emisji. Chińska delegacja odwiedziła Oddział Górnośląski Państwowego Instytutu Geologicznego (PIB). Miała również okazję zobaczyć prace w terenie związane z pozyskaniem metanu z pokładów węgla na odwiertach wykonanych w Gilowicach.

W grudniu ukazał się numer **11/2018 „Biuletynu Technicznego”**. Zawarto w nim spis przepisów technicznych, norm, standardów technicznych IGG oraz warunków technicznych w gazownictwie według stanu prawnego na 16 listopada 2018 roku. Biuletyn zalecany jest do wykorzystania przez podmioty sektora gazowniczego.

W związku z licznymi pytaniami dotyczącymi **norm zakładowych PGNiG** informujemy, że rusza sprzedaż tych dokumentów. Szczegóły na stronie internetowej IGG.

W IV kwartale 2018 roku **IGG przekazała do konsultacji firm członkowskich trzynaście projektów aktów prawnych dotyczącymi:**

- rozporządzenia ministra energii w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla stacji gazu ziemnego;
- ustawy o zmianie ustawy „Prawo wodne” oraz niektórych innych ustaw;
- ustawy o zmianie ustawy „Prawo energetyczne” oraz niektórych innych ustaw;

- ustawy o przeciwdziałaniu nadużyciom w inwestycjach drogowych;
- ustawy o odpowiedzialności podmiotów zbiorowych za czyny zabronione pod groźbą kary;
- rozporządzenia w sprawie cen transferowych w zakresie podatku dochodowego od osób fizycznych/osób prawnych;
- rozporządzenia w sprawie dokumentacji cen transferowych w zakresie podatku dochodowego od osób fizycznych/osób prawnych;
- „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku.”;

- rozporządzenia ministra cyfryzacji dotyczącego informacji o istniejącej infrastrukturze technicznej i kanałach technologicznych, o planach inwestycyjnych w zakresie planowanych lub wykonywanych robotach budowlanych dotyczących infrastruktury technicznej i kanałów technologicznych oraz o wysokości stawek opłat za zajęcie pasa drogowego;
- rozporządzenia ministra finansów, zmieniającego rozporządzenie w sprawie wzorów deklaracji podatkowych dla podatku akcyzowego oraz deklaracji w sprawie przedpłaty akcyzy;
- ustawy o zmianie ustawy o podatku od towarów i usług oraz ustawy „Ordynacja podatkowa”;
- rozporządzenia ministra energii w sprawie szczegółowych wymagań technicznych dla punktów bunkrownia skroplonego gazu ziemnego (LNG);
- rozporządzenia zmieniającego rozporządzenie ministra energii z 15 marca 2018 roku w sprawie szczegółowych zasad kształtowania i kalkulacji taryf oraz rozliczeń w obrocie paliwami gazowymi.

Prosimy o zwrócenie uwagi na projekt PEP 2040, który wyznacza kierunki rozwoju sektora energetycznego na najbliższe dziesięciolecie. Na uwagi do PEP przekazane pod adresem biura IGG czekamy do 10 stycznia 2019 roku.

Uwzględniając cele statutowe IGG propagowania nowoczesnej wiedzy techniczno-ekonomicznej oraz integrowanie osób ze środowiska związanego z gazownictwem, Zarząd IGG zatwierdził „Regulamin promowania uczelni”. IGG będzie szerzej informować o działalności naukowej i dydaktycznej, prowadzonej przez uczelnie, szczególnie o programach studiów wyższych związanych z gazownictwem. Informacje znajdują się na stronie www.igg.pl oraz w „Przeglądzie Gazowniczym”.

Zarząd przyznał **patronat honorowy IGG** dla:

- „Warsztatów pracy projektanta i rzeczoznawcy instalacji i sieci sanitarnych”, które zorganizowano w Warszawie 3–4 października br. (wnioskujący – PZITS),
 - Konferencji Techniczno-Naukowej Energas 2019 pn. „Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”, którą odbędzie się w Andrychowie (30.01–01.02.2019 r.) (wnioskujący – Gascontrol Polska sp. z o.o.),
- Koniec kwartału to czas intensywnych przygotowań do wydarzeń zaplanowanych na 2019 rok. W okresie **18–20 stycznia 2019 roku w Zakopanem** odbędzie się organizowane przez IGG **symposium branżowe „Innowacyjne gazownictwo dla klimatu”**.

14–15 marca 2019 roku w Warszawie odbędzie się **39. Zjazd Gazowników**, którego organizatorami są PZITS, SITPniG oraz IGG.

24–25 kwietnia 2019 roku w Kielcach odbędą się organizowane wspólnie przez IGG i Targi Kielce jubileuszowe, **X Targi Techniki Gazowniczej EXPO-GAS 2019**. Tradycyjnie, targom towarzyszyć będzie konferencja branżowa i warsztaty z zakresu standaryzacji. Najlepsze produkty i wystawcy zostaną uhonorowani odznaczeniami i wyróżnieniami Targów EXPO-GAS 2019.

Serdecznie zapraszamy na wszystkie wydarzenia.

Z okazji nadchodzących świąt biuro IGG składa wszystkim Państwu życzenia zdrowych, spokojnych i rodzinnych świąt, a w Nowym Roku spełnienia wszystkich planów i zamierzeń.



Agnieszka Luty

Grupa PGNiG na szczycie klimatycznym COP 24

Joanna Józefiak

– Dążymy do tego, aby do 2022 roku 90 proc. polskich rodzin miało dostęp do gazu ziemnego. To najczystsze paliwo kopalne, a korzyści płynące z jego wykorzystania są niezaprzeczalne. To nasza szansa m.in. na czystsze powietrze. Inwestycje Grupy PGNiG w tym obszarze do 2022 roku wyniosą 7,5 mld zł – powiedział prezes Piotr Woźniak w trakcie debaty zorganizowanej przez Grupę Kapitałową PGNiG – „Wykorzystanie gazu ziemnego w celu poprawy jakości powietrza”.

Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, zaznaczył: – Gaz ziemny jest skuteczną metodą walki o czyste powietrze. Dobrym przykładem jest prowadzony przez nas pilotażowy program dopłat do wymiany pieców na paliwa stałe na rzecz ekologicznego ogrzewania gazowego. Przedsięwzięcie nadal trwa, ale już teraz, dzięki zmianie źródeł ciepła, zmniejszyliśmy emisję pyłów o około 50 ton, a dwutlenku węgla o około 200 ton.

Jim Herbertson, dyrektor ds. technicznych ze Stowarzyszenia Sektora Ropy i Gazu na rzecz Ochrony Środowiska, ocenił, że przejście do mniej emisyjnej energii jest trudne, ale możliwe. Podkreślił, że czystsze źródła energii to także lepszy standard życia całego społeczeństwa.



Szczyt klimatyczny COP 24 w Katowicach. Debata na temat wykorzystania gazu ziemnego w celu poprawy jakości powietrza.

Gaz ziemny a niskoemisyjny transport

Uczestnicy debaty dyskutowali także o zastosowaniu gazu ziemnego w transporcie, ze szczególnym uwzględnieniem komunikacji miejskiej. Autobus na CNG w stosunku do autobusu zasilanego olejem napędowym wytwarza o ok. 80–90 proc. mniej szkodliwych dla ludzkiego zdrowia tlenków azotu oraz nawet do 99 proc. mniej niezwykle szkodliwych cząstek stałych (PM).

Już teraz polskie miasta, w tym Rzeszów, Tarnów, Sanok, Tychy i Warszawa, czerpią korzyści z wykorzystania CNG w miejskich sieciach transportu publicznego. Dalsze upowszechnianie stosowania gazu jako paliwa do silników to także skuteczny sposób na ograniczenie emisji substancji szkodliwych nie tylko w transporcie drogowym, ale również morskim.

– Obecnie problemem jest mała liczba stacji LNG i CNG, ale została przyjęta ustawa zakładająca szybką budowę 70 stacji tankowania – powiedział Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny. I dodał: – po Polsce jeździ obecnie około 400 autobusów na gaz, do końca przyszłego roku będzie ich już 600, dlatego wierzymy, że tendencja będzie rosnąca. Przykładem są Kielce i Warszawa, które w tym roku zdecydowały się na wybór autobusów na CNG. Im większa aglomeracja, tym większy wpływ transportu na smog, dlatego wspieramy transport ekologiczny.

Także zarówno Andrzej Kowol, prezes zarządu Przedsiębiorstwa Komunikacji Miejskiej w Tychach, jak i Marek Ustrobiński, wiceprezydent Rzeszowa, podkreślili, że takie rozwiązanie przynosi nie tylko korzyści ekologiczne, ale i ekonomiczne. Koszt przejechania 100 km pojazdem napędzanym gazem jest obecnie o 10% niższy niż w przypadku autobusu zasilanego olejem napędowym. W nadchodzących latach oszczędności mogą wzrosnąć



zaprasza do udziału w symposium:

„Innowacyjne gazownictwo dla klimatu”

Zakopane, 18–19 stycznia 2019 r.

Hotel Nosalowy Dwór

Piątek, 18 stycznia

Innowacje dla klimatu – podsekretarz stanu w Ministerstwie Środowiska

Krajowe i światowe raporty o stanie klimatu
Redukcja efektu cieplarnianego dzięki gazowi ziemnemu
Nowe technologie w walce ze smogiem w miastach
Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego

Sobota, 19 stycznia

Nowe Technologie dla klimatu – senator RP
Technologia LNG wsparciem dla czystego powietrza
Kogeneracja dla ochrony klimatu

Emisja metanu – badania i techniki redukcji
IT w służbie ochrony i ratowania klimatu

Serdecznie zapraszamy do udziału w tym prestiżowym dla branży wydarzeniu.

Szczegółowe informacje: www.igg.pl

o kolejne 20% – ze względu na planowane zniesienie akcyzy na paliwa CNG i LNG do celów napędowych, które oczekuje na zatwierdzenie przez Komisję Europejską.

Debatę dotyczącą zastosowania gazu ziemnego na rzecz poprawy jakości powietrza poprowadził François-Régis Mouton, dyrektor ds. UE w Międzynarodowym Stowarzyszeniu Producentów Ropy i Gazu (IOGP). Głos zabrali także: Fatih Birol, dyrektor wykonawczy w Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), Maria Andrzejewska, dyrektor UNEP/GRID Warsaw Center, Jim Herbertson, dyrektor ds. technicznych Stowarzyszenia Sektora Ropy i Gazu na Rzecz Ochrony Środowiska (IPIECA), Harald Woitke, dyrektor generalny Scania Poland, Menelaos Ydreos, dyrektor ds. publicznych w Międzynarodowej Unii Gazowniczej (IGU).

Przyszłość to Geo-Metan

W trakcie szczytu klimatycznego COP 24 w Katowicach Grupa PGNiG zorganizowała także panel poświęcony redukcji emisji z metanu. W trakcie debaty „Gaz ziemny z konwencjonalnych i niekonwencjonalnych źródeł jako niskoemisyjne paliwo zielonej gospodarki” prezes Piotr Woźniak przekonywał, że gaz ziemny to paliwo przyszłości. – *Polski rynek gazu rozwija się bardzo szybko. Stałe rośnie jego zapotrzebowanie. W 2017 roku zużyto o 2 mld metrów sześciennych gazu więcej niż jeszcze dwa lata wcześniej, głównie za sprawą wykorzystania go w przemyśle. PGNiG chce wprowadzać nowe, innowacyjne rozwiązania, które przyczynią się do ograniczenia emisyjności metanu. Jednym z takich działań jest program Geo-Metan, którego celem jest rozwój krajowych technologii poszukiwania i wydobycia metanu z pokładów węgla jeszcze przed rozpoczęciem eksploatacji górniczej. Tak pozyskany metan będzie mógł zostać wykorzystany w komercyjny sposób.*

– *Przedsięwzięcie przyczyni się nie tylko do zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego naszego kraju, ale jednocześnie pomoże ograniczyć emisję tego gazu cieplarnianego do atmosfery. Poprawi również bezpieczeństwo pracy górników* – dodał prezes Piotr Woźniak.

Zdaniem dr. Tima Moore, profesora w Szkole Ziemi, Środowiska i Nauk Biologicznych Uniwersytetu Technologicznego Queensland w Australii, w procesie spalania gazu nie ma emisji cząstek stałych oraz problemu z siarką i rtęcią. Trzeba jednak poradzić sobie z metanem.

Zgodził się z nim Raymond Pilcher, przewodniczący Grupy Ekspertów ds. Metanu z Kopalń Węgla. – *Przemysł górniczy powinien wziąć odpowiedzialność także za emisję metanu z kopalń węgla. Kolejne inwestycje w tym sektorze należy realizować, wykorzystując najnowsze, niskoemisyjne technologie, w tym wychwytywanie i składowanie dwutlenku węgla* – dodał.

Z kolei Scot Foster, dyrektor Wydziału Zrównoważonej Energii w Europejskiej Komisji Gospodarczej Organizacji Narodów Zjednoczonych, zaznaczył:

– *Gaz ziemny może w znacznym stopniu przyczynić się do zrównoważonego rozwoju, szczególnie w takich sektorach i obszarach, jak transport, wytwarzanie energii, poprawa jakości powietrza w miastach oraz zapewnienie wysokiej jakości dostępu do energii na obszarach niezagospodarowanych. Z drugiej strony, przemysł musi znacząco poprawić swoją dzia-*

łalność w zakresie odzyskiwania metanu oraz redukcji emisji CO₂.

W sesji udział wzięli eksperci z całego świata, m.in. z USA, Norwegii, Chin i Australii, reprezentujący zarówno biznes, organizacje międzynarodowe, jak i środowisko akademickie, w tym m.in.: Torstein Indrebo, wiceprzewodniczący Grupy Ekspertów ds. Gazu (UNECE), Olaf Martins, menedżer ds. relacji globalnych w Międzynarodowym Stowarzyszeniu Producentów Ropy i Gazu (IOGP), oraz Jin Zhixin, wiceprezydent i główny menedżer Shanxi Coking Coal Group Co.



Podczas uroczystości barbórkowych wręczone zostały odznaczenia i nadane stopnie górnicze:

Zasłużony dla Polskiej Geologii

Jerzy TRELA, wiceprezes zarządu, Geofizyka Toruń SA

Generalny Dyrektor Górniczy II stopnia

Piotr ANTONIK, prezes zarządu, Geofizyka Toruń SA
Maciej NOWAKOWSKI, dyrektor Wsparcia Prac Geologicznych, PGNiG SA Oddział Geologii i Eksploatacji

Generalny Dyrektor Górniczy III stopnia

Edmund CIĘGOTURA, dyrektor ds. finansowych, Geofizyka Toruń SA

Dyrektor Górniczy II stopnia

Daniel WAIS, dyrektor Departamentu Zarządzania Grupą Kapitałową PGNiG SA
Tadeusz SŁABY, dyrektor przedstawicielstwa PGNiG SA na Ukrainie

Dyrektor Górniczy III stopnia

Dariusz HRYNIÓW, dyrektor Departamentu Obsługi Korporacyjnej i Prawnej PGNiG SA
Krzysztof MICHON, dyrektor przedstawicielstwa PGNiG SA na Białorusi

Jubileusz 40-lecia pracy zawodowej

Bogusław SOZAŃSKI, dyrektor Placówki PGNiG w Iranie

Honorowa szpada górnicza

Krzysztof HNATIO, prezes zarządu Gas Storage Poland

Potrzeba aktywnej polityki proklimatycznej coraz trudniejsza do kwestionowania

Michał Kleiber

Już w roku 1992 na szczycie w Rio de Janeiro, dotyczącym przyszłości globu, przywódcy państw całego świata zgodzili się z opinią ekspertów, że emisja gazów cieplarnianych istotnie wpływa na klimat oraz, co z oczywistych powodów jest kluczowe, że zmiany w znaczącym stopniu powodowane są przez człowieka.

Trudno byłoby jednak uznać, że powyższa opinia zmobilizowała świat do działania. Świadczy o tym choćby to, że – wbrew najróżniejszym deklaracjom – emisja gazów cieplarnianych na świecie ciągle rośnie, czyniąc, przy kontynuacji dotychczasowego zaangażowania państw i obywateli, postulat ograniczenia do 2°C wzrostu temperatury w stosunku do ery przedprzemysłowej całkowicie nierealnym. W tej sytuacji na szczycie klimatycznym w Paryżu (w 2015 roku) politycy i eksperci uznali, że najlepszą obroną tego postulatu będzie atak – dwustopniowy limit wzrostu – zgodnie z tą strategią – zamieniono na limit 1,5°C. Aby zwiększyć wiarygodność tego żądania, poproszono renomowany Międzyrządowy Panel ds. Zmian Klimatu (IPCC) o analizę skutków tak obniżonego ograniczenia wzrostu temperatury. Niedawno opublikowano ponad 1000-stronicowy raport tego gremium, opracowany przez 91 badaczy z 44 krajów. Nie zawiera on nowych wyników, syntetyzuje natomiast konkluzje z ponad 6000 dostępnych publikacji dotyczących różnorodnych aspektów globalnej sytuacji klimatycznej. Efekty tej pracy nie pozostawiają złudzeń – realizacja postulatu tylko 1,5-stopniowego wzrostu przyniosłaby światu i jego mieszkańcom zasadnicze korzyści w porównaniu ze wzrostem o 2°C. Na przykład mniej o ponad miliard mieszkańców globu narażonych byłoby na drastyczne konsekwencje ocieplenia, a niższy o 10 cm wzrost poziomu mórz pozwoliłby pozostać w swych domach dziesiątkom milionów ludzi mieszkających na wybrzeżach nisko położonych państw.

Niezależnie od niepewności zawsze towarzyszącej badaniom tak skomplikowanej materii jak klimat, obraz przedstawiony w raporcie jawi się jako kolosalne wyzwanie. Jest on w zamierzeniu kolejnym przekonującym argumentem o konieczności stawienia czoła grożącej światu ekologicznej katastrofie. Osiągnięcie nakreślonego celu – według autorów – jest możliwe, jednak pod warunkiem zasadniczej zmiany w myśleniu o wzroście gospodarczym, tak aby zapewniał on realne i dalekosiężne, a nie tylko doraźne korzyści społeczne. Szacuje się, że ograniczenie wzrostu temperatury do 1,5°C pociągałoby wprawdzie za sobą koszt o 50 proc. wyższy niż w przypadku ograniczenia wzrostu o 2°C, ale byłoby to z nawiązką kompensowane prawie dwukrotnie mniejszymi stratami, powodowanymi ociepleniem, w globalnym PKB. Dosłownie następnego dnia po opublikowaniu opisywa-

nego raportu ministrowie środowiska 15 państw UE wezwali Unię Europejską do zgodnego z jego wnioskami zrewidowania swych celów polityki klimatycznej. Powiedzmy jednak szczerze – wobec ewidentnych opóźnień w realizacji dotychczasowych planów niełatwo uwierzyć w podjęcie w globalnej skali szybkich i skutecznych działań, zbliżających nas do spełnienia zastrzeżonych postulatów. Grozi to światu trudno wyobrażalnymi konsekwencjami, niestety, lekceważonymi przez wielu obecnych decydentów, bo są odległe w czasie o kilka dekad.

Ogólne refleksje trudno pozostawić bez choćby krótkiego komentarza o konkretnych działaniach, postulowanych do podjęcia przez organizacje ponadpaństwowe, poszczególne państwa, organizacje obywatelskie czy wreszcie każdego z nas. Niewątpliwie potrzebna jest kontynuacja wysiłków na rzecz wyjaśniania przez uznanych ekspertów skuteczności i wiarygodności efektów podejmowanych inicjatyw oraz uzasadniania wysokości ponoszonych w początkowym okresie kosztów. Do upowszechnienia wiedzy o zagrożeniach i możliwościach przeciwdziałania im potrzebne jest z pewnością pojawienie się synergicznych efektów działań politycznych, gospodarczych i obywatelskich. Szeroka wiedza na temat znaczenia podejmowanych działań jawi się jako klucz do poszerzenia społecznego poparcia dla polityki proklimatycznej. Także dlatego, że skuteczna polityka proklimatyczna wymaga realnego zademonstrowania szeroko rozumianej solidarności społecznej – zarówno wobec państw rozwijających się, jak i w polityce wewnętrznej państw rozwiniętych. Nie ma przecież wątpliwości, że to bogate społeczeństwa powinny wziąć na siebie główny ciężar podejmowanych działań. Niezbędne w tym kontekście wydaje się upowszechnienie terminu „gospodarka dobra wspólnego”, jako wskazania na wspólne i powszechne korzyści wynikające z podejmowanych działań. Na pojęcie to składają się takie elementy, jak maksymalnie produktywnie wykorzystywanie zasobów, zbliżające nas stopniowo do tzw. gospodarki obiegu zamkniętego, innowacje prospołeczne, oferujące w głęboko przemyślany pod kątem ekologicznym i w atrakcyjny sposób szeroko wyczekiwane ułatwienia życia obywateli, czy wreszcie odmieniony system edukacji na wszystkich poziomach, kładący nacisk na naszą odpowiedzialność za jakość życia następnych pokoleń. W praktyce oznacza to podejmowanie wielu działań o wiarygod-

nej skuteczności, z różnych powodów zaniedbywanych dotychczas na różnych poziomach polityki regulacyjnej, takich jak:

- zmiana wadliwej struktury kosztów w gospodarce, tak aby ceny rynkowe odzwierciedlały pełne, ponoszone przez wszystkich koszty,
- wsparcie dla rozwoju nowych, niskoemisyjnych technologii generowania energii z pierwotnych jej źródeł, w tym np. dla obiecujących i bardzo już zaawansowanych badań na temat wysokotemperaturowej fuzji jądrowej,
- ograniczanie zużycia paliw kopalnych w ogóle, a zwłaszcza węgla,
- precyzyjne sformułowanie celów w zakresie recyklingu i powtórnego użycia produktów, z regulacyjnymi preferencjami dla wyrobów o długim okresie trwałości, umożliwiającymi późniejszą modernizację i naprawę oraz, po całkowitej utracie własności użytkowych, biologiczną degradowalność,
- wykorzystanie zamówień publicznych i partnerstwa publiczno-prywatnego do promocji właściwych trendów rozwojowych,
- skuteczne godzenie nieuniknionej, szybko rosnącej mobilności społecznej i gospodarczej globalizacji z niskoemisyjnymi wymogami dotyczącymi publicznego i prywatnego transportu,
- wzrost produktywności zasobowej poprzez projektowanie nisko- bądź wręcz zeroemisyjnych w eksploatacji budynków, oszczędzanie wody w rolnictwie poprzez stosowanie nowych metod nawadniania czy innowacyjne wykorzystywanie biomasy (np. dotyczące przeróbki chwastów),

- proklimatyczna urbanistyka, na czele z rozwojem koncepcji tzw. inteligentnych miast, optymalizujących zużycie energii przez mieszkańców,
- zmiany w dotychczasowej polityce w zakresie hodowli zwierząt,
- skuteczne wykorzystanie internetu rzeczy do monitorowania emisji gazów cieplarnianych oraz postępu w tworzeniu i wykorzystywaniu materiałów o coraz lepszych własnościach,
- zmiany w świadomości konsumpcyjnej i powstrzymanie marnotrawstwa żywności,
- ochrona różnorodności biologicznej.

Do zrealizowania choćby części tych postulatów niezbędne jest szerokie upowszechnienie się świadomości, że kontynuacja polityki wzrostu gospodarczego według zasady *business-as-usual* wyklucza w istocie realizację wszystkich, dobrze przecież przemyślanych społeczno-gospodarczych celów ONZ-owskiego programu zrównoważonego rozwoju świata, znanego jako Agenda 2030. Nadszedł czas do podjęcia naprawdę odważnych działań – czyżbyśmy naprawdę mieli nie podołać realnemu zagrożeniu dla całej naszej cywilizacji?

Michał Kleiber, profesor zwyczajny w Polskiej Akademii Nauk, wiceprezydent Europejskiej Akademii Nauk i Sztuk.

Skrócona wersja tekstu ukaże się na portalu www.wszystkoconajwazniejsze.pl, którego redaktorem naczelnym jest prof. Michał Kleiber.

Klimatyczny efekt domina

Maciej Bukowski

Zmiany klimatyczne wiążą się z wyłonieniem nowej kategorii ryzyka finansowego. Już dziś powinno być ono uwzględniane przy podejmowaniu decyzji inwestycyjnych nie tylko przez inwestorów i agencje ratingowe, ale także przez instytucje międzynarodowe i unijne.

Zmiany klimatu są jednym z głównych zagrożeń dla stabilności światowej gospodarki w długim okresie. Nic więc dziwnego, że pytanie o wpływ, jaki ryzyko klimatyczne może wyrzucić na równowagę globalnego systemu finansowego spowodowało równoległe zainicjowanie szczegółowych analiz przez Organizację Narodów Zjednoczonych, grupę G20 oraz Komisję Europejską.

W raporcie „Economist Intelligence Unit” z 2015 roku zagrożona wartość aktywów, których wycena jest zależna od zmian klimatycznych, została oszacowana pomiędzy 4,2 biliona a 43 biliony USD do końca wieku (EIU 2015). Spowodowane zmianami klimatycznymi powodzie lub brak stałego dostępu do wody mogą przyczyniać się do migracji, wywołując konflik-

ty międzynarodowe. Bank Światowy przewiduje, że pogłębiony przez zmiany klimatu problem niedoboru wody może kosztować niektóre regiony świata do 6% ich PKB. Z kolei według Komisji Europejskiej „wzrost liczby klęsk żywiołowych będących wynikiem warunków pogodowych oznacza, że zakłady ubezpieczeń muszą być gotowe na ponoszenie wyższych kosztów”, podczas gdy banki „narażone będą na większe straty z powodu niższej rentowności przedsiębiorstw najbardziej wystawionych na skutki zmiany klimatu lub zależnych w wysokim stopniu od kurczących się zasobów naturalnych” (KE 2018).

Działania naukowców, organizacji pozarządowych, wiodących rządów oraz przedsiębiorstw na rzecz ujawniania skali tych zagrożeń zmusiły globalną społeczność do działania. W grudniu

2015 roku prawie 200 państw przyjęło porozumienie paryskie, deklarując potrzebę utrzymania wzrostu globalnej temperatury znacznie poniżej pułapu 2 stopni Celsjusza ponad poziom przed-industrialny. Stworzyło ono nowy paradygmat dla rządów, firm i inwestorów, wyznaczając dobrowolny, ale ambitny cel redukcji emisji gazów cieplarnianych.

Odpowiadając na te globalne dyskusje, Rada Stabilności Finansowej (międzynarodowy organ działający na podstawie mandatu udzielonego przez G20, który monitoruje i wydaje zalecenia dotyczące globalnego systemu finansowego), a także Komisja Europejska, rozpoczęły szczegółową analizę finansowego wymiaru ryzyka klimatycznych oraz szans dla globalnej gospodarki, wynikających z niskoemisyjnej transformacji.

Uznając ograniczenia istniejących źródeł danych, Rada Stabilności Finansowej we wrześniu 2015 roku zainicjowała powstanie TCFD – Grupy Zadaniowej ds. Ujawniania Informacji Finansowych Związanych z Klimatem, kierowanej przez Michaela R. Bloomberg. Po prawie dwuletnich pracach TCFD w czerwcu 2017 roku opublikowała rekomendacje, w których zaleca transparentne raportowanie informacji finansowych związanych ze zmianami klimatu. Zalecenia te obejmują cztery obszary tematyczne: zarządzanie instytucjonalne, wyznaczanie strategii, zarządzanie instytucjonalne ryzykiem oraz ustalanie odpowiednich wskaźników i celów.

Korzyści i ryzyka klimatyczne – perspektywa TCFD

Biorąc pod uwagę skalę, nieprzewidywalność oraz długoterminowy charakter zmian klimatycznych, firmy potrzebują lepszego zrozumienia, w jaki sposób mogą one oceniać wynikające z nich ryzyka oraz swoją ekspozycję finansową. W celu ułatwienia sektorowi biznesowemu zrozumienia tych zjawisk, TCFD wyróżniła dwa typy ryzyka klimatycznego.

I. Ryzyko fizyczne – związane ze zmianą klimatu oraz wzrostem intensywności ekstremalnych warunków pogodowych.

Ryzyko krótkoterminowe – związane ze zwiększoną intensywnością ekstremalnych zdarzeń pogodowych, takich jak cyklony, huragany lub powodzie. Według raportu Lancet (Watts et al. 2017) w latach 2000–2016 roczna liczba klęsk żywiołowych związanych z pogodą wzrosła o 46%, a w latach 2007–2016 straty gospodarcze spowodowane ekstremalnymi warunkami pogodowymi na całym świecie wzrosły o 86% (129 mld USD w 2016 roku).

Ryzyko przewlekłe – spowodowane przez długoterminowe zmiany warunków klimatycznych, które wpływają między innymi na dostępność wody, wzrost poziomu morza czy regularne fale upałów.

II. Ryzyko związane z niskoemisyjną transformacją gospodarki – spowodowane presją rządów, inwestorów oraz społeczności biznesowej, mającą na celu budowę niskoemisyjnej gospodarki.

Ryzyko regulacyjne – polityki związane z ograniczeniem emisji gazów cieplarnianych np. a) mechanizmy ustalania cen uprawnień do emisji CO₂, w tym systemy handlu uprawnieniami do emisji (ETS) i podatek węglowy określający koszt emisji gazów cieplarnianych, b) analizy spójności z celem 2°C – na przykład artykuł 173-VI francuskiej ustawy o transformacji energetyki na rzecz zielonego wzrostu wprowadza obowiązek weryfikacji przez

inwestorów swojego portfela pod kątem spójności z porozumieniem paryskim.

Ryzyko prawne – ofiary katastrof naturalnych (jednostki, społeczności, ale także lokalne rządy na całym świecie), borykające się ze skutkami globalnego ocieplenia, takimi jak susze, fale upałów, burze i huragany, domagają się w sądach tzw. sprawiedliwości klimatycznej (ang. *climate justice*). W listopadzie 2017 roku niemiecki wymiar sprawiedliwości zajął się pozwem sądowym dotyczącym szkód klimatycznych w Andach – sprawa została wniesiona przez peruwiańskiego rolnika, który wystąpił przeciwko potentatowi energetycznemu – RWE. Z kolei w styczniu 2016 roku miasto Nowy Jork ujawniło swoje plany dotyczące wystąpienia przeciwko największym koncernom naftowym w związku z ich wkładem w globalne ocieplenie. Jak wynika z dokumentów sądowych, miasto doświadczyło powodzi i erozji będących następstwem zmian klimatycznych, a ze względu na przyszłe tego typu zagrożenia będzie dążyło do „przeniesienia kosztu ochrony miasta przed następstwami zmian klimatycznych na te przedsiębiorstwa, które zrobiły wszystko co w ich mocy, aby takie zagrożenia wykreować”.

Ryzyko technologiczne – rozwój gospodarki niskoemisyjnej wspierany jest przez innowacyjne technologie energetyczne, które zrewolucjonizują kształt obecnych modeli biznesowych. Doprowadzą one do „twórczej destrukcji”, w wyniku której wyłonią się zwycięzcy i przegrani. Niemniej jednak, czas i tempo tej zmiany pozostają niepewne.

Ryzyko rynkowe – świadomość zmian klimatycznych wpływa na zachowania klientów. Świadomi konsumenci (zarówno osoby fizyczne, jak i globalne korporacje) zaczęły analizować swój ślad klimatyczny, co odbija się na ich decyzjach zakupowych. Świadomość ta prowadzi do tego, że niektóre produkty tracą na popularności, a w niedalekiej przyszłości ich sprzedaż będzie niemożliwa. W styczniu 2018 roku, na wniosek swoich członków, Fundusz Emerytalny Berlin's Doctors zobowiązał się do upłynnienia swoich inwestycji w węgiel. Z kolei w 2015 roku sieć hipermarketów supermarketów Carrefour zadeklarowała eliminację oleju palmowego ze swojego łańcucha dostaw (produkcja oleju palmowego jest jednym z głównych powodów globalnego wylesiania, które odpowiada za 10–15% światowej emisji gazów cieplarnianych).

Ryzyko reputacyjne – zmiany w podejściu konsumentów do ochrony środowiska oraz coraz bardziej powszechne wycofywanie się z inwestycji w paliwa kopalne sprawiają, że współpraca z firmami działającymi w tym sektorze pociąga za sobą ryzyko z perspektywy inwestorów. Na początku 2018 roku doświadczyła tego firma ubezpieczeniowa Aviva, która przeszła poważny kryzys wizerunkowy. Ubezpieczyciel został oskarżony o *greenwashing* – rozmijanie się z deklaracjami w sprawie ochrony środowiska – w wyniku ujawnienia przez sieć Unfriend Coal informacji dotyczących inwestycji firmy w polskie spółki energetyczne opierające się na węglu. Pomimo prowadzonej przez firmę ubezpieczeniową globalnej strategii zrównoważonego rozwoju, zainwestowała ona w ten sektor 373 mln funtów.

Ponieważ technologie niskoemisyjne są wysoce kapitałochłonne, wdrożenie transformacji wynikającej z zapisów porozumienia paryskiego wymagać będzie znacznych nakładów inwestycyjnych.

Zgodnie z raportem TCFD, działania te w skali globalnej przełożą się na dodatkowe inwestycje około 1 biliona USD rocznie. W przypadku UE, do 2030 roku luka inwestycyjna – według sz-

cunków Komisji Europejskiej – wyniesie 180 mld EUR. Mobilizacja tych dodatkowych środków stanowi znaczne wyzwanie dla władz krajowych i lokalnych, będąc jednocześnie wyjątkową okazją inwestycyjną dla rynków finansowych. Zdaniem TCFD, potencjał biznesowy kryje się głównie w takich obszarach jak:

- **efektywność zasobowa** – udzielanie wsparcia w kreowaniu przewag rynkowych poprzez zapewnianie oszczędności kosztów oraz tworzenie nowych modeli biznesowych opartych na innowacyjnych technologiach;
- **źródła energii** – innowacyjne technologie w dziedzinie energii wiatrowej, słonecznej, falowej, pływowej, wodnej, geotermalnej, jądrowej, produkcji energii z biopaliw, wraz z rozwiązaniami dotyczącymi wychwytywania i składowania dwutlenku węgla, rewolucjonizują istniejące modele biznesowe produkcji energii i tworzą nowe, a także budują niezależność firm względem centralnej sieci elektrycznej;
- **innowacyjne produkty i usługi** – wsparcie transformacji niskoemisyjnej np. poprzez zmniejszenie śladu węglowego w sektorach żywności i napojów, mobilności, druku, mody, usług recyklingu itd.;
- **nowe rynki** – przejście do gospodarki niskoemisyjnej tworzy nowe rynki, np. rynek zielonych obligacji w sektorze finansowym; niskoemisyjna infrastruktura ograniczająca emisję gazów cieplarnianych w miastach na całym świecie;
- **odporność na szoki** – produkty i usługi ograniczające ryzyka klimatyczne m.in. firm czy miast.

Plan działań Komisji Europejskiej dotyczący finansowania zrównoważonego wzrostu

W ostatnich miesiącach Komisja Europejska zintensyfikowała działania na rzecz transformacji europejskiego rynku finansowego. Zalecenia przedstawione przez **Grupę Ekspertów Wysokiego Szczebla ds. Zrównoważonych Finansów** w styczniu 2018 roku stały się podstawą do powstania dokumentu „Plan działania: finansowanie zrównoważonego wzrostu gospodarczego”, opublikowanego 8 marca 2018 roku. Jego głównym celem jest stworzenie sprzyjających warunków dla usprawnienia inwestycji zgodnych z zasadą zrównoważonego rozwoju pod względem środowiskowym i społecznym.

W nadchodzących miesiącach Komisja Europejska planuje podjęcie działań na europejskim rynku finansowym, zmierzające do upowszechnienia aspektów związanych ze zrównoważonym rozwojem w zarządzaniu ryzykiem wśród inwestorów i firm, a także edukowania konsumentów w kwestii podejmowania bardziej zrównoważonych decyzji. W ciągu roku KE planuje m.in.:

- poprawić jakość sprawozdawczości poprzez rewizję wytycznych dotyczących ujawniania informacji finansowych, a także **promować rekomendacje i wskaźniki TCFD** w ramach dyrektywy UE dotyczącej ujawniania informacji niefinansowych,
- dokonać oceny obowiązków ciążyących na inwestorach instytucjonalnych i podmiotach zarządzających aktywami przez pryzmat zrównoważonego rozwoju oraz zaproponować regulacje, które: a) będą od nich wymagały **uwzględnienia zrównoważonego rozwoju w procesie podejmowania decyzji** oraz jasno zdefiniują ich zobowiązania („obowiązek powierniczy”) w tym procesie, b) **zwiększą przejrzystość wobec inwestorów detalicznych** w odniesieniu do tego, w jaki sposób

uwzględniane są czynniki zrównoważonego rozwoju w procesie decyzyjnym, w tym w odniesieniu do ekspozycji na zagrożenia w tym obszarze,

- stworzyć równe szanse dla firm i inwestorów w kwestii porównywania działań, w których pojawiają się strategie zrównoważonego rozwoju oraz odporność na szoki środowiskowe – poprzez opracowanie **nowej unijnej systematyki zrównoważonego rozwoju** (normy, oznakowania, poziomy odniesienia określające zrównoważone działania w zakresie adaptacji do zmian klimatu, ochrony środowiska i odpowiedzialności społecznej, a także ekologiczne oznakowanie (*Ecolabel*) „zielonych” produktów finansowych),
- edukować europejskich konsumentów poprzez wprowadzenie zmian do aktów delegowanych dyrektywy w sprawie rynków instrumentów finansowych (MiFID II) oraz dyrektywy o dystrybucji ubezpieczeń (IDD) – dzięki temu na firmy inwestycyjne i dystrybutorów ubezpieczeń nałożone zostałyby nowe **obowiązki dotyczące dostarczania informacji i uwzględnienia w standardowym doradztwie finansowym czynników dotyczących ochrony środowiska, polityki społecznej i ładu korporacyjnego (ESG)**,
- zaangażować się w dyskusję z Europejskim Urzędem Nadzoru Giełd i Papierów Wartościowych (ESMA) oraz kluczowymi interesariuszami na temat **zobowiązania agencji ratingowych do uwzględniania w swoich ocenach czynników zrównoważonego rozwoju**.

Sektor energetyczny wobec polityki klimatycznej

Sektor energetyczny pozostaje głównym obszarem zainteresowania polityki klimatycznej zarówno na poziomie europejskim, jak i globalnym.

Dostrzegając ten problem, Unia Europejska wprowadziła system handlu uprawnieniami do emisji (EU ETS). Jest to mechanizm quasi-rynkowy, ustalający cenę CO₂, a tym samym (jeżeli jest ona wystarczająco wysoka) zachęcający europejskich producentów energii do inwestowania w zeroemisyjne rozwiązania, a jednocześnie promujący tych z nich, którzy zmianę technologiczną przejdą pierwsi. Jednak w ciągu ostatniej dekady przytłoczony przez gospodarcze konsekwencje Wielkiej Recesji rynek oczekiwał, że ceny uprawnień do emisji utrzymają się na niskim poziomie.

Konsekwencją było spowolnienie przemian w europejskim sektorze energetycznym, które z kolei wywołało debatę wokół niezbędnych reform systemu. Zmiany zasad działania EU ETS, wraz z poprawiającymi się warunkami makroekonomicznymi, przelożyły się na przełamanie stagnacji na rynku CO₂: w pierwszej połowie 2018 roku ceny uprawnień powróciły na ścieżkę wzrostu.

Nawet jeżeli wzrost ten będzie ograniczony w następnych kilku latach, to długoterminowe cele polityki klimatycznej Unii Europejskiej wymuszają prawdopodobnie znaczący wzrost cen uprawnień pomiędzy 2020 a 2030 rokiem, tak aby do 2050 roku przekroczyć 100 EUR za tonę.

Ponieważ większość krajów europejskich działa wyprzedzająco, dostosowując własną politykę oraz strukturę miks energetycznego do oczekiwanego kształtu długoterminowej polityki klimatycznej, ryzyko ekonomiczne związane z nagłymi zmianami cen uprawnień do emisji CO₂ będzie koncentrowało się w tych krajach, które podejmą działania redukcyjne później niż inni.

Wzrost cen uprawnień EU ETS nawet do 30–40 EUR/t znacząco wpłynie na koszty produkcji energii elektrycznej w elektrowniach węglowych. Skupiając się jedynie na perspektywie krótkoterminowej, już przy cenie uprawnień nieprzekraczającej 20 EUR/t, nie sposób nie dostrzec konkurencyjnej przewagi alternatywnych technologii produkcji energii. Analiza długoterminowa pokazuje, że nawet ograniczony wzrost cen uprawnień, w połączeniu ze spadającymi kosztami odnawialnych źródeł energii spowoduje, że nowe projekty zeroemisyjne będą zdecydowanie bardziej konkurencyjne od elektrowni węglowych. Taki sam wniosek można wyciągnąć w przypadku podszczytowych elektrowni gazowych (tzw. *mid-merit*), które już w połowie lat 20. mogą być tak samo atrakcyjne kosztowo, jak nowe projekty węglowe.

W przypadku wyższych kosztów emisji, wynikających ze scenariuszy pozwalających na ograniczenie wzrostu temperatury poniżej 2°C, pod koniec lat 20. przewagę konkurencyjną nad nowymi instalacjami OZE oraz elektrowniami gazowymi tracą nawet istniejące obecnie elektrownie węglowe. Dlatego jest bardzo mało prawdopodobne, aby praca w podstawie systemu energetycznego była możliwa przez cały cykl życia nowych bloków tego typu w jakimkolwiek kraju europejskim.

Należy raczej oczekiwać znacznego spadku wykorzystania ich mocy w najbliższej dekadzie, następnie przejścia do działania w trybie podszczytowym, a potem – wykorzystania jedynie jako mocy szczytowych czy rezerwowych. Taka perspektywa znacząco pogarsza atrakcyjność nowych elektrowni węglowych w UE i pokazuje, że mało prawdopodobne staje się odzyskanie przez inwestorów angażujących się w tego rodzaju projekty włożonego kapitału.

Globalne ramy polityczne (porozumienie paryskie), zalecenia międzynarodowe i europejskie (TCFD, HLEG), a także polityka korporacyjna i dobrowolne inicjatywy (np. Climate Action 100+), w połączeniu z aktywnością społeczeństwa obywatelskiego, doprowadziły do znacznych zmian w myśleniu międzynarodowych inwestorów oraz ich zachowaniu rynkowym. Banki zaczęły wdrażać działania mające na celu ograniczenie ryzyka, a przede wszystkim: 1) wdrożyły w swoich strategiach restrykcyjną politykę zapobiegania dalszemu angażowaniu się w inwestycje związane z paliwami kopalnymi; oraz 2) zaczęły aktywnie zmniejszać w swoich portfelach wartość aktywów węglowych oraz opartych na paliwach kopalnych. Przeprowadzane na dużą skalę dezinvestycje, ewolucja strategii oraz zmiany na rynku obligacji systematycznie zmniejszają liczbę podmiotów zdolnych do finansowania inwestycji w generację opartą na węglu. W sytuacji, gdy międzynarodowe instytucje koncentrują się na inwestycjach w sieci dystrybucyjne oraz niskoemisyjne źródła energii, nieuchronnie wzrasta ekspozycja krajowych podmiotów na ryzyko projektów węglowych. Obecnie udział przedsiębiorstw wysokoemisyjnych w całkowitym zadłużeniu firm wynosi w Polsce 4%. Dotyczy to zarówno państwowych spółek energetycznych, jak i Polskiej Grupy Górniczej, kluczowego dostawcy węgla kamiennego dla krajowej energetyki. Zakładając, że banki zagraniczne wycofają się z dalszego finansowania tych aktywów, a powstała luka zostanie wypełniona przez banki krajowe, udział długu emisyjnych przedsiębiorstw energetycznych w portfelach długu korporacyjnego banków krajowych wzrośnie powyżej 7%. Tak wysoki wskaźnik jest charakterystyczny dla sektorów o 2–3-krotnie większej wartości dodanej (budownictwa lub usług transportowych). Zaangażowanie krajowych banków w finansowanie nowych projektów

węglowych zwiększy tę wartość do 15%, co jest porównywalne z ich zaangażowaniem w wysoce zdywersyfikowane oraz znacznie większe sektory nieruchomości i handlu. Tego rodzaju inwestycje zwielokrotnią ekspozycję krajowych banków na ryzyko wzrostu ceny CO₂ i zaostrenia europejskich lub światowych polityk klimatycznych. Ponadto, ryzyko to będzie o wiele bardziej skoncentrowane w niewielkiej liczbie podmiotów kontrolowanych przez państwo, co może prowadzić do pojawienia się systemowego zagrożenia dla sektora bankowego.

Omawiane ryzyka i bariery dotyczące finansowania węglowego scenariusza rozwoju sektora energetycznego po raz kolejny prowadzą do wniosku, że inwestycje zdywersyfikowane lub zorientowane na odnawialne źródła energii są prawdopodobnie znacznie łatwiejsze do sfinansowania niż – jedynie pozornie – najtańszy wariant węglowy. Duża liczba inwestorów i projektów oraz zdywersyfikowane ryzyko regulacyjne i technologiczne znacznie ułatwiają zaakceptowanie tych scenariuszy przez konserwatywny sektor bankowy oraz rozproszonych obligatariuszy. Z drugiej strony, zmiany regulacyjne w ostatnich latach znacząco pogorszyły sytuację zarówno istniejących, jak i planowanych projektów OZE, co wskazuje, że ryzyko regulacyjne występuje również w tym segmencie rynku. Ryzyko to ma jednak inny charakter, ponieważ jest specyficzne dla danego kraju i okresu. Natomiast ryzyka klimatyczne wpływające na inwestycje w energetykę węglową mają charakter bardziej uniwersalny, opierają się bowiem na tendencjach globalnych i jako takie są o wiele trwalsze.

Projekty węglowe charakteryzują się zatem niskim prawdopodobieństwem powodzenia, nawet jeśli decydenci będą preferować wysokoemisyjną ścieżkę rozwoju dla spółek Skarbu Państwa w sektorze energetycznym. Alternatywne scenariusze ewolucji miksu energetycznego, które zakładają szybkie upowszechnienie technologii niskoemisyjnych, są bardziej kapitałochłonne, ale jednocześnie związane z nimi potrzeby finansowe mogą być zaspokajane przez znacznie szerszą grupę instytucji oraz inwestorów finansowych, angażować znacznie większą grupę podmiotów, a jednocześnie cechować się znacznie mniejszym ryzykiem, a co za tym idzie – także kosztem ekonomicznym.

Z perspektywy krajowego sektora finansowego pożądana jest dywersyfikacja zaangażowania w energetykę oraz ograniczenie ekspozycji na aktywa węglowe. W odniesieniu do tych kluczowych celów konieczne jest także:

- systematyczne wdrażanie rekomendacji TCFD przez instytucje finansowe oraz emisyjne firmy,
- wywarcie presji na spółki energetyczne, aby przeprowadziły tzw. *carbon stress tests*, uwzględniających nie tylko zmiany cen uprawnień do emisji, ale też konieczność osiągnięcia absolutnych celów redukcyjnych,
- uwzględnienie w długoterminowych strategiach zwiększenia udziału odnawialnych źródeł energii oraz rozbudowy mocy rezerwowych jako działań priorytetowych, tak aby zmniejszyć krajowe ryzyko regulacyjne oraz ograniczyć koszty finansowania nowych inwestycji,
- umożliwienie wejścia na rynek bardziej zróżnicowanej grupy inwestorów, tj. stworzenie warunków niezbędnych do aktywizacji sektora prywatnego oraz mniejszych podmiotów, gotowych do inwestowania zwłaszcza w projekty OZE.

Dr Maciej Bukowski, prezes zarządu Instytutu WiseEuropa

Dylematy rozwoju sektora energii – wspólne cele z Europą/polska droga

Waldemar Kamrat

Jednym z ważniejszych wyzwań współczesnej cywilizacji jest powszechna dostępność energii odpowiedniej jakości, przy akceptowanych społecznie kosztach oraz poszanowaniu środowiska naturalnego.

Raport International Panel Climate Change oraz Klubu Rzymskiego wskazuje na konieczność ograniczenia globalnego wzrostu temperatury do 1,5 stopnia C, co wiąże się z radykalną redukcją emisji: 45% do roku 2030 i 100% do roku 2050.

Sklania to do poważnej dyskusji o tym, jak tego dokonać. Pojawiają się zatem pytania, na które nie ma dobrych odpowiedzi (na przykład: jakie są trzy najważniejsze trendy w energetyce i z jakimi wyzwaniami wiąże się w Polsce?, jak będzie w najbliższych kilkudziesięciu latach zmieniało się zapotrzebowanie na energię elektryczną na świecie i w Polsce?, w jakim kierunku powinien rozwijać się potencjał wytwórczy polskiej energetyki?, jakie źródła energii będą dominowały w Polsce w perspektywie 30-letniej i z czego to wynika?, czy powinniśmy zwiększać udział gazu w strukturze źródeł energii, skoro w Polsce gaz, jako źródło energii, wykorzystywany jest tylko w ok. 3 proc., w Niemczech – 12 proc., Holandii – ponad 60 proc.?, czy powinniśmy inwestować w energetykę jądrową?, czym jest „czysta” energetyka węglowa?, jakie korzyści powinniśmy czerpać z nowoczesnych technologii w energetyce, takich jak digitalizacja – inteligentne opomiarowanie – *smart metering* i *smart grid*?, jaki jest wpływ nowych technologii na efektywność energetyczną?).

Jeśli nawet ambitne cele klimatyczne forsowane przez Europę są realne i zostaną politycznie zaakceptowane, to jakie za tym muszą stać rozwiązania technologiczne, ile to będzie kosztowało państwa z punktu widzenia ich gospodarek, jak to wpłynie na światowy system gospodarczy, który do tej pory ignoruje ten problem. Nie ulega wątpliwości, że strategia rozwoju gospodarki energetycznej w Polsce powinna być analizowana z punktu widzenia gospodarki światowej. Musimy wziąć pod uwagę, że Europa niczego nie osiągnie bez aktywnego udziału takich państw, jak USA, Chiny, Indie, Rosja, Brazylia czy Meksyk. Nawet jeśli Europa zrealizowała to, co zapisała w „Mapie Drogowej 2050”, a mianowicie, że osiągnie założone oszczędności emisji, to jest to niewarte ogromnych wydatków, jakie będzie musiała ponieść. Jeśli chodzi o implikacje krajowe, to wiek naszych mocy wytwórczych można jedynie porównać z wiekiem dobrego wina. Musimy więc budować nowe źródła. I tu powstaje kwestia, w co mamy inwestować. Wydaje się, że nie mamy wielkiego wyboru. Jeśli chodzi o udział paliw stałych, to w racjonalnym miksie energetycznym powinien on oscylować wokół 55–60%, udział gazu – 20%, udział OZE – 20%, a energetyki jądrowej – 10%. Tradycyjna struktura energetyki powinna, i będzie, ulegać zmianie. Nie ma i w najbliższych dziesięcioleciach nie będzie jedynej, słusznej technologii wytwarzania energii, przy czym powoli będzie następować integracja, konwergencja sektora elektroenergetycznego, gazowego i ciepłowniczego. Polskie systemy przesyłu/dystrybucji energii elektrycznej i gazu oraz lokalne rynki ciepła również wymagają poważnych inwestycji. Łącznie może to wynieść ponad **400 mld zł** w perspektywie do 2050 roku.

Determinanty polityki energetycznej w Polsce

Konieczna jest stabilność celów w zakresie kontynuacji polityki energetycznej, której celem jest:

- zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego kraju,
- wzrost konkurencyjności gospodarki i jej efektywności energetycznej,
- ochrona środowiska przed negatywnymi skutkami działalności energetycznej związanej z wytwarzaniem, przesyłaniem i dystrybucją energii i paliw.

W perspektywie zbliżającej się kolejnej konferencji COP (w Katowicach) istotne mogą okazać się kwestie fundamentalne dla naszego kraju (wynikające m.in. z prac Komitetu ds. Energii i Polityki Klimatycznej Krajowej Izby Gospodarczej).

1. W jakim stopniu, uwzględniając specyfikę polskiej energetyki, zasoby paliw, jakimi dysponujemy i konieczność zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego, Polska powinna kształtować swoją politykę energetyczno-klimatyczną, zwłaszcza w kontekście zobowiązań UE dotyczących ochrony klimatu na rok 2050 i zobowiązań podjętych podczas COP 21 w Paryżu?

2. Polska długoterminowa polityka energetyczna powinna być zredefiniowana w taki sposób, aby określała jednoznaczne priorytety, tj. zapewnienie bezpiecznych i stabilnych dostaw energii po cenach gwarantujących gospodarce zachowanie konkurencyjności i nieposzerzających obszaru ubóstwa energetycznego wśród odbiorców indywidualnych. Musi ona w jasny sposób uwzględniać specyfikę naszego kraju. Dopiero po zagwarantowaniu tych warunków – na ile jest to możliwe – powinna być skorelowana z polityką energetyczno-klimatyczną Unii Europejskiej.

3. Zapisy polskiej polityki energetycznej muszą być tak sprecyzowane, aby zawierały jasne i wyraźne perspektywy regulacyjne, umożliwiające wypracowywanie stabilnej strategii działania.

4. Ważne jest, aby przedstawiciele administracji rządowej podczas dyskusji na szczeblu Unii Europejskiej w znacznie większym stopniu uwzględniali głos polskiej gospodarki. Głos ten jednoznacznie wyklucza jakiegokolwiek dalsze zobowiązania Polski służące zaostrzeniu unijnej polityki klimatycznej.

5. Strategia dywersyfikacji naszej struktury paliwowej staje się powoli nieaktualna. Rozsądne wydaje się zagwarantowanie mocy wytwórczych wykorzystujących paliwo węglowe, zdolnych do pokrycia zapotrzebowania na energię w każdej chwili (na przykład w bezwietrzną zimową noc – pomniejszych o możliwości realnego obniżenia zużycia energii poprzez mechanizm DSM).

6. Docelowy poziom zużycia węgla musi być osiągnięty na drodze ewolucyjnej, przy zapewnieniu bezpieczeństwa zasilania. Być może, trzeba w tym celu na jakiś czas zatrzymać kolejne inwestycje, przedłużając jednocześnie funkcjonowanie istniejących mocy. Trzeba bowiem mieć świadomość, że nie jest obecnie i w perspektywie najbliższych lat nie będzie dostępna żadna komercyjna technologia węglowa, która spełniałaby stale zastrzane unijne wymogi w zakresie emisji gazów cieplarnianych oraz innych zanieczyszczeń środowiskowych. Proponowana przez Unię Europejską próba zmiany funkcjonowania energetyki w przypadku naszego kraju nie jest możliwa do zrealizowania.

7. Z punktu widzenia gospodarki oraz ogólnospołecznego interesu Polski, integracja unijnego rynku energii wymaga przede wszystkim wprowadzenia rynku mocy i zapewnienia rzeczywistej dostępności tej mocy dla odbiorców. W drugim kroku potrzebne jest zharmonizowanie systemów wsparcia dla OZE. Jeśli energia z OZE była dotowana, to jej sprzedaż na zintegrowanym unijnym rynku wymaga doliczenia wszystkich przeznaczonych na nią dotacji. Dopiero po skutecznym wprowadzeniu tych dwóch kroków można zacząć budować w UE zintegrowany rynek energii.

8. W komunikacji z instytucjami UE należy wyraźnie podkreślać, że rynek mocy jest niezbędny dla szerszej integracji OZE z uwagi na nieciągły charakter ich pracy. Zarówno gospodarka, jak i odbiorcy indywidualni, potrzebują pewnych i ciągłych dostaw energii, które wraz ze wzrostem udziału OZE może skutecznie zapewnić tylko rynek mocy.

9. Obszarem, który Polska może szczególnie wspierać, jest kogeneracja. Mamy w tym zakresie w Polsce odpowiednio duży potencjał, a rozwój kogeneracji prowadzi do obniżania emisji. Służy też stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego, przy rosnącym udziale źródeł odnawialnych o nieciągłym charakterze pracy. W celu racjonalnego rozwoju kogeneracji należy skonsolidować działania, w tym kogeneracji przemysłowej.

10. Z punktu widzenia porozumienia konferencji klimatycznych COP musimy podkreślać, że zakłada ono dobrowolność podejmowanych działań. Polska administracja rządowa powinna skoncentrować się w tym kontekście na obronie celów obowiązujących obecnie przy wykorzystaniu wszystkich technologii, jakie teraz w Polsce są dostęp-

ne. Warto też przypomnieć, że nie ma oficjalnie uzgodnionych celów unijnej polityki klimatyczno-energetycznej na rok 2050. Próby przyjęcia „Mapy drogowej 2050” oraz „Energetycznej mapy drogowej 2050” zostały przez Polskę skutecznie zablokowane i na razie nie mają one charakteru obowiązującego.

11. Perspektywa wykorzystania węgla będzie stopniowo przesuwana z sektora energetycznego do chemicznego. Trzeba się także przygotować na konieczność wygaszania działalności części kopalń w perspektywie najbliższych kilku lat, co spowoduje napięcia społeczne.

12. Kołem zamachowym rozwoju sektora powinna być elektromobilność, w obszarze której możemy być liderem europejskim, zwłaszcza w zakresie elektrycznego transportu miejskiego, co wymusi konieczność stworzenia programu dla zagospodarowania baterii autobusowych po 4–5 latach eksploatacji. Dodatkowo, wskazane będzie porozumienie dystrybutorów energii w sprawie standardów ładowania baterii i ich składu chemicznego.

13. Należy możliwie szybko wdrażać przełom technologiczny w zakresie różnorodnych technologii, które zagwarantują bezpieczeństwo energetyczne Polski.

Dekarbonizacja polskiej energetyki a europejska polityka klimatyczna*

Dekarbonizacja energetyki oznacza stopniowe zastępowanie paliw węglowych przez inne źródła energii. Ocieplenie klimatu jest bowiem powszechnie wiązane z emisją gazów cieplarnianych, zwłaszcza CO₂. Wymaga to dynamicznych i długoterminowych zmian strukturalnych systemu energetycznego. Dekarbonizacja jest tendencją w skali globalnej, ale jej silna ideologizacja wzmacnia chęć przyspieszania tego procesu. Na spotkaniu grupy G7 10 czerwca 2015 roku uznano, że istnieje konieczność dekarbonizacji gospodarki światowej do 2050 roku, aby wzrost średniej temperatury na świecie był poniżej 2°C. Zaniepokojenie opinii publicznej zmianą klimatu na Ziemi nie bierze pod uwagę faktu, że cechą klimatu naszej planety jest stała zmienność. Komitet Nauk Geologicznych PAN w sposób bardzo wyważony rekapitułuje aktualny stan wiedzy na ten temat w stanowisku z 2009 roku. Komitet m.in. zwraca uwagę na fakt, że

Krótko o PEP 2040

Dokument „Polityka energetyczna państwa” (PEP) jest opracowywany przez ministra energii m.in. na podstawie art. 12, 13–15 ustawy „Prawo energetyczne”, zaś za realizację odpowiedzialnych jest wiele podmiotów, zwłaszcza minister energii, a także Rada Ministrów.

Zgodnie z zapisami ustawy „Prawo energetyczne” dokument powinien określać:

- 1) bilans paliwowo-energetyczny kraju;
- 2) zdolności wytwórcze krajowych źródeł paliw i energii;
- 3) zdolności przesyłowe, w tym połączenia transgraniczne;
- 4) efektywność energetyczną gospodarki;
- 5) działania w zakresie ochrony środowiska;
- 6) rozwój wykorzystania instalacji odnawialnego źródła energii;
- 7) wielkości i rodzaje zapasów paliw;
- 8) kierunki restrukturyzacji i przekształceń własnościowych sektora paliwowo-energetycznego;
- 9) kierunki prac naukowo-badawczych;
- 10) współpracę międzynarodową.

Ponadto, dokument powinien być opracowywany zgodnie z zasadą zrów-

noważonego rozwoju kraju i powinien zawierać:

- 1) ocenę realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres;
- 2) część prognostyczną, obejmującą okres nie krótszy niż 20 lat;
- 3) program działań wykonawczych na okres czterech lat, zawierający instrumenty realizacji.

Przedstawiony do konsultacji projekt PEP 2040 jest dokumentem niepełnym, gdyż nie zawiera oceny realizacji polityki energetycznej państwa za poprzedni okres czy programu działań wykonawczych na okres czterech lat, zawierającego instrumenty realizacji, także choćby ogólnego szacunku kosztów realizacji PEP.

Projekt PEP jest mało precyzyjny, bo podane w części wstępnej wskaźniki jako „globalna miara realizacji celu PEP 2040” różnią się od wartości prezentowanych w dalszej części pracy. Z optymizmem eksponuje się plany w zakresie realizacji bloków jądrowych, a jednocześnie marginalizuje się rolę gazu tylko do celów regulacyjnych. Dokument pomija prognozy w zakresie demografii Polski, które mogłyby istotnie wpływać na gospodarczy rozwój kraju.

Dość ogólnie prezentowane są programy w zakresie rozwoju magazynowania energii, a także wizja rozwoju energetyki wodorowej. Projekt jest dokumentem mało spójnym w warstwie merytorycznej, a także pasywnym w zakresie osiągania celów Unii Europejskiej, dotyczących klimatu.

okresowy wzrost ilości gazów cieplarnianych w atmosferze, do wartości kilkakrotnie większej niż obecnie, towarzyszył dawniejszym ociepleniom, w tym przed pojawieniem się człowieka na Ziemi. Od 12 tys. lat Ziemia znajduje się w kolejnej fazie cyklicznego ocieplenia i jest w pobliżu jego maksimum. W ubiegłym tysiącleciu, po okresie ciepłym, z końcem XIII w. rozpoczął się okres chłodny, trwający do połowy XIX w., po czym znów nastąpiło ocieplenie. Obserwowany dziś przejściowy wzrost globalnej temperatury wynika z naturalnego rytmu zmian klimatu. Pomimo widocznego braku globalnego ocieplenia od ponad 15 lat istnieje konsensus co do zmian klimatu, a długoterminowe prognozy wskazują, że ok. 2035 r. wzrośnie szybkość ocieplania, związana z emisją CO₂. Są nawet prognozy wskazujące na kontynuację globalnego ocieplenia przez następne 1000 lat, także jeśli ustanie emisja gazów cieplarnianych. Tłumaczenie złożonych zjawisk przyrodniczych według jednostronnych obserwacji, bez uwzględniania wielości czynników decydujących o konkretnych procesach w geosystemie, z reguły prowadzi do nadmiernych uproszczeń i błędnych wniosków. Konsekwencją mogą być błędne decyzje polityczne, podjęte na podstawie niekompletnych danych.

Głównym niskoemisyjnym źródłem energii elektrycznej, zapewniającym stabilne zasilanie odbiorców, jest energetyka jądrowa. Stwierdziły to Światowa Rada Energetyczna (*World Energy Council: Comparison of energy systems using life-cycle assessment Special Report*, London 2004, a także Parlament Europejski w uchwale z 2007 roku i późniejszej rezolucji 8.

Jak wykazała analiza McKinseya (*McKinsey Assessment of Greenhouse Gas Emissions Abatement Potential in Poland by 2030*, Warsaw 2009), budowa elektrowni jądrowych jest najtańszym środkiem redukcji emisji przy wytwarzaniu energii elektrycznej.

Zbudowanie w Polsce elektrowni jądrowych o łącznej mocy 9000 MWe, które będą wytwarzały rocznie 60 TWh energii elektrycznej, pozwoli uniknąć spalania 28 mln ton węgla, a więc emisji ponad 80 mln ton CO₂ rocznie. W tej sytuacji decyzja o budowie elektrowni jądrowych w naszym kraju jest działaniem uzasadnionym w kontekście rezolucji paryskiego szczytu COP 21 o redukcji CO₂. PE – w rezolucji „European Parliament resolution of 15 Dec. 2015 on Towards a European Energy Union” – podkreślił znaczenie EJ i wezwał KE do stworzenia warunków do budowy nowych EJ w UE jako źródła niskoemisyjnego (obok OZE, gazu i węgla z CCS).

Szczególnej rozważania wymaga problematyka kosztów. W ocenie kosztów energii trzeba uwzględniać całkowite koszty ponoszone przez społeczeństwo danego kraju w związku z wytwarzaniem energii elektrycznej, w tym koszty ponoszone przez Krajowy System Energetyczny dla zapewnienia niezawodnego zasilania odbiorców, pomimo wahań mocy elektrowni, ich planowych i nieplanowych wyłączeń, a także zaników produkcji energii elektrycznej przez OZE (gdy ustaje w nocy generacja prądu z ogniw fotowoltaicznych PV lub gdy nie pracują farmy wiatrowe na lądzie i na morzu wskutek zaniku wiatru). Nieregularnie pracujące OZE mają zazwyczaj moc maksymalną większą od 5 razy (wiatr na lądzie) do 9 razy (panele PV) od ich mocy średniej w ciągu roku. Sieci przesyłowe zawsze muszą być projektowane na moce maksymalne, niezależnie od rodzaju źródeł do nich podłączonych. Wzrost udziału OZE w KSE wymaga utrzymywania odpowiednio dużych operatywnych rezerw mocy, wirujących i stojących, w celu pokrycia luki w wytwarzaniu energii przy zaniku wiatru lub braku słońca. Wszystko to powoduje wzrost kosztów inwestycyjnych, a także obniżenie sprawności elektrowni systemowych w okresach, gdy pracują mocą częściową. Analizy międzynarodowe wykazały, że przy

znaczącym udziale OZE koszty współpracy OZE z siecią są relatywnie duże. Trzecim składnikiem kosztów są koszty zewnętrzne, które ponosi społeczeństwo na skutek strat zdrowotnych, szkód w środowisku naturalnym, niszczenia materiałów i budowli, utraty walorów widokowych i ciszy. W przypadku elektrowni jądrowej oznacza to uwzględnienie zanieczyszczenia środowiska, wypadków przy wydobywaniu i wzbogacaniu uranu, przy produkcji urządzeń i paliwa jądrowego, przy budowie elektrowni, transporcie paliwa do elektrowni, podczas pracy i okresów remontowych, w toku unieszkodliwiania odpadów promieniotwórczych oraz likwidacji elektrowni – tak aby przywrócić stan środowiska sprzed zbudowania elektrowni. Analogicznie, trzeba uwzględnić tego typu problemy dla innych technologii w cyklu całego ich życia, np. dla ogniw fotowoltaicznych, których wpływ na środowisko w czasie pracy jest mały (poza utratą terenów rolniczych lub łąk), ale zanieczyszczenia środowiska w toku produkcji potrzebnego dla nich aluminium i innych materiałów są duże. Z punktu widzenia emisji gazów cieplarnianych zasadniczą sprawą jest fakt, że podczas pracy elektrowni jądrowych nie ma spalania węgla i emisje są bliskie zeru, bo pochodzą tylko z jądrowego cyklu paliwowego poza elektrownią oraz okresowych prób awaryjnych generatorów dieslowskich w elektrowni. Suma wszystkich kosztów powinna być jak najmniejsza.

Nakłady inwestycyjne na 1 MWh energii elektrycznej wytworzonej w okresie użytecznej pracy danego źródła energii dotyczą samego źródła energii i nie uwzględniają ani kosztów systemowych, ani kosztów zewnętrznych, powodowanych przez straty zdrowia i zniszczenie środowiska. Ocena kosztów opóźniania programu energetyki jądrowej ma dwie składowe: koszty finansowe i koszty społeczne. Koszty finansowe można ocenić, uwzględniając subwencje na rozwój OZE i koszty budowy ww. elektrowni rezerwowych (np. gazowych). Do tego trzeba dodać koszty związane z rozbudową i wzmocnieniem sieci energetycznej. Koszty społeczne to utrzymywanie wysokich emisji zanieczyszczeń przy spalaniu węgla i inne szkody dla zdrowia ludzi i środowiska, ocenione w programie ExternE dla Europy i dla Polski.

Najtańsza energia pochodzi z elektrowni jądrowych, z uwzględnieniem wszystkich kosztów związanych z pozyskaniem paliwa, unieszkodliwianiem odpadów radioaktywnych, likwidacją elektrowni oraz kosztów współpracy z systemem elektroenergetycznym.

* * *

W odniesieniu do kontekstu krajowego wymaga to znaczącej poprawy kondycji polskiej energetyki. Sprzyjać ona będzie wzmocnieniu niezależności oraz międzynarodowej pozycji Polski, przyspieszeniu rozwoju gospodarczego kraju, a także wzrostowi dobrobytu wszystkich obywateli i przyszłych pokoleń Polaków. Polska racja stanu wymaga, aby wszelkie działania związane z realizacją polityki energetycznej państwa prowadzone były z wielką rozważą, determinacją i konsekwencją, przy unikaniu koniunkturalnych zmian pod presją rozmaitych czynników wewnętrznych i zewnętrznych. Szczególnego znaczenia nabiera ogłoszony ostatnio projekt „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”. Należy uznać, że jest to dokument proponujący racjonalną strategię rozwoju polskiego sektora energii.

Prof. dr hab. inż. Waldemar Kamrat, profesor zwyczajny Politechniki Gdańskiej

* Opracowano na podstawie publikacji pt. „Bezpieczeństwo elektroenergetyczne dla pokoleń”, pod redakcją M. Bartosika, „Przegląd Elektrotechniczny”, nr 8, Warszawa 2017.

Z prac Komitetu Standardu Technicznego

W ramach prowadzonej przez IGG działalności standaryzacyjnej odbyła się konferencja uzgodnieniowa dla standardu **ST-IGG-0208 Ocena jakości gazów ziemnych. Część 3 – Chromatografy gazowe do oceny zawartości związków siarki w gazie ziemnym**, po ankiecie skierowanej do firm członkowskich IGG. Po uwzględnieniu uwag standard został skierowany do eksperta zewnętrznego. Pozytywna opinia eksperta pozwoliła na przedstawienie standardu do zatwierdzenia przez KST, a następnie do ustanowienia przez prezesa zarządu IGG. Jest to już trzeci standard dotyczący oceny jakości gazów ziemnych, dwa opracowane wcześniej dotyczą chromatografów gazowych procesowych – ST-IGG-0205:2015 oraz laboratoryjnych – ST-IGG-0206:2015.

Standardy zostały opracowane przez ZR 2, zespołem kierował **Grzegorz Roślonek (PGNiG O/CLPB)**, zastępca kierownika ZR 2.

Standard **ST-IGG-2103:2018 Warunki techniczne zamykania przepływu w gazociągach z polietylenu metodą zaciskania. Wymagania i zalecenia** po przejściu analogicznej procedury – skierowaniu projektu do ankiety do firm członkowskich, przeprowadzeniu konferencji uzgodnieniowej i uzyskaniu pozytywnej opinii eksperta zewnętrznego – został zatwierdzony przez KST i ustanowiony przez prezesa IGG. Jest to pierwszy standard z planowanych trzech – ST-IGG-2101 dotyczący projektowania i użytkowania gazociągów z PE do 1,0 MPa oraz ST-IGG-2102 dotyczący gazociągów z PE do 1,6 MPa.

Kierownikiem zespołu ZR 21, który opracował pierwszy standard i pracuje nad kolejnymi jest **Paweł Filanowski (PSG)**.

Oba standardy powinny się ukazać w sprzedaży na początku 2019 roku.

W październiku br. zorganizowano warsztaty składające się z trzech części, na których omawiano:

- a) zagadnienia związane z planowaną nowelizacją standardów dotyczących nawaniania, przedstawione przez członków ZR 7 oraz zaproszone firmy;

- b) nowelizowany standard ST-IGG-0201:2018 Protokół Komunikacyjny SMART-GAS. Pracami zespołu kierował **Adam Jarek (PSG)**;
- c) zagadnienia związane z odzyskiwaniem chłodu w procesie regazyfikacji LNG, pomiarami ilości tzw. małego LNG, przedstawione przez zaproszone firmy, oraz założenia dla nowego standardu dotyczącego regazyfikacji.

Wyniki ankiety przeprowadzonej wśród uczestników pokazały, że było za mało czasu na dyskusję, co postanowiono uwzględnić w kolejnej edycji warsztatów.

W IV kwartale 2018 roku podjęto następujące prace standaryzacyjne:

- a) w ZR nr 2 nad opracowaniem **ST-IGG-0203 Układy rozliczeniowe ilości i jakości gazu**. Zespołem kieruje zastępca kierownika ZR 2, **Andrzej Klimowicz (PGNiG O/CLPB)**;
- b) w ZR 7 nad nowelizacją czterech standardów technicznych dotyczących nawaniania. Kierownikiem zespołu ZR 7 jest **Marceli Ptak (PSG)**;
- c) w ZR 37 nad opracowaniem **ST-IGG-3708 Stacje regazyfikacji LNG**. Kierownikiem zespołu jest **Marek Elert (GAZ-SYSTEM)**. Będzie to pierwszy z planowanych przez zespół trzech standardów; pozostałe – jak się przewiduje – będą dotyczyły tankowania i bukowania LNG;
- d) w ZR 28 nad opracowaniem **ST-IGG-2801 Zasady klasyfikacji ścianek stalowych gazociągów oraz dalsze postępowanie, w tym określenie MOP takich gazociągów. Metody napraw uszkodzeń w ściankach stalowych gazociągów (w zależności od sklasyfikowania uszkodzenia)**. Kierownikiem ZR 28 jest **Paweł Wiśniewski (GAZ-SYSTEM)**.

Pierwsze z wymienionych standardów mogą zostać ustanowione już w 2019 roku. W połowie przyszłego roku na pewno będziemy już wiedzieli, czy uda się zrealizować te, nie ukrywajmy, napięte plany.

Sekretariat KST

technologie Oil&Gas i energetyka

Oferujemy,
projektowanie i realizację:

- zbiorników ciśnieniowych w tym:
- wymienniki ciepła, separatory gazu, filtry gazu, dawkowniki metanolu, butle antypulsacyjne
- Instalacje osuszania gazu Desi-Dry (tabletkowe i glikolowe)
- Tłocznie gazu
- Orurowanie instalacji ciśnieniowych
- ZZU, węzły pomiarowe i SRP
- Odcinki pomiarowe gazu
- Zasuwy suwakowe (7 do 70 Mpa)
- Konstrukcje stalowe spawane



GTC Force Sp. z o. o.
38-500 Sanok
ul. Robotnicza 11

tel. (13) 46 312 46
tel. (+48) 500 399 803
e-mail: biuro@gtcforce.pl

www.gtcforce.pl

UE zdecydowanie o ochronie klimatu

Konrad Świrski

Dzisiaj stanowisko UE jest jasne i jednoznaczne – przed COP 24 pokazał się kluczowy dokument „*A Clean Planet for all A European strategic long-term vision for a prosperous, modern, competitive and climate neutral economy*” – rodzaj europejskiej strategii klimatycznej. Oparta jest na innym ważnym dla przeszłych unijnych działań legislacyjnych raporcie IPCC (*Intergovernmental Panel on Climate Change*), który w alarmistyczny sposób pokazuje zmiany klimatyczne i apeluje o konieczność intensyfikacji wysiłków na rzecz zmniejszania emisji CO₂.

Raport IPCC to duże opracowanie wpływowej organizacji umocowanej przy agendach ONZ. Opiera się on na interdyscyplinarnej pracy 91 naukowców z kilkudziesięciu krajów (na podstawie kilku tysięcy publikacji). Efekt cieplarniany postępuje szybciej niż zakładano i obecnie musimy myśleć, jak zatrzymać się na zwiększeniu średniej temperatury globu o 1,5 st. C zamiast 2 st. C, jak wcześniej uzgodniono na COP 21 w Paryżu. Nie trzeba zastanawiać się nad tym, czy raport ma rację i szukać przeciwnych argumentów, ale nad tym, po co został przygotowany i co spowoduje. Nie warto dyskutować nad detalami, np. czy można naprawdę zmierzyć wpływ różnicy między 1,5 a 2 stopniami, jak dokładny jest sam pomiar tej średniej i czy jest to jedyny pogląd naukowców, i uspokajając się wypowiedziami „antycieplaczy”. **Trzeba patrzeć na skutki. Rolą tego raportu (i kolejnych po nim wypowiedzi kluczowych organizacji i polityków) jest podanie „na tacy” uzasadnienia dla zaostrzania regulacji klimatycznych.**

A jest się czego obawiać (ze strony węgla). Na stronie 15 (akapity C1 i C2) znajduje się jeden z kluczowych fragmentów – IPCC twierdzi, że w obecnych modelach zmian źródłem ocieplenia w przeważającym stopniu jest działalność człowieka i powodowana przez niego (*antropogenic*) emisja CO₂, i że wzrost średniej temperatury musi być zatrzymany na poziomie 1,5 st. C (a nie 2 – jak poprzednio), co przekłada się na konieczność tzw. *net-zero anthropogenic CO₂ emission* już około roku 2050, a nie 2075–2080 – jak wcześniej zakładano. Oczywiście, można to negocjować i technicznie, i politycznie albo (co najbardziej u nas popularne) zbywać wzruszeniem ramion i stwierdzeniem, że to i tak nie ma sensu. Otóż ma, i to kluczowy – to twierdzenie (o net-zero) wskazuje, że konieczne jest całkowite zbilansowanie produkcji CO₂ w danym kraju z wychwytem – bilans musi być zerowy – czyli świat (czytajac dalej – każdy kraj) musi być „zeroemisyjny”. **Efektom jest powtórzenie dokładnie tych zapisów w europejskiej strategii na COP 24.** W propozycji UE polityka klimatyczna oznacza już bezpośrednio całkowitą dekarbonizację – węgiel znika z europejskich systemów energetycznych definitywnie około roku 2040, a kolejną dekadę może pracować na resztkach instalacji wyłącznie w oparciu o reakty-

wowane CCS. Europejski system energetyczny w 80% ma być oparty na energii odnawialnej (rok 2050), a „neutralność CO₂” w 2050 roku ma przynieść miliardy euro dodatkowego przychodu. Z punktu widzenia UE właściwie nie ma o czym rozmawiać i wszystko jest jasne – kolejne kraje prześcigają się z podawaniem terminu, kiedy całkowicie znikną z ich *energy mix* elektrownie węglowe (zazwyczaj jest to rok 2025 lub 2030), aczkolwiek znamienne jest, że jeszcze takiej daty nie mają Niemcy. Niezależnie od tego, czy daty w strategii UE i neutralność CO₂ w raporcie IPCC są realistyczne czy czysto idealistyczne, to – z punktu widzenia europejskiej legislacji – węgiel musi zniknąć z miksu energetycznego – na początek przez coraz wyższe obciążenia kosztami certyfikatów CO₂ (dziś 20 euro/tonę, w przyszłości 30, a może i 100), a potem może i realnym, „panunijnym” zakazem stosowania węgla. Tymczasem coraz częściej organizacje ekologiczne będą występowały na drogę prawną przeciwko koncernom energetycznym używającym węgla – właśnie na podstawie wniosków z raportu IPCC. To już się stało nawet w Polsce (akcja Greenpeace przeciwko PGE), a oczywisty jest brak finansowania jakichkolwiek projektów węglowych przez europejskie instytucje finansowe czy nawet – prozaicznie – ubezpieczenia węglowych elektrowni. Unijne stanowisko i właśnie ten kluczowy raport sprawiają wielką trudność polskiej strategii energetycznej i znamienne, że właśnie ogłoszony PEP 2040 jest prawie całkowicie z nimi sprzeczny. Polska bowiem chce mieć 60% węgla w miksie w 2030 roku i dopiero w następnej dekadzie obniżyć ilość produkowanej energii z węgla – głównie poprzez automatyczne zamykanie elektrowni na węgiel brunatny (koniec złóż) i konwersję na energetykę jądrową. Wydaje się, że taka propozycja nie tylko nie wypełnia europejskich wymagań ograniczania emisji CO₂ w EU ETS (minus 43% do 2030 względem poziomu z 2005 – Polska stawia na minus 30%, ale względem 1990, co daje całkowicie inne liczby), ale i jest mocno ryzykowna wobec możliwych „twardych” ograniczeń całkowitego zaprzestania generacji energii z węgla właśnie w latach 2030–2040 – taka jest naprawdę wymowa raportu IPCC.

Należy popatrzeć też na to, jak to wpływa na gaz w energetyce. Na dzisiaj zarówno raporty IPCC, jak i dokument stra-

tegiczny UE, w większości omijają temat emisyjności produkcji energii z gazu i właśnie energetyka gazowa wydaje się akceptowalna jako technologia pomostowa do tej całkowitej dominacji OZE około roku 2050. Wydaje się, że koncepcyjnie gaz może być szeroko dopuszczany do użycia i traktowany jako rezerwa i *backup* energetyki, jeśli idealistyczne koncepcje OZE, nowego magazynowania energii, energetyki rozproszonej itp. nie spełnią do końca swojego zadania. Dodatkowo, mówi się o rozwoju magazynowania w technologii *Power to Gas*, co oznacza budowę instalacji wodorowych, ale i technologie generacji energii zbieżne z układami turbin gazowych i układów kombinowanych i różnymi koncepcjami układów hybrydowych. Należy więc liczyć się z paradoksalnymi „dobrymi dekadami” dla gazu w latach 2020–2040 i jeśli cokolwiek będzie się budować w energetyce konwencjonalnej, to właśnie tylko na gaz. Co prawda, polska strategia energetyczna (PEP 2040) nie do końca tak uważa – tu gaz traktowany jest tylko jako paliwo pomocnicze i stabilizujące OZE, a wzrost zużycia gazu w energetyce ograniczony jest do 5 mld m³. To z kolei jest wypadkową ograniczenia w polskiej koncepcji możliwości importu z kierunku rosyjskiego

i próby minimalizacji zużycia gazu w energetyce w celu dopasowania możliwości importowych Bramy Północnej i własnych źródeł. Prawdopodobnie nie będzie to możliwe do utrzymania. Gaz staje się jedyną alternatywą i niezależnie od tego, czy będzie zapisywany w strategiach czy nie, musi być wykorzystywany do konwersji polskiej energetyki z węgla na model bardziej dopasowany do europejskich regulacji. Aby więc sprostać zadaniom z IPCC (i nowym legislacyjnym zapisom UE), gaz będzie podstawą modernizacji wszystkich elektrociepłowni i jakichkolwiek inwestycji w energetykę zawodową – można więc przypuszczać, że finalnie polskie zużycie wzrośnie nawet do około 30 mld m³ w dekadzie 2030–2040 i w naturalny sposób wymagać będzie kontynuowania dzisiejszych inwestycji z Baltic Pipe, rozbudowy gazoportu, a może budowy kolejnego terminalu LNG. Obecnie raport IPCC należy czytać dosłownie: „Umarł król (węgiel), niech żyje król (gaz)!”.

Prof. dr hab. inż. Konrad Świrski, profesor nadzwyczajny w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej, prezes Transition Technologies S.A.

Redukcja efektu cieplarnianego przez zwiększenie udziału gazu ziemnego w *energy mix* Polski

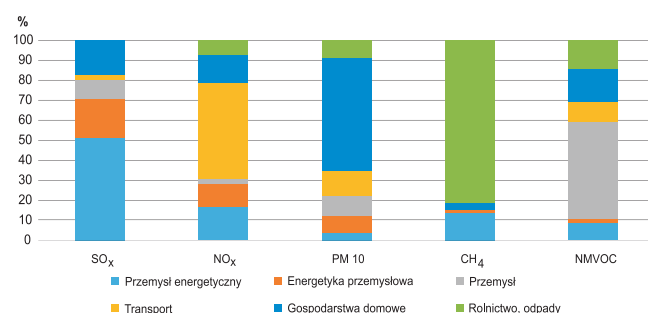
Tomasz Dobski, Rafał Ślęfarski

W podpisanym w grudniu 2015 roku porozumieniu paryskim 195 krajów zobowiązało się do utrzymania wzrostu globalnych średnich temperatur na poziomie poniżej 2°C w odniesieniu do epoki przedindustrialnej i kontynuowania prac na rzecz ograniczenia wzrostu temperatur do 1,5 stopnia. Przyjęta deklaracja powszechnie nazywana Pakiet 1,5°C (z ang. *Global Warming of 1.5°C*), opracowana przez Międzyrządowy Panel ds. Zmian Klimatu (ang. *Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC*) wskazuje, że przy zachowaniu obecnego poziomu emisji gazów cieplarnianych wzrost średniej temperatury o 1,5°C nastąpi już w 2040 roku.

Jako główne powody ocieplenia autorzy wskazują na antropogeniczne emisje dwutlenku węgla, metanu, tlenków azotu oraz pozostałych węglowodorów. Główne obszary gospodarki odpowiedzialne za wielkość emisji tych związków na przykładzie Unii Europejskiej zostały pokazane na rysunku 1. Aby zapobiec dalszemu procesowi wzrostu temperatury konieczna jest szybka i globalna transformacja wskazanych sektorów gospodarki, zwłaszcza sektora energetycznego i transportu.

Przedstawione przez IPCC scenariusze ograniczenia temperatury zakładają, że emisja dwutlenku węgla będzie musiała spaść o 45% do roku 2030 (w stosunku do emisji z roku 2010) oraz do zera w roku 2050 [2]. Spełnienie powyższych założeń będzie wymagało od sygnatariuszy paryskiego porozumienia

Rysunek 1. Udział emisji związków toksycznych z różnych sektorów gospodarki



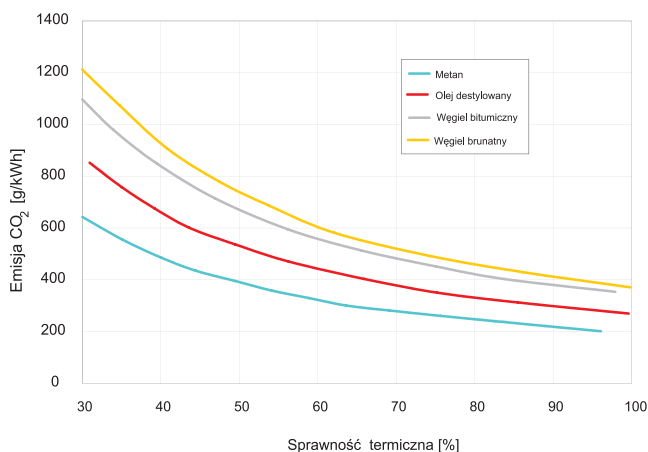
Opracowanie własne na podstawie [1].

działań mających na celu zwiększenie udziału paliw o niskim lub zerowym współczynniku emisji CO₂ w procesach produkcji energii elektrycznej i ciepłej, a także w transporcie. Szacuje się, że w roku 2040 aż 49% energii elektrycznej będzie wytwarzane bez udziału paliw kopalnych (24% odnawialne źródła energii – OZE, 13% elektrownie wodne, 12% energetyka jądrowa). Wśród paliw kopalnych największy udział stanowić będzie węgiel kamienny – 28%, gaz ziemny około 21%, a ropa naftowa około 1% [3].

Inną możliwością redukcji emisji gazów cieplarnianych podczas produkcji energii elektrycznej z paliw kopalnych jest technologia podziemnego magazynowania dwutlenku węgla wychwytywanego ze spalin CCS (z ang. *Carbon Capture and Storage*). Technologia ta nie jest obecnie powszechnie stosowana ze względu na wysokie koszty eksploatacyjne (około 100 euro/MgCO₂), jednakże szacuje się, że koszt magazynowania 1 MgCO₂ w 2050 roku zmaleje do 60 euro [raport SinterF].

Przemysł gazowniczy może odegrać znaczącą rolę w procesie dekarbonizacji sektora energetycznego bezpośrednio poprzez dostarczanie na rynek paliwa o niskim współczynniku emisji CO₂. Gaz ziemny może zostać wykorzystany w produkcji energii elektrycznej w wysokosprawnych elektrowniach parowo-gazowych, w których sprawność wytwarzania energii osiąga najwyższe wartości (ponad 60%) nieosiągalne dla innych obecnie stosowanych technologii. Na rysunku 2 przedstawiono średnią wartość emisji dla wybranych paliw i sprawności termicznej elektrowni. Analiza przedstawionych danych pozwala wyciągnąć wniosek, że emisja CO₂ związana

Rysunek 2. Średnia emisja CO₂ w zależności od sprawności metody wytwarzania energii elektrycznej i rodzaju paliwa



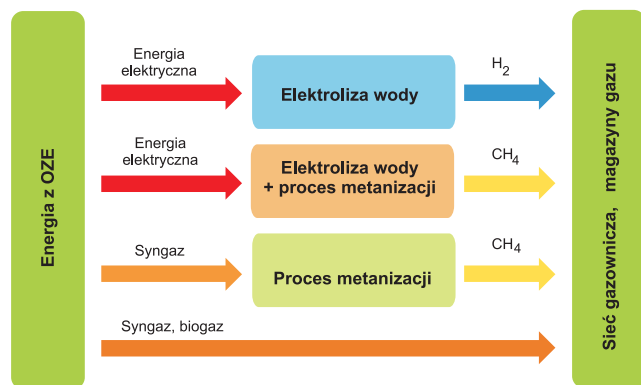
z produkcją prądu w elektrowniach zasilanych gazem ziemnym może być nawet trzykrotnie mniejsza niż emisja z najnowocześniejszych bloków węglowych, takich jak Pątnów, Łaziska czy Bełchatów. Na przykład zastosowanie technologii CCGT (z ang. *Combined Cycle Gas Turbine*) zasilanej gazem ziemnym dla bloku o mocy 370 MWe (moc bloku parowego w elektrowni Bełchatów II) pozwoliłaby zmniejszyć emisję dwutlenku węgla o około 444 tys. ton rocznie.

Innym ważnym aspektem użytkowania urządzeń zasilanych paliwami gazowymi jest niska emisja pozostałych

związków toksycznych, takich jak tlenki azotu (NO_x), tlenki węgla, lotne związki organiczne czy cząstki stałe PM 2,5 oraz PM 10. Na przykład turbina gazowa SGT 8000 H, o zwiększonej sprawności dzięki przesuwaniu wału turbiny w celu redukcji straty wierzchołkowej, o mocy 370 MWe, emituje tylko 52 mg/Nm³, co stanowi mniej niż połowę dopuszczalnych limitów wynikających z dyrektywy IED (z ang. *Industrial Emission Directive*).

Ciekawe wydaje się również połączenie branży gazowniczej z energetyką odnawialną. Wyróżnić tutaj można dwa warianty współpracy. Pierwszy to stabilizacja parametrów sieci elektroenergetycznej. Produkcja energii elektrycznej z OZE (energia wiatru, energia słońca) jest niestabilna i zależna od warunków pogodowych, wymaga więc uzupełniania popytu na energię na przykład przez wykorzystanie silników gazowych lub turbin

Rysunek 3. Warianty współpracy sieci gazowniczej z OZE



gazowych. Urządzenia te charakteryzują się dużą sprawnością generacji energii elektrycznej, umożliwiają szybki start (turbiny około 30 minut, a silnik gazowy nawet tylko 30 sekund), a także pracę w warunkach obciążenia częściowego, nawet do 40% obciążenia nominalnego, bez znacznej utraty sprawności. Drugim wariantem współpracy jest możliwość wykorzystania sieci gazowniczej jako magazynu energii elektrycznej produkowanej z OZE, w postaci wodoru lub metanu. Przykładowe konfiguracje możliwych rozwiązań magazynowania energii w sieci gazowniczej pokazano na rysunku 2.

Wykorzystanie układu gazociągów jako magazynu energii elektrycznej pod postacią energii chemicznej ze względu na szeroko rozbudowaną strukturę przesyłową wydaje się dobrym pomysłem. Ograniczeniem takiej współpracy może być jednak brak uregulowań prawnych dotyczących maksymalnej zawartości wodoru w sieci gazowniczej oraz niska sprawność produkcji wodoru w procesie elektrolizy wody. Obecnie jedynym przepisem, który pośrednio reguluje zawartość H₂ w sieciach gazowych jest dyrektywa UE ECE R 110 [5], limitująca udział objętościowy wodoru w gazie ziemnym do 2% objętości ze względu na budowę zbiorników CNG, instalowanych w samochodach. Prowadzone badania pokazują, że dla wielu elementów sieci gazowniczej udział objętościowy H₂ na poziomie nawet do 30% nie powinien stanowić problemu (rurociągi, PMG – kawerny solne, armatura pomiarowa, uszczelnienia). Bardziej energochłonnym procesem magazynowania energii w sieci gazowniczej jest produkcja metanu na bazie wodoru

lub paliw pochodzących z przetworzenia biomasy, takich jak syngaz czy biogaz. Zaletą tego procesu jest wprowadzenie do sieci paliwa o składzie zbliżonym do transportowanego gazu ziemnego.

Jak pokazano w artykule, istnieje wiele możliwości pozytywnego oddziaływania sektora gazowniczego na zmiany klimatu i zatrzymania wzrostu średniej temperatury Ziemi na poziomie poniżej 1,5°C.

Istotna jest więc rozbudowa istniejącej infrastruktury gazowniczej oraz poszerzona dywersyfikacja dostaw gazu ziemnego do Polski.

Obecnie realizowane przez Polskę projekty gazownicze, takie jak rozbudowa terminalu LNG o kolejne 2,5 mld m³/r., realizacja projektu Baltic Pipe (10 mld/r.) [4], a także podpisanie umowy z Cheniere Energy (USA) na dostawy LNG (średnio 1,95 mld/r. w latach 2023–2042) pozwolą na zasilanie nowych, nawet 1000 MWe, bloków parowo-gazowych, dzięki czemu możliwa będzie niskoemisyjna produkcja energii elektrycznej. Zwiększona podaż gazu na rynku umożliwi rozbudowę sieci średniego i niskiego ciśnienia, co przyczyni się do redukcji smogu wytwarzanego przez spalanie węgla w instalacjach domowych.

Proces dekarbonizacji to nie tylko przemysł energetyczny, ale także transport lotniczy i morski. Przykładem pozytywnych

rozwiązań jest stosowanie gazu skroplonego LNG jako paliwa do napędu promów morskich czy samochodów dostawczych w miastach. Obecnie na świecie pływa 121 statków zasilanych LNG, a kolejnych 135 jest w budowie (stan na maj 2018 [6]).

Kolejnym zadaniem jest dostosowanie istniejącego prowadzstwa UE oraz na szczeblu krajowym, a także bardziej otwarte podejście operatorów sieci gazowniczych do realizowania innych zadań w obszarze energetyki – m.in. edukacja społeczeństwa, wspieranie prac badawczo-rozwojowych czy wsparcie finansowe inwestycji.

Prof. dr hab. inż. Tomasz Dobski, dr inż. Rafał Ślefarski, Katedra Techniki Ciepłej Politechniki Poznańskiej

Literatura

- [1] *Air quality in Europe 2018 report*, EEA Report, No 12/2018.
- [2] Liv A. Hoven, *DNV-GL Energy Transition Outlook 2018*, Forecast to 2050.
- [3] *BP Energy Outlook 2018*.
- [4] Ozga A, Zamłyńska A, *Projekt Baltic Pipe*, „Przegląd Gazowniczy” 3/55, 2017.
- [5] Dyrektywa UE ECE R110.
- [6] *Report: A review of demand prospects for LNG as marine transport fuel*, The Oxford Institute for Energy Studies, 2018.

Walka ze smogiem w Polsce – niezbędne minimum i optimum

Damian Olko

Polska, po Bułgarii, jest krajem o najbardziej zanieczyszczonym powietrzu w UE. Na przykład mieszkańcy Krakowa średnio przez 151 dni w roku (5 miesięcy) wdychają powietrze, którego jakość przekracza wszelkie dopuszczalne normy dla pyłów PM10, PM2.5 czy benzo(a)pirenu. Dla porównania: w Berlinie normy zanieczyszczenia powietrza przekroczone są tylko przez 32 dni, w Brukseli przez 29 dni, a w Paryżu przez 15 dni. Głównym źródłem problemu jest indywidualne ogrzewanie domów, ale również transport samochodowy w miastach.

Powyższe statystyki i diagnoza są dobrze znane uczestnikom debaty publicznej, natomiast głębszych analiz wymaga to, jak efektywnie walczyć ze smogiem w Polsce. „Szczęście w nieszczęściu” polega na tym, że Polska może czerpać z bogatego doświadczenia państw, regionów i miast w UE, które walczyły i walczą ze smogiem, korzystając z różnorodnej palety rozwiązań rynkowych, regulacyjnych i technologicznych. Kompleksowy przegląd, analizę i rekomendacje dotyczące tego, jak efektywnie walczyć ze smogiem na poziomie krajów UE zawiera raport Deloitte i InnoEnergy „Clean Air Challenge. Transport and Heating Solutions for Better Air Quality”.

NIEZBĘDNE MINIMUM

Skala problemu, jakim jest zanieczyszczenie powietrza w Polsce, jest tak duża, że wciąż znaczne efekty można osiągnąć poprzez relatywnie proste działania, tzn. dostępne przy obecnym stanie technologii i w przypadku których istnieją bogate doświadczenia międzynarodowe. Te działania to m.in. inwestycje w termomodernizację, zaostrzenie norm dotyczących paliw stałych i urządzeń grzewczych czy bardziej skrupulatne egzekwowanie regulacji środowiskowych (kary i mandaty). Do niezbędnego minimum działań lub inwestycji należy również zaliczyć zwiększenie ilości, zakresu i jakości zbieranych danych

dotyczących zanieczyszczeń na obszarze całego kraju. Trudno skutecznie walczyć z czymś, czego nie potrafimy efektywnie mierzyć.

Barierą dla ww. inicjatyw mogą być dostępność środków publicznych (np. na wsparcie finansowe dla termomodernizacji domów jednorodzinnych i kamienic) oraz społeczna akceptacja (np. w zakresie potrzeby egzekwowania kar za palenie niskiej jakości paliwem czy wręcz odpadami). W ostatnich latach widać jednak zmianę w tym drugim obszarze – smog stał się jednym z ważniejszych dyskutowanych problemów, dzięki czemu akceptacja Polaków dla nawet niepopularnych działań istotnie wzrosła. Prawie połowa z nich (45%) uważa, że najskuteczniejszym sposobem na walkę ze smogiem jest wycofanie z rynku węgla niskiej jakości. Co trzeci Polak uważa również, że kary za palenie śmieciami lub paliwem niskiej jakości mogą wydatnie przyczynić się do poprawy jakości powietrza.*

Z badania CBOS oraz innych dostępnych analiz wynika, że w kontekście walki ze smogiem zdecydowanie większej uwagi niż dotychczas wymagają obszary wiejskie. W Polsce na wsi mieszka prawie 40% osób. Wśród nich 40% nie dostrzega problemu zanieczyszczenia powietrza w najbliższej okolicy (wśród ogółu Polaków – 24%), choć 92% mieszkających na wsi używa do ogrzewania własnego kotła lub pieca węglowego. Oczywiście, dużo do zrobienia w zakresie ograniczania tzw. niskiej emisji jest również w małych i średnich miastach, które plasują się w czołówce najbardziej zanieczyszczonych w rankingu WHO.

Obok generowania nadmiernej emisji pyłów stare piece mogą przyczyniać się do wzrostu liczby pożarów w sezonie grzewczym. Z danych Państwowej Straży Pożarnej wynika, że pożary najczęściej powodowane są przez nieprawidłowo działające ogrzewanie oraz nieuważę domowników. Nieprawidłowa eksploatacja urządzeń grzewczych to przyczyna 28 proc. pożarów w domach i mieszkaniach. To oznacza, że rocznie dochodzi do około 8 tysięcy pożarów domów mieszkalnych z powodu błędów w obsłudze kuchenek opalanych węglem lub drewnem.

W POSZUKIWANIU OPTIMUM

Poza indywidualnym ogrzewaniem domów i niską efektywnością energetyczną budynków istotnym źródłem emisji zanieczyszczeń w Polsce jest transport drogowy. Niektóre statystyki są wręcz alarmujące. Emisja NO_x (tlenków azotu) z transportu drogowego w Polsce praktycznie nie zmieniła się od wejścia do UE w 2004 r. W krajach UE-28 spadła w tym czasie o prawie 43% (dane *European Environment Agency*). Z kolei emisja SO_x (tlenków siarki) z transportu drogowego w Polsce wzrosła w tym samym okresie o 65% (dane *European Environment Agency*), a w Europie spadła.

W związku z powyższym można postawić tezę, że w Polsce za mało zwraca się uwagę na koszty zewnętrzne transportu drogowego (związane z zanieczyszczeniami i ich wpływem np. na zdrowotność). Co prawda, w 2018 r. wprowadzono w Polsce opłatę emisyjną, która zwiększa koszt paliw (razem z VAT około 10 gr na litrze), ale nie wiadomo, czy w praktyce przełoży się to na ograniczenie emisji poprzez ograniczenie popytu na paliwa. Benzyna i olej napędowy są bowiem klasycznym przykładem dóbr o tzw. niskiej cenowej elastyczności

popytu, co oznacza że w przypadku wzrostu cen popyt obniża się w niewielkim stopniu (wskutek braku możliwości zastąpienia tych dóbr w krótkim okresie).

Ten przykład pokazuje, że obok analiz środowiskowych także analizy ekonomiczne są kluczem do formułowania efektywnych strategii czy planów na rzecz czystszej powietrza. Wybiegając naprzód, po wykorzystaniu potencjału jaki dają ww. proste działania, dalsza poprawa czystości powietrza będzie uzależniona od rozwoju konkurencyjnych rynkowo technologii oraz możliwości ich adaptacji w Polsce.

W perspektywie długookresowej najważniejsze jest poszukiwanie rozwiązań (innowacji) o charakterze „win-win”, zgodnie z zyskującym popularność paradygmatem *impact investing*, czyli inwestowanie w projekty, które obok zysku mogą przynieść korzystne efekty w otoczeniu np. w środowisku naturalnym. W raporcie *Clean Air Challenge* przedstawiamy rekomendowane klastry technologii, w których można znaleźć innowacje o charakterze „win-win”, a więc zmniejszające negatywny wpływ na środowisko naturalne i jednocześnie pozwalające inwestorowi osiągnąć pozytywną finansową stopę zwrotu. Do tych klastrów należą: elektromobilność i paliwa alternatywne, inteligentny system transportu publicznego, inteligentne budynki, rozproszona generacja i magazynowanie energii. Są to rekomendowane klastry dla krajów UE, jednak i w Polsce każdy z nich ma znaczny potencjał do obniżenia emisyjności, jednocześnie stwarzając duże rynkowe perspektywy dla dostawców rozwiązań czy operatorów.

W krótkiej i średniej perspektywie, mając na uwadze specyfikę polskiego sektora energetycznego, zwłaszcza w zakresie wysokiego udziału węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej i ciepła (sieciowego i lokalnego), wzrost wykorzystania gazu ziemnego wywarłby pozytywny wpływ na ochronę środowiska naturalnego. W tym kontekście gaz ziemny może być jednym z kluczowych paliw transformacji energetycznej, szczególnie w okresie 2025–2035 (w zależności od terminu wejścia w życie regulacji klimatycznych UE). W dłuższej perspektywie nawet gaz ziemny jest jednak zbyt emisyjnym źródłem energii elektrycznej i ciepła w kontekście najnowszych planów rozwoju OZE w UE oraz wstępnie ogłoszonej ambicji w postaci zerowej emisji GHG w 2050 r.

CO JEST POTRZEBNE?

Aby potencjał drzemiący w technologiach nie został zmarnowany, potrzebne jest przyjazne środowisko dla start-upów oraz rynku kapitałowego, bez którego nie da się osiągnąć potrzebnego efektu skali. W kontekście Polski potrzebne jest również pozostawienie wystarczającej przestrzeni dla sektora prywatnego w energetyce i transporcie i przeprowadzenie takich reform strukturalnych, które poprawią sprawność mechanizmów rynkowych (cenowych). Warunkiem koniecznym jest obniżenie niepewności regulacyjnej oraz poprawa procesu wypracowywania kluczowych polityk publicznych – w zakresie energetyki, transportu czy ochrony środowiska.

Damian Olko, ekspert w Zespole Energetyki, Zrównoważonego Rozwoju i Analiz Ekonomicznych w Deloitte

* https://www.cbos.pl/SPISKOM.POL/2018/K_045_18.PDF

Polityka UE a rozwój sektora gazowego w Polsce w świetle PEP 2040

Stanisław Nagy

Polityka klimatyczna UE jest najważniejszym czynnikiem wpływającym na gwałtowny wzrost konsumpcji gazu w Polsce. UE wymaga obniżenia emisji zanieczyszczeń w następnych latach i wzrostu udziału energii ze źródeł odnawialnych w ogólnym bilansie energetycznym kraju. Nie przesądza, jak ma wyglądać krajowy mix energetyczny, jednakże instrumenty ekonomiczne (cena certyfikatów CO₂), jak również dopuszczalne emisje SO₂, NO_x czy rtęci wpływają w sposób pośredni na konieczność zmiany założeń polityki energetycznej kraju. Generalnie należy przyjąć, że następujące czynniki będą promować wzrost konsumpcji gazu w Polsce:

- 1) rozwój energetyki gazowej wywołany rynkiem mocy i ograniczeniami rynku energetyki węglowej (polityka UE),
- 2) rozwój energetyki wiatrowej (częściowo powiązany z rynkiem mocy),
- 3) wzrost cen węgla na świecie i w Polsce,
- 4) niskie ceny gazu, niskie ceny gazu LNG w Europie,
- 5) wzrost kosztów certyfikatów CO₂ (polityka UE),
- 6) wzrost zużycia przemysłowego (w proporcji do PKB),
- 7) procesy transformacji źródeł ogrzewania mieszkań (program „Czyste powietrze”),
- 8) rozwój rynku dla wykorzystania rozproszonego LNG,
- 9) powstanie rynku bałtyckiego LNG dla transportu morskiego,
- 10) transformacja źródeł energii transportu samochodowego (CNG/LNG).

Czynniki hamujące wzrost konsumpcji gazu, związane są z niepewnością cen światowych, głównie na rynku amerykańskim i europejskim (norweskim, rosyjskim), polityką UE, niestabilnością polityczną i ekonomiczną, a także z bezpieczeństwem dostaw (zarówno rurociągowych, jak i bezpieczeństwem morskich dostaw LNG). Lista najważniejszych „zagrożeń” związanych z aktualnymi procesami gospodarczymi i politycznymi związana jest m.in. z:

- 1) rozwojem energetyki odnawialnej (wzrost do 27% energii ze źródeł odnawialnych do 2040 roku),
- 2) możliwym rozwojem energetyki jądrowej prawdopodobnie dopiero po roku 2033,
- 3) niskimi cenami węgla (jeżeli wrócą niskie ceny do Europy – możliwe?),
- 4) niskimi wycenami certyfikatów CO₂ (bardziej prawdopodobny jest wzrost ich wartości),
- 5) redukcją zapotrzebowania na energię w przemyśle (głównie w krajach OECD) -11% w UE do 2040 roku,
- 6) obniżeniem prognoz w zakresie możliwości ekspansji rynku gazowego w USA po roku 2023,
- 7) globalną recesją w UE i w świecie.

Ciągły rozwój technologii magazynowania gazu w Polsce i zwiększenie pojemności magazynowych mogą wpłynąć pozytywnie na ograniczenie ryzyk związanych z rozwojem technologii gazowniczych.



Polityka energetyczna w sposób bardzo ogólny opisuje działania w zakresie rozwoju gazownictwa w Polsce, przesuując wzrost zapotrzebowania na gaz na lata 2030–2036 (wzrost zużycia gazu w energetyce 4,3 mld Nm³/rok). Do 2030 roku – według PEP 2040 – planowany jest wzrost zużycia gazu w energetyce o 1,3 mld Nm³/rok (w odniesieniu do 2020 roku). Do roku 2020 zużycie gazu w ramach istniejących mocy energetycznych ma wynieść 2,4 mld Nm³/rok.

Zagadnienia związane z wpływem polityki UE na PEP 2040 nie zostały przedstawione w sposób zrozumiały. Brak decyzji o budowie energetyki jądrowej (przypomnieć należy, że pierwsze bloki energetyki jądrowej miały być uruchamiane w roku 2020!) i informacji o alternatywnym planie rozwoju energetyki w przypadku rezygnacji z budowy elektrowni jądrowej. Wpływ wymagań związanych z realizacją procesu modernizacji energetyki konwencjonalnej na bazie węgla (w tym tzw. wymagań BAT) omówiony jest jedynie ogólnie.

Nie ma informacji o wpływie programów rządowych anty-smogowych w miastach i ich wpływie na wykorzystanie gazu w ogrzewnictwie w połączeniu z transformacją w tym sektorze (termomodernizacja). Brak też rzetelnej analizy zmian cen w energetyce: trendu w zakresie kosztów wytwarzania energii z OZE i paliw kopalnych. Brakuje też odniesienia się do konieczności wdrożenia procesów CCS w przypadku utrzymania dużego udziału energetyki węglowej w aktualnej wizji rozwoju energetyki po 2030 roku.

Przedstawione założenia PEP 2040 powinny zostać omówione w sposób tłumaczący cele stawiane przez Polskę w połączeniu z polityką UE przy istotnych zagrożeniach wynikających z ograniczonych możliwości rozwoju OZE w Polsce.

Prof. dr. hab. inż. Stanisław Nagy jest profesorem zwyczajnym AGH w Krakowie.

Wyważone założenia PEP 2040

1. Założenie zmniejszenia udziału węgla jako paliw pierwotnych o około 20% jest znaczne, ale według mnie realne.
2. Założenie wzrostu OZE do 21% w 2030 roku wydaje się również realne, choć i tak założono niższy poziom niż średni dla UE. Osiągnięcie poziomu 21% jest możliwe tylko w przypadku:
 - konsekwentnie realizowanej polityki wsparcia dla OZE – temu w PEP 2040 nie poświęcono wiele uwagi, szczególnie zasady muszą i tak być wypracowane,
 - wspierania przez państwo aktywności „prosumenckiej”, o czym jest w PEP jedynie niewielka wzmianka,
 - promowanie działalności B+R oraz pomysłów innowacyjnych dla obszaru energetyki z OZE, o czym PEP też wspomina tylko ogólnikowo.
3. W PEP założono udział energetyki jądrowej – lokując pierwsze elektrownie o mocy do ok 1,5 GW na lata trzydzieste. Słusznie połączono ten fakt ze starzeniem się bloków węglowych – co przypadnie głównie na lata 30. Mało uwagi jednak poświęcono pozyskaniu pierwotnych surowców energetycznych dla elektrowni jądrowych – PEP nie wspomina jednak o „mechanizmach” dywersyfikacji źródeł dostaw paliw jądrowych. Oby nie doprowadzić do uzależnienia dostaw z jednego kierunku.
4. Założenia odnośnie do rozbudowy systemu przesyłowego i dystrybucyjnego gazu ziemnego, w kontekście projektu „Brama Północna”, według mnie są trafne i wystarczające. Pojawiają się jednak niedopowiedzenia.
 - Nie wspomniano o możliwości budowy kawernowych magazynów gazu w Pasie Pomorskim, gdzie są wysady solne

i jest możliwość stworzenia takich kawern; zapewniłoby to pojemność magazynową na północy kraju, której do tej pory tam nie ma, a która mogłaby być jednocześnie pojemnością buforową dla magistrali „Brama Północna” i terminalu LNG, który będzie rozbudowany.

- Jako podmiot odpowiedzialny za rozbudowę kawernowych pojemności magazynowych ustalono Operatora Sieci Przesyłowej – czy nie powinna to być spółka Gas Storage Poland, która ma doświadczenie (np. poprzez firmę Chemkop)?
5. PEP mało uwagi poświęca temu, że udział gazu ziemnego może być znacznie zwiększony w pierwotnych źródłach energii dla kogeneracji. Rolę gazu ziemnego upatruje się jako źródło wsparcia dla OZE, które z założenia są niestabilne i zależne od czynników klimatycznych i pogodowych.
 6. W PEP prawie w ogóle nie przewidziano problematyki wodorowej (marginalna jedyna wzmianka na str. 34 i 36). W PEP jest mowa o tym, że technologicznie wodór może być wzięty pod uwagę dopiero po roku 2040. Według mojej wiedzy, możliwe to będzie co najmniej 15 lat wcześniej. Już począwszy od dziś konieczne są prace typowo regulacyjne, dotyczące możliwości użytkowania wodoru zarówno jako paliwa, jak i dodatku do sieci gazu ziemnego w kwestii magazynowania energii. O tym PEP nie wspomina.

Grzegorz Rosłonek, dyrektor Oddziału PGNiG SA – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze



GAZOWNICTWO W 100-LECIE ODZYSKANIA NIEPODLEGŁOŚCI

Tematyka:

- I. Rola gazu w bilansie energetycznym kraju
- II. Rozbudowa krajowego systemu transportu gazu – przesył, dystrybucja
- III. Innowacyjność w polskim gazownictwie



Jesteśmy otwarci na dyskusję o najlepszych rozwiązaniach dla klimatu



Rozmowa z **dr. Michałem Kurtyką**, sekretarzem stanu w Ministerstwie Środowiska, prezydentem COP 24

„Porozumienie paryskie było dokumentem politycznym, który definiował podstawowe założenia, dlatego o ile uzyskanie konsensusu w 2015 roku wynikało z dyplomacji i dobrej woli światowych liderów, o tyle w Katowicach czeka nas o wiele bardziej skomplikowane przedsięwzięcie do realizacji. Musimy bowiem stworzyć swego rodzaju „instrukcję obsługi”, w jaki sposób założenia porozumienia paryskiego wprowadzić w życie” – to pana opinia, wypowiedziana na wielu konferencjach. Jakie kwestie będą kluczowe dla tej „instrukcji obsługi”?

W porozumieniu paryskim zostały określone kierunki działań zmierzających do neutralności klimatycznej, polegającej na zrównoważeniu powodowanych przez człowieka emisji gazów cieplarnianych przez zwiększone pochłanianie atmosferycznego CO₂ przez biosystemy, szczególnie lasy i gleby. Ta wizja ma być realizowana dzięki suwerennie określonym tzw. wkładom krajowym – NDC, uwzględniającym narodowe uwarunkowania gospodarcze, społeczne i przyrodnicze poszczególnych państw, a także ich cele rozwojowe. Tak planowane i realizowane polityki mają nie tylko sprzyjać ochronie klimatu, ale także w pełni uwzględnić specyfikę gospodarek narodowych i etapów rozwoju każdej ze stron porozumienia. Tak naprawdę dopiero to, co wypracujemy w Katowicach uruchomi cykl działań po stronie państw-stron Konwencji Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu.

Proszę wymienić jakie są cele Polski wobec COP 24? Prestiż kraju wydaje się oczywisty.

Organizacja COP 24 to dla Polski nie tylko prestiż. Podejmując po raz czwarty decyzję o tym, by zostać gospodarzem, udowadniamy, że nie uciekamy od rozmów o trudnych i budzących różnice zdań tematach o globalnym znaczeniu. Wręcz przeciwnie – staramy się podjąć to wyzwanie i stworzyć warunki do swobodnej dyskusji, pokazując że potrafimy osiągać kompromis, równocześnie broniąc swoich interesów. Podczas COP 24 chcemy podzielić się również swoim doświadczeniem głębokiej transformacji regionu przemysłowego,

jakim jest Śląsk. Katowice – gospodarz tegorocznego szczytu – są przykładem na to, jak konsekwentnie prowadzona przez wiele lat polityka transformacji pomaga stworzyć warunki do rozwoju innowacyjnych przedsiębiorstw oraz nowe miejsca pracy. Liczymy na to, że odbywający się właśnie w takim miejscu COP 24 będzie dobrą okazją do wymiany spostrzeżeń dotyczących przeobrażeń politycznych, gospodarczych i społecznych.

Katowicki COP 24 budzi olbrzymie zainteresowanie nie tylko polityków, ale i światowych ośrodków naukowych, organizacji społecznych, nie tylko ekologicznych. Opublikowane w ostatnim czasie raporty dotyczące klimatu zgodnie podkreślają, że aktywna polityka proklimatyczna jest konieczna, nikt poza prezydentem USA już tego nie kwestionuje. Czy to dobrze wróży przebiegowi obrad, będzie wsparciem dla uczestników?

Oczywiście! Myślę, że wszyscy zdajemy już sobie sprawę z tego, że nie możemy dłużej uciekać od tego tematu i musimy być otwarci na dyskusję o najlepszych rozwiązaniach dla klimatu. Jestem pod wielkim wrażeniem wielokrotnie podkreślanej woli osiągnięcia przez wszystkie strony porozumienia w Katowicach. Oczywiście, zawsze jest pewna dynamika negocjacji i są elementy dyskusyjne, ale najważniejszy jest duch dążenia do osiągnięcia zamierzonego oraz oczekiwanego celu. Takie podejście budzi moją nadzieję, że – zgodnie z tegorocznym mottem „Changing Together” – wszyscy jesteśmy gotowi do zmiany. Zmiany na lepsze dla nas i naszej planety.

Temat polityki klimatycznej wzbudza również coraz większe zainteresowanie opinii publicznej. Bardzo mnie to cieszy, chcemy wykorzystać ten potencjał i dlatego w tym roku po raz pierwszy każdy może wziąć udział w szczycie i wirtualnie do nas dołączyć, do czego gorąco zachęcam! Podczas oficjalnego otwarcia COP 24 na sali pozostanie jeden wolny fotel, symbolizujący miejsce dla każdego, kto jest zainteresowany działaniami na rzecz klimatu. Internauci, używając #TakeYourSeat mogą również wymieniać się swoimi doświadczeniami w tej kwestii.

Polska prezydencja COP 24 stoi przed wyzwaniem – wszystkie analizy wskazują, że warunkiem sukcesu będzie nie tylko scenariusz konkretnych działań wszystkich krajów, ale przede wszystkim wskazanie na społeczny kontekst proponowanych zmian, ich koszty, w duchu szeroko rozumianej solidarności społecznej. Czy silne polskie lobby paliw kopalnych rozumie perspektywę i konieczność odchodzenia od paliw węglowych, węglowodorowych?

Bardzo mi zależy, żeby na tegorocznym szczycie „solidarność” nie pozostała tylko hasłem. Po raz trzeci organizujemy COP w Polsce – to nasz wyraz solidarności ze światem. Na miarę naszych możliwości kontrybuujemy również we wsparciu krajów rozwijających się. Liczę na podobne podejście wszystkich stron. Tylko dzięki niemu uda się wypracować porozumienie.

Na takie samo podejście liczę również w Polsce. Chcąc dobrze zrozumieć nasze wewnętrzne potrzeby i problemy, wielokrotnie spotykałem się z przedstawicielami strony społecznej, a także uczestniczyłem w konferencji „Polska droga do czystego środowiska – społeczny PRE_COP 24. Zwróciłem uwagę, że wszyscy dostrzegamy problem zmian klimatu i że trzeba im przeciwdziałać, strona społeczna ma tylko obawy, by nie odbyło się to naszym kosztem. Odpowiedzią na to wyzwanie jest m.in. przygotowana przez nas deklaracja „Solidarity and Just Transition Silesia Declaration”, która porusza temat zapewnienia sprawiedliwej i solidarnej transformacji. Poprzez nią wskazujemy, iż dobra polityka klimatyczna sytuuje człowieka w centrum zmian. Dzięki rozsądnym działaniom możemy chronić klimat, przy jednoczesnym utrzymaniu rozwoju gospodarczego i miejsc pracy. Postęp cywilizacyjny powinien być odpowiedzialny w wymiarze gospodarczym, społecznym, środowiskowym i klimatycznym. W mojej opinii, jedyną możliwą drogą jest zrównoważony rozwój, przy jednoczesnym nacisku na modernizację, zmiany technologiczne i wdrażanie innowacji umożliwiających efektywniejsze i bardziej przyjazne dla środowiska wykorzystanie własnych zasobów.

Polska prezydencja COP 24 imponuje aktywnością, podejmuje wielorakie inicjatywy w kierunku budowania nowego myślenia o przyszłości jako budowaniu dobra wspólnego, które nie ma odzwierciedlenia w komunikacji wewnętrznej, krajowej. Czy jest szansa, że to myślenie zacznie się upowszechniać? Czy jest szansa na polską nowoczesną politykę energetyczną w duchu założeń COP 24? Czy jest szansa na sprawiedliwą transformację energetyczno-klimatyczną?

Przypomnę, że polska prezydencja podczas COP 24 planuje skupić swój przekaz na trzech kluczowych tematach. Pierwszym jest technologia, temat pokazujący, że istnieją przyjazne klimatowi nowoczesne rozwiązania, jak m.in. elektromobilność, pozwalające na osiągnięcie zrównoważonego rozwoju miast, czyste powietrze i stanowiące szansę na nowoczesne miejsca pracy. Drugi temat to człowiek podkreślający potrzebę prowadzenia zmian razem z ludźmi poprzez solidarną i sprawiedliwą transformację regionów i sektorów przemysłowych. Przyroda to trzeci temat, na który składa się m.in. wielofunkcyjna i zrównoważona gospodarka leśna jako element neutralności klimatycznej oraz rola lasów jako pochłaniaczy emisji oraz poparcie dla idei synergicznego spojrzenia na trzy kluczowe konwencje ONZ: ds. klimatu, bioróżnorodności oraz w sprawie upustynnienia.

W każdym z powyższych obszarów Polska planuje osiągnąć konkretny wynik, któremu służyć będą trzy deklaracje stanowiące istotny wkład w globalną politykę ochrony klimatu. W efekcie zostanie ona wzbogacona o te trzy perspektywy, uzyskując szersze spojrzenie uwzględniające znaczenie pochłaniania, rolę rolnictwa i bioróżnorodności, odpowiadające na szybko rosnące emisje transportowe, jak również stawiające w centrum zagadnień klimatycznych perspektywę człowieka i jego pracy. Pierwsza inicjatywa to partnerstwo na rzecz działań w kierunku rozwoju elektromobilności i zeroemisyjnego transportu „Driving Change Together Partnership”, dedykowane kwestii zmiany technologicznej i organizacyjnej w stronę transportu zeroemisyjnego. Utrzymanie obecnego tempa rozwoju, w tym rozwoju aglomeracji miejskich i megamiast, przy zachowaniu dotychczasowego modelu transportu oraz dominujących obecnie typów napędu i źródeł energii, jest niemożliwe do pogodzenia z promocją zrównoważonego modelu transportu oraz zmniejszeniem uzależnienia od paliw kopalnych. Druga propozycja to „Solidarity and Just Transition Silesia Declaration”. Jest ona poświęcona zapewnieniu sprawiedliwej i solidarnej transformacji, która pozwoli ochronić klimat, przy jednoczesnym utrzymaniu rozwoju gospodarczego i miejsc pracy. Rozwój powinien być odpowiedzialny w wymiarze gospodarczym, społecznym, środowiskowym i klimatycznym. Dlatego ścieżką, którą pragniemy podążać, jest zrównoważony społecznie i środowiskowo rozwój, przy jednoczesnym nacisku na modernizację, zmianę technologiczną i wdrażanie innowacji umożliwiających efektywniejsze i bardziej przyjazne dla środowiska wykorzystanie zasobów. Trzecia inicjatywa to Śląska Deklaracja Ministerialna „Lasy dla klimatu”, dotycząca zachowania i zwiększania zasobów węgla w pochłaniaczach i rezerwarach gazów cieplarnianych do roku 2050 oraz wskazująca na kluczową rolę pochłaniaczy w osiągnięciu celu wyznaczonego przez porozumienie paryskie.

Wymienione działania są pochodną działań polskiego rządu i inicjatyw realizowanych w naszym kraju przez poszczególne instytucje. Przygotowując te działania, z tyłu głowy mieliśmy m.in. program „Czyste powietrze”, którego podstawowym celem jest poprawa efektywności energetycznej istniejących budynków oraz zdecydowane zmniejszenie emisji zanieczyszczeń do atmosfery z funkcjonujących budynków mieszkalnych. Program będzie realizowany przez dziesięć lat, a jego łączny budżet wyniesie 103 mld zł. Ważnym elementem był również rządowy Plan Rozwoju Elektromobilności w Polsce, którego efektem jest ustawa o elektromobilności oraz ustawa o Funduszu Niskoemisyjnego Transportu, dające impuls do rozwoju w Polsce nisko- i zeroemisyjnego transportu. Warto wspomnieć tu również o działalności Lasów Państwowych, dzięki którym od 1995 r. do 2014 r. powierzchnia lasów w naszym kraju wzrosła o 504 tys. ha.

Co do rozwoju polskiego sektora energetycznego – dyskusja nad polityką energetyczną Polski pokazuje, jak wiele wyzwań ekonomicznych i technologicznych w tym zakresie stoi jeszcze przed nami. To jest jednak jak ze szklanką do połowy pustą i do połowy pełną. Mamy tendencje do tego, by pochylić się nad tym, co jeszcze nie zostało zrobione, a za mało potrafimy dzielić się ze światem tym, co udało się osiągnąć. Natomiast wydaje mi się, że warto móc prowadzić dialog, opierając się na faktach i pomysłach, dlatego bardzo się cieszę, że Ministerstwo Energii zaprezentowało projekt „Polityki energetycznej państwa do 2040 r.” tuż przed COP 24.

Doświadczenia z odbytych już spotkań, zwłaszcza na konferencji krakowskiej PreCOP, pozwalają rozpoznać wyzwania negocjacyjne i określić pola możliwego zbliżenia stanowisk oraz stwierdzić, w jakich obszarach, gdzie, widać sojuszników? Gdzie identyfikuje pan przeciwników?

Nadchodzący COP 24 będzie najprawdopodobniej zarówno jednym z najbardziej historycznych, jak i ambitnych, jeśli chodzi o liczbę trudnych decyzji do podjęcia. Liczymy się z tym, że podczas negocjacji będzie poruszanych wiele kwestii spornych. Decyzja o przyjęciu pakietu wdrożeniowego porozumienia paryskiego musi być jednogłówna, a ile stron – tyle interesów, często ze sobą sprzecznych. Dlatego zależało mi na tym, aby odwiedzić jak najwięcej państw, które przyjadą do Katowic, i zrozumieć ich oczekiwania. Miałem okazję być w Chinach, Indiach – największych krajach Azji, a z drugiej strony – w krajach arabskich i afrykańskich – Arabii Saudyjskiej, Egipcie, Republice Południowej Afryki. Rozmawiałem też z G7, odwiedziłem Waszyngton, Londyn i Paryż. Oczywiście, istnieją osie podziałów, wpisane w logikę porozumienia paryskiego. Pojawiają się różnice zdań, w jaki sposób mamy przygotowywać wkłady krajowe, jakie mają być reguły gry, na ile powinny być powszechnie obowiązujące, a na ile zostawiamy elastyczność państwom w zależności od ich specyfiki, a także, w jaki sposób państwa chcą składać sprawozdania ze swoich działań. Niewątpliwie pojawiają się pewne napięcia między krajami rozwiniętymi i rozwijającymi się, choć linie podziałów nie są już takie oczywiste. Traktat, który będziemy negocjowali, wyznacza takie same reguły gry dla wszystkich.

Jakich wymiernych korzyści dla Polski, dla Europy, dla świata spodziewa się pan po konferencji? I jakie będą tego koszty, jak przejrzyste będą mechanizmy finansowania i nadzorowane przepływy finansowe?

Finanse to jedna z najważniejszych kwestii, która zostanie poruszona w Katowicach. Będzie to temat jednego z wydarzeń wysokiego szczebla, które zaplanowane jest na 10 grudnia. Zgodnie z uzgodnieniami z Kopenhagi, strony zobowiązały się do przeznaczenia 100 mld dolarów na rzecz państw rozwijających się. Obecnie trwa dyskusja nie tylko o tym, czy rzeczywiście uzyskamy tyle środków, ale także na temat ich dostępności, sposobów wydatkowania. Staramy się również znaleźć odpowiedź na pytanie, na ile to tylko działania klimatyczne, a na ile również pomoc rozwojowa. Jest to tym bardziej istotne, iż ze strony krajów rozwijających się pojawia się zapotrzebowanie nie tylko na to, by zrealizować zobowiązanie, które zostało podjęte w Kopenhadze, ale również, by myśleć o przyszłości.

W tym kontekście warto przypomnieć, że wiele krajów zdecydowało się indywidualnie wspierać różne fundusze, np. Zielony Fundusz Klimatyczny czy fundusz adaptacyjny. Proszę pamiętać, że Unia Europejska ma znaczące projekty pomocowe w zakresie przeciwdziałania zmianom klimatu. Ponadto, takie kraje jak Norwegia czy Szwecja to bardzo istotni donatorzy, angażujący się finansowo w pomoc krajom rozwijającym się w przeciwdziałanie zmianom klimatu.

Rozmawiał Adam Cymer



ENERGAS 2019

30.01.2019 – 01.02.2019

IV Konferencja Techniczno-Naukowa

„Gazociągi wysokiego ciśnienia – nowe technologie, prace specjalistyczne, usługi i urządzenia infrastruktury sieci gazowej”

Kocierz Hotel & SPA,
ul. Beskidzka 206 Targanice, 34-120 Andrychów

Organizatorzy:

Institut Techniki Ciepłej
Politechniki Śląskiej
w Gliwicach,
Gascontrol Polska Sp. z o.o.



Konferencja pod patronatem Polskiego Górnictwa Naftowego i Gazownictwa SA oraz Izby Gospodarczej Gazownictwa



Główna tematyka konferencji:

- Rozwój systemu przesyłowego oraz dystrybucyjnego w kontekście dywersyfikacji dostaw gazu (gazociągi przesy-

łowe, tłocznie gazu ziemnego, rozbudowa gazoportu, połączenia transgraniczne, rozwój LNG i CNG)

- Eksploatacja i ochrona gazociągów
- Innowacje w gazownictwie
- Energetyczne wykorzystanie gazu ziemnego

PARTNERZY ENERGAS 2019

Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo SA
Izba Gospodarcza Gazownictwa
Chart Ferox, a.s.
Radiatym Sp. z o.o.
Shawcor Pipeline Products International BV CANUSA CPS
Lincoln Electric Bester Sp. z o.o.
Energodiagnostyka Sp. z o.o.
Fastra s.r.o.
Centrum Specjalistycznych Usług Technicznych Spetech Sp. z o.o.
Anticor Sp. z o.o.
ARMA-POL S.C.
BROEN OIL & GAS Sp. z o.o.

Ponadto
Specjalistyczne szkolenia techniczne, wystawy produktów i urządzeń, możliwość skorzystania z regionalnych atrakcji

Kontakt:
telefon: 694 494 327
e-mail: energas@gascontrol-polska.pl

Uwagi do projektu „Polityka ekologiczna państwa 2030”*

Zbigniew M. Karaczun, Andrzej Kassenberg

Z zadowoleniem należy przyjąć decyzję o rozdzieleniu polityki ekologicznej i energetycznej i przygotowaniu polityki ekologicznej państwa jako osobnego dokumentu definiującego strategię i politykę państwa w odniesieniu do środowiska przyrodniczego, jego jakości, wykorzystania i ochrony.

Wynika to nie tylko stąd, że jakość środowiska jest istotnym elementem decydującym o możliwości rozwoju gospodarczego czy stąd, że polityka ekologiczna to integralna część polityki Unii Europejskiej, a jej wdrażanie jest obowiązkiem władz publicznych. Ważne jest przede wszystkim to, że decyduje ona o jakości życia Polaków oraz bezpieczeństwie i możliwości rozwoju przyszłych pokoleń. Zawężenie polityki ekologicznej do zagadnień powiązanych z energetyką powodowało, że pomijano (lub traktowano jako mniej istotne) wiele ważnych kwestii, takich jak np. oddziaływanie transportu na środowisko, gospodarka komunalna, ochrona przyrody i różnorodności biologicznej). Ujęcie polityki ekologicznej w jednym dokumencie eliminuje to zagrożenie.

Słuszne jest wprowadzenie do dokumentu zasady: „*Wielu negatywnym zjawiskom w środowisku można zapobiec lub zmniejszyć ich niepożądane oddziaływanie, jeżeli odpowiednio wcześniej zostanie wykorzystana «zasada przezorności»*. Kierować się nią powinny wszystkie podmioty mające wpływ na stan środowiska, a także interesariusze procedur środowiskowych.” Niestety, wydaje się, że jest ona jedynie deklaracją werbalną, ponieważ w wielu zapisach PEP 2030 (a także w innych dokumentach strategicznych) postulowane podejście do ochrony środowiska nie jest stosowane.

Projekt „Polityka ekologiczna państwa 2030” (PEP 2030) nie jest kompletnym dokumentem. W kilku miejscach autorzy wskazują, że powinny go uzupełnić inne podmioty (np. Ministerstwo Rolnictwa i Rozwoju Wsi), brakuje też niektórych jego części (np. treści rozdziału „Ramy finansowe”). Dlatego pełna ocena projektu PEP 2030 na obecnym etapie nie jest możliwa. Dotyczy to także prognozy oddziaływania PEP 2030 na środowisko – ze względu na niekompletność projektu ocenianego dokumentu także prognoza nie jest kompletna.

Stwierdzenie w PEP 2030 stopniowego wyczerpywania się dotychczasowych źródeł finansowania ochrony środowiska, przy jednoczesnej konieczności dalszego finansowego wspierania inwestycji w tym zakresie, wskazuje na potrzebę udoskonalania obecnego systemu finansowania. To słuszne stwierdzenie nie znalazło żadnego odbicia w ocenianym dokumencie. Biorąc pod uwagę dotychczasowe, wstępne ustalenia, tylko na zagadnienia dotyczące klimatu Polska w okresie 2021–2027 powinna z funduszy UE wydać 70 mld zł. Czy przewiduje się wykorzystanie wpływów z aukcji uprawnień do emisji gazów cieplarnianych,

które bezpośrednio zasilają budżet państwa, i powinny wspierać wdrażanie polityki ekologicznej w części ochrona klimatu i adaptacja do jego zmiany (obecnie pieniądze te stanowią dochód budżetu, bez wskazania kierunków ich wydatkowania)? Szacuje się, że ich skala w okresie 2021–2023 może wynieść 50–100 mld zł. Nie ma pewności, jaka ich część zostanie wydana na działania związane z ochroną środowiska. Brak też informacji, na ile w realizację PEP będą zaangażowane środki krajowe, a przede wszystkim fundusze ekologiczne.

Wątpliwości – w naszej ocenie – budzi przede wszystkim punkt wyjścia PEP 2030. Autorzy dokumentu piszą, że przy określaniu priorytetów polityki ekologicznej uznali nadrzędność celów i wyzwań rozwojowych, a cele PEP określili, uwzględniając najważniejsze wyzwania rozwojowe zidentyfikowane w SOR (a dodatkowo prognozy trendów zachodzących w środowisku przyrodniczym Polski i presji wywieranej na jej stan i pogłębioną diagnozę, opracowaną dla każdego obszaru tematycznego wchodzącego w zakres PEP). Oznacza to służebną, a nie równoważną (istota zrównoważonego rozwoju i zasada konstytucyjna, zdefiniowana w art. 5 Konstytucji RP!) funkcję PEP wobec planowanych programów rozwoju społeczno-gospodarczego, czego konsekwencją będzie degradacja zasobów przyrodniczych kraju, a pośrednio – pogorszenie jakości życia mieszkańców Polski, a także obniżenie wiarygodności naszego państwa wobec rozwiązywania globalnych problemów środowiskowych świata. Tak sformułowane cele są sprzeczne z innym zapisem dokumentu: „Żadna z form działalności człowieka nie może powodować trwałego pogarszania stanu zasobów przyrodniczych”. Jednak nie znalazło to odbicia w ocenianym dokumencie. Przyjęcie założenia o służebnej roli PEP wobec gospodarki i społeczeństwa spowodowało, że wśród celów szczegółowych i horyzontalnych brak priorytetów odnoszących się do ochrony przyrody, usług ekosystemów czy różnorodności biologicznej. Przykładem takiej służebności jest zapis dotyczący surowcowej polityki kraju, która ma mieć nadrzędny charakter (nad czym??? – czyżby nad PEP). Czy oznacza to, że eksploatując zasoby surowcowe, można będzie degradować środowisko przyrodnicze. Niestety, PEP 2030 nie rozwiewa tych obaw.

Dlatego – w naszej ocenie – punktem wyjścia PEP 2030 powinno być oszacowanie dostępnej przestrzeni ekologicznej kraju, w ramach której mogą i powinny być wdrażane strategie rozwoju społeczno-gospodarczego. Wówczas nie zostałyby przekroczone granice stabilności systemu przyrodniczego Polski, a zapewnione

zostałyby długoterminowe bezpieczeństwo ekologiczne obywateli naszego kraju. Jednocześnie należałoby skorelować z wymogami środowiskowymi (przedstawionymi w projekcie PEP 2030) zapisy w innych dokumentach planistycznych, dotyczących zwłaszcza strategii rozwoju, jak np. SOR, strategia rozwoju energetyki oraz programy rozwoju górnictwa węgla kamiennego i brunatnego, transportu, rolnictwa czy turystyki. Dzięki temu możliwe byłoby wychwycenie niezgodności, zgodności czy synergizmu. Tam, gdzie występowałyby niezgodności należałoby określić możliwości ich eliminacji, a jeśli nie będzie to możliwe – ich ograniczenia lub kompensacji.

W ocenianym dokumencie nie został opisany sposób przygotowania jego projektu. Z zamieszczonych informacji można się domyślać, że jego opracowanie – co należy przyjąć z uznaniem – poprzedzała ankieta skierowana do urzędów marszałkowskich. Brak jednak informacji, czy na etapie przygotowywania projektu prowadzone były konsultacje z zainteresowanymi interesariuszami (przedsiębiorcy, samorządy, organizacje pozarządowe itp.). Jest to o tyle istotne, że środowisko przyrodnicze jest dobrem ogólnonarodowym. Dlatego obywatele powinni mieć możliwość wpływu na kierunki działań jego ochrony. Partycypacyjny proces przygotowania dokumentów strategicznych jest czymś innym, wprowadzającym dodatkowe wartości do życia społecznego i politycznego niż poddanie ocenie wersji finalnej dokumentu. Co więcej, dokumenty przygotowane w sposób partycypacyjny mają większą szansę na praktyczną ich realizację.

pozytywnie odnosimy się do próby oceny efektów wdrażania strategii „Bezpieczeństwo energetyczne i środowisko” (BEiŚ), przyjętej przez rząd RP w kwietniu 2014 roku (rozdział 4. projektu PEP 203). Analiza skuteczności i efektywności wdrażania celów dotychczasowej polityki ekologicznej powinna być bowiem punktem wyjścia dla opracowania programów wykonawczych i wyboru celów i priorytetów przyszłej polityki. Niestety, w swojej pracy autorzy projektu PEP 2030 ograniczyli się jedynie do analizy, czy zostały osiągnięte założone wskaźniki ilościowe BEiŚ, a na 15 zrealizowano (albo ma być zrealizowane) tylko 5. Nawet tam, gdzie cele te nie zostały zrealizowane, brakuje analizy przyczyn ich niezrealizowania. Dlaczego tak się stało – czy zostały one źle zapisane, czy nie nadano im właściwego priorytetu, czy nie zapewniono wystarczających środków finansowych do ich realizacji, czy system instytucji ochrony środowiska w Polsce okazał się niewydolny w tych kwestiach? W PEP 2030 nie ma odpowiedzi na te pytania. Nie wskazuje się także dodatkowych działań (ani oceny, czy działania takie są niezbędne), które będą podjęte (lub powinny być), aby cele te osiągnąć. Brak także oceny instrumentów dotychczasowej polityki ekologicznej, ich skuteczności i efektywności. Autorzy PEP 2030 nie dokonali także oceny skuteczności istniejącego systemu zarządzania ochroną środowiska. To istotna wada projektu PEP 2030, bowiem jednym z jego priorytetów jest stworzenie nowego, efektywnego systemu zarządzania ochroną środowiska w Polsce. Brak analizy obecnego systemu, wskazania jego wad i niedoskonałości, powoduje nie tylko obawy co do skuteczności nowo tworzonego systemu, ale także budzi wątpliwości co do celowości dokonywania zmian w systemie istniejącym obecnie.

Głównym celem PEP 2030 (str. 55) jest rozwój potencjału środowiska na rzecz obywateli i przedsiębiorców (SOR). Zgodnie z zapisami dokumentu, jego realizacja będzie wspierana przez

3 cele szczegółowe i dwa cele horyzontalne. Ich wdrażaniu będzie służyć realizacja priorytetów PEP opisanych w rozdziale 2 (priorytety) i działania opisane w rozdziałach: 8 (kierunki interwencji) i 9 (działania i zadania). Niestety, wszystkie cele i priorytety opisane są w sposób bardzo ogólny, bez próby ich hierarchizacji i wskazania docelowych wartości poprawy jakości środowiska, które powinny zostać osiągnięte. A przecież to musi być podstawowym celem polityki ekologicznej państwa. Słabością priorytetów i celów jest także brak hierarchii ich ważności i pilności. Wobec dużej liczby wyzwań ekologicznych, przed którymi nadal stoi Polska, oczywiste jest, że nie uda się równocześnie zapewnić osiągnięcia wszystkich celów i priorytetów PEP. Dlatego powinny być one podzielone na najpilniejsze (np. ze względu na wpływ na zdrowie Polaków lub możliwość doprowadzenia do nieodwracalnych zmian w systemie przyrodniczym kraju) i na takie, których realizacja jest mniej pilna.

Bardzo interesująca, i zasługująca na pozytywną ocenę, jest zaprezentowana w rozdziale 5 próba regionalizacji celów i priorytetów PEP. Powinna ona pozwolić na dostosowywanie działań podejmowanych w poszczególnych regionach Polski do najważniejszych, występujących w nich problemów. Niemniej jednak należy pamiętać, że PEP 2030 jest dokumentem strategicznym, odnoszącym się do całego państwa, a nie poszczególnych województw, dokumentem, którego instrumenty będą miały raczej charakter horyzontalny (tj. obowiązujący na terenie całego państwa), a nie wybiórczy.

Jak już wspomniano, w projekcie PEP 2030 nie ma rozdziału „Ramy finansowe” (rozdz. 13), nie ma też w nim podrozdziału opisującego powiązanie PEP 2030 z innymi horyzontalnymi, zintegrowanymi strategiami rozwoju (rozdz. 12). Uniemożliwia to ocenę miejsca polityki ekologicznej w strategii zarządzania państwem oraz hierarchii celów tej polityki wobec celów polityki gospodarczej i społecznej. Ponieważ autorzy PEP 2030 podkreślają, że stawia ona w centrum interesy człowieka, a jej cele są podporządkowane celom gospodarczym SOR, można domniemywać, że PEP 2030 będzie miało rolę służebną wobec strategii gospodarczych. Naszym zdaniem, oznacza to, że jakość środowiska przyrodniczego w Polsce ulegać będzie dalszej degradacji.

Szczególnie istotną wadą dokumentu jest kompletna negacja potrzeby znaczącej redukcji gazów cieplarnianych z energetyki i przemysłów (hutniczy, cementowy czy chemiczny). Wskazuje to na zamierzony unik w stosunku do najpoważniejszego na świecie zagrożenia cywilizacyjnego, jakim jest zmiana klimatu, które stanowi przedmiot umów międzynarodowych, takich jak porozumienie z Paryża, oraz polityki klimatycznej UE. Świadczy o tym następujący zapis: „Polska posiada duży potencjał w ograniczaniu koncentracji GC w powietrzu m.in. poprzez wykorzystanie potencjału lasów, rozwój budownictwa drewnianego w roli magazynu CO₂, wykorzystanie biomasy leśnej i rolnej dla produkcji energii z OZE w dedykowanych instalacjach, uwzględnienie potencjału hydroenergetycznego oraz polskich zasobów geotermalnych, zachowanie i odbudowę terenów podmokłych, sekwestrację węgla w glebie”. Nie ma tu ani słowa o redukcji emisji gazów cieplarnianych z ich podstawowych źródeł, jakim jest energetyka, transport i przemysł. Sytuacja w zakresie handlu uprawnieniami do emisji dynamicznie się zmienia, cena uprawnienia obecnie przekracza 20 euro i może nadal wzrastać. Ma to podstawowe

znaczenie dla produkcji energii elektrycznej i ciepła oraz funkcjonowania przemysłów energochłonnych i emitujących gazy cieplarniane. Nie ma odniesienia do tego instrumentu ochrony klimatu, a także konsekwencji dla Polski zarówno co do działań ograniczających emisje, jak i gromadzenia środków w wyniku aukcji uprawnień, które mogłyby zasilić fundusze ekologiczne. Zaproponowany wskaźnik dynamiki emisji gazów cieplarnianych w stosunku do roku 1990 o 23% na rok 2030, kiedy wskaźnik ogólnoeuropejski wynosi 40% (a aby wypełnić zobowiązania z Paryża powinien on wynosić co najmniej 55%), co oznacza, że autorzy PEP 2030 zakładają, iż Polska nie wypełni unijnych i międzynarodowych (w ramach porozumienia paryskiego) zobowiązań. Jest to o tyle dziwne, że autorzy projektu PEP 2030 wielokrotnie wskazują w dokumencie, iż zmiana klimatu jest istotnym problemem i konieczne jest podejmowanie działań na rzecz jej powstrzymania.

Zdaniem autorów niniejszej oceny, istotnym kierunkiem działań PEP 2030 powinno być wspieranie transformacji energetycznej zgodnie z trendem, który dominuje na świecie. Świadczą o tym poniższe fakty i prognozy wykonane przez Bloomberg New Energy Outlook:

- a) fotowoltaika i wiatr są tańsze niż nowe, duże elektrownie na węgiel i gaz,
- b) do 2050 r. technologia wiatrowa i słoneczna zapewni prawie 50% energii elektrycznej na świecie,
- c) do 2050 r. energia odnawialna dostarczać będzie 87% energii elektrycznej w Europie (dominująca energetyki wiatrowej i słonecznej), 55% w USA, 62% w Chinach i 75% w Indiach,
- d) w Europie tanie odnawialne źródła energii, elastyczny popyt i baterie zintegrowane będą zmieniać system energetyczny z paliw kopalnych i jądrowych na oparty na energetyce odnawialnej, prowadząc do bezemisyjnej energetyki,
- e) tylko 29% światowej produkcji energii elektrycznej w roku 2050 będzie pochodzić ze spalania paliw kopalnych (z 63% obecnie).
- f) do 2050 roku koszty przeciętnej elektrowni fotowoltaicznej spadną o 71%,
- g) energia wiatrowa staje się coraz tańsza i spodziewamy się spadku o 58% do 2050 roku,
- h) przewidywany w latach 2017–2020 spadek kosztów magazynów energii to 66%.

Negowanie tego kierunku skazuje Polskę na trwanie w przestarzałej węglowej strukturze. Górnictwo węgla, wraz z energetyką na nim opartą, stanowi znaczny ciężar dla budżetu państwa (ze względu na dotacje), a ponadto negatywnie wpływa na społeczeństwo (zdrowie) i środowisko (koszty zewnętrzne). W latach 1990–2016 jawne i ukryte subsydia osiągnęły wartość około 230 mld zł. Ważnym elementem są także koszty zewnętrzne. Szacuje się, że w przypadku elektroenergetyki opartej na węglu w tym samym okresie wynosiły one 0,8–2,6 bln zł (to m.in. koszty degradacji zasobów przyrodniczych – czego, niestety, w projekcie PEP 2030 nie dostrzeżono). Łącznie dotacje i koszty zewnętrzne przez 27 lat obciążały każdego mieszkańca naszego kraju kwotą ponad 1900 zł rocznie. Dokument PEP ignoruje zarówno te fakty, jak i trendy światowe. Niestety, kwestia dotacji antyśrodowiskowych i kosztów zewnętrznych w całym opracowaniu jest pominięta.

Zagadnienie ograniczenia emisji gazów cieplarnianych z sektorów nieobjętych ETS zostało szerzej i poważniej potraktowane niż emisji z sektorów objętych ETS. Ważna jest propozycja do-

konania oceny potencjału redukcyjnego tych sektorów. Wydaje się jednak, że pomysł jest spóźniony, ponieważ działania trzeba podejmować już teraz, a nie dopiero oceniać potencjał redukcyjny. Dotyczy to m.in. transportu, gospodarki odpadami, budynków i budownictwa, rolnictwa i leśnictwa.

Jednym z kluczowych narzędzi ochrony środowiska jest planowanie przestrzenne. Odnosi się ono zarówno do terenów wiejskich, jak i zurbanizowanych. Wyjątkowa słabość planowania przestrzennego w naszym kraju powoduje powstawanie wielu zagrożeń środowiskowych, jak choćby rozprzestrzenianie się miast, wzmocnienie tworzenia się w dużych miastach wyspy ciepła, brak należytej ochrony przyrody, w tym różnorodności biologicznej, i usług ekologicznych. W dokumencie w zasadzie nie dostrzega się tych zagrożeń. Nie ma też propozycji znaczącego wzmocnienia tego instrumentu. Oznacza to, że nadal będzie się pogłębiał chaos przestrzenny (np. w wyniku wejścia w życie specustawy mieszkaniowej), powodujący pogorszenie się stanu środowiska oraz jakości życia ludzi.

Dokument nie odnosi się także do wszystkich istotnych porozumień międzynarodowych, których stroną jest Polska, w tym takich jak wymienione na stronie Ministerstwa Środowiska konwencja wiedeńska o ochronie warstwy ozonowej czy konwencja z Minamaty w sprawie rtęci.

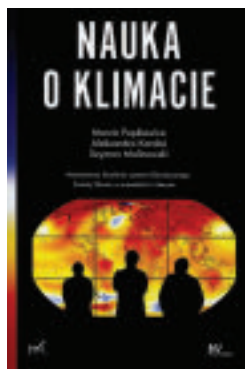
Ważne jest odniesienie się w wielu miejscach dokumentu do gospodarki o obiegu zamkniętym (GoZ). Zapis: „Ogromne możliwości, szczególnie w kontekście rozwoju obszarów niezurbanizowanych, stwarza odejście od linearnego modelu gospodarki na rzecz wdrożenia gospodarki o obiegu zamkniętym. Powyższe oznacza samowystarczalność terenów niezurbanizowanych, szczególnie pod kątem energetycznym poprzez wykorzystanie odnawialnych źródeł energii, a także dbałość o to, aby materiały oraz surowce funkcjonowały w gospodarce jak najdłużej” jest w pełni uzasadniony, ale nie przekłada się to na konkretne zapisy interwencji, ponieważ GoZ w nich jest praktycznie zawężony do gospodarki odpadami, co oczywiście jest bardzo ważne, ale zdecydowanie niewystarczające! Natomiast inne zagadnienia związane z GoZ nie zostały dostrzeżone jako także istotne. Dotyczy to trwałości i przedłużenia życia produktów, ich współdzielenia, drugiego życia produktów itp. W części odnoszącej się do polityki surowcowej nie dostrzega się, że poważnym źródłem surowców są aglomeracje miejskie, w tym zwłaszcza górnośląska, gdzie na hałdach zdeponowane jest 0,5 mld ton odpadów przemysłowych.

Wydaje się, że niezbędna jest weryfikacja – na bazie danych GIOŚ i wyników badań naukowych – analizy SWOT, przeprowadzonej na podstawie ankiet rozesłanych do urzędów marszałkowskich. Ponadto, chociaż autorzy PEP podjęli próbę podsumowania poszczególnych obszarów, dla których wykonano analizę SWOT, to nie ma ona charakteru kompleksowego i zunifikowanego. Niezbędna wydaje się syntetyczna analiza dla poszczególnych obszarów, obejmująca cały kraj. Tylko takie działanie zapewni, że możliwi będzie wybór priorytetowych – z punktu widzenia całego państwa – celów i działań, które wspierane będą w ramach realizacji PEP 2030.

**Dr hab. inż. Zbigniew M. Karaczun jest profesorem w Katedrze Ochrony Środowiska SGGW w Warszawie.
Dr Andrzej Kassenberg jest ekspertem ds. polityki zrównoważonego rozwoju w Instytucie na rzecz Ekorozwoju.**

* Niniejszy artykuł stanowi skróconą wersję oceny PEP 2030, wykonanej dla Stowarzyszenia Ekologicznego Eko-Unia.

**Marcin Popkiewicz, Aleksandra Kardaś,
Szymon Malinowski**



Nauka o klimacie.

Mechanizmy działania systemu klimatycznego. Zmiany klimatu w przeszłości i obecnie.
Warszawa 2018

Marcin Popkiewicz – fizyk jądrowy, współautor – razem z fizykami atmosfery, dr Aleksandrą Kardaś i prof. Szymonem Malinowskim – strony internetowej „Nauka o klimacie” i książki pod

tym samym tytułem, która właśnie się ukazała.

To napisany popularnym językiem podręcznik zawierający najnowszą wiedzę na temat klimatu. Wyjaśniamy w nim zarówno, jak działa system klimatyczny, jak i dlaczego klimat zmieniał się w przeszłości, co się z nim dzieje teraz, skąd wiemy, że to ludzie, a nie czynniki naturalne zmieniają go obecnie i jakie w zależności od naszych dalszych działań mamy prognozy na przyszłość.

Jeśli chcemy ograniczyć globalne ocieplenie do 1,5 st. C – a to wcale nie jest najbezpieczniejszy próg – to do połowy obecnego stulecia musimy wyzerować nasze emisje dwutlenku węgla i innych gazów cieplarnianych. Co to oznacza? Trzeba odejść od paliw kopalnych. Żeby tego uniknąć – zgodnie z dość konserwatywnym raportem Międzyrządowego Panelu ds. Zmian Klimatu (IPCC) z października br. – musimy zmniejszyć antropogeniczne emisje dwutlenku węgla o połowę do 2030 roku i do zera kilkanaście lat później.

Już teraz doświadczamy tak ekstremalnych zjawisk pogodowych, że bez uwzględnienia globalnego ocieplenia nie da się ich wyjaśnić. To fale upałów, susze, ulewy, powodzie, cyklony. Wszystkich najbardziej niszczycielskich huraganów czy tajfunów w historii doświadczaliśmy w XXI wieku. W piątce tych najgorszych są trzy, które nawiedziły świat w 2017 roku.

Te zmiany będą tym gwałtowniejsze i większe, im dłużej nie będziemy „zakręcali kurka” z gazami cieplarnianymi. Jeśli nic nie

zrobimy, globalne ocieplenie o 4–5 st. C i wzrost poziomu oceanu o 1,5–2 m czekają nas jeszcze w tym stuleciu.

„Nauka o klimacie” jest pierwszą taką pozycją na polskim rynku wydawniczym. Te kilkaset stron odsłania obraz wielu skomplikowanych i współzależnych mechanizmów, które mogą zaważyć na naszej klimatycznej przyszłości.

Ernst Ulrich von Weizsäcker, Anders Wijkman



Ejże! Kapitalizm, krótkowzroczność, populacja i zniszczenie planety.

Raport Klubu Rzymskiego

Od czasu powstania Klubu Rzymskiego w 1968 roku sporządzono dla niego ponad 40 raportów. Pierwszy, pt. „Granice wzrostu” wyniósł autorów i Klub Rzymski na globalną scenę.

Książka ta spowodowała szok na świecie, bo w ogromnej części nie zdawano sobie sprawy z długofalowych skutków praktykowanego modelu wzrostu, bez względu na zgubne skutki ekologiczne.

Autorzy jubileuszowego raportu twierdzą, że świat nadal znajduje się w krytycznym położeniu i widzą potrzebę szczególnego przyjrzenia się podstawom filozoficznym obecnego stanu świata i chęć obalić etos materialistycznego egoizmu, który jest przemożną siłą napędową w świecie. Raport wskazuje, że ratunkiem może być cnota równowagi pomiędzy ludzkością a przyrodą, pomiędzy krótką a długą perspektywą oraz pomiędzy interesem prywatnym a publicznym. Rozdział końcowy jest barwną prezentacją inicjatyw i działań z różnych zakątków świata na rzecz budowy „cywilizacji ekologicznej”. Raport mocno rozwija wątek dialogu społecznego i aktywności obywatelskiej w sprawach żywotnych dla wspólnoty.

Słowa uznania należą się Instytutowi Badań Stosowanych Politechniki Warszawskiej za wydanie polskiej wersji jubileuszowego raportu Klubu Rzymskiego.

Wojciech Grzędziński, Tomasz M. Mróz

Planowanie zrównoważonego rozwoju systemu gazowego

Wydawnictwo KAPRINT, Lublin

Stosowane powszechnie metody planowania rozwoju systemu gazowego oparte są na analizie wyłącznie dwóch grup kryteriów oceny: technicznych oraz ekonomicznych. Zdaniem autorów publikacji, takie podejście jest niewystarczające, bowiem nie uwzględnia idei zrównoważonego rozwoju systemu gazowego.

W książce zaproponowano nową metodykę planowania zrównoważonego rozwoju systemu gazowego. Metodyka ta oparta

jest na ogólnym algorytmie uwzględniającym jednoczesną analizę podaży i popytu rynku gazu ziemnego. W zaproponowanym algorytmie wykorzystywany jest otwarty zbiór kryteriów oceny, obejmujący kryteria techniczne, ekonomiczne, społeczno-środowiskowe i ryzyka oraz budowany model preferencji decydenta. Jako narzędzie wspomagające wybór rekomendowanego scenariusza rozwoju systemu gazowego autorzy zaproponowali metodę analizy hierarchicznej.

Walorem książki jest wskazanie na konieczność planowania rozwoju sieci gazowych we współpracy z administracją rządową i samorządową w planowaniu zagospodarowania przestrzennego, co może być pomocne dla pracowników samorządowych odpowiedzialnych za kreowanie lokalnej polityki energetycznej.

Książkę wydano przy wsparciu Polskiej Spółki Gazownictwa.



Trzeci kwartał pełen emocji

Ireneusz Łazor

Co prawda, obecny popyt na skroplony gaz ziemny zmniejsza ryzyko nadmiernej podaży LNG na świecie, ale możemy mieć z nią znów do czynienia już w przyszłym roku.

- Średnia azjatycka cena LNG wyniosła około 10,7 USD/MMBtu w III kwartale 2018 roku (6,2 USD/MMBtu w III kwartale 2017 roku). To około 70% więcej!
- Podobnie było z europejską ceną referencyjną gazu – 8,5 USD/MMBtu w III kwartale 2018 r. wobec 5,5 USD/MMBtu w tym samym okresie roku poprzedniego, co oznacza wzrost o około 50%.
- Ceny spot pozostają na górnej granicy cen kontraktów długoterminowych. Co prawda, obecny popyt na LNG zmniejsza ryzyko nadmiernej jego podaży, ale nadal istnieje ono w kolejnych latach, nawet jeśli obecnie rynek tego nie pokazuje.
- Japonia, tradycyjnie główny odbiorca LNG, obniżyła udział importu o 1,5% (0,8 mln ton). Z kolei Chiny – zgodnie z wcześniejszymi zapowiedziami – podwyższyły. Import do Państwa Środka wzrósł o 45%, tym samym Chińczycy „dolożyli” do globalnego popytu w tym roku aż 10 mln ton. Korea Południowa zwiększyła import o 3,5 mln ton, tu nastąpił wzrost o 14%. Tajlandia również imponuje wzrostem importu – 41%, dodając 0,9 mln ton. To samo dotyczy Tajwanu – import wzrósł tu o 4%, czyli 0,5 mln ton.
- Obserwujemy również stabilny import LNG przez kraje w Azji Południowej. Import Indii wzrósł o 30%, czyli 3,5 mln ton. Pa-

kistan szybko się rozwija, a dwie jednostki FSRU, z którego ten kraj korzysta przy dostawach, są w pełni operacyjne przez cały rok. Uruchomienie w maju dwóch elektrowni gazowych pracujących w cyklu kombinowanym (CCGT) ma spore znaczenie. Bangladesz zaczął także zwiększać import w swoim regionie. Z drugiej strony Egipt, Jordania i ZEA ograniczają w tym roku import, czego przykładem jest uwolnienie FSRU Hoegh Galant. Jednostka staje się „zwykłym” metanowcem, który będzie transportował LNG, a to wiąże się ze zmniejszeniem mocy gazyfikacyjnych dla odbiorców w tym regionie.

- Europejski import LNG w tym roku nieznacznie wzrósł, ale import netto jest ujemny, ponieważ reeksport zwiększył się jeszcze bardziej. Import zwiększyły: Francja, Turcja, Holandia, Belgia, Polska i Malta. Natomiast Hiszpania, Wielka Brytania, Włochy, Litwa i Grecja importowały mniej.
- Londyńskie biuro dodało kolejną transakcję spot do swojego portfela – 14 listopada do terminalu w Świnoujściu zawiązał Arctic Discoverer. Ładunek zakupiony w ramach transakcji spot od Equinor (dawniej Statoil) to ok. 140 tys. m sześć. LNG z Norwegii.

Ireneusz Łazor, dyrektor biura handlowego PGNiG w Londynie



Polskie miasta stawiają na autobusy gazowe

Rafał Pazura

Kolejne miasta decydują się na ekologiczny i ekonomiczny transport oparty na paliwie gazowym. PGNiG Obrót Detaliczny podpisał w tym roku trzy znaczące umowy na dostawy sprężonego gazu ziemnego CNG do celów transportowych. Już niedługo ekologiczne paliwo będzie zasilало łącznie ponad 190 nowych autobusów gazowych w Warszawie, Tarnowie i Kielcach.

Autobusy zasilane CNG to ekologiczne i ciche pojazdy, które znakomicie sprawdzają się w środowisku miejskim. To dojrzała technologia, gwarantująca długoletnią bezawaryjną pracę i duży zasięg, wynoszący nawet 500 kilometrów. Ich cena jest porównywalna z ceną autobusów na olej napędowy, przy zdecydowanie niższych emisjach zanieczyszczeń.

Coraz większe zainteresowanie paliwem CNG związane jest między innymi z rosnącą świadomością ekologiczną społeczeństwa. Autobus na CNG wytwarza – w stosunku do autobusu zasilanego olejem napędowym – o około 80–90 proc. mniej szko-



Od lewej: Wojciech Lubawski, prezydent Kielc, Elżbieta Śreniawska, prezes zarządu MPK Kielce, Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, Marcin Szczudło, wiceprezes PGNiG Obrót Detaliczny.

dliwych dla ludzkiego zdrowia substancji oraz do 99 proc. mniej niezwykle szkodliwych cząstek stałych.

Polskie miasta doceniają także korzyści ekonomiczne związane z wykorzystaniem autobusów na CNG. Koszt przejechania 100 kilometrów takim pojazdem jest obecnie o 10% niższy niż w przypadku autobusu zasilanego olejem napędowym. W nadchodzących latach – w związku z planowanym zniesieniem akcyzy na gaz ziemny CNG – oszczędności mogą wzrosnąć o kolejne 20%. Obecnie stosowna ustawa oczekuje na zatwierdzenie przez Komisję Europejską i przewiduje się, że nowe regulacje zaczną obowiązywać od początku 2019 roku.





WARSZAWA

Na mocy umowy z czerwca 2018 roku PGNiG Obrót Detaliczny dostarczy w ciągu dziesięciu lat dla MZA Warszawa ponad 54 mln m³ sprężonego gazu ziemnego. Paliwo będzie zasilać 110 nowoczesnych autobusów. Umowa dotyczy także budo-



Roman Ciepela, prezydent Tarnowa (po lewej), Henryk Mucha, prezes PGNiG Obrót Detaliczny (po prawej).

wy największej stacji tankowania sprężonego gazu w Polsce, która powstanie w zajezdni przy ul. Kleszczowej w Warszawie. Otwarcie nowej stacji tankowania CNG zaplanowano na marzec 2019 roku.

TARNÓW

Wielostronne porozumienie na dostawy paliwa CNG zostało podpisane w czerwcu 2018 roku przez PGNiG Obrót Detaliczny z Miastem Tarnów, MPK Tarnów, MPGK Tarnów oraz PUK Tarnów. Już niebawem na tarnowskie ulice wyjedzie 21 nowych autobusów oraz dwie śmieciarki.

KIELCE

W październiku 2018 roku PGNiG Obrót Detaliczny podpisał list intencyjny z Miejskim Przedsiębiorstwem Komunikacji w Kielcach, zakładający budowę, do końca 2019 roku, ogólnodostępnej stacji tankowania paliw CNG. Plany przewidują, że do 2025 roku po ulicach Kielc będzie się poruszało 60 ekologicznych autobusów zasilanych gazem ziemnym CNG.



Polska uniezależnia się od dostaw gazu z Rosji

Coraz więcej dostaw LNG do Polski

Marcin Poznań

Już od przyszłego roku Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo sprowadzać będzie regularnie do naszego kraju skroplony gaz ziemny z USA. Ostatnio spółka podpisała trzy kontrakty, które znacznie przyczynią się do zróżnicowania importu surowca do Polski.

PGNiG w odstępie dwóch miesięcy zawarło umowy z dwoma amerykańskimi partnerami. 8 listopada 2018 roku podpisano kontrakt z firmą Cheniere Marketing International, a kilka tygodni wcześniej – dwa kontrakty ze spółkami Venture Global LNG. Są to pierwsze wieloletnie umowy na zakup amerykańskiego skroplonego gazu ziemnego dla Polski i pierwsze takie kontrakty zawarte w Europie Środkowej.

– *Umowy z naszymi amerykańskimi partnerami są najlepszym przykładem, że można prowadzić zyskowną działalność biznesową, współpracować ze sprawdzonymi partnerami, a jednocześnie zapewniać bezpieczeństwo energetyczne państwa* – powiedział **Maciej Woźniak, wiceprezes zarządu PGNiG SA ds. handlowych**. – *Dzięki zawartym kontraktom już od 2019 roku będziemy dysponowali regularnymi i coraz większymi dostawami skroplonego gazu ziemnego z USA. Jego udział w naszym portfelu importowym stale rośnie. Prężnie rozwijający się światowy rynek gazu skroplonego pozwala nam wybrać najlepsze oferty w tym segmencie* – dodał.

Pierwsze ładunki gazu ziemnego w ramach wieloletniego kontraktu z Cheniere przyłyną do Terminalu LNG im. Prezydenta Lecha Kaczyńskiego w Świnoujściu już w 2019 roku. Cheniere to obecnie największy sprzedawca skroplonego gazu ziemnego w USA, a metanowce (statki z gazem skroplonym) wypływają z terminali skraplających Sabine Pass w Luizjanie oraz Corpus Christi w Teksasie. Oba położone są na wybrzeżu Zatoki Meksykańskiej.

Do 2022 roku łączny wolumen dostaw z Cheniere w ramach tego kontraktu wyniesie około 0,7 mld m³ gazu po regazyfikacji. Natomiast w latach 2023–2042 łączny wolumen importu wyniesie około 39 mld m³ gazu po regazyfikacji – co oznacza, że od 2023 roku przez 20 kolejnych lat PGNiG co roku zakupi od Cheniere około 1,95 mld m³ gazu po regazyfikacji.

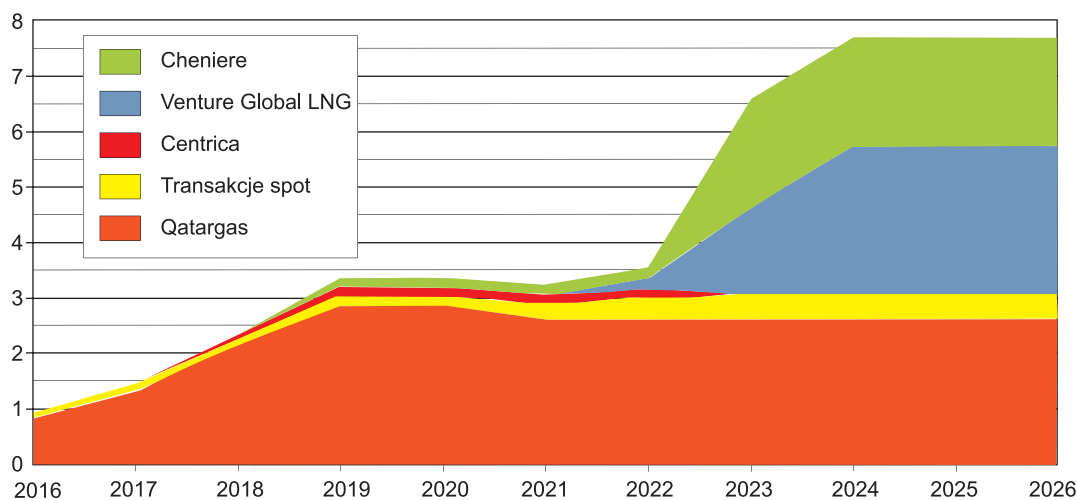
Z kolei Venture Global LNG sprzeda PGNiG skroplony gaz z przygotowywanych do budowy terminali skraplających Calcasieu Pass i Plaquemines w Luizjanie nad Zatoką Meksykańską. Terminale te rozpoczną działalność odpowiednio w 2022 i 2023 roku.



Cheniere Energy, jeden z amerykańskich partnerów PGNiG, w listopadzie uruchomił drugi ze swoich terminali skraplających – w Corpus Christi w Teksasie. To właśnie stąd – obok funkcjonującego już od 2016 roku terminalu Sabine Pass – odpływać będą ładunki LNG do Polski.

Źródło: Cheniere Energy

Dostawy LNG dla PGNiG [mld m³ rocznie] po regazyfikacji



Umowy z Venture Global LNG przewidują zakup przez PGNiG amerykańskiego gazu skroplonego od 2023 roku przez 20 lat w ilości około 54 mld m³ gazu po regazyfikacji. To znaczy, że w ramach tego kontraktu PGNiG co roku będzie odbierać łącznie ok. 2,7 mld m³ gazu po regazyfikacji.

Dla porównania: roczne wydobycie gazu ziemnego w Polsce jest bliskie 4 mld m³, a roczne zużycie gazu w 2017 roku wyniosło około 17 mld m³.

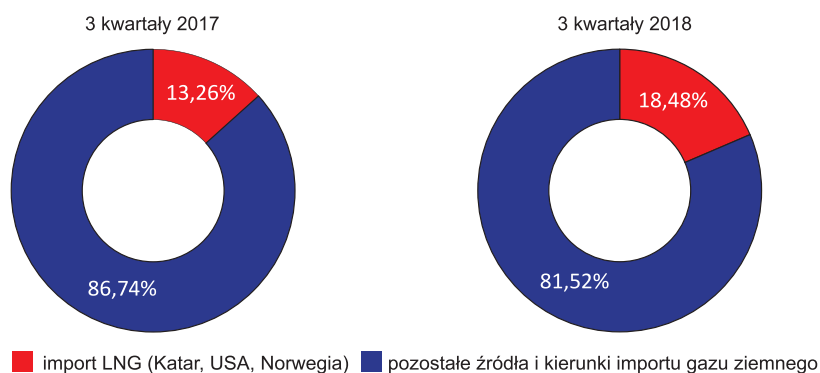
Kontrakt z Cheniere zawarty został z formułą zakupową DES (*Delivered Ex Ship*), co oznacza, że PGNiG odbierze gaz skroplony dopiero w terminalu w Świnoujściu, a wszystkie ponoszone wcześniej koszty, np. transportu i ryzyka, pozostają po stronie sprzedawcy. PGNiG może także zlecić dostawcy transport danego ładunku do innego terminalu.

Natomiast w kontraktach z Venture Global LNG formuła zakupowa to FOB (*Free on Board*) co oznacza, że PGNiG odbierze gaz skroplony już w terminalu skraplającym w USA i samodzielnie zadba o jego transport. Taka formuła daje PGNiG możliwość swobodnego dysponowania dalszym losem zakupionego surowca. To znaczy, że PGNiG – w zależności od potrzeb – kupiony ładunek amerykańskiego gazu skieruje do Świnoujścia albo odsprzeda go do innego zainteresowanego terminalu odbiorczego, np. w Azji. Dalsza odsprzedaż takiego ładunku będzie prowadzona m.in. przez biuro handlowe PGNiG w Londynie.

Od czerwca 2016 roku, kiedy działalność rozpoczął terminal w Świnoujściu, skroplony gaz ziemny dociera już do Polski metanowcami z Kataru – obecnie średnio dwa razy w miesiącu – na podstawie kontraktu wieloletniego z Qatargas, zawartego do 2034 roku.

Jesienią 2017 roku PGNiG podpisało średnioterminową, 5-letnią umowę na dostawy amerykańskiego gazu skroplonego do Polski z brytyjską grupą Centrica. Niedawno podpisane kontrakty z Cheniere i Venture Global są pierwszymi w Europie Środkowej wieloletnimi umowami na zakup LNG w USA.

Tak rośnie import LNG do Polski



Do Świnoujścia kilkakrotnie zawiązywały już także meta-nowce z gazem LNG z Norwegii, a w czerwcu 2017 roku przyplłynął ładunek LNG zakupiony w Cheniere. Była to pierwsza w historii dostawa amerykańskiego gazu skroplonego do kontynentalnej Europy Północnej i Środkowej. Te ładunki były kupowane w ramach tzw. umów spotowych. Takie zakupy pojedynczych ładunków skroplonego gazu ziemnego to wynik skutecznego poszukiwania okazjonalnych ofert sprzedaży przez biuro PGNiG w Londynie.

Dzięki możliwości nabywania surowca z różnych kierunków i od różnych dostawców kupowany gaz może być tańszy, bo dostawcy konkurują między sobą o klienta. Oznacza to także zwiększone bezpieczeństwo dostaw, a tym samym wyższe bezpieczeństwo energetyczne polskiej gospodarki, dla której wciąż jeszcze większość dostaw pochodzi od dominującego dostawcy z Rosji.

Biorąc pod uwagę dotychczas zawarte kontrakty średnio- i długoterminowe oraz tzw. transakcje spotowe, rośnie nie tylko ilość bezwzględna gazu LNG importowanego do Polski – z wyraźnym zwiększeniem zakupów od 2022 roku – ale także udział procentowy gazu sprowadzanego statkami w ogólnej strukturze importu gazu do Polski. Przez pierwsze 8 miesięcy tego roku skroplony gaz ziemny stanowił już prawie 20% całego importu gazu przez PGNiG.

Nowa siedziba Placówki Gazowniczej w Giżycku otwarta

Artur Michniewicz, Departament Komunikacji



18 października Polska Spółka Gazownictwa oficjalnie otworzyła nową siedzibę Placówki Gazowniczej w Giżycku.

Obiekt przy ul. Sybiraków 15 składa się z biurowca o powierzchni ponad 350 metrów kwadratowych, a także budynków: gospodarczego i magazynowego. Nowe pomieszczenia zapewnią wyższe standardy obsługi klientów placówki oraz znacznie zwiększą komfort pracy załogi.



Od lewej: Jerzy Szmit, szef olsztyńskich struktur PiS, Artur Chojceki, wojewoda warmińsko-mazurski, Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG, Edward Gollent, dyrektor OZG Olsztyn.

Podczas uroczystego otwarcia placówki Artur Chojceki, wojewoda warmińsko-mazurski, podziękował PSG za otwarcie nowej siedziby i dodał, że z pewnością działal-

ność placówki będzie znaczącym wsparciem przy realizacji przyszłych inwestycji w Giżycku i okolicach.

Obecny na konferencji Jerzy Szmit, szef olsztyńskich struktur PiS, podkreślił, że planowane na Warmii i Mazurach inwestycje Polskiej Spółki Gazownictwa podniosą rangę województwa, wpłyną na poziom życia mieszkańców oraz będą zachętą dla potencjalnych inwestorów.

Ireneusz Krupa, członek zarządu Polskiej Spółki Gazownictwa, podkreślił, że Polska Spółka Gazownictwa konsekwentnie realizuje program gazyfikacji nowych gmin oraz likwidacji tzw. białych plam na gazowej mapie Polski, a nowe placówki i gazownie mają zapewnić klientom PSG łatwiejszy i szybszy dostęp do jej usług.

Podczas prezentacji Edward Gollent, dyrektor oddziału Zakładu Gazowniczego w Olsztynie, omówił najważniejsze planowane inwestycje PSG w województwie, a także zadania Placówki Gazowniczej w Giżycku. Podlegająca gazowni w Kętrzynie Placówka Gazownicza w Giżycku zatrudnia obecnie 12 pracowników. Swoim zasięgiem obejmuje 10 gmin, w tym pięć zgazyfikowanych: Giżycko, Mikołajki, Pozezdrze, Ryn i Węgorzewo, a także gminy niezgazyfikowane: Budry, Banie Mazurskie, Kruklanki, Milki i Wydminy.

Na terenie działania giżyckiej placówki znajduje się niemal 320 kilometrów sieci gazowych oraz 13 stacji gazowych. Jej pracownicy obsługują łącznie ponad 13 tysięcy odbiorców z Giżycka, Mikołajek, Rynu i Węgorzewa oraz okolicznych miejscowości, takich jak Antonowo, Bystry, Gajewo, Grajwo, Pierkunowo, Spytkowo i Suliminy.

Na 116 gmin województwa warmińsko-mazurskiego dostęp do gazu ziemnego ma obecnie 57, czyli 49%. Jest to jeden z niższych wskaźników gazyfikacji w kraju. Po zrealizowaniu programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski do 2022 roku wskaźnik ten ma wzrosnąć do 63%, a z gazu będą mogli korzystać mieszkańcy w sumie 73 gmin województwa warmińsko-mazurskiego. Polska Spółka Gazownictwa w najbliższych czterech latach chce zbudować infrastrukturę dystrybucyjną w 16 gminach, w tym w Gołdapi, Braniewie, Elku, Fromborku, Orzyszu i Tolkmicku.

Jedną z największych inwestycji będzie budowa gazociągu wysokiego ciśnienia Konopki-Elk-Mragowo o długości 94 kilometrów, która ma kosztować 169,3 miliona złotych. Inna duża inwestycja to budowa gazociągu wysokiego ciśnienia Kolnik-Elbląg, o długości ponad 62 kilometrów. PSG przeznaczy na ten cel ponad 165,2 miliona złotych. Obie inwestycje mają być zrealizowane do końca 2023 roku.

Start programu przyspieszonej gazyfikacji Polski

Do 2022 roku dostęp do sieci gazowej ma mieć prawie 90 procent Polaków. Polska Spółka Gazownictwa na ten cel przeznaczy 7,5 miliarda złotych. Poinformowano o tym podczas konferencji prasowej z udziałem premiera i ministra energii w Halinowie w województwie mazowieckim.

Dzięki programowi przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018–2022 liczba gmin z dostępem do sieci gazowej wzrośnie o 300 z obecnych 1482 do 1782. Powstanie 4817 km sieci gazowych i 77 stacji LNG. Dodatkowe środki finansowe, w wysokości 867 mln zł, zwiększające łączne nakłady do 7,5 mld zł, zostaną przeznaczone m.in. na budowę nowych sieci na terenie niezgazyfikowanych gmin, przyłączenia nowych odbiorców oraz inwestycje zwiększające przepustowość infrastruktury.

– *Gaz był podstawą potęgi przemysłowej w czasach II Rzeczypospolitej. Dzisiaj pokazujemy, że można pogodzić ze sobą kilka różnych celów, z których wszystkie są pozytywne dla Polski: czyste powietrze, miejsca pracy w kraju, oparcie się na naszych surowcach energetycznych* – podczas konferencji prasowej powiedział premier Mateusz Morawiecki.

Krzysztof Tchórzewski, minister energii, podkreślił, że priorytetem polityki energetycznej są inwestycje w moder-

prowadzonej tu inwestycji zgazyfikowane zostaną miejscowości Kazimierów, Krzewina i Mrowiska, a dostęp do sieci rozszerzony zostanie w zgazyfikowanej już miejscowości Długa Kościelna. Zainteresowanych przyłączeniem do sieci gazowej jest obecnie 116 odbiorców. Łącznie planowane jest wybudowanie sieci gazowej o długości 9,24 km. Wartość inwestycji to ponad 1,7 mln złotych, a jej zakończenie planowane jest na 2019 rok.



Działania PSG wpisują się w kluczowe plany polskiego rządu, określone w Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju do roku 2020 oraz „Polityce energetycznej Polski do 2030 r!”. Przyczyniają się także do realizacji priorytetowego programu „Czyste powietrze”.

Artur Michniewicz

nizację istniejącej oraz budowę nowej sieci dystrybucyjnej gazu. – *Dzięki działaniom PSG, do 2022 roku ponad 300 nowych gmin uzyska dostęp do ekologicznego paliwa, jakim jest gaz ziemny. Dzięki temu prawie 90% polskich obywateli będzie zamieszkiwało zgazyfikowane gminy* – powiedział. Minister wskazał, że dostęp do gazu ziemnego to także szansa dla gmin i samorządów na przyciągnięcie kolejnych inwestorów i rozwój gospodarczy, a także na wsparcie rozwoju jedno- i wielorodzinnego budownictwa.

Gmina Halinów położona jest w centralnej części województwa mazowieckiego, wzdłuż jednego z głównych kierunków rozwoju aglomeracji warszawskiej. W ramach



Lekcje o gazie w Muzeum Gazownictwa

Aneta Rusak

17 października br. w Muzeum Gazownictwa w Warszawie zorganizowano lekcje dla uczniów szkoły podstawowej, poświęcone tematyce bezpiecznego użytkowania gazu ziemnego. Zajęcia odbyły się w ramach kampanii prowadzonej przez Polską Spółkę Gazownictwa i Fundację PGNiG im. Ignacego Łukasiewicza pt. „Gaz ziemny – pewnie i bezpiecznie”.

Uczniowie z Prywatnej Szkoły Podstawowej nr 6 im. bł. M. Marceliny Darowskiej z klasy drugiej i piątej uczestniczyli w lekcjach na temat gazu ziemnego. Podczas zajęć dowiedzieli się m.in. czym jest gaz ziemny, skąd się bierze oraz jakich zasad należy przestrzegać, aby bezpiecznie korzystać z tego paliwa. Po skończonych lekcjach uczniowie, w towarzystwie pieska Rurka, zwiedzili Muzeum Gazownictwa.



W październiku i listopadzie w wybranych przedszkolach i szkołach podstawowych na terenie całej Polski organizowane były lekcje poświęcone tematyce gazu ziemnego. Zajęcia te są elementem kampanii edukacyjno-informacyjnej „Gaz ziemny – pewnie i bezpiecznie”. W przedszkolach lekcje prowadzone są m.in. przez maskotkę kampanii – pieska Rurka. W szkołach podstawowych natomiast wiedzę na temat gazu ziemnego przekazują pracownicy PSG z oddziałów zakładów gazowniczych.

O KAMPANII

Głównym założeniem kampanii „Gaz ziemny – pewnie i bezpiecznie” jest rozpowszechnianie wiedzy na temat gazu ziemnego oraz uświadamianie, jak odpowiedzialnie korzystać z urządzeń domowych zasilanych tym paliwem. Odbiorcami inicjatywy są zarówno najmłodsze dzieci i uczniowie w wieku szkolnym, jak i osoby starsze.

Symbolem kampanii jest maskotka – piesek Rurek, a głównym źródłem komunikacji z odbiorcami strona internetowa www.gazpewnieibebezpiecznie.pl. Można na niej znaleźć m.in. wideoblog z krótkimi filmami o zasadach bezpiecznego użytkowania urządzeń gazowych, ciekawostki, fakty i mity o gazie ziemnym, a także wywiady z ekspertami z dziedziny gazownictwa.

PSG rozbudowuje sieć gazową na Śląsku

Artur Michniewicz

Nowy Szpital Powiatowy w Żywcu od przyszłego roku będzie mógł korzystać z gazu ziemnego. Polska Spółka Gazownictwa wybudowała odcinek gazociągu wraz ze stacją gazową, umożliwiającą zarówno zasilanie w paliwo gazowe budowanego obecnie szpitala, jak i dalszą rozbudowę sieci i możliwość gazyfikacji gmin Świnna, Jeleśnia i Koszarawa.

Podczas konferencji prasowej, która odbyła się 16 października w Żywcu, Jan Chrzęszcz, wicewojewoda śląski, podziękował PSG za realizację tej inwestycji i podkreślił, że daje ona szansę na przyłączenie do sieci gazowej kolejnych gmin województwa, co stanowi istotny element ich dalszego rozwoju.

Andrzej Kalata, starosta żywiecki, powiedział, że bardzo szybko i sprawnie udało się doprowadzić gaz do obiektu nowego szpitala, a przy okazji do dzielnicy Sporysz, a mieszkańcy kolejnych dzielnic oraz miejscowości również czekają na możliwość korzystania z paliwa gazowego. Ireneusz Krupa, członek zarządu PSG, powiedział, że in-

westycja Polskiej Spółki Gazownictwa znakomicie wpisuje się w realizację kluczowych programów polskiego rządu, w tym Strategii na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju, programu „Czyste powietrze” oraz działań na rzecz poprawy komfortu i jakości życia Polaków. To także element realizowanego przez Polską Spółkę Gazownictwa programu przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski.

Jak powiedział podczas konferencji Ziemowit Podolski, dyrektor Oddziału Zakładu Gazowniczego w Zabrze, wartość inwestycji w Żywcu to ponad dwa miliony złotych, za które PSG wybudowała niemal 4 kilometry sieci gazowej, a dodatkową korzyścią jest także możliwość gazyfikacji żywieckiej dzielnicy Sporysz.

Ogółem w województwie śląskim, w ramach programu przyspieszenia inwestycji w rozwój sieci gazowej, dostęp do gazu ziemnego uzyska 16 nowych gmin. Dużą inwestycją, szacowaną na ponad 66 milionów złotych, będzie gazyfikacja gmin Wręczyca Wielka, Kłobuck, Opatów i Krzepice. PSG wybuduje tam łącznie prawie 100 kilo-



metrów sieci gazowej. Po zakończeniu inwestycji w 2022 roku dostęp do gazu uzyskają mieszkańcy miejscowości: Waleńców, Złochowice, Opatów, Iwanowice Duże, Wręczyca Wielka, Wręczyca Mała, Krzepice i Grodziska.

Kolejną dużą inwestycją będzie gazyfikacja gminy Istebna, w której do końca 2022 roku powstanie ponad 30 kilometrów sieci gazowej, a PSG przeznaczy na ten projekt prawie 10 milionów złotych.

Obecnie w województwie śląskim zgazyfikowane są 133 gminy, a więc 79,6% całego województwa. Do końca 2022 roku stopień gazyfikacji wzrośnie do 91%, a liczba zgazyfikowanych gmin wyniesie 152.

PSG współorganizatorem międzynarodowej konferencji w Krakowie

Łukasz Wróblewski, Departament Komunikacji



„Polski przemysł naftowy i gazowniczy. Historia – pamięć – dziedzictwo” to tytuł międzynarodowej konferencji pod honorowym patronatem prezesa PGNiG, zorganizowanej 7–8 listopada w Krakowie. Jednym z prelegentów był Marian Żołyński, członek zarządu PSG, który zaprezentował program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski.

Organizatorami konferencji były: Stowarzyszenie Naukowo-Techniczne Inżynierów i Techników Przemysłu Naftowego i Gazowniczego, Uniwersytet Pedagogiczny w Krakowie, Fundacja PGNiG oraz Polska Spółka Gazownictwa. Wzięło w niej udział kilkudziesięciu naukowców reprezentujących Uniwersytet Jagielloński, Uniwersytet Adama Mickiewicza w Poznaniu, Uniwersytet Mikołaja Kopernika w Toruniu, Uniwersytet Wrocławski, Uniwersytet Rzeszowski, Uniwersytet Narodowy im. Iwana Franki we Lwowie, a także przedstawiciele firm, instytucji, archiwów i placówek edukacyjnych.

Celem imprezy, odbywającej się w przededniu święta Odzyskania Niepodległości, było zaprezentowanie ważnych, a często dotychczas nieznanych faktów i wydarzeń z historii przemysłu naftowego i gazowniczego w Polsce. Dotyczyły one m.in. procesu gazyfikacji miast galicyjskich, wkładu rodzimych inżynierów i przedsiębiorców w rozwój metod wiertniczych, roli Ignacego Łukasiewicza w powstaniu i rozwoju przemysłu naftowego czy gazownictwa węglowego w Poznańskim w okresie międzywojennym.

W programie nie zabrakło punktów nawiązujących do współczesności. Jednym z nich było wystąpienie Mariana Żołyńskiego, który przedstawił – ogłoszony w październiku w Halinowie – program przyspieszenia inwestycji w sieć gazową Polski w latach 2018–2022. Zakłada on zgazyfikowanie kolejnych 300 gmin, powstanie 4817 km sieci oraz 77 stacji LNG. – *Budowa stacji regazyfikacji, czyli gazyfikacja wyspowa, to szansa na dostęp do paliwa gazowego dla mieszkańców rejonów, w których budowa tradycyjnych sieci byłaby niemożliwa lub bardzo kosztowna* – wyjaśnił.

Specjalne filmowe przesłanie do uczestników nagrał Piotr Woźniak, prezes zarządu PGNiG, który przypomniał zasługi polskich pionierów wydobycia ropy i gazu. – *Jesteśmy ich spadkobiercami, ale i kontynuatorami. Dziś pracujemy w niepodległej ojczyźnie, ale wciąż mamy podobne cele. Budujemy suwerenność energetyczną kraju, rozwijamy gospodarkę, doskonalimy wiedzę i kompetencje, aby efektywnie eksploatować bogactwa ziemi* – podkreślił.

W ramach konferencji naukowcy, goście i licznie przybyli studenci mogli obejrzeć wystawę Muzeum Przemysłu Naftowego i Gazowniczego w Bóbrce, a także – pokazany po raz pierwszy publicznie – odnowiony film „Nafta” z 1946 roku, odkryty dzięki staraniom PSG w FilMOTECE Narodowej.

Nie było to jedyne takie znalezisko. Dr hab. Hubert Chudziński z Uniwersytetu Pedagogicznego w Krakowie przedstawił zebrany przywieziony tuż przed konferencją z londyńskiego National Archives unikatowe zdjęcia rafinerii w Drohobyczu z czasów drugiej wojny światowej, wykonane tuż przed ich zbombardowaniem przez alianckie lotnictwo. Według badacza, w przyszłości można spodziewać się wielu podobnych odkryć. – *Kopalnię nieznaną dokumentów dotyczących polskiego przemysłu naftowego i gazowego jest zwłaszcza Centralne Państwowe Archiwum Historyczne Ukrainy we Lwowie* – stwierdzili zgodnie.

Platforma GSA wybrana do aukcjonowania przepustowości punktów połączeń na granicy polsko-niemieckiej

Andrzej Jarema Nehrebecki

16 października 2018 r. europejska Agencja ds. Współpracy Organów Regulacji Energetyki (ACER) wydała decyzję w sprawie wyboru wspólnej platformy rezerwacyjnej przepustowości dla punktów połączeń międzysystemowych (IP) na granicy polsko-niemieckiej. ACER uznała, że platformą, która najlepiej sprosta temu zadaniu, będzie Platforma GSA.

Platforma GSA

Zgodnie z decyzją ACER Platforma GSA będzie używana do połączeń polskiego systemu przesyłowego z niemieckim systemem GASPOOL (IP Mallnow/Mallnow rewers, IP GCP GAZ–SYSTEM/ONTRAS). Operatorami systemów przesyłowych (OSP), do których została skierowana decyzja, są: Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ–SYSTEM S.A. oraz GASCADE Gastransport GmbH i ONTRAS Gastransport GmbH.

Głównym dokumentem harmonizującym zasady przydziału przepustowości w punktach granicznych systemów przesyłowych gazu (interkonektorach) w całej UE jest rozporządzenie Komisji Europejskiej dotyczące mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu (tzw. **kodeks sieci NC CAM**)*. Rozporządzenie określa szczegółowe zasady współpracy OSP w celu ułatwienia sprzedaży zdolności w oparciu o standardowe produkty z zakresu zdolności (roczne, kwartalne, miesięczne, dobowe, śródzienne) oferowane z wykorzystaniem wspólnych mechanizmów aukcyjnych (aukcja z podwyższaną ceną, aukcja jednej ceny) w ściśle określonym czasie (kalendarz aukcji). Zgodnie z przepisami kodeksu, OSP mogą oferować zdolności przesyłowe interkonektorów wyłącznie za pomocą internetowej platformy rezerwacyjnej, którą mogą obsługiwać samodzielnie bądź powierzyć to zadanie uzgodnionemu podmiotowi działającemu w ich imieniu. Od 1 listopada 2015 r., wraz z wejściem w życie rozporządzenia, wszyscy sąsiadujący ze sobą OSP zostali zobowiązani do dokonania wyboru wyłącznie jednej tego typu platformy dla wspólnych punktów łączących ich systemy. Oznacza to, że

w UE mogą istnieć różne platformy rezerwacyjne (zresztą tak właśnie jest), ale operatorzy sąsiadujący ze sobą mogą wybrać wyłącznie jedną platformę dla punktu bądź punktów łączących ich systemy.

Zdecydowanej większości OSP udało się dokonać wspólnego wyboru spośród trzech funkcjonujących na europejskim rynku platform – **Platformy GSA** prowadzonej przez GAZ–SYSTEM, platformy RBP prowadzonej przez węgierskiego OSP oraz platformy PRISMA będącej spółką stworzoną przez część zachodnioeuropejskich OSP. Przykładem dobrej współpracy w tym zakresie jest chociażby wykorzystanie Platformy GSA dla alokacji zdolności w punkcie Cieszyn na granicy polsko-czeskiej w ramach współpracy GAZ–SYSTEM i czeskiego operatora NET4GAS, s.r.o. Niestety, w przypadku wyżej wspomnianych punktów połączeń na naszej zachodniej granicy uzgodnienie zastosowania jednej platformy okazało się trudne do osiągnięcia, zarówno w ramach bilateralnych rozmów pomiędzy OSP, jak i na poziomie organów regulacji energetyki z zaangażowanych krajów (URE/Bundesnetzagentur-BNetzA). Pomimo prób i inicjatyw podejmowanych przez GAZ–SYSTEM obaj niemieccy OSP nie wyrazili zainteresowania wykorzystaniem Platformy GSA. Spór trafił na forum ACER, która – zgodnie z przepisami – jest zobowiązana do wydania decyzji administracyjnej wiążącej zaangażowanych w spór OSP w przypadku braku uzgodnienia wspólnej platformy na płaszczyźnie OSP.

W ramach postępowania, które przybrało formę quasi-przetargu, ACER odbyła wiele bezpośrednich spotkań z zainteresowanymi stronami (trzech OSP, trzy plat-

formy rezerwacyjne, zaangażowane organy regulacji energetyki) oraz przeprowadziła publiczne konsultacje w celu odpowiedniego doboru kryteriów, które powinna wziąć pod uwagę przy ocenie konkurujących platform. W konsultacjach wzięło udział kilkudziesięciu uczestników rynków gazu z całej Europy, w tym kilka podmiotów z Polski. Na podstawie wybranych wymagań wszystkie trzy ww. platformy zostały zaproszone do złożenia wiążących ofert. Zasadniczym elementem oceny, który mógł potencjalnie wykluczyć daną platformę z dalszego postępowania, była zgodność z przepisami UE oraz wymaganiami krajowymi w Polsce i w Niemczech. Pod uwagę wzięto aż 18 szczegółowych wymagań, w tym m.in. oferowanie standardowych produktów przepustowości (w tym przepustowości powiązanych), funkcjonowanie rynku wtórnego czy raportowanie transakcji. Wszystkie trzy platformy zostały ocenione jako spełniające wymagania prawne. Również aspekt finansowy miał duże znaczenie przy wyborze zwycięskiej platformy – 40% ogólnej liczby punktów, jakie można było uzyskać, stanowiła cena, obejmująca wszystkie koszty, które poniósłby dany OSP za użytkowanie platformy przez trzy kolejne lata. Ofertą, która okazała się najbardziej konkurencyjna była oferta Platformy GSA. Jednakże najważniejszą częścią oceny ACER (60% ogólnej liczby punktów) było porównanie kryteriów jakościowych przyjętych na podstawie wyników konsultacji, takich jak bezpieczeństwo IT (m.in. ochrona danych, bezpieczny dostęp), zarządzanie (m.in. plany rozwojowe, aktywny udział użytkowników), oraz łatwość obsługi (m.in. przyjazny interfejs, dostępny helpdesk). Pod względem jakości wszystkie platformy oceniono podobnie. Ostatecznie, na ogólną, możliwą do uzyskania liczbę 100 punktów, platformy uzyskały następujące wyniki: Platforma GSA – 82, PRISMA – 80, RBP – 70.

Biorąc pod uwagę powyższe wyniki, ACER wskazał Platformę GSA jako najlepsze rozwiązanie dla punktów Mallnow/Mallnow rewers i GCP GAZ–SYSTEM/ONTRAS na okres najbliższych trzech lat, kończącym samym wielomiesięczny proces wyboru wspólnej platformy na granicy polsko-niemieckiej. Decyzja ACER oznacza, że dwóch niemieckich OSP, Gascade i ONTRAS, wraz z GAZ–SYSTEM, powinno zacząć oferować produkty powiązane w ww. punktach na Platformie GSA co najmniej przez trzy najbliższe lata. W ramach decyzji ACER wskazała okres przejściowy na pełne wdrożenie jej postanowień, który – w ocenie ACER – powinien zagwarantować przeprowadzenie najbliższej aukcji rocznej (1 lipca 2019 roku) już na Platformie GSA, wspólnie przez wszystkich zaangażowanych w proces OSP.

Koniec procesu administracyjnego jest jednocześnie początkiem wyężonej pracy nad wdrożeniem decyzji ACER. W lipcu 2014 roku Platforma GSA wystartowała jako stworzone własnymi siłami przez zespół pracowników GAZ–SYSTEM proste, ale niezbędne, narzędzie służące wdrożeniu przepisów kodeksu sieci NC CAM. Od tego momentu przeprowadziliśmy ponad 326 tysięcy aukcji. Obecnie marka Platformy GSA jest nie tylko rozpoznawalna na europejskim rynku gazu, ale z powodzeniem może konkurować z innymi platformami.

Autor jest pracownikiem GAZ–SYSTEM S.A. oraz członkiem Zespołu Platformy GSA.

* Rozporządzenie Komisji (UE) 2017/459 z 16 marca 2017 r., ustanawiające kodeks sieci dotyczący mechanizmów alokacji zdolności w systemach przesyłowych gazu i uchylające rozporządzenie (UE) nr 984/2013 (NC CAM), stosowane w pierwszej wersji od 1 listopada 2015 r., zaktualizowane w 2017 r. i obecnie wiążące w nowym brzmieniu.



Operatorzy

Zapraszamy wszystkich nowych Operatorów Systemów Przewodowych zainteresowanych współpracą z Platformą GSA do dokonania rejestracji.

[Rejestracja](#)

Użytkownicy Systemu

Zapraszamy wszystkich nowych użytkowników systemu zainteresowanych współpracą z Platformą GSA, do dokonania rejestracji.

[Rejestracja](#)

Logowanie

[Nie pamiętam hasła!](#)

GAS STORAGE POLAND – przedsiębiorstwo *fair play*



Rozmowa z **Krzysztofem Hnatio**,
prezesem zarządu
Gas Storage Poland sp. z o.o.

Panie prezesie, co to znaczy być przedsiębiorstwem *fair play*?

Rozumiem, że w tym pytaniu odnosi się pan do wyróżnienia, jakie w listopadzie br. stało się udziałem Gas Storage Poland. Można na to spojrzeć z różnych perspektyw. Sam Certyfikat „Przedsiębiorstwa *Fair Play*” jest potwierdzeniem, że spółka podąża w dobrym kierunku, zgodnym z ideą tego programu. Inspiruje on polskie przedsiębiorstwa do bycia uczciwym w stosunku do partnerów biznesowych i do upowszechniania w swojej działalności zachowań etycznych. Zachęca również do dbałości o pracowników firmy i ich rozwój zawodowy. Z drugiej strony wyróżnienie samo w sobie jest cenne, ponieważ jest niejako dowodem na to, że spółka już kieruje się takimi wartościami, jak uczciwość, rzetelność, sumienność i jakość. Wszystko to składa się na etyczny wymiar działalności w biznesie. Dla mnie jest to bardzo ważne wyróżnienie. Na uczelni, na której studiowałem, zawsze podkreślano wagę etycznego wymiaru w prowadzeniu działalności gospodarczej. Oczywiście, otrzymany certyfikat jest przede wszystkim zobowiązaniem do kontynuowania dobrych praktyk.

Co należy zrobić, aby otrzymać Certyfikat „Przedsiębiorstwa *Fair Play*”?

Mówiąc nieco żartobliwie, trzeba być *fair play*. Ale poważnie, program ten ma swoje wymogi formalne. Patrząc na to od strony technicznej – firmy, które zgłoszą się do programu, są oceniane dwuetapowo: przez komisje regionalne i ogólnopolską. W ich skład wchodzi przedstawiciele administracji państwowej, samorządu terytorialnego, banków, uczelni, organizacji przedsiębiorców, ZUS i organów skarbowych. Nad całością czuwa kapituła składająca się z autorytetów życia gospodarczego. Firma przechodzi również audyt weryfikujący, czy rzeczywiście może

udokumentować, że realizuje swoją działalność zgodnie z zasadami określonymi w tym programie. Taki audyt nasza spółka przeszła wzorowo. Dodam, tylko że oprócz Certyfikatu „Przedsiębiorstwa *Fair Play*” 2018 otrzymaliśmy wyróżnienie: Debiut *Fair Play* 2018.

Kilka miesięcy temu spółka wdrożyła Zintegrowany System Zarządzania Jakością. Jaki jest cel wdrażania systemu, którego certyfikacja wymaga od organizacji podjęcia dodatkowego wysiłku?

Zintegrowany System Zarządzania Jakością nakierowany jest na ciągłe doskonalenie procesów zachodzących w organizacji. Od dłuższego czasu przygotowywaliśmy się do jego wdrożenia, a 3 września br. otrzymaliśmy certyfikat, który potwierdza, że spółka wdrożyła i stosuje System Zarządzania Jakością, System Zarządzania Środowiskowego, System Zarządzania Bezpieczeństwem i Higieną Pracy w zakresie: projektowania, budowy i eksploatacji kawernowych podziemnych magazynów gazu i usług magazynowania paliw gazowych. Certyfikat jest ważny 3 lata, a w tym czasie funkcjonowanie systemu podlega stałym działaniom doskonalącym i cyklicznym audytom. Posiadanie certyfikowanego systemu jakości jest dla nas ważne, ponieważ jest dowodem szczególnej dbałości o jakość pracy w zakresach określonych w normach ISO. Jest również instrumentem dającym konkretne narzędzia służące doskonaleniu realizowanych w spółce procesów i ich kontroli. Zintegrowany System Zarządzania Jakością umożliwia skuteczne prowadzenie działań przez osoby przejmujące w organizacji odpowiedzialność za dany proces. Dzięki uporządkowaniu procedur i sprawnemu dostępowi do dokumentów, w każdym momencie w dany proces może włączyć się pracownik, który dotychczas w nim nie uczestniczył. System jakości umożliwia dostęp do wartości intelektualnych firmy, wypracowanych wcześniej i będących jej własnością. Nie jest dużym problemem, jeśli ktoś od-

chodzi z organizacji, ponieważ sprawnie działający system pozwala na bezawaryjne realizowanie czy kontynuowanie procesu.

Czy spółka ma jeszcze inne sposoby doskonalenia jakości?

Aby poprawiać jakość procesów, procedur i działań, potrzebna jest określona metodologia. Oprócz wdrożonego Zintegrowanego Systemu Zarządzania Jakością poprawę jakości realizowanych zadań staramy się osiągnąć również poprzez wdrożoną w spółce metodykę zarządzania projektami. W znacznym stopniu przyczynia się ona do lepszej i skuteczniejszej realizacji projektów o dużym stopniu złożoności. Zespoły projektowe powoływane są z różnych jednostek organizacyjnych naszej spółki i dzięki temu możemy uzyskać perspektywę obejmującą całość organizacji. Przykładem skutecznie zrealizowanego projektu w tej metodyce w roku 2018 jest chociażby wspomniany Zintegrowany System Zarządzania Jakością. Innym przykładem projektu już zakończonego jest wycena stanowisk pracy. To bardzo ważne zadanie, ponieważ jego realizacja pozwoliła na zobiektywizowanie kryteriów oceny danego stanowiska pracy w organizacji. Dzięki temu możemy skoncentrować się na profesjonalnym przygotowaniu pracowników do wypełniania powierzonych im zadań i w sposób klarowny określać ścieżki rozwoju zawodowego. Obecnie w metodyce projektowej realizujemy wiele zadań, np. projekt GSP-net, który będzie zaawansowanym systemem intranetowym. Ten wewnętrzny system, który powinniśmy uruchomić w I kwartale 2019 roku, w znacznym stopniu usprawni komunikację wewnętrzną poprzez łatwy i zintegrowany dostęp do informacji, funkcjonalności oraz automatyzację realizowanych procesów.

Kończący się rok prowokuje pytanie o plany na najbliższą przyszłość...

Oczywiście, mamy wiele planów rozwojowych obejmujących różne obszary funkcjonowania firmy. Nie sposób w tym miejscu wszystkich wymienić. Ale chciałbym wspomnieć o jednym z najważniejszych zadań prowadzonych przez naszą spółkę, jakim jest budowa Kawernowego Podziemnego Magazynu Gazu Kosakowo. Obecnie kontynuujemy prace związane z budową dodatkowych pięciu komór magazynowych zlokalizowanych w tzw. Klastrze B. W tym roku planujemy zakończyć budowę trzech z tych komór oraz ługowanie dwóch kolejnych. Zgodnie z umową, zakończenie wszystkich prac związanych z budową Klastra B planowane jest na wrzesień 2021 r. Zakończenie tego zadania inwestycyjnego pozwoli na uzyskanie łącznej pojemności magazynowej KPMG Kosakowo w wielkości ok. 300 mln m³ gazu, czyli większej o około 50 mln metrów sześciennych od planowanej. W praktyce oznacza to, jakbyśmy wybudowali dwie komory więcej. Można zatem w tym przypadku mówić o zmniejszeniu kosztu jednostkowego budowy kawern. Patrząc od strony potencjału, jest on ogromny, jeśli chodzi o budowę pojemności magazynowych zarówno w KPMG Mogilno, jak i w KPMG Kosakowo czy za granicami naszego kraju. Należy jednak pamiętać, że decyzje o uruchomieniu tego potencjału muszą być poparte wnikliwymi analizami rynkowymi i rzetelną oceną realnych potrzeb rozwijającego się rynku gazu. Nasza strategia w tym zakresie jest spójna ze strategią Grupy Kapitałowej PGNiG.

Jest już po Barbórcie, więc chciałbym zapytać o tegoroczne uroczystości w Gas Storage Poland. Wiem, że towarzyszyła im bogata symbolika...

Rzeczywiście, tegoroczna Barbórka była dla naszej spółki wyjątkowa, ponieważ obchodziliśmy jubileusz 25-lecia – jeśli weźmiemy pod uwagę powstanie spółki Inwestgas w roku 1993, której działalność kontynuujemy. Ten ważny fakt został podkreślony w symbolice obchodów. Dodam jeszcze, że uroczystości odbywały się w Gnieźnie i wybór tego miasta nie był przypadkowy. Zadecydowały o tym dwa fakty. Po pierwsze, w niewielkiej odległości od Gniezna znajduje się Kawernowy Podziemny Magazyn Gazu Mogilno, który jest eksploatowany przez naszą spółkę. Magazyn ten jest ważnym punktem na gazowej mapie Polski, jedynym tego typu magazynem z punktu widzenia bezpieczeństwa energetycznego kraju. Po drugie, poprzez organizację Barbórki w Gnieźnie chcieliśmy podkreślić, wielkie święto, jakim dla Polaków jest w tym roku 100-lecie odzyskania Niepodległości. 100 lat temu w powstaniu wielkopolskim nasi rodacy podjęli zwycięską walkę o wolną Polskę. Byli wśród nich również mieszkańcy Gniezna. Poprzez występy artystyczne z elementami patriotycznymi chcieliśmy nawiązać do tych wydarzeń. Zresztą bogata symbolika narodowa towarzyszyła nam od początku obchodów barbórkowych, kiedy to msza św. celebrowana była przez księdza prymasa Wojciecha Polaka w Katedrze Gnieźnieńskiej. Powiem tylko, że w tym niezwykłym miejscu mogliśmy dotknąć już nawet nie 100-letniej, ale ponad 1000-letniej historii polskiej państwowości.

Dziękuję za rozmowę.

Piotr Wojtasik

członek Rady Programowej „Przeglądu Gazowniczego”



Jak PGNiG TERMIKA przyczynia się do ograniczenia smogu w Warszawie?

Katarzyna Dziurska, Martyna Begiedza

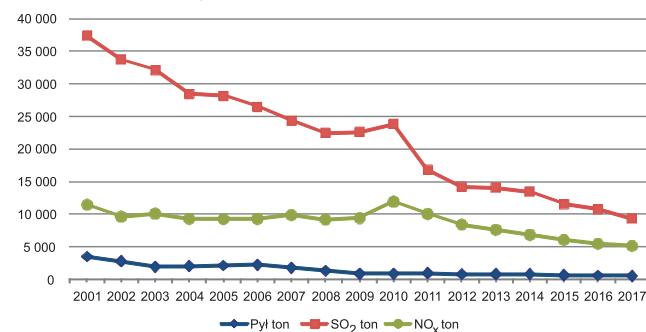
Naszym celem jest takie prowadzenie działalności, by ograniczać negatywne oddziaływanie na środowisko do minimum, a w szerszej perspektywie – poprzez rozwój ciepła systemowego – ograniczać także wpływ indywidualnych gospodarstw domowych na jakość powietrza w Warszawie i okolicach.

PROBLEM JAKOŚCI POWIETRZA W POLSCE DOTYKA WSZYSTKICH

Przy niskich temperaturach powietrza zimą coraz częściej mamy do czynienia ze wzmożonym występowaniem smogu. Zły stan powietrza, którym oddychamy na co dzień, nie jest obojętny dla zdrowia ludzi i środowiska.

Historycznie najwięcej zanieczyszczeń powietrza pochodziło z sektora energetyki i przemysłu, jednak w wyniku modernizacji oraz wprowadzenia wielu regulacji (prawnych i technologicznych), wpływ tych sektorów na stan powietrza uległ znacznemu zmniejszeniu. Na przykład dzięki zastosowaniu technologii odsiarczania spalin w energetyce udało się osiągnąć znaczną redukcję dwutlenku siarki w skali całego kraju. Obecnie, jak wynika z Krajowego programu ochrony powietrza, przygotowanego przez Ministerstwo Środowiska w 2015 r., główną przyczyną złej jakości powietrza w Polsce jest tzw. niska emisja (sektor bytowo-komunalny i transport). Niska emisja to zanieczyszczenia pochodzące z „niskich emitorów”, emitujących zanieczyszczenia dokładnie w miejscu ich powstawania. Źródłami niskiej emisji są transport samochodowy oraz spalanie paliw w domowych piecach i kołach grzewczych, lokalnych kotłowniach węglowych (kominki, niskie kominy), w których spalanie odbywa się w nieefektywny sposób, a dodatkowo używa się paliw niskiej jakości lub spalane są odpady.

Emisje zanieczyszczeń powietrza w latach 2001–2017 w PGNiG Termika [t/rok]

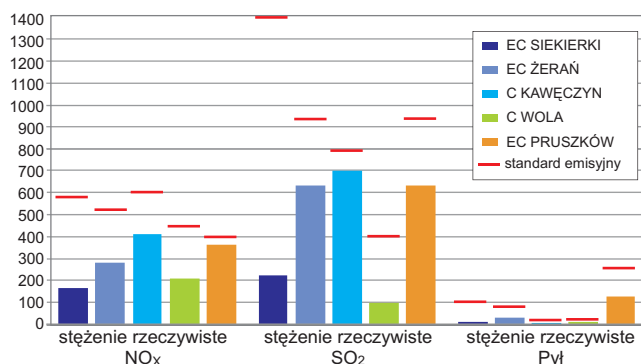


Źródło - dane i pomiary PGNiG TERMIKA

DZIAŁAMY LOKALNIE – MYŚLIMY GLOBALNIE

Jednym ze sposobów walki z niską emisją jest korzystanie z ciepła sieciowego, stanowiącego alternatywę dla indywidualnych systemów grzewczych – głównych źródeł niskiej emisji. PGNiG TERMIKA dostarcza ciepło dla mieszkańców Warszawy, pokrywając w prawie 80% zapotrzebowanie miasta, a także dla 60% mieszkańców Pruszkowa, Michałowic i Piastowa.

Dotrzymanie standardów emisyjnych w instalacjach PGNiG TERMIKA w 2017 roku [mg/m³]



Celem jest takie prowadzenie działalności, aby ograniczać negatywne oddziaływanie na środowisko do minimum, a w szerszej perspektywie – poprzez rozwój ciepła systemowego – ograniczać także wpływ indywidualnych gospodarstw domowych na jakość powietrza w Warszawie i okolicach.

Zmniejszenie emisji substancji do powietrza z gospodarstw domowych jest zadaniem niezwykle trudnym technicznie, kosztownym i wymagającym odpowiedniej świadomości środowiskowej. Problem ten znika w przypadku ciepła systemowego, gdzie poprzez zabudowę instalacji ochrony powietrza wpływ na jego jakość jest znikomy.

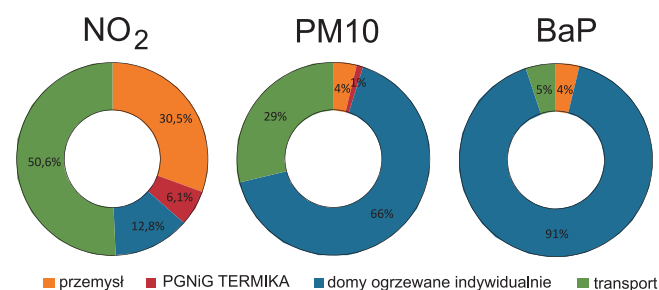
Jak wskazują dane monitoringowe GIOŚ, PGNiG TERMIKA w ogóle nie emituje rakotwórczego benzo(alfa)pirenu, a emisje pyłu PM₁₀ i NO₂ wynoszą zaledwie kilka procent w skali

wszystkich źródeł w województwie mazowieckim. Wskazane zanieczyszczenia powietrza w największym stopniu, w skali całego kraju, przyczyniają się do pogarszania się jakości powietrza i tworzenia smogu.

Dzięki konsekwentnej polityce środowiskowej, przeprowadzeniu wielu modernizacji i wprowadzeniu nowoczesnych technologii oczyszczania spalin od 2001 r. spółka zredukowała w zakładach emisję dwutlenku siarki o prawie 75%, tlenków azotu o 55%, a pyłów o 84% według danych za 2017 rok.

Rosnąca świadomość wpływu przemysłu elektroenergetycznego ma swoje odzwierciedlenie w rzeczywistych działaniach. W PGNiG TERMIKA wykonano wiele inwestycji mających na celu poprawę jakości powietrza. Modernizacja elektrofiltrów i montaż filtrów workowych jest przykładem działań mających na celu redukcję emisji pyłów do powietrza. Dzięki tym działaniom uzyskano obniżenie emisji pyłów aż o 84% w porównaniu z rokiem 2001. Zabudowa instalacji mokrego odsiarczania spalin na terenie Elektrociepłowni Siekierki była kluczową inwestycją związaną z redukcją dwutlenku siarki – na długo przed pojawieniem się wymagań prawnych w tym zakresie.

Źródła zanieczyszczeń w województwie mazowieckim – udział PGNiG TERMIKA



Źródło: WIOŚ Warszawa 2016 r.

Znaczącą redukcję tlenków azotu osiągnięto dzięki zabudowie instalacji katalitycznego i niekatalitycznego odazotowania spalin.

W PGNiG TERMIKA przeprowadzono także inwestycje mające na celu obniżenie emisji dwutlenku węgla oraz poprawę efektywności energetycznej. Przebudowa kotła węglowego na kocioł biomasowy oraz budowa akumulatora ciepła stanowią materialne odzwierciedlenie przyświecającej spółce idei wytwarzania energii elektrycznej i ciepła w zgodzie ze środowiskiem.

PGNiG TERMIKA skupia się nie tylko na spełnieniu obowiązujących wymagań prawnych w zakresie ochrony środowiska. Podejmuje także inicjatywę w przygotowaniu instalacji do przyszłych wymagań. Spółka jest pionierem we wdrażaniu w energetyce „Gospodarki obiegu zamkniętego”. Gospodarka o obiegu zamkniętym to takie gospodarowanie materiałami, produktami i surowcami, by pozostawały one w obiegu tak długo, jak jest to możliwe, co w konsekwencji doprowadzi także do minimalizacji wytwarzania odpadów. Ponadto „Gospodarka o obiegu zamkniętym” promuje wykorzystywanie odpadów z jednych procesów jako surowców dla innych. Przykładem takiego postępowania jest wykorzystywanie popiołów z energetyki do produkcji materiałów budowlanych, produkcji cementu czy w drogownictwie. PGNiG TERMIKA, we współpracy

Źródła wytwórcze PGNiG TERMIKA:

- są objęte polskimi i unijnymi standardami emisyjnymi, które nie są przekraczane – patrz wykres „Dotrzymanie standardów emisyjnych w instalacjach PGNiG TERMIKA w 2017 r.” (str. 44).
- są wyposażone w zaawansowane technologie oczyszczania spalin,
- są wyposażone w systemy ciągłego monitorowania i raportowania składu spalin,
- są objęte pozwoleniami zintegrowanymi z określonymi wymaganiami,
- są objęte wymogiem stosowania, zdefiniowanych na poziomie unijnym, najlepszych dostępnych technik (BAT) – obecnie trwają prace dostosowujące zakłady do spełniania wymogów konkluzji BAT w perspektywie 2021 roku,
- podlegają stałym kontrolom wojewódzkiego inspektora ochrony środowiska,
- podlegają kontroli wewnętrznej – procesy spalania objęte są procedurami i sterowane komputerowo,
- posiadają wysokie kominy, aby nie doprowadzać do lokalnych koncentracji zanieczyszczeń,
- produkują ciepło sieciowe, które jest niezawodnym i komfortowym źródłem ogrzewania dla użytkownika

z LAFARGE, uruchomiła na terenie Elektrociepłowni Siekierki instalację elektromagnetycznej separacji popiołów, zwiększając tym samym wytwarzanie produktów ubocznych zamiast wytwarzania odpadów.

Stojące przed sektorem energetycznym wyzwanie ciągłego ograniczania oddziaływania na środowisko ma swoje odzwierciedlenie w rosnących wymaganiach emisyjnych. W spółce myślimy o przyszłości. Realizowane oraz planowane do realizacji inwestycje i modernizacje w głównej mierze skupiają się na środowisku.

Do najważniejszych zadań należy budowa nowego bloku gazowo-parowego, który zastąpi najstarsze żerańskie turbiny i kotły węglowe i pozwoli spełnić wymagania dyrektywy ws. emisji przemysłowych (IED) oraz wymogi konkluzji BAT. Gaz jest paliwem o dużo mniejszej emisyjności zanieczyszczeń powietrza niż węgiel kamienny – procesy spalania gazu nie powodują emisji dwutlenku siarki i pyłów, o połowę mniejsza jest emisyjność tlenków azotu. Niemniej jednak instalacje gazowe również wymagają stosowania urządzeń do usuwania tlenków azotu. Paliwo gazowe jest także bardziej przyjazne z punktu widzenia ochrony klimatu – w stosunku do węgla emisyjność dwutlenku węgla z gazu jest niższa o prawie 50%. Budowa bloku nie tylko przyczyni się do poprawy jakości powietrza, ale wzmocni też bezpieczeństwo energetyczne aglomeracji warszawskiej.

Katarzyna Dziurska, Martyna Begiedza we współpracy z ekspertami z Wydziału Ochrony Środowiska PGNiG TERMIKA

Audyty energetyczne przedsiębiorstwa w EuRoPol GAZ s.a.

Marek Jodko, Konrad Woliński

Stały wzrost zapotrzebowania na energię oraz rosnące ceny jej nośników sprawiają, iż optymalizacja wykorzystania energii w przedsiębiorstwach staje się coraz bardziej aktualnym zagadnieniem. Prowadzenie właściwej gospodarki energetycznej wymaga znajomości nie tylko wielkości zużycia energii w firmie, ale także struktury jej wykorzystania. Narzędziem, które pozwala na uzyskanie pełnego obrazu wykorzystania energii w przedsiębiorstwie jest audyt energetyczny. Celem artykułu jest prezentacja wybranych doświadczeń i wniosków wynikających z realizacji przez SGT EuRoPol GAZ s.a. audytu energetycznego przedsiębiorstwa.

OBOWIĄZEK PRZEPROWADZANIA AUDYTU

Wzrost efektywności energetycznej o 20% do roku 2020 w stosunku do zużycia energii w roku 1990 jest jednym z celów Unii Europejskiej w zakresie energii¹. Kwestia efektywności energetycznej jest też jednym z priorytetów polityki energetycznej kraju, wskazanym w „Polityce energetycznej Polski do roku 2030”. Od 1 października 2016 roku obowiązuje ustawa z 20 maja 2016 roku o efektywności energetycznej, wprowadzająca wymóg sporządzania audytów energetycznych przedsiębiorstw². Zgodnie z art. 36 ust. 1. ustawy o efektywności energetycznej duże przedsiębiorstwa powinny co 4 lata przeprowadzić (lub zlecić przeprowadzenie) audyt energetyczny przedsiębiorstwa³.

CEL AUDYTU

Przedmiotowy audyt jest procedurą mającą na celu pozyskanie informacji na temat możliwych do uzyskania oszczędności energii, a także przedstawienie i przeanalizowanie propozycji przedsięwzięć mogących przynieść oszczędności energii. Co ważne, audyt powinien zawierać szczegółowy przegląd zużycia energii w budynkach, instalacjach przemysłowych oraz transporcie, odpowiadających za co najmniej 90% całkowitego zużycia energii w przedsiębiorstwie. Powinien być przeprowadzony na podstawie aktualnych, reprezentatywnych i możliwych do zweryfikowania danych o zużyciu energii w przedsiębiorstwie oraz opierać się (o ile jest to możliwe) na analizie cyklu życia budynku czy instalacji. Audyt może być przeprowadzony przez posiadający odpowiednie kwalifikacje podmiot niezależny lub eksperta przedsiębiorstwa (pod warunkiem, iż nie jest on bezpośrednio zaangażowany w audytowaną działalność). Dzięki audytowi przedsiębiorstwo może rozważyć przeprowadzenie działań zmierzających do

zwiększenia efektywności wykorzystania energii. W zależności od obszaru może to być np. ograniczenie strat energii poprzez poprawę izolacji cieplnej rurociągów, modernizacja instalacji technologicznych, polegająca na montażu urządzeń o wyższej sprawności, modernizacja oświetlenia czy działania termomodernizacyjne, jak np. docieplenie ścian budynków. Propozycja przedsięwzięć mogących przynieść oszczędności energii wraz z ich analizą efektywności ekonomicznej stanowią integralną część audytu. Należy jednak podkreślić, iż wskazanie możliwych do osiągnięcia oszczędności nie jest związane z obowiązkiem ich wdrożenia⁴.

REALIZACJA AUDYTU W EUROPOL GAZ S.A.

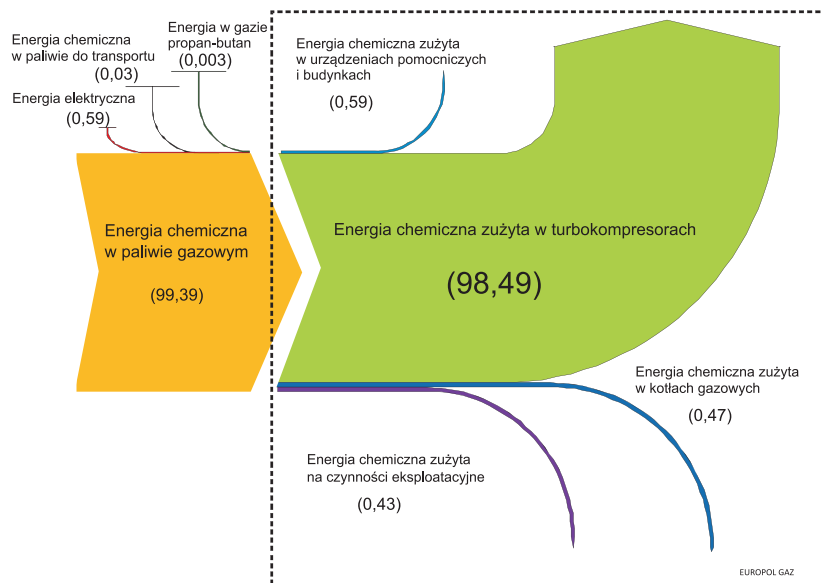
Spełniając ww. obowiązek, EuRoPol GAZ s.a. w 2017 roku przeprowadził audyt energetyczny przedsiębiorstwa. Został on wykonany przez Zakłady Pomiarowo-Badawcze Energetyki „EnergoPomiar” sp. z o.o., a zakresem obejmował wszystkie obszary, w których występuje zużycie energii w SGT, w tym:

- część liniową liczącego 684 km gazociągu tranzytowego o średnicy 1400 mm,
- pięć tłocznii gazu (Kondratki, Zambrów, Ciechanów, Włocławek i Szamotuły), wyposażonych w agregaty sprężające o łącznej mocy 400 MW,
- pomiarownię gazu w Kondratkach,
- Systemową Stację Regulacyjno-Pomiarową we Włocławku,
- siedzibę oraz budynki będące własnością spółki, a także flotę samochodów.

Realizacja audytu przebiegała w czterech etapach

- Etap I – identyfikacja obszarów, które będą poddane analizie, określenie metodyki obliczeń oraz założeń ekonomicznych dla proponowanych przedsięwzięć proefektywnościowych.
- Etap II – zebranie danych wejściowych, umożliwiające ocenę

Rys. 1. Bilans energetyczny SGT EuRoPol GAZ s.a. [proc.]



aktualnego poziomu efektywności energetycznej. Przedmiotowe informacje zespół audytorski pozyskał, przeprowadzając analizę dotyczącą zużycia nośników energii w poszczególnych obiektach i urządzeniach, w tym danych pomiarowych i dokumentacji technicznej oraz wizje lokalne i rozmowy z kadrą techniczną eksploatującą badane urządzenia.

- Etap III – opracowanie pozyskanych informacji w celu uzyskania spójnego obrazu zużycia energii na poziomie całego przedsiębiorstwa.
- Etap IV – określenie możliwego do wykorzystania potencjału oszczędności energii, wraz z propozycją przedsięwzięć proefektywnościowych oraz analizą ich opłacalności.

Na rys. 1. zaprezentowano bilans energetyczny EuRoPol GAZ s.a.

Jak widać, ponad 98% zużycia energii przypada na gaz ziemny wykorzystywany jako paliwo do napędu turbokompresorów sprężających przesyłany przez SGT gaz. Pozostałe nośniki energii, np. energia elektryczna, stanowią niewielki procent całkowitego zużycia energii. Określenie struktury zużycia energii w przedsiębiorstwie stanowi jednocześnie wskazanie, które strumienie energii należy przeanalizować pod kątem potencjału uzyskania ewentualnych oszczędności. Jak wspomniano, w przypadku EuRoPol GAZ s.a. największy strumień zużywanej energii przypada na gaz paliwowy, w związku z tym w ramach audytu dokonano szczegółowej analizy pracy turbokompresorów. Przykładowe wyniki (zużycie gazu paliwowego w funkcji przyrostu ciśnienia w tłoczni) przedstawiono na rys. 2.

Uzyskane w wyniku audytu informacje i wyznaczone na ich podstawie wskaźniki efektywności wykazały, iż poziom energochłonności procesu przetłaczania jest zbliżony na wszyst-

kich tłoczniach SGT. Przeprowadzone przez zespół audytorów analizy wykazały także wysoką sprawność eksploatowanych w tłoczniach kompresorów.

* * *

Przeprowadzenie audytu energetycznego przedsiębiorstwa – poza realizacją obowiązku nakładanego przez ustawę o efektywności energetycznej – daje możliwość dokonania przeglądu gospodarki energetycznej w firmie. Uzyskane informacje stanowią wskazówkę, w których obszarach istnieje możliwość uzyskania oszczędności energii. Proponowane przedsięwzięcia proefektywnościowe są poddawane analizie kosztowej uwzględniającej cykl życia obiektu czy instalacji, co oznacza, iż informacje na ich temat będą w większym stopniu odzwierciedlać rzeczywiste oszczędności i koszty proponowanych rozwiązań. Wyniki audytu mogą także stanowić dla przedsiębiorstw zachętę

do rozpoczęcia systematycznych działań w zakresie efektywności energetycznej.

Autorzy są pracownikami SGT EuRoPol GAZ s.a.

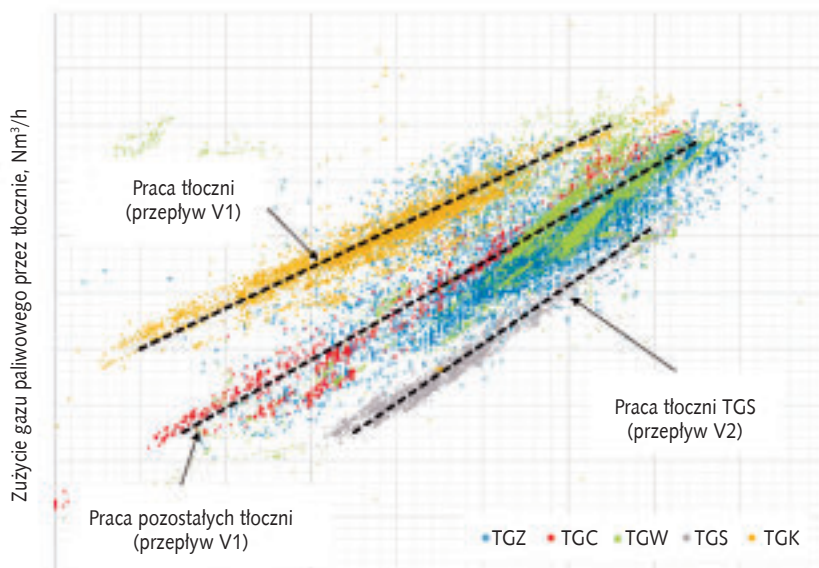
¹ https://europa.eu/european-union/topics/energy_pl – stan na 19.11.2018 r.

² Przedmiotowa ustawa wprowadzała w tym zakresie w życie zapisy przyjęte w dyrektywie 2012/27/ue.

³ Przepisów ww. artykułu nie stosuje się do przedsiębiorców posiadających wskazane w ustawie: system zarządzania energią lub system zarządzania środowiskowego, jeżeli w ramach tych systemów przeprowadzono audyt energetyczny przedsiębiorstwa.

⁴ M. Robakiewicz, *Audyty efektywności energetycznej i audyty energetyczne przedsiębiorstw*, Fundacja Poszanowania Energii, Warszawa 2018.

Rys. 2. Zużycie gazu paliwowego w funkcji przyrostu ciśnienia tłoczni gazu SGT



IT w służbie ochrony i ratowania klimatu

Mirosław Dyrda, Konrad Wojdan, Arkadiusz Piąt

Transition Technologies S.A. – jako lider w zakresie wdrożeń innowacyjnych rozwiązań informatycznych dla energetyki i gazownictwa – w ramach swojej działalności zrealizował wiele projektów, w których jednym z kluczowych celów była optymalizacja procesów technologicznych pod kątem minimalizacji emisji w procesie spalania paliwa węglowego i gazu ziemnego, ochrony jakości powietrza przez obniżenie wskaźników zarówno jakościowych emisyjności, jak i ilościowych, poprzez poprawę sprawności, czyli zmniejszenie zużycia paliwa.

Jednym z konkretnych przykładów rozwiązań informatycznych, przyczyniających się bezpośrednio do ochrony środowiska naturalnego, jest opatentowany system SILO naszego autorstwa. Optymalizator immunologiczny SILO to innowacyjny program komputerowy, służący do optymalizacji ciągłych procesów technologicznych, zwłaszcza procesu spalania zachodzącego w kotłach energetycznych dużej ska-

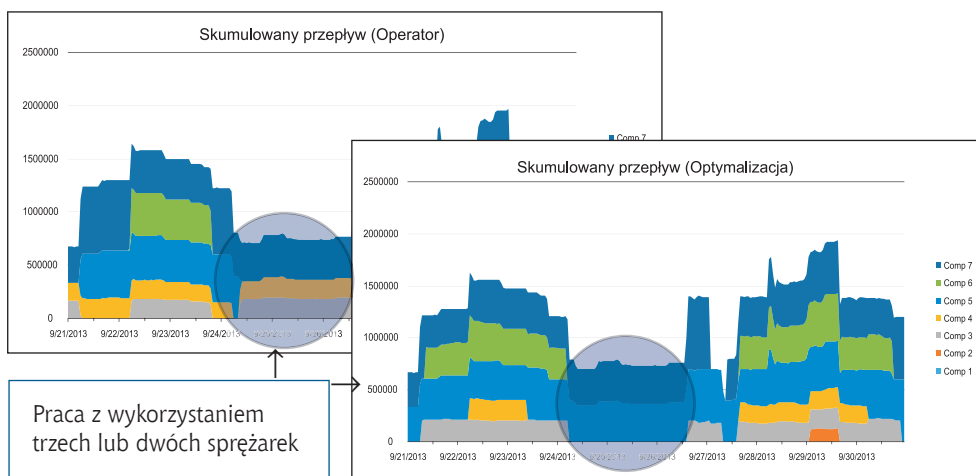
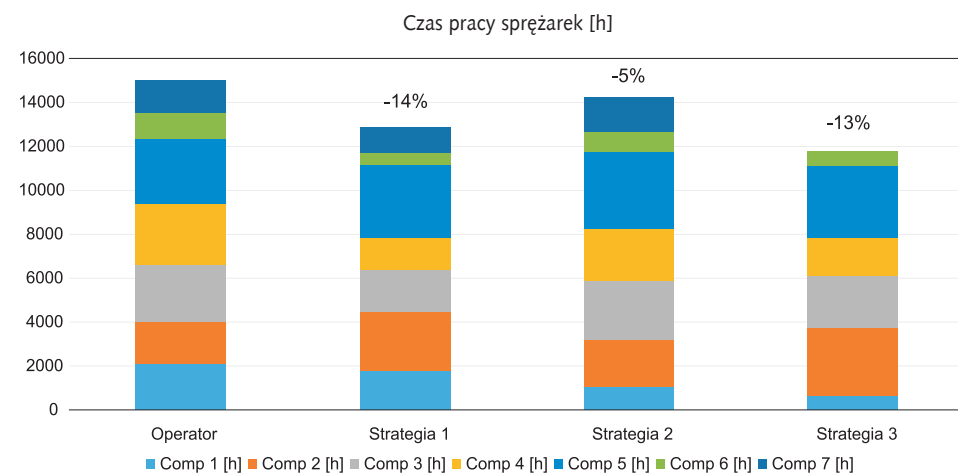
li, wykorzystywanych w elektrowniach i elektrociepłowniach. Rozwiązanie to komunikuje się z systemem DCS, który jest mózgiem elektrowni, odpowiedzialnym za sterowanie pracą całej instalacji technologicznej. Dzięki optymalnemu prowadzeniu procesu spalania przez system SILO możliwe jest zmniejszenie emisji szkodliwych gazów do atmosfery i zwiększenie sprawności kotła energetycznego. Zwiększenie sprawności oznacza, że z tej samej

ilości paliwa (np. węgla) uzyskujemy więcej energii elektrycznej. To wszystko osiągamy bez przebudowy instalacji kotłowej, jedynie dzięki „sztucznej inteligencji” wspomagającej pracę informatycznego mózgu elektrowni.

Innowacyjność systemu SILO polega na jego bardzo wysokim stopniu adaptacji do zmian zachodzących w procesie. System sam, w sposób automatyczny, zdobywa wiedzę o optymalizowanym procesie, sam odpowiednio korzysta z tej wiedzy, wyciąga wnioski z poczynionych obserwacji i przekłada je na decyzje dotyczące właściwego ustawienia urządzeń wpływających na proces spalania (np. podajników podających paliwo do komory spalania).

System SILO potwierdził swoją wysoką skuteczność w elektrowniach w Polsce, USA, Korei Płd., Chinach i Tajwanie. Obecnie jest to 60 wdrożeń na kotłach różnego typu oraz różnej wielkości – od 100 do 900 MW. Do głównych efektów projektów optymalizacji z wy-

Rysunek 1. Przykładowe wyniki pracy optymalizatora CEP



korzystaniem systemu SILO można zaliczyć redukcję emisji tlenków azotu średnio o 15%, wzrost sprawności kotła średnio o 0,25%, przy jednoczesnej poprawie jakości regulacji temperatur pary. Dodatkowo, architektura SILO jest otwarta na integrację z nowoczesnymi systemami, takimi jak np. system akustycznego pomiaru rozkładu temperatury w komorze paleniskowej, wykorzystywany do optymalizacji kształtu płomienia, czy system do pomiaru gęstości mieszanki pyłowo-powietrznej, wykorzystywany do optymalizacji jej rozpręgu w pyłoprzewodach. Ta funkcja optymalizatora daje mu nieograniczoną możliwość wykorzystania w projektach badawczo-rozwojowych nad optymalizacją procesu spalania.

Firma Transition Technologies S.A. ma wieloletnie doświadczenie związane z produkcją i wdrażaniem rozwiązań informatycznych dla sektora gazowego, zwłaszcza dla podmiotów występujących w rolach operatorów podziemnych magazynów gazu oraz operatorów sieci przesyłowych. Intensywne prace badawcze i rozwojowe od 2006 roku doprowadziły do zbudowania portfolio produktów **gasLUX**, wspierającego komercyjne i techniczne procesy związane z zarządzaniem pracą podziemnych magazynów gazu i sieci przesyłowych. Na szczególną uwagę zasługują wchodzące w skład portfolio **gasLUX** produkty, kładące główny nacisk na monitorowanie, symulację i optymalizację najważniejszych procesów technologicznych związanych z magazynowaniem i przesyłem gazu.

Jednym z kluczowych produktów oferowanych przez Transition Technologies w tej dziedzinie jest CEP (*Compressor Energy Prognosis*).

CEP to aplikacja wspierająca proces optymalizacji pracy układu sprężarek gazu ziemnego, wykorzystywanych w przemyśle gazowym i innych dziedzinach gospodarki. Bazując na zadanym przepływie gazu, aplikacja szuka takiego ustawienia pracy sprężarek, aby zrealizować zadany przepływ najmniejszym kosztem.

Obliczenia prowadzone są na podstawie modeli w postaci charakterystyk sprawnościowych sprężarek, które mogą być pozyskane od producenta maszyn lub zidentyfikowane na bazie historycznych danych pomiarowych. Wykorzystanie dokładnego modelu sprężarek umożliwia precyzyjny dobór trybów pracy (w przypadku sprężarek wielosekcyjnych) oraz punktów pracy każdej ze sprężarek, który zapewnia możliwość realizacji zadanego przepływu gazu, minimalizując zużycie energii elektrycznej lub gazu paliwowego służącego do zasilania sprężarek.

Optymalny rozdział obciążenia pomiędzy dostępne sprężarki wyznaczany jest przy uwzględnieniu danych opisujących warunki wpływające na pracę układu sprężarek, m.in. ciśnienia na wejściu i wyjściu instalacji, temperatury gazu i otoczenia, składu gazu. W wyniku przeprowadzonych obliczeń oprogramowanie wyznacza optymalny grafik pracy sprężarek oraz prognozowane zapotrzebowanie na energię elektryczną i zasilający gaz ziemny (w przypadku sprężarek napędzanych turbiną gazową).

Dzięki wsparciu zarówno dla różnych typów sprężarek (odśrodkowe, tłokowe) oraz ich napędów (silnik elektryczny, turbina gazowa), jak i dla różnych wariantów połączeń między sprężarkami w optymalizowanym układzie (bateria równolegle połączonych sprężarek, kaskada dwóch baterii równolegle połączonych sprężarek) oprogramowanie CEP może znaleźć zastosowanie w podziemnych magazynach gazu, a także w optymalizacji tłoczni gazu w sieciach przesyłowych.

Dotychczas zrealizowane wdrożenia CEP w magazynach gazu w Niemczech wykazały oszczędności rocznego zużycia energii przez sprężarki na poziomie **5–8%**. Jednocześnie, optymalne wykorzystanie sprężarek pozwala na istotne skrócenie czasu ich pracy, a tym samym wydłużenie cyklu życia oraz możliwość wydłużenia interwałów między remontami. Dla zbadanych układów sprężarek wykazano skrócenie czasu pracy sprężarek od **5 do 14%** w zależności od przyjętej strategii optymalizacji.

W latach 2013–2015 Transition Technologies realizował projekt dofinansowany w ramach Programu Operacyjnego Innowacyjna Gospodarka. Celem projektu było opracowanie innowacyjnego rozwiązania informatycznego, pozwalającego na kompleksową optymalizację pracy podziemnego magazynu gazu zbudowanego w kawernach solnych. W wyniku przeprowadzonych w projekcie prac badawczych oraz rozwojowych opracowane zostały algorytmy matematyczne oraz prototyp oprogramowania SOE (*Storage Operation Expert*).

W przeciwieństwie do CEP SOE jest produktem przeznaczonym dla operatorów podziemnych magazynów gazu.

Kluczowym komponentem rozwiązania jest model matematyczny całej infrastruktury magazynu. Składa się on z modelu instalacji naziemnej (modele indywidualnych urządzeń, takich jak urządzenia pomiarowe, filtroseparatory, sprężarki, chłodnice, podgrzewacze, instalacje osuszania gazu oraz model dostępnych połączeń między urządzeniami) oraz z modelu części podziemnej magazynu (kawerny lub struktura porowata, system odwiertów).

Zadaniem algorytmu optymalizacyjnego jest wyznaczenie ścieżki przepływu gazu przez całą instalację magazynu, zapewniającej realizację zadanego przepływu gazu jak najniższym kosztem.

Optymalizacja jest procesem wieloetapowym, w którym najpierw dobierane są wykorzystywane kawerny lub odwierty w przypadku magazynu w strukturze porowatej. Dobór kawern dokonywany jest w taki sposób, aby utrzymywać możliwie jednolite ciśnienie we wszystkich kawernach. Umożliwia to zmniejszenie pracy wymaganej do wykonania przez sprężarki podczas zatłaczania gazu do magazynu. W kolejnych krokach optymalizator podejmuje decyzje o sposobie podłączenia kawern lub odwiertów do poszczególnych kolektorów przesyłowych oraz o sposobie podłączenia sprężarek do kolektorów i punktów dostępowych magazynu w taki sposób, aby minimalizować konieczną pracę sprężarek podczas sprężania gazu. Ostatnim etapem jest optymalizacja pracy baterii sprężarek, czyli zadanie tożsame z realizowanym w produkcie CEP.

Z uwagi na to, iż głównym czynnikiem wpływającym na koszty operacyjne pracy magazynu są koszty energii na potrzeby zasilania sprężarek, pośrednim efektem działania optymalizatora będzie ograniczenie zużycia energii elektrycznej lub gazu paliwowego. Jako że SOE w zakresie optymalizacji pracy magazynu gazu jest rozwinięciem koncepcji CEP o optymalizację pracy innych komponentów infrastruktury magazynowej, mających wpływ na pracę sprężarek, spodziewane efekty implementacji optymalizatora są korzystniejsze niż w przypadku wykorzystania tylko CEP.

Obecnie oprogramowanie jest wdrażane w dwóch podziemnych magazynach gazu w Niemczech.

Kto się odważy, wygrywa

W ojczyźnie twórcy prakseologii wciąż nie potrafimy zbudować sprawnego systemu komercjalizacji wyników badań naukowych. Jakby nikt nie zapoznał się z twierdzeniami i dyrektywami prakseologicznymi, wyrażonymi przez prof. Tadeusza Kotarbińskiego już w pierwszej połowie ubiegłego wieku. Na szczęście są naukowcy i pracownicy akademicki, którzy potrafią dostrzec potencjał komercyjny swojej wiedzy, tacy jak Jarosław Stasiak. I odważają się wygrać na praktycznym jej zagospodarowaniu.



Adam Cymer

Jarosław Stasiak określa siebie jako „Lodzermensch”, bo rodzina osiadła w Łodzi w połowie XIX wieku i z nią związany pozostał do dzisiaj. Tutaj pokonywał wszystkie szczeble edukacji, aż do studiów wyższych na Politechnice Łódzkiej, na wydziale mechanicznym ze specjalnością maszyny przepływowo. Okres ten (1977–1983) wspomina jako niezwykle pracowity (czterdzieści godzin tygodniowo zajęć plus projekty i prace domowe), ale podkreśla, że poziom studiów był imponujący dzięki wykładowcom i pracownikom akademickim, często jeszcze przedwojennym absolwentom renomowanych europejskich uczelni. – *Miałem profesora od turbin, który miał również uprawnienia operatora turbin i potrafił to robić. Uczył zatem nie tylko teorii, projektowania, ale wiedział też, jak to wygląda z drugiej strony, czyli użytkownika* – podkreśla Jarosław Stasiak. – *Jak dzisiaj spotykam absolwentów politechnik, widzę niepokojący spadek jakości ich kształcenia, powierzchowność wiedzy, nie mówiąc już o praktycznym przygotowaniu. A naszej specjalności – mechaniki płynów i maszyn przepływowych, bardzo elitarniej i strategicznej dziedziny wiedzy – praktycznie już nie ma na polskich uczelniach, chociaż mieliśmy wielki dorobek.*

Po studiach planował pracę w sektorze energetycznym, ale dostał propozycję zostania na uczelni. Nie jako nauczyciel akademicki, a pracownik naukowo-techniczny, co było o tyle atrakcyjne, że pracował bezpośrednio w technice. – *Przez pierwszy okres pracy czas spędzałem głównie w pociągach, bo modernizowaliśmy sprzężarki w rafineriach, zakładach chemicznych na północy i południu Polski. Pamiętam, jacy byliśmy dumni, gdy jakąś maszynę udoskonaliśmy, poprawiliśmy jej parametry, bo to dla inżyniera największa satysfakcja. To było ważne doświadczenie dla młodego człowieka – pracować w wyuczzonej dziedzinie – mówi Jarosław Stasiak. – *Ale też muszę podzielić się smutną refleksją. Mieliśmy wspomnianą satysfakcję inżynierską, bo istniał przemysł, który nas potrzebował, była jakaś interakcja. A w tej chwili wszystko jest importowane, potrzebni są najwyższej serwisanci albo jakieś wąskie usługi produktowe. A my na politechnice ogarnialiśmy całe instalacje i urządzenia, były produkowane całe maszyny, modernizowaliśmy pracujące urządzenia, istniejące turbiny. Dość powiedzieć – Elektrownia Bełchatów w całości zbudowana jest na polskich ma-**

szynach. Turbiny są z Zamechu, generatory z Dolmelu, transformatory z Elty, a kotły z Rafako. My na politechnice je modernizowaliśmy i doskonaliśmy, a Elektrownia Bełchatów wciąż jest największą na świecie konwencjonalną elektrownią cieplną. A dzisiaj? Ze wspomnianych firm istnieje tylko Rafako. Wszystko zostało sprzedane, a inwestorzy pierwsze co zrobili, to np. w Elcie zlikwidowali dział transformatorów dużych mocy i tę produkcję wyprowadzili z Polski. Dzisiaj Polska nie jest w stanie na swoich urządzeniach wybudować elektrowni.

Połowa lat 80. to nie był czas dobry dla przemysłu, nie był też dla uczelni technicznych powiązanych z przemysłem. Młodzi inżynierowie z Politechniki Łódzkiej, mający doświadczenie we współpracy z przemysłem, postanowili swoje doświadczenie skomercjalizować. Pojawiały się jakieś zlecenia, ale niezbyt satysfakcjonujące, więc postanowili założyć własną firmę inżynierską. Okazało się jednak, że nie był to jeszcze czas przeszły dla PRL-u i państwo odmówiło prawa do takiego biznesu. Dopiero pod koniec lat 80. stało się to możliwe i powstała firma inżynierska do dzisiaj znana jako Common, bo pod tym pojęciem od początku skrywała się intencja – łączyć dziedziny techniki i nauki w ich specjalności – maszyny przepływowo. A gdy „późny” Rakowski z Wilczkiem „przepchnęli” w grudniu 1988 roku słynną ustawę o wolności gospodarczej, działalność zaczęła nabierać rozmachu. Warto przy okazji odnotować, że ustawa Wilczka dała Polsce w ciągu roku 2 mln miejsc pracy, a nasz kraj znalazł się na trzecim miejscu w świecie – po Singapurze i Hongkongu – w rankingu krajów o najwyższej wolności gospodarczej. W kolejnych latach już tylko tę wolność ograniczano i teraz jesteśmy na 45. miejscu.

Zaczęli od usług serwisowych dla producenta sprzężarek. W biurcu, w którym mieli siedzibę, spotkali Leona Böldaniuka, który bardzo zainteresował się inżynierską spółką i poznał ich ze swoim bratem, Waldemarem Böldaniukiem, legendarną postacią polskiego gazownictwa. W. Böldaniuk oświadczył, że szuka partnera, który podejmie się złamania monopolu niemiecko-francuskiego w produkcji gazomierzy. – *Oczywiście, przyjęliśmy zaproszenie* – wspomina Jarosław Stasiak. – *Trudno było nie podjąć takiego wyzwania. To był rok 1991, a już rok później zalegalizowaliśmy pierwszy gazomierz. Muszę podkreślić, że u źródeł naszej dzisiejszej pozycji w branży jest nasz mentor i partner*

– Waldemar Boldaniuk, charyzmatyczna postać w branży, otoczona gronem fachowców najwyższej klasy, kreatywnych i nowatorskich w działaniach na rzecz unowocześnienia polskiego gazownictwa. To wyobraźnia i mądrość dyrektora Boldaniuka pozwoliła mu podejmować decyzje o wsparciu polskich ówczesnych start-upów, Common i Plum, z przychylnością Bogumiły Nawrockiej-Fuchs, ówczesnego dyrektora naczelnego Mazowieckich Okręgowych Zakładów Gazownictwa w Warszawie. W otoczeniu fachowców od opomiarowania, którzy pracowali w tej dziedzinie po 20–30 lat, mieli olbrzymie doświadczenie i wiedzę, w krótkim czasie mogliśmy pójść do przodu, od etapu wag pierścieniowych i planimetrowania do gazomierzy turbinowych, rotorowych, aż do przeliczników i transmisji danych. Z goryczą muszę powiedzieć, że przy szumnych deklaracjach o wsparciu dla innowacyjności, dzisiaj taka sytuacja byłaby niewyobrażalna. Przy wszystkich formalizmach prawnych, rygorach finansowania, nikt nie odważyłby się dać przedpłaty na zakup czegoś tam. Tymczasem efekt był taki, że to były chyba najlepiej zainwestowane pieniądze. Gdy weszliśmy na rynek z naszymi gazomierzami, Niemcy i Francuzi producenci natychmiast obniżyli swoje ceny o połowę. Takie mieli wcześniej eldorado. Muszę również wspomnieć, że w tamtym okresie bardzo nam pomagał GUM, a współpracowali z nami kompetentni ludzie, otwarci na uczenie się naszych rozwiązań. To magiczne słowo „common” doskonale oddaje powszechną wówczas otwartość na wspólne działanie, współpracę, gotowość wspólnego dążenia do celu. Teraz tego nie ma, dzisiaj rządzą procedury i bezmyślne egzekwowanie umów.

Sukces rynkowy w kraju sprawił, że można było inwestować, rozwijać się, poszerzać paletę produktów. Wszystko, co znajduje się w ofercie, potwierdzają atesty i dopuszczenia wydane przez INIG, GUM, PTB (Physikalisch – Technische Bundesanstalt), NMI i DVGW (Deutsche Vereinigung des Gas- und Wasserfaches e.V.) na Polskę i kraje Unii Europejskiej. Pojawiła się zatem chęć konkurowania z najlepszymi. W branży gazowniczej byli pionierami eksportu, co dwadzieścia lat temu wydawało się niemożliwe, a w każdym razie nie było oczywiste. – Jest taka angielska dewiza „Who Dares, Wins” (kto się odważy, wygrywa) – mówi Jarosław Stasiak. – Wiedzieliśmy, że przy naszej wiedzy i doświadczeniu warto podjąć takie wyzwanie. Przecież na rynku strojów sportowych kiedyś dominował Adidas, przy o wiele mniejszych Nike czy Reebok, a potem odważyli się inni i obecnie w tym segmencie jest kilka porównywalnych firm. My też musieliśmy konkurować z potęgami mocno skoncentrowanego rynku, ale wierzyliśmy, że mamy swoje przewagi i ambicję, by oferować własny produkt, a nie być czyimś podwykonawcą. Jak już wystartowaliśmy, wcale nie walczyliśmy ceną. Nasi partnerzy zwracali uwagę na zupełnie co innego – nasze urządzenia są od początku do końca wykonane przez nas samych, pod naszą kontrolą jest nie tylko produkt finalny, ale także wszystkie jego elementy i wszystkie procedury technologiczne. Nie jest tak, jak u wielu, że produkt składa się w jednym miejscu z elementów pochodzących od rozproszonych dostawców. Nasz produkt jest naszym znakiem firmowym. Niemcy cenią nas, bo mówią, że jesteśmy firmą „głęboko produkcyjną”, co oznacza, że produkt nie jest szeroko rozkooperowany i panujemy nad jakością w pełnym zakresie. To bardzo ważne, bowiem podczas audytów dokonuje się przeglądu oferty. Oni przedstawiają oczekiwania, a my w pełnym zakresie możemy odpowiedzieć, bo znamy ofertę „od A do Z”. A mają bardzo wysokie wymagania. Ale też negocjują tak, aby im się opłacało, ale i dostawcy także byli wynagrodzeni, aby mieli pieniądze na rozwój, bo inaczej będą oferowali później gorszy produkt.

Kulturą negocjacji znacząco odstawiamy od świata. Powszechnie na Zachodzie są postępowania prekwalifikacyjne, trzeba przejść audyt, etap badań laboratoryjnych i terenowych i dopiero po latach staje się pełnoprawnym dostawcą. Firma bez rozpoznanej historii nie ma szans, a ta sprawdzona i tak zaczyna od warunkowego dopuszczenia. Musieliśmy przez trzy lata czekać na sprawdzenie naszych urządzeń na pracujących liniach. Jak się okazało, że nic się nie psuje, charakterystyki są utrzymane, dopiero wówczas dostaliśmy pełne dopuszczenie i mogliśmy wygrać nawet cały przetarg.

Common SA jest dzisiaj w peletonie eksporterów, na ponad czterdzieści rynkach na świecie. To wygląda trochę jak wyścigi Formuły 1, miejsca wyścigów się zmieniają, ale zawodnicy są ci sami. Każdy musi się jednak nieustannie wykazywać formą, by z tego peletonu nie wypaść. Zgodnie z dewizą Legii Cudzoziemskiej „kto nie maszeruje, ten ginie”. Nie ma możliwości zatrzymać się w rozwoju, bo się przegrywa. A skala zmian jest olbrzymia i szybka. Kiedyś maszyny numeryczne to był rarytas, a obecnie to jest maszyna podstawowa, a jej możliwości szokujące. Dzisiaj dynamika rozwoju druku 3D jest tak gwałtowna, a zakresy jej wykorzystywania i wydajność tak rosną, że stają się konkurencją form wtryskowych. – „Time to market” rządzi dzisiaj światem i staje się coraz krótszy – mówi Jarosław Stasiak. – I musimy w tym uczestniczyć, poszukując technologii coraz bardziej wyrafinowanych, wydajnych, najszybszych i najtańszych. Produkt albo trafia w czas, albo nie jest już potrzebny. Muszę przyznać, że w tym peletonie Formuły 1 jesteśmy firmą mniejszą od największych, ale mamy swój atut – to są ludzie. To jest nasz kapitał podstawowy, a ks. Tischner twierdził, że słowo „kapitał” ma swój rodowód w łacińskim określeniu głowy – kapitał to głowa. Nasi najwięksi odbiorcy dziwią się, jak potrafiliśmy osiągnąć taki poziom techniczny tak niewielkimi środkami. Ale oni myślą o pieniądzach, a my mówimy o ludziach. Proszę zauważyć, że inwestorzy zagraniczni, tak nam podobno potrzebni, wchodzą do nas najczęściej bez swoich działów R&D, pilnują, byśmy tej ich wiedzy nie przejęli. A my naszą wiedzę mamy u siebie. Co ważniejsze, ten potencjał ludzki przyciąga kolejnych chętnych do pracy w naszym zespole. Przychodzą z wielkich koncernów, bo tam czują się jak nic nieznaczące trybiki, dostają do opracowania jakiś maleńki wycinek i to ich nie satysfakcjonuje, chcą widzieć jakiś sens swojej pracy, chcą mieć własny wkład inżynierski. Przychodzą do nas młodzi, którzy pierwsze sukcesy odnieśli w kołach naukowych swoich uczelni, nieraz znaczące, chcą się rozwijać i wiedzą, że u nas będą mieli takie możliwości. To są tacy inżynierowie, którzy nadal chcą coś tworzyć, nie boją się uczestniczyć w projektach całościowych, oryginalnych, nowatorskich. Dzięki takiemu zespołowi ludzi pracujemy teraz nad dwoma rewolucyjnymi projektami nowych gazomierzy, które zgłosiliśmy do opatentowania.

Jarosław Stasiak bardzo zaangażował się w powstanie samorządu gospodarczego sektora gazowniczego, należał do ojców założycieli Izby Gospodarczej Gazownictwa i przez piętnaście lat był w jej zarządzie. Jednym z największych osiągnięć z tych lat jest stworzenie systemu standaryzacji technicznej, a wcześniej jeszcze stworzenie norm pomiarowych, szkolenie służb pomiarowych i niebawem skok w technice pomiarowej. – To dzięki tej generacji pomiarowców Polska jest jedynym krajem na wschód od Odry, mającym wszystkie urządzenia pomiarowe własne. Mogę mieć odrobinę satysfakcji, że w tym procesie uczestniczyłem – mówi Jarosław Stasiak. – A Common? Można było szybciej, można było więcej. Ale nigdy nie przypuszczałem, że polska firma będzie tak szanowana technicznie przez największych potentatów sektora gazowniczego.

Ukryty potencjał gazownictwa



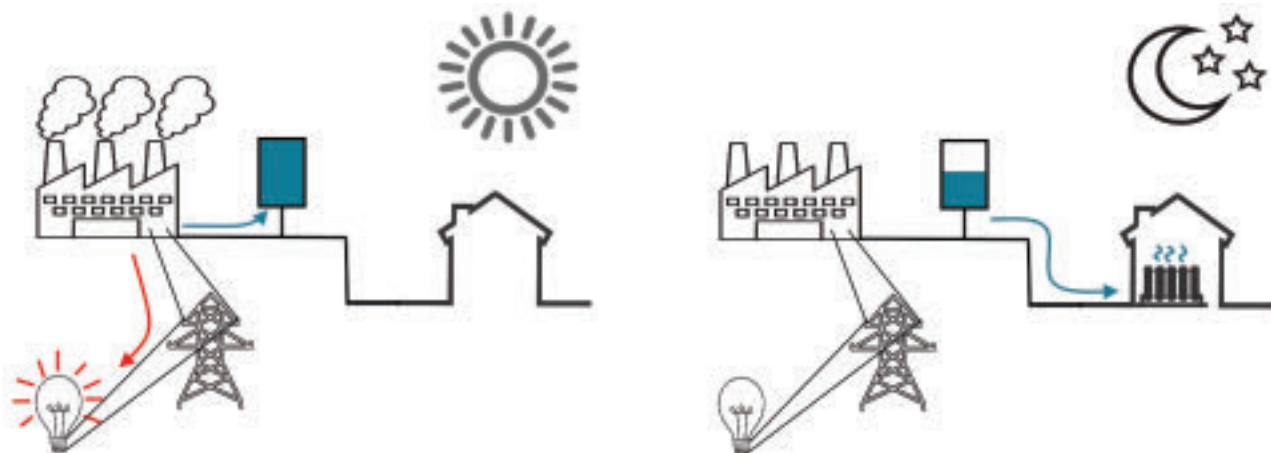
Andrzej Rubczyński

Do dwóch GW dodatkowej mocy elektrycznej w letnich szczytach mogą dostarczyć do Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) istniejące elektrociepłownie. To czterokrotnie więcej niż moc budowanego właśnie nowego bloku elektrowni Turów.

Taki potencjał drzemie w produkcji chłodu sieciowego, akumulacji energii cieplnej, pracy w trybie „kondensacyjnym” (bez produkcji ciepła) i kogeneracji. Sięgnięcie po te zasoby poprawi bezpieczeństwo systemu energetycznego i ograniczy emisję do środowiska.

Polska, ze względu na klimat, należy do europejskiej czołówki pod względem rozwoju sieci ciepłowniczych. Około 40% ludności naszego kraju korzysta z ciepła systemowego. Jednak unijni liderzy, tacy jak Łotwa, Litwa, Estonia i Dania, osiągają poziom 60%. Czy warto dołączyć do tego grona? Jest wiele argumentów,

Rys. 1. Optymalizacja pracy elektrociepłowni z akumulatorem ciepła



a) maksymalizacja sprzedaży energii elektrycznej w godzinach dziennego szczytu i wysokich hurtowych cen energii oraz jednoczesne ładowanie akumulatora nadwyżkami ciepła,

b) rozładowywanie akumulatora, dostawa ciepła zgodnie z potrzebami odbiorców i ograniczanie produkcji prądu w nocy (i/lub w weekend) w okresach niskich hurtowych cen energii elektrycznej.

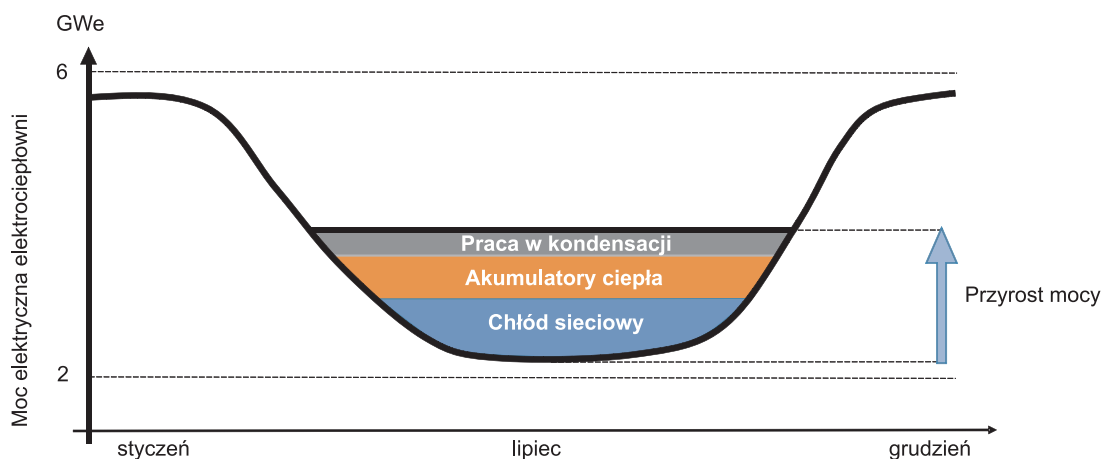
które za tym przemawiają. Sieci ciepłownicze nie tylko zapewniają centralne ogrzewanie i dostarczają ciepłą wodę, ale mogą również bilansować KSE i, co oczywiste, poprawić jakość powietrza.

CHŁÓD SIECIOWY

Panuje przekonanie, że kogeneracja jest przydatna jedynie zimą, kiedy budynki potrzebują ogrzewania. Bloki produkujące ciepło w lecie są nieczynne. Mogłyby w tym czasie służyć do produkcji chłodu sieciowego, na który zapotrzebowanie w sektorze usług i przetwórstwa spożywczego jest szacowane na 20 PJ.

Aby zaspokoić taki popyt ciepłem systemowym, należałoby zwiększyć jego produkcję w jednostkach kogeneracyjnych o ok. 25 PJ1, głównie w okresie podwyższonych temperatur powietrza, czyli od maja do września. Chłód sieciowy mógłby być dostar-

Rys. 2. Wykres łącznej mocy osiągananej przez krajowe elektrociepłownie z perspektywy KSE oraz potencjalna możliwość zwiększenia tej mocy dzięki zastosowaniu opisanych rozwiązań technicznych



czany przez jednostki kogeneracyjne o mocy elektrycznej około 0,8–1 GW, które nie są wykorzystywane latem. Ten dodatkowy tysiąc megawatów mocy pozwoli lepiej zbilansować krajowy system energetyczny w niewralgicznym okresie upalnego lata. Warto zauważyć, że postęp technologiczny agregatów chłodniczych powoduje, iż produkcja chłodu zaczyna być coraz bardziej opłacalna, nawet przy obniżonych temperaturach wody sieciowej w okresie lata, co było do niedawna podstawową barierą rozwoju tej technologii.

AKUMULACJA ENERGII CIEPLNEJ

Wykorzystanie kogeneracji latem można zwiększyć poprzez wzrost zdolności do akumulowania energii cieplnej. Obecnie w Polsce w elektrociepłowniach i ciepłowniach, których moc zainstalowana wynosi 55,5 GW, mamy kilkanaście akumulatorów, których moc cieplna nie przekracza 1 GWt. To utracona szansa, bowiem każdy 1 GW ciepła to około 0,5 GW dodatkowej mocy kierowanej do KSE w godzinach szczytowego zapotrzebowania. Według szacunków Forum Energii, potencjał akumulatorów jest trzykrotnie wyższy. Jego uwolnienie przełożyłoby się na wzrost mocy szczytowej o kolejne 0,6–0,8 GW. Sięgnięcie po ten zasób jest mniej kosztowne od budowy nowych jednostek szczytowych, potrzebnych do bilansowania KSE.

Poniższy rysunek przedstawia zasadę pracy akumulatora ciepła w elektrociepłowni.

PRACA ELEKTROCIEPŁOWNI W TRYBIE „ELEKTROWNIANYM”

Należy traktować tę opcję jako awaryjną, ponieważ sprawność wytwarzania energii w układzie tzw. pseudokondensacji w elektrociepłowniach węglowych jest bardzo niska, na poziomie około 25%. W sytuacjach kryzysowych warto jednak mieć na względzie i ten zasób, który ma potencjał wsparcia KSE kolejnymi 300–500 MWe mocy szczytowej.

Poniższy wykres pokazuje, o ile mogłaby wzrosnąć podaż mocy szczytowej sektora elektrociepłowni, gdyby wykorzystano wszystkie dostępne opcje. Jest to potencjał techniczny. Potencjał

ekonomiczny będzie uzależniony od cen energii i organizacji rynku energii, która będzie odpowiednio wynagradzać ten elastyczny zasób.

NIEWYKORZYSTANA SZANSA

Rozwój systemów ciepłowniczych i kogeneracji przyniósłby poprawę efektywności energetycznej oraz bezpieczeństwa energetycznego. Podniesienie sprawności produkcji energii przynosi również korzyści środowiskowe. Nowe podejście do technologii ciepłowniczych wymaga szerokiego, holistycznego spojrzenia na energetykę. Tymczasem wciąż brakuje polityki energetycznej państwa – strategicznej wizji dla energetyki. Bardzo opornie toczą się prace nad ustawą o wysokosprawnej kogeneracji, a zawarte w niej cele nie są ambitne.

Warto przygotować kompleksowy plan działań dla ciepłownictwa. Należy mieć nadzieję, że opracowywana polityka energetyczna Polski do 2050 roku uwzględni w swoich założeniach optymalizację wykorzystania zasobów, poprawę jakości powietrza i maksymalizację korzyści społecznych. Wtedy sektor zaopatrzenia w ciepło ujawni tam swój prawdziwy potencjał.

Andrzej Rubczyński, dyrektor ds. strategii ciepłownictwa, Forum Energii

Korespondencja z Japonii

Przyszłość to technologie wodorowe

Dariusz Dzirba, Grzegorz Rosłonek

Japonia jest krajem, w którym technologie wodorowe rozwijają się bardzo intensywnie. Wynika to głównie ze specyficznej sytuacji tego kraju – w zasadzie całkowity brak własnych zasobów energetycznych i konieczność opierania się na surowcach importowanych (głównie LNG). Przedstawiciele PGNiG SA: Łukasz Kroplewski, wiceprezes ds. rozwoju, Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju, Grzegorz Rosłonek, dyrektor Oddziału CLPB, oraz Tomasz Wilczak, wiceprezes zarządu ds. technicznych PGNiG TERMIKA, w okresie 22.10–24.10.2018 odbyli wizytę studialną w Japonii w celu uzyskania bezpośrednich informacji o stanie rozwoju technologii wodorowych w tym kraju i nawiązania bezpośrednich kontaktów z firmami japońskimi – liderami tego obszaru.

Przedstawiciele PGNiG złożyli wizytę w wielu czołowych firmach i uczelniach japońskich podejmujących ten temat. Na liście wizyt i spotkań były m.in. Toyota Motor Corporation Japan, Mitsubishi Hitachi Power Systems, Tokyo Gas, Marubeni, Yokogawa oraz Tokyo University.

W Toyocie przedstawiono nam informację dotyczącą aktywności firmy w zakresie pojazdów napędzanych wodorem na bazie ogniw paliwowych typu PEM (*Proton Exchange Membrane*). Toyota prezentuje w tym zakresie ciekawą strategię biznesową, polegającą na powszechnym udostępnianiu swoich licencji/praw patentowych (ponad 5,6 tys. patentów!), tak aby jak najszerszej promować technologie wodorowe. Przedstawiono nam też plany rozwojowe do roku 2050, w których głównym celem jest zmniejszenie emisji CO₂ o 90% w stosunku do roku 2010, oraz główne wyzwania w tym okresie: samochody zeroemisyjne (wodorowe), redukcja zużycia wody, rozwój społeczny itp. Toyota nie koncentruje się wyłącznie na pojazdach wodorowych, uznając, że zasadna jest dywersyfikacja pojazdów ekologicznych – rozwija również standardowe pojazdy elektryczne. Firma przewiduje, że przyszłość będzie należeć do pojazdów wodorowych, które już dziś charakteryzują się większym zasięgiem od swoich elektrycznych odpowiedników. W 2030 roku Toyota zakłada ich udział na poziomie powyżej 10% ogólnej produkcji. Pokazano nam flagowy model, którym jest Toyota Mirai. Czas jej tankowania to 3–5 minut, a zasięg jest porównywalny z samochodami o napędzie klasycznym (600 km). W planach firma ma szerokie zastosowanie napędu wodorowego (ogniw paliwowych) do ciężarówek i autobusów. Po Tokio jeżdżą już autobusy z napędem wodorowym (na bazie ogniw paliwowych).

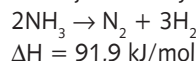
Zgodnie z przyjętą strategią rządową, do 2040 roku w Japonii ma być już prawie 1 mln samochodów napędzanych ogniwami paliwowymi wodorowymi i prawie 1000 stacji tankowania wo-

dorem. W latach 2025–2030 ma powstać ugruntowany łańcuch dostaw wodoru spoza Japonii, zarówno na potrzeby napędu pojazdów, jak i dla dużej energetyki.

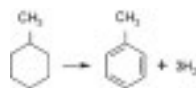


W Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS) zwrócono nam uwagę na ciekawe metody transportu wodoru do Japonii przy lokowaniu źródeł wodoru poza tym krajem:

- w postaci transportu gazowcami skroplonego wodoru (tzw. LH₂)
- w postaci amoniaku i odzysku wodoru w wyniku reakcji odwrotnej do tzw. cyklu Habera-Boscha



- w postaci metylocykloheksanu i odzysku wodoru z wytworzeniem toluenu



- w postaci LNG i odzysku wodoru w wyniku klasycznego reformingu metanu.

MHPS rozwijają również wysokosprawne turbiny gazowe wodorowe (docelowa wydajność planowana do ponad 90%) o mocy około kilkuset MW (nie tylko w Japonii, także w Europie – w Holandii), które – spalając mieszaniny gazu ziemnego z wodorem (do 30%) – docelowo mają zmniejszać emisyjność CO₂ do kilku milionów ton na rok. Konsumpcja wodoru w turbinie 440 MW odpowiada rocznemu zużyciu wodoru przez około 2 mln samochodów z napędem wodorowym.

Kolejną ciekawostką są mikroturbiny MHPS oparte na technologii ogniw paliwowych SOFC (*Solide Oxide Fuel Cell*). Turbiny

te w rzeczywistości są systemami hybrydowymi, składającymi się z dwóch połączonych modułów: ogniwa paliwowego i modułu mikrotrbinowego, które można zasilać bezpośrednio wodorem lub, pośrednio, gazem ziemnym, biogazem (biometanem), propanem. Są to małe systemy kogeneracyjne o typoszeregach mocy 250 kW i 1 MW i wymiarach około 3x3x10 m. Obecnie MHPS przygotował 8 takich systemów (już działających) i przygotowuje następne. Te mikrotrbiny są przeznaczone głównie do wytwarzania prądu elektrycznego (SOFC) i/lub produkcji ciepła lub gorącej wody z ciepła odpadowego i/lub gazów resztkowych. Wydajności elektryczne osiągają obecnie wartości do 70%, co przewyższa znacznie współczesne kotły spaleniowe. MHPS pracuje dalej wspólnie z Uniwersytem w Tokio nad zwiększaniem wydajności. Wyżej wymienione układy działają już w pracy ciągłej od 2–3 lat w sposób bezawaryjny.

Tokio Gas, we współpracy z firmą Panasonic, oferuje urządzenia oparte na ogniwach paliwowych o nazwie ENE-FARM. To technologia CHP (*Combined Heat and Power*), dzięki której do gospodarstw domowych dostarczane są energia elektryczna, gorąca woda i ciepło. W warunkach japońskich jedno urządzenie zapewnia 50–60% zapotrzebowania dla przeciętnej rodziny (typowa moc – 700 W). Sumaryczna sprawność takiego układu (cieplna i elektryczna) to ponad 95%, co jest wynikiem znakomitą w porównaniu z klasycznymi układami energetycznymi (klasyczne elektrownie z uwzględnieniem strat na przesył to ok. 40% sprawności). Technologie ogniw paliwowych Tokio Gas rozwija od 1999 roku (pierwsze układy typu PEM). Obecnie zainstalowano około 300 tys. ogniw, z tego 1/4 to układy SOFC. Należy podkreślić, że wszystkie ogniwa paliwowe sprzedawane komercyjnie są dotowane przez rząd. Cena takiego urządzenia na japońskim rynku jest relatywnie wysoka (choć maleje co roku) – obecnie wynosi około 13 600 USD. Co 2–3 lata wprowadzana jest nowa generacja urządzeń (teraz piąta), charakteryzująca się mniejszymi



gabarytami i lepszymi parametrami eksploatacji. Panasonic rozpoczął sprzedaż tych urządzeń w Europie (Niemcy – poprzez współpracę z firmą Viessmann).

Mieliśmy okazję przejazdu samochodem firmowym (honda) napędzanym wodorowym ogniwem paliwowym. Tokyo Gas posiada około 100 tego typu samochodów różnych typów i przeznaczenia.

W Tokyo Gas mieliśmy możliwość zwiedzenia wodorowej stacji tankowania pojazdów, znajdującej się na terenie firmy, i dzia-



łającej od 2016 roku jako stacja komercyjna. Zasilana jest ona bezpośrednio gazem ziemnym z sieci i wodór pozyskiwany jest metodą reformingu metanu. Oprócz prezentowanej stacji Tokio Gas posiada jeszcze dwie w innych miastach. Koszt zakupu na stacji wodoru nie wydaje się wysoki – 10 USD/kg (system wsparcia).

Stacja składa się z modułów: reformingu, puryfikacji, systemu sprężarkowego, magazynu wysokociśnieniowego oraz dyspensera z systemem chłodzenia, co powoduje, że obszar stacji jest bardzo duży – około 1000 m².

Bardzo ciekawe było spotkanie na Uniwersytecie Tokijskim. To jedna z najbardziej prestiżowych uczelni na świecie. Przedstawiono nam perspektywy rozwoju i prac realizowanych na uniwersytecie, związanych z ogniwami paliwowymi SOFC. Zaprezentowano nam „mapę drogową” rozwoju tej technologii w Japonii. Unikalnym osiągnięciem japońskich naukowców jest tubularna (rurowa) forma stosów. Mieliśmy przyjemność rozmawiać również z profesorem Anną Ściażką, która po obronie pracy doktorskiej na AGH rozpoczęła staż naukowy i pracuje w zespole ogniw paliwowych Uniwersytetu Tokijskiego.

Firma Yokogawa była celem naszej kolejnej wizyty. To znana firma inżynierska o zasięgu globalnym. Dostarcza systemy automatyki i sterowania procesami oraz urządzenia pomiarowe. Jest również zaangażowana w przemysł wodorowy poprzez dostarczanie systemów automatyki przemysłowej m.in. do technologii pozyskiwania wodoru i jego transportu poprzez MCH (metylocykloheksan).

Łukasz Kroplewski i Tomasz Wilczak, przedstawiciele zarządów PGNiG SA i PGNiG TERMIKA, wzięli też udział w Międzynarodowej Konferencji Wodorowej, która odbyła się w Tokio 23 października 2018 roku. Na konferencji przedstawiciele 20 krajów (w tym Polski) podpisali tzw. deklaracje wodorową, która dotyczy zacieśnienia współpracy i promowania wykorzystania wodoru jako alternatywnego źródła energii. Stwierdzono, że wodór może być kluczowym czynnikiem dla trwałego przejścia na czystą energię i wezwano do współpracy w technologii związanej z wodorem, takiej jak pojazdy napędzane ogniwami paliwowymi czy magazynowanie i transport wodoru. Zgodzono się, że kraje powinny dzielić się informacjami w zakresie technologii i standardów.

Dariusz Dzirba, dyrektor Departamentu Badań i Rozwoju PGNiG, Grzegorz Rosłonek, dyrektor Oddziału PGNiG SA – Centralne Laboratorium Pomiarowo-Badawcze.

Znaczenie technologii bezwykopowych w budowie gazociągów cz. 2

Roland Kośka

Od kilku lat GAZ-SYSTEM jest kluczowym inwestorem dla wykonawców robót w technologiach bezwykopowych. Realizujemy program, w ramach którego wykonamy 620 krótkich przekroczeń oraz 50 długich. Wykonaliśmy już rekordowo długie przewiert HDD zarówno w terenie górzystym w skałach, jak i na Niżu Polskim w trudnych do wiercenia zwartych iłach, charakteryzujących się dużą agresywnością i skłonnością do pęcznienia.

Zestawienie przekroczeń bezwykopowych wykonanych w ostatnich trzech latach przez GAZ-SYSTEM

Lp.	Nazwa lokalizacji	Długość	Średnica	Projekt	Termin realizacji od miesiąca do miesiąca
1	HDD 2 Łazy Małe	530	1000	Wierzchowice-Czeszów	lipiec-sierpień 2016
2	HDD 4 Dziewiętlin	500	1000	Wierzchowice-Czeszów	maj-czerwiec 2016
3	HDD 3 Łazy Wielkie	484	1000	Wierzchowice-Czeszów	czerwiec-lipiec 2016
4	HDD 5 Wierzchowice	680	1000	Wierzchowice-Czeszów	kwiecień-czerwiec 2016
5	DP 1 Łazy Małe	700	1000	Wierzchowice-Czeszów	wrzesień-październik 2016
6	DP 6 Wierzchowice	460	1000	Wierzchowice-Czeszów	sierpień-wrzesień 2016
7	HDD SAN	979	700	Hermanowice-Strachocina	wrzesień-grudzień 2017
8	HD Dobroszów Oleśnicki	687	1000	Czeszów-Kielczów	lipiec-sierpień 2017
9	HDD Dziewiętlin	534	1000	Czeszów-Kielczów	maj-czerwiec 2017
10	HDD Kanał Wonieść	1028	1000	Lwówek-Krobia	wrzesień-listopad 2017
11	HDD Nysa Kłodzka	550	1000	Zdzieszowice-Brzeg	kwiecień-maj 2018
12	DP2 Haczów	420	1000	Strachocina-Pogórska Wola	czerwiec-lipiec 2018
13	HDD Kanał Gliwicki	753	1000	Kędzierzyn-Tworóg	lipiec-sierpień 2018
14	DP1	573	1000	Strachocina-Pogórska Wola	sierpień-wrzesień 2018
15	DP5	422	1000	Strachocina-Pogórska Wola	październik 2018
16	HDD Kanał Kędzierzyński	763	1000	Kędzierzyn-Tworóg	wrzesień - październik 2018

Rekordowe realizacje wykonane przez GAZ-SYSTEM

Obecnie wykonywane są cztery duże realizacje

1. HDD pod rzeką Oławą na gazociągu Brzeg-Kielczów (najdłuższy przewiert w Polsce – 1180 m),
2. HDD pod Kanałem Kędzierzyńskim na gazociągu relacji Kędzierzyn-Tworóg,
3. Direct Pipe 3 na gazociągu relacji Strachocina-Pogórska Wola koło Krosna,
4. Direct Pipe pod rzeką Odrą na gazociągu Brzeg-Kielczów.

W latach 2018–2019 nastąpiła kumulacja prac w zakresie wykonania przekroczeń bezwykopowych. Realizowany obecnie program inwestycyjny przeszedł w stan budowy gazociągów

na terenie Dolnego i Górnego Śląska, Małopolski i Podkarpacia. W celu pokonywania dróg, rzek, torów kolejowych, a także bogatej infrastruktury na terenie Śląska i Małopolski często wykorzystywane są przekroczenia bezwykopowe. Budujemy tam gazociągi w terenie zurbanizowanym, w sąsiedztwie innych infrastrukturalnych inwestycji liniowych. Warunki geologiczne są niekorzystne ze względu na występowanie skał, szczególnie na terenie Podkarpacia, Małopolski i Górnego Śląska, ale także twar doplastycznych agresywnych iłów na terenie Opolszczyzny i Dolnego Śląska.

Od początku tego roku zostały wykonane już 3 duże przekroczenia HDD i 3 duże przekroczenia Direct Pipe, tak więc dokonano w sumie 6 dużych realizacji. Dla porównania – w ubiegłym

roku zrealizowaliśmy cztery duże instalacje w technologii bezwykopowej. Jeśli chodzi o pozostałe przekroczenia, to do końca października br. wykonano już 111 przekroczeń o długościach nawet do 150 m, w technologiach: mikrotunelu, przewiertu poziomego sterowanego i przecisku rurą stalową. Należy podkreślić, że w przeszłości nie było tak intensywnego roku, jeśli chodzi o wykonanie instalacji bezwykopowych.

Obecnie dla GAZ-SYSTEM pracuje 15 firm, które zajmują się tylko robotami bezwykopowymi. Możemy pochwalić się, że we wdrożonej w spółce w 2016 roku technologii Direct Pipe zrealizowano już 3 przekroczenia, a kolejne są planowane. Direct Pipe to technologia łącząca zalety technologii HDD i mikrotunelu. Urabianie gruntów i skał odbywa się tak jak w technologii mikrotunelu, ale wzorem HDD nie budujemy komór, tylko prowadzimy prace wiertnicze z powierzchni terenu. Całość prac jest wykonywana po stronie maszynowej, a lura może być pospawana w dowolnych odcinkach. Instalacja jest jednoetapowa. GAZ-SYSTEM jest dotychczas jedynym inwestorem w Polsce wykorzystującym tę technologię w projektach. Potwierdziła się potrzeba dysponowania sprawdzoną, skuteczną metodą wykonania przejść bezwykopowych, która znajduje zastosowanie m.in. w przejściach pod rzekami górskimi w skałach. Planuje się rozszerzenie zakresu stosowania technologii w terenach zurbanizowanych obok istniejącej infrastruktury, głównie ze względu na dużą precyzję tej metody oraz minimalne oddziaływanie na otoczenie w czasie trwania prac wiertniczych.

Zarządzanie projektowaniem i wykonaniem prac bezwykopowych

GAZ-SYSTEM w obliczu niespotykanej dotąd liczby przekroczeń w technologiach bezwykopowych w projektach, opracował proces ich wyboru i realizacji. Zidentyfikowane istotne zagrożenia w wykonaniu przekroczeń, którymi w tym przypadku trzeba było zarządzać, to trudne warunki geologiczne i gruntowo-wodne, wysoki poziom zwierciadła wody gruntowej, obecność gruntów nienośnych, gęsta zabudowa, infrastruktura podziemna i nadziemna, zbliżenia do istniejących gazociągów. Ustalono, że podstawą skutecznej realizacji projektu jest opracowanie: rzetelnych badań geologicznych, dobrego projektu budowlanego i wykonawczego, a także dokumentacji wykonawczej i powykonawczej, w tym jakościowej. Opracowano wymagania dla planu zapewnienia jakości oraz kontroli i badań. Wykonawca jest zobowiązany zaplanować proces technologiczny w „planie wykonalności”. Wymaga to analizy i weryfikacji dokumentacji geologicznej i projektowej przed przystąpieniem do prac wiertniczych.

Projektantom i wykonawcom postawiono wymagania, które zawarto w instrukcjach i procedurach wewnętrznych GAZ-SYSTEM, dzięki czemu uporządkowano zagadnienia:

- 1) stosowania jednolitego nazewnictwa w projektowanych i realizowanych technologiach wykonawczych,
- 2) opracowania dokumentacji geologicznej i projektowej dla realizowanych przekroczeń,
- 3) opracowania dokumentacji realizacyjnej przez wykonawców przekroczeń,
- 4) opracowania dokumentacji jakościowej w postaci dedykowania rozdziałów dla tych technologii w „Planie zapewnienia jakości” oraz „Planie kontroli i badań”, skupiających się przede wszystkim na wymaganiach dopuszczających do prac i warunkach ich odbioru.

Reasumując, po kilku latach intensywnego wykorzystywania technologii bezwykopowych przez GAZ-SYSTEM, na podstawie nabytej wiedzy i doświadczenia opracowano metody zarządzania tego typu projektami, a także metody obsługi ryzyk im towarzyszących. Opracowano istotne wymagania do projektowania i wykonania tych przekroczeń, w efekcie czego zakresy dokumentacji projektowej zostały doprecyzowane, a firmy wiertnicze mają postawione jasne wymagania w zakresie oceny projektów, z możliwością ich uzupełnienia o aspekty wykonawcze. Operator Gazociągów Przesyłowych GAZ-SYSTEM zadbał, poprzez spotkania z projektantami, aby wiedza, którą bardzo chętnie dzieliły się firmy wiertnicze, została przekazana do biur projektowych. Polskie firmy wykonawcze zainwestowały w sprzęt i umiejętności, a także wykwalifikowany personel, aby sprostać wyzwaniom inwestora. Można więc śmiało powiedzieć, że w tym zakresie wykonaliśmy skok technologiczny, który pozwala nam obecnie rozważać zastosowanie nowych technologii do wykorzystania w naszych projektach.

Nowe technologie i ich wdrażanie

Szczególnie ciekawy jest fakt wystąpienia swego rodzaju konkurencji na rynku w obszarze przekroczeń, które mogły być wykonane w dwóch różnych technologiach – Direct Pipe i HDD. Każda z grup interesu związana z technologią, identyfikując swoje mocne i słabe strony, wygenerowała działania mające na celu wdrażanie nowych rozwiązań w obszarze tych technologii, aby uzyskać przewagę konkurencyjną na rynku.

Na przykład obecnie przewiert HDD, po zastosowaniu nowych technologii w obszarze inżynierii płynów płuczkowych i technik spawalniczych oraz izolacji złączy, będą mogły być wykonywane bardziej uniwersalnie, zakładając krótsze, a jednocześnie wystarczająco głęboko przebiegające pod przeszkodą trajektorie, poprzez instalowanie lir wygiętych po łuku (instalowany w całości odcinek gazociągu w technologii HDD). Coraz śmieiej stawiana jest gotowość instalowania gazociągu w odcinkach, podobnie jak dla Direct Pipe, również w technologii HDD. Panuje przekonanie, że używane obecnie płuczki, poprzez zastosowanie dodatków, są w stanie utrzymać ściany boczne otworu na czas wykonania złącza, który może potrwać nawet do 24 godzin. Naturalny stał się już fakt pracy na wiertni w układzie 12-godzinnej zmiany na dobę, w nocy urządzenie nie pracuje, a otwór pozostaje wypełniony płuczką.



Hole Opener 28 cali, narzędzie do rozwiercania w skałach twardych, użyte na HDD pod rzeką San.



Świdry trójgryzowe z rolkami do zwiercania skał twardych, użyte na HDD pod rzeką San do odwiercenia pilota.

Narzędzia stosowane do wiercenia w skałach są wytwarzane na zamówienie. Do przewiertu HDD pod rzeką San zastosowano nową generację świdrów i Hole Openerów, gdzie urabianie skał jest realizowane poprzez docisk i obtaczanie ułożyskowanych rolek świdrów wyposażonych w twarde słupki z węglików spiekanych. Na potrzeby konkretnego wiercenia sprowadzane są wykonywane na zamówienie narzędzia. Może to następować w wyniku świadomego działania i spodziewanych, właściwie ocenionych trudności w wierceniu dobrze rozpoznanych, twardych warstw skalnych o odporności na ścisnienie nawet powyżej 100 MPa.

Jednak największym osiągnięciem w branży technologii bezwykopowych, która poniekąd wymusiła te zmiany w Polsce, było zastosowanie technologii Direct Pipe w 2016 roku przy projekcie GAZ-SYSTEM.

Był to przełomowy w skali kraju moment w rozwoju technologii bezwykopowych. Technologia ta stała się skuteczną alternatywą przy wykonywaniu trudnych instalacji, w tym zwłaszcza w skałach



Głowica mikrotunelowa z tarczą wyposażoną w krążki TCI po odwierceniu DP1 na gazociągu Strachocina-Pogórska Wola, widać zużycie powierzchni krążków zbrojonych węglnikami spiekanymi.

i twar doplastycznych agresywnych ilach. Jak pokazuje praktyka, mamy nowe wyzwania technologiczne, które są w realizacji na etapie dokumentacji projektowej. Już tylko chwila, a zastosujemy technologie:

- HDD wykorzystujące instalowanie lir pospawanych po łuku,
- Direct Pipe dla przekroczeń o średnicach 500 mm i powyżej przy renowacji czy modernizacji istniejącej sieci, wykorzystujących teren już dostępny w wyniku ograniczeń i posiadanej służebności z tytułu istniejących gazociągów.

Dzięki tak precyzyjnym technologiom będziemy bezpiecznie budować nowe gazociągi bezwykopowo obok istniejących czynnych, ale już wymagających wymiany. Niezwykle ważne jest, aby



Jednoetapowa instalacja gazociągu w technologii Direct Pipe, wciskany Pipe thrasterem gazociąg wyposażony jest na czole kolumny rur w głowicę urabiającą (jak na zdjęciu obok).

istniały rozwiązania dla bezkolizyjnych napraw i modernizacji istniejącej sieci w terenie zabudowanym. Mamy świadomość, że to właśnie modernizacje i remonty niedługo będą generować potrzeby w zakresie technik bezwykopowych, i to nie tylko w rejonie zagospodarowanych terenów Górnego Śląska i Warszawy, ale też na terenie innych polskich miast.

Dzięki rozpoznaniu możliwości technologii bezwykopowych w odniesieniu do nowych zadań, polegających na moderniza-

cji sieci przesyłowej, pojawia się dodatkowe narzędzie – są to nowe technologie w obszarze wykonania przekroczeń bezwykopowych. Umożliwią one bezpieczną bezwykopową modernizację lub remont odcinków gazociągów z wykorzystaniem pasów podstawowych i stref kontrolowanych istniejących gazociągów.

Pozwoli na to precyzja sterowania i wykonania przekroczenia bezwykopowego, brak ciśnień perforujących nadkłady, bezpieczne i kontrolowane wiercenie z zabezpieczonym otworem, na bieżąco podpieranym przez instalowaną bezpośrednio za głowicą mikrotunelową rurę przewodową bądź płuczką spełniającą podobną rolę. Nowe technologie pozwolą na instalowanie bezwykopowo coraz większych długości gazociągów przy ich coraz mniejszych średnicach. Hitem na rynku może się okazać wykonanie w technologii Direct Pipe instalacji rury stalowej przewodowej średnicy 500 mm o długości nawet 500 m. Może nie będzie to tak spektakularne osiągnięcie w sensie wykonawczym, ale stanowiące skok technologiczny dzięki zastosowaniu:

- Jet pompy – pompy wykorzystującej zwężkę Venturiego do odstawy urobku za głowicy mikrotunelowej wewnątrz instalowanej rury przewiertowej na system separacji,
- Power Packa – stacji hydraulicznej, która zostanie włożona do wnętrza rury o średnicy 500 mm i napędzi tarczę wierzącą na dystansie powyżej 150 m.

Pojawiają się więc nowe możliwości w zakresie wymiany wyeksploatowanych odcinków gazociągów poprzez wykonanie nowych, w technologii bezwykopowej, w bezpośrednim sąsiedztwie istniejących, z wykorzystaniem dostępnego dla GAZ-SYSTEM terenu. W nowo projektowanych gazociągach przewiduje się zastosowanie tej technologii również do budowy gazociągów o średnicy 700 mm.

GAZ-SYSTEM już od kilku lat wykorzystuje nowe technologie, dzięki którym jest w stanie nawet w skrajnie trudnych warunkach geologicznych realizować inwestycje w wymaganym zakresie oraz w zakładanych terminach.

Roland Kośka, ekspert w Pionie Inwestycji GAZ-SYSTEM

Inwentaryzacja i redukcja emisji metanu jako element walki o poprawę klimatu

Jadwiga Holewa-Rataj, Ewa Kukulska-Zajac

Działania na rzecz polityki klimatycznej są szeroko dyskutowane podczas szczytów klimatycznych ONZ, czyli tzw. COP (*Conference of the Parties*). Mimo że główne dyskusje prowadzone w ramach szczytu klimatycznego dotyczyć będą ograniczenia emisji dwutlenku węgla i wprowadzenia w przyszłości tzw. polityki zeroemisyjnej, nie można zapominać o tym, iż dwutlenek węgla jest tylko jednym z szerokiej gamy emitowanych do atmosfery gazów cieplarnianych.

Drugim istotnym gazem powodującym wzmocnienie efektu cieplarnianego jest metan (CH_4), którego potencjał tworzenia efektu cieplarnianego GWP (*Global Warming Potential*) jest około 20-krotnie wyższy niż GWP dwutlenku węgla. W krajach uprzemysłowionych metan stanowi zwykle 15% wszystkich wprowadzanych do atmosfery gazów cieplarnianych. Szacuje się także, że około 37% całkowitej wielkości emisji metanu na świecie, związanej z wydobyciem, przeróbką i transportem gazu ziemnego, pochodzi z sektora transportu i magazynowania gazu [1].

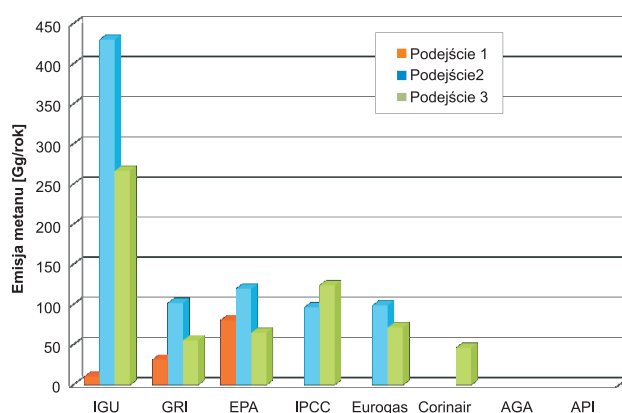
Inwentaryzacja emisji metanu z systemu gazowniczego, jako element walki ze zmianami klimatycznymi, znalazła się w centrum zainteresowania już na początku lat 90. XX wieku. Wtedy to dwie amerykańskie organizacje, *Gas Research Institute* (GRI) oraz *Environmental Protection Agency* (EPA), zapoczątkowały badania prowadzone na rzecz inwentaryzacji emisji metanu oraz określiły zarówno pierwsze algorytmy postępowania podczas prowadzenia

inwentaryzacji emisji metanu, jak i pierwsze współczynniki emisji metanu dla sieci gazowych. Również w latach 90. wypracowane zostały trzy podejścia do prowadzenia inwentaryzacji emisji tego gazu cieplarnianego, które stosuje się w zależności od szczególności dostępnych danych o systemie gazowniczym [2]. Badania zapoczątkowane przez GRI i EPA stały się punktem wyjścia do prowadzenia inwentaryzacji emisji metanu w wielu państwach na całym świecie, w tym również w Polsce. W pierwszych prowadzonych tego typu badaniach wykorzystywano głównie literaturowe współczynniki emisji metanu, wyznaczone i opublikowane przez różne organizacje zajmujące się zagadnieniem inwentaryzacji emisji tego gazu. Jednak z upływem czasu zauważono, że opieranie się wyłącznie na literaturowych współczynnikach emisji metanu, wyznaczonych w większości dla sieci gazowych zlokalizowanych w Stanach Zjednoczonych i Kanadzie, może prowadzić do dużych błędów w zakresie wyznaczonych wielkości emisji metanu dla sektora gazowniczego. Wniosek ten pokrywa się

z doświadczeniami Instytutu Nafty i Gazu – Państwowego Instytutu Badawczego (INiG-PIB), który od lat prowadzi badania w zakresie inwentaryzacji emisji metanu z różnych elementów systemu gazowniczego, na zlecenie m.in. firm zajmujących się transportem gazu ziemnego. Potwierdzeniem tego wniosku może być porównanie wyników inwentaryzacji emisji metanu, przeprowadzonej na zlecenie PGNiG SA oraz sześciu spółek gazownictwa (PSG, GSG, DSG, MSG, KSG oraz WSG) dla sieci dystrybucyjnej na podstawie dostępnych literaturowych współczynników emisji oraz wyznaczonych doświadczalnie przez INiG-PIB rzeczywistych współczynników emisji metanu. Polski system dystrybucji gazu ziemnego, ze względu na dużą liczbę odbiorców końcowych, sięgającą około 7 mln [3], jest rozbudowanym systemem. Dokonując analizy tego systemu, należy mieć na uwadze, że poza gazem ziemnym grupy E polską siecią dystrybucyjną transportowany jest również gaz należący do grupy Lw i Ls. Ilość metanu emitowanego z sieci gazowej, którą dystrybuowany jest gaz Lw i Ls, będzie odpowiednio mniejsza niż ilość metanu emitowanego z sieci gazowej gazu E. W związku z tym podczas prowadzenia inwentaryzacji emisji metanu i określania współczynników aktywności systemu (tj. wielkości populacji danego źródła emisji), elementy sieci, którymi transportowany jest gaz zaazotowany należy traktować oddzielnie. Jednym ze źródeł emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego są stacje gazowe, których w polskim systemie dystrybucyjnym jest ponad 7600. Źródłem emisji metanu jest również liniowa część sieci gazowej. Całkowita długość sieci dystrybucyjnej wynosi ponad 183 000 km, w tym prawie 134 000 km gazociągów i ponad 49 500 km przyłączy gazowych [4]. Siecią tą dystrybuuje się rocznie 11,65 mld m³ gazu ziemnego [5]. Przeprowadzona podczas inwentaryzacji emisji metanu z sieci dystrybucyjnej wstępna analiza zebranych literaturowych współczynników emisji metanu, dedykowanych poszczególnym elementom systemu gazowniczego, wykazała ich dużą zmienność nawet w obrębie danej grupy elementów [6–20]. Taka sytuacja, w połączeniu z brakiem jednoznacznych wskazań, które współczynniki emisji metanu najlepiej charakteryzują dany system gazowniczy, może prowadzić do znaczących różnic w wynikach inwentaryzacji emisji metanu, prowadzonych na podstawie współczynników literaturowych. Wyniki przeprowadzonej przez INiG-PIB inwentaryzacji emisji metanu dla polskiej sieci dystrybucyjnej na podstawie dostępnych literaturowych współczynników emisji metanu mieściły się w szerokim zakresie od 10 do 1061 Gg/rok w zależności od zastosowanych współczynników emisji metanu [21]. Mediana wyników wyniosła 101 Gg/rok i została przyjęta jako ostateczny wynik inwentaryzacji emisji metanu, przeprowadzonej dla systemu dystrybucji gazu ziemnego na podstawie literaturowych współczynników emisji. Przeprowadzenie badań na elementach polskiej sieci dystrybucyjnej, z zastosowaniem metody pomiaru emisji metanu z opływem powietrza, pozwoliło na wyznaczenie dedykowanych tej sieci rzeczywistych współczynników emisji metanu. Następnie wykorzystanie do inwentaryzacji emisji doświadczalnie określonych współczynników emisji metanu pozwoliło uzyskać całkowite wielkości emisji tego gazu na poziomie 66 Gg/rok (dla mniej precyzyjnego podejścia 2) lub 17 Gg/rok (dla bardziej precyzyjnego podejścia 3). Przeprowadzone pomiary i wyznaczona na ich podstawie wielkość emisji metanu wykazały, że rzeczywista wielkość emisji metanu z polskiej sieci dystrybucyjnej jest znacznie niższa (około 6 razy) niż

wyznaczona na podstawie danych literaturowych. Weryfikacja współczynników emisji metanu na podstawie badań terenowych wykazała również, że polski system dystrybucji gazu ziemnego jest systemem niskoemisyjnym.

Przeprowadzenie pomiarów i badań własnych w celu wyznaczenia rzeczywistych współczynników emisji metanu pozwala nie tylko na dokładniejsze oszacowanie wielkości emisji metanu, ale również na wskazanie niewrażliwych elementów systemu gazowniczego, które stanowią główne źródła tej emisji. Z kolei wskazanie istotnych źródeł emisji pozwala na wybór i zoptymalizowanie działań na rzecz ograniczenia emisji tego gazu cieplarnianego. Obecnie istnieje wiele metod ograniczania emisji metanu do atmosfery z systemu gazowniczego, jednak ze względu na specyfikę polskiego systemu nie wszystkie opisywane i stosowane na świecie metody mogą być wykorzystane w Polsce. Redukcję emisji metanu można osiągnąć zarówno na elementach liniowych sieci gazowej, jak i na stacjach gazowych w stosunkowo prosty sposób – poprzez eliminowanie nieszczelności na armaturze zainstalowanej na gazociągach i przyłączach oraz stacjach gazowych. W tym zakresie szczególnie rekomendowane są działania polegające na zwiększeniu częstotliwości kontroli szczelności oraz możliwie szybkim usuwaniu wykrytych nieszczelności. Również stopniowa wymiana żeliwnych i skorodowanych stalowych gazociągów i przyłączy gazowych na elementy wykonane z tworzyw sztucznych przyczynić się będzie do ograniczenia emisji metanu [22]. Oczywiście, także modernizacja stacji gazowych powinna przynieść stosunkowo szybko widoczne efekty w tym zakresie. Wymienione metody ograniczania emisji metanu z sektora gazowniczego to tylko część ze stosowanych obecnie na świecie ponad 100 metod, mogących przyczynić się do redukcji emisji metanu, ale są to metody, które w stosunkowo krótkim czasie i przy nakładzie niewielkich środków mogą przynieść wymierne korzyści.



Podsumowując, należy podkreślić, że ograniczanie emisji metanu jest zawsze korzystne dla środowiska naturalnego, ponieważ przyczynia się do obniżenia stężenia tego agresywnego gazu cieplarnianego w atmosferze. Ograniczanie emisji metanu do atmosfery ma również wymierny efekt ekonomiczny. Niższe opłaty za korzystanie ze środowiska, zmniejszenie strat gazu lub ewentualne ponowne wykorzystanie metanu w wyniku zastosowania odpowiednich technologii ograniczających emisję, stanowią niewątpliwie dodatkową zachętę do podejmowania skutecznych działań

w celu zmniejszenia emisji tego gazu. Poza tym dążenie przedsiębiorstwa do ograniczania emisji metanu korzystnie wpływa na jego wizerunek. Doświadczenia krajów, które dokonały ekonomicznej oceny wysiłków zmierzających do ograniczenia emisji metanu wskazują, że w wielu przypadkach działania te przynoszą stosunkowo szybki zwrot poniesionych kosztów.

Mgr Jadwiga Holewa-Rataj, kierownik Laboratorium Analityki i Fizykochemii Paliw Węglowodorowych INiG-PIB
Dr Ewa Kukulka-Zajęc, kierownik Zakładu Ochrony Środowiska INiG-PIB

Bibliografia:

- [1] Harrison M. R., Campbell L. M., *Methane emission from the natural gas industry*, Vol. 2 Technical Report, EPA-600/R96-080b, 1996.
 [2] Holewa-Rataj J., Kukulka-Zajęc E., *Przegląd współczynników emisji metanu dla gazociągów*, „Gaz, Woda i Technika Sanitarna”, 2017, nr 7, s. 282–288.
 [3] <https://www.psgaz.pl/>
 [4] VI Kongres Polskiego Przemysłu Gazowniczego, *Rynek gazu ziemnego w Polsce – kierunki rozwoju*, Łódź, 5–7 kwietnia 2018 r.
 [5] Rose C., *Establishing the level of methane leakage from the British gas distribution system*, IGU/D5-94, s. 11–12.
 [6] Lott R. A., *Estimate of methane emissions from U.S. Natural Gas operations, International Workshop on Environmental and Economic Impact of Natural Gas Losses*, Gas Research Institute, 1994, s. 18.
 [7] Campbell L. M., *Methane emissions from the natural gas industry*, Vol. 3 General Methodology, Technical Report, EPA-600/R96-080c, 1996, s. C-13-D-7.
 [8] U.S. Environmental Protection Agency, *Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990-2007, 2009, Annex A*, s. A140-A141.
 [9] Bipartisan Policy Center, *Natural Gas Infrastructure and Methane Emissions*, Energy Project, 2014, s. 17.
 [10] U.S. Environmental Protection Agency, *Inventory of U.S. Greenhouse*

- Gas Emissions and Sinks: 1990-2012, 2014, Annex 3*, s. A186-A190
 [11] Reichert J., Schon M., *Methanemissionen durch den Einsatz von Gas Deutschland von 1990 bis 1997 mit einem Ausblick auf 2010*, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, 2000, s. 8.
 [12] IPCC, *Background Papers, IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories*, 2002, s. 119.
 [13] Steczko K., Rachwalski J., *Methane emissions from the natural gas distribution network*, „Nafta-Gaz”, 2007, nr 6, s. 412–423.
 [14] Eurogas – Marcogaz, *Working Group on methane emissions, Methodology for Estimation of Emissions in the Gas Industry*, Methodology draft, 2003, Annex.
 [15] Eurogas – Marcogaz, *Working Group on methane emissions, Guidelines for choosing methane emission factors*, WG-MET-06-02, 2006, s. 6.
 [16] Interstate Natural Gas Association of America (INGAA), *Greenhouse gas emission estimation guidelines for natural gas transmission and storage, Volume 1 – GHG emission estimation methodologies and procedures*, 2005, s. 59–61.
 [17] EMEP/CORINAIR, *Emission Inventory Guidebook*, 2007, s. B561-9.
 [18] World Resources Institute, *Discussion Paper for a Natural Gas Transmission and Distribution Greenhouse Gas Reporting Protocol*, Final Draft Report, 2007, s. 78–80.
 [19] American Gas Association, *Greenhouse Gas Emission Estimation Methodologies, Procedures and Guidelines for the Natural Gas Distribution Sector*, AGA GHG Guidelines, 2008, s. 55–58.
 [20] American Petroleum Institute, *Compendium of greenhouse gas emissions methodologies for the oil and natural gas industry*, 2009, s. 6-18-6-24.
 [21] Holewa J., Kukulka-Zajęc E., Wójcik M., Kietliński W., *Inwentaryzacja emisji metanu z systemu dystrybucji gazu ziemnego*, Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu, 2014, nr 194, s. 23–28.
 [22] Wójcik M., *Redukcja emisji gazów cieplarnianych w obszarze działalności PGNiG SA*, Prace Naukowe Instytutu Nafty i Gazu, 2014, nr 194, s. 9–18.



Jesteśmy polską firmą inżynierską działającą od 1987 roku.
 Jako jedyny polski producent projektujemy i wytwarzamy wszystkie komponenty systemów opomiarowania przepływu gazów dla celów rozliczeniowych i technologicznych.

Nasz program produkcji obejmuje m.in.:

- **Gazomierze:**
 - turbinowe CGT od G40 PN16 do G6500 PN110 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - rotorowe CGR od G10 do G400 PN16, zakresowalci do 1:250 (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
 - zwęzkowe CGZ (klasyczne) i CGZW (z wymienną kryzą)
 - przepływomierze turbinowe do pomiarów technologicznych CPT od DN25 G16 do DN200 G1600
- **Systemy rejestracji i korekcyj:**
 - rejestratory impulsów CRS-03
 - rejestratory parametrów gazu CRP-03
 - korektory objętości VpTz typu CMK o zasilaniu bateryjnym/sieciowym
 - przeliczniki sieciowe DOMINO (certyfikat zgodności z dyrektywą MID)
- **Systemy transmisji danych:**
 - moduły transmisji CMB-03 oraz kompletne szafki telemetrii
 - transmisory danych CTS-04
 - konwertery transmisji i niezbędne akcesoria
 - urządzenia i oprogramowanie do transmisji przewodowej i poprzez sieć GSM

Oferujemy także relegalizację gazomierzy we własnym laboratorium przepływowym oraz ekspertyzy techniczne, analizy danych procesowych instalacji, dobór optymalnego układu pomiarowego.

Wszystkie nasze urządzenia spełniają lub przewyższają wymagania obowiązujących norm dotyczących własności metrologicznych lub wymogów bezpieczeństwa. Posiadamy atesty i dopuszczenia zgodne z obowiązującymi przepisami.

Nasze wyroby zostały uznane klientami w Polsce i w wielu krajach świata. Eksportujemy do Wielkiej Brytanii, Włoch, Danii, Holandii, Niemiec, Hiszpanii, Portugalii, Czech, Bulgarii, Moldawii, Grecji, Turcji, na Węgry, Litwę, Łotwę, także do Korei Południowej, Japonii, Chin, Indii, Indonezji, Boliwii, Kolumbii, Zjednoczonych Emiratów Arabskich. Na produkowane przez nas urządzenia udzielamy dwuletniej gwarancji.

ISO 9001
ISO 14001










Zapraszamy do kontaktu z działem marketingu w siedzibie naszej firmy:
 91-205 Łódź, ul. Aleksandrowska 67/93

telefon bezpośredni: 42 253 66 59, centrala: 42 253 66 00, fax: 42 253 66 99
 e-mail: common@common.pl www.common.pl

Konferencja IGG

„Reforma procesu inwestycyjno-budowlanego. Kierunki zmian”

Adam Cymer

To tytuł konferencji zorganizowanej przez Izbę Gospodarczą Gazownictwa 25–26 października br.

Artur Zawartko, wiceprezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, otwierając konferencję, podkreślił, iż samorząd gospodarczy sektora gazowniczego od lat podejmuje działania na rzecz zmiany regulacji prawnych dla inwestycji liniowych celu publicznego, kluczowych dla rozwoju infrastruktury sieciowej, gazowej i elektroenergetycznej i że taka właśnie, wieloaspektowa analiza sytuacji na rynku inwestycji liniowych będzie tematem konferencji.

Paweł Pikus, wicedyrektor Departamentu Ropy i Gazu w Ministerstwie Energii, otwierając konferencję, powiedział, że rozpoczynając się dyskusja na temat reformy procesu inwestycyjno-budowlanego pomiędzy administracją rządową a samorządem gospodarczym sektora gazowniczego stwarza nadzieję na wypracowanie nowych rozwiązań w zakresie regulacyjnym prawa budowlanego i ustawy o planowaniu i zagospodarowaniu przestrzennym. Pierwsze spotkanie członków zespołu doradczego do przygotowania założeń tych reform, powołanego przy ministrze inwestycji i rozwoju, z przedstawicielami Izby Gospodarczej Gazownictwa, przybliżyło obszary tematyczne wymagające zmian, omówiono możliwe ich kierunki i ustalono, że do końca br. powstaną projekty ustaw wdrażających reformę.

Pierwszy blok tematyczny poświęcony był prawu zamówień publicznych. **Hubert Nowak**, prezes Urzędu Zamówień Publicznych, przedstawił główne założenia nowej koncepcji prawa zamówień publicznych, która ma być przedstawiona jeszcze w tym roku. Podkreślił, że prace nad projektem bardzo poważnie traktują wyniki szerokich konsultacji prowadzonych latem tego roku, szczególnie w kwestiach odformalizowania procedur przetargowych, budowy dobrych relacji inwestor–wykonawca, a także misji Urzędu Zamówień Publicznych w zakresie wypracowania wzorów dobrych praktyk. Radcy prawni – **Adam Wawrzynowicz** oraz **Katarzyna Dzięćko** – skoncentrowali swoje prezentacje na wiodących wątkach nowej koncepcji prawa zamówień publicznych – nowych obligacjach w umowach o zamówienia publiczne oraz bliższych relacjach zamawiającego i wykonawcy. **Jan Styliński** prezes Polskiego Związku Pracodawców Budownictwa,

omówił nowe rozwiązania w zakresie dialogu konkurencyjnego i konsultacji rynkowych, podkreślając, że dialog konkurencyjny można zastosować w zdecydowanej większości zamówień na roboty budowlane lub usługi przy skomplikowanej infrastrukturze.

Druga sesja poświęcona była tematowi „Likwidacja barier inwestycyjnych”. Jako pierwsi wystąpili: **Marcin Warchoń**, podsekretarz stanu w Ministerstwie Sprawiedliwości, oraz **Tomasz Darkowski**, dyrektor Departamentu w tym resorcie, którzy przedstawili założenia nowych rozwiązań prawnych w zakresie odpowiedzialności podmiotów zbiorowych w Polsce, w kierunku podniesienia efektywności tych procedur, poszerzenia podstaw odpowiedzialności podmiotów zbiorowych oraz uregulowania kwestii proceduralnych. Nowe regulacje przyczynią się do rozpowszechnienia „ładu korporacyjnego”, zwalczania nieuczciwej konkurencji i obniżenia ryzyka i kosztów inwestycyjnych.

Marcin Laskowski, dyrektor w Agencji Promocji Inwestycji, opisał praktyczne problemy inwestorów związane z bardzo skomplikowanymi procedurami i systemem funkcjonowania mechanizmów uzgodnień prowadzących do uzyskania pozwolenia na budowę. **Marcin Tadeusiak**, prezes firmy JT SA, wykonawca na wielu budowach inwestycji liniowych, szeroko przedstawił sytuację małych i średnich firm pracujących na rzecz inwestycji liniowych i podkreślił, że MSP powinny być pozycjonowane stabilnością, dopiero średnie i duże firmy – optymalizacją i efektywnością.

Kolejnymi mówcami byli przedstawiciele inwestorów na rynku gazowniczym. **Anna Bednarek**, dyrektor Pionu Zakupów w GAZ–SYSTEM S.A., omówiła precyzyjnie działania podejmowane przez jej firmę na rzecz likwidacji barier w relacjach inwestor–wykonawca wskazując, że podstawą jest wypracowana strategia kontraktowania, która stawia na dialog techniczny i konkurencyjny, indywidualne spotkania z dostawcami oraz systemy motywacyjne dla dostawców.

Kluczowe bariery procesu inwestycyjnego z punktu widzenia inwestora przedstawił **Marian Żołyniak**, prezes Polskiej Spółki Gazownictwa sp. z o.o. Zaliczył do nich przede wszystkim brak zasad uwzględniania inwestycji liniowych w planowaniu przestrzennym, problem z pozyskiwaniem tytułów prawnych do nieruchomości, brak rygoru natychmiastowej wykonalności decyzji administracyjnych oraz długość trwania procedur odwoławczych



od decyzji, i podkreślił, że skutkuje to zwiększeniem kosztów realizacji projektów, a nawet zaniechaniem lub odłożeniem kluczowych decyzji inwestycyjnych w czasie.

Kierunki koniecznych zmian w regulacjach procesu inwestycyjno-budowlanego z punktu widzenia samorządu gospodarczego omówił **Adam Cymer**, redaktor naczelny „Przeglądu Gazowniczego”. Podkreślił znaczenie działań Izby Gospodarczej Gazownictwa na rzecz doskonalenia instrumentów regulacyjnych, bo nawet cząstkowe efekty są ważne, ale poważne zagrożenie spowolnieniem realizacji inwestycji liniowych celu publicznego sprawia, że konieczne jest podjęcie prac nad systemowymi zmianami w zasadniczych regulacjach ustawowych.

Trzecia sesja poświęcona była programowi „Czyste powietrze”. Pierwszy zabrał głos **Przemysław Hofman**, dyrektor Departamentu Gospodarki Niskoemisyjnej w Ministerstwie Przedsiębiorczości i Technologii. Dokonał obszernej prezentacji programu, ścieżek dochodzenia do kolejnych etapów realizacji i opisał mechanizmy i zakres wsparcia dla beneficjentów programu. Następnie głos zabrał prof. **Stanisław Tokarski** z AGH w Krakowie. Nawiązując do wypowiedzi Przemysława Hofmana, zwrócił uwagę, że konieczne jest dopracowanie programu we współpracy z samorządami, bo to w gminach powinny być dokonane analizy, jakie nośniki energii mogą być zastosowane i w jakim zakresie. Postulował o ustanowienie krajowego planu likwidacji niskiej emisji, którego głównymi funkcjami będzie przyjęcie standardów organizacyjnych i nadanie instrumentarium prawnego prowadzonym działaniom, a także koordynacja działań podejmowanych przez samorządy. Wskazał na konieczność zakazu stosowania palenisk na paliwa stałe w nowych domach, a także stworzenie taryfy antysmogowej jako instrumentu elektryfikacji ciepłownictwa na obszarach, gdzie niemożliwe jest wykorzystanie innych ekologicznych źródeł ogrzewania. Podkreślił działania branżowych organizacji samorządowych, w tym IGG, w zakresie wprowadzenia wielu niezbędnych rozwiązań prawnych w projektowanym KPLNE, mających na celu usprawnienie procesu inwestycyjnego.

Waldemar Szulc, dyrektor Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie, w swojej prezentacji zwrócił uwagę, że sektor energetyki zawodowej jest przygotowany do udziału w programie „Czyste powietrze”, powinny jednak zostać przygotowane

nowe rozwiązania w zakresie taryfowym, aby oferta elektroenergetyki była atrakcyjna dla jego uczestników.

Następnie głos zabrał **Paweł Ścigalski**, pełnomocnik prezydenta Krakowa ds. jakości powietrza. Podkreślił pionierskie działania Krakowa w zakresie eliminacji smogu i szczegółowo opisał mechanizmy trwałej eliminacji wszystkich typów i źródeł emisji zanieczyszczeń.

Ostatnia część panelu była prezentacją inicjatyw branży gazowniczej na rzecz poprawy jakości powietrza. **Henryk Mucha**, prezes PGNiG Obrót Detaliczny, wskazał, że w ostatnich dwóch latach nastąpił znaczący postęp w eliminowaniu emisji komunikacyjnej, bo samorządy dokonały zasadniczych przewartościowań w rozbudowie ekologicznego transportu publicznego, otwierając się na gazomobliwość. Technologia z wykorzystaniem LNG obejmować zaczyna również akwenty, ponieważ armatorzy przedstawiają floty na to paliwo, a zatem obszary wodne także objęte będą eliminacją emisji.

W tej części konferencji głos zabrał również **Tomasz Wilczak**, wiceprezes PGNiG TERMIKA SA, drugiego co do wielkości w Polsce producenta ciepła i energii elektrycznej, wytwarzanych w wysokosprawnej kogeneracji. Podkreślił, że strategią firmy jest modernizacja wszystkich mocy w kierunku paliwa gazowego, a pierwszym znaczącym krokiem jest realizowana właśnie budowa bloku gazowo-parowego w EC Żerań w Warszawie, który za rok już będzie działał.

Dyskusje prowadzone podczas konferencji wskazują, że środowisko inwestorów potrzebuje wsparcia samorządu gospodarczego, bo narastające problemy w realizacji inwestycji liniowych w wymiarze ekonomicznym (rynek pracy, rosnące ceny), powinny zyskać wsparcie poprzez przyjazne dla inwestorów otoczenie prawne.

Łukasz Kroplewski, prezes Izby Gospodarczej Gazownictwa, na zakończenie sesji podziękował wszystkim zgromadzonym gościom i znamienitym prelegentom za udział w konferencji. Podkreślił znaczenie omawianych tematów i zmian legislacyjnych, które następują zarówno w zakresie inwestycji celu publicznego, jak i walki o czyste powietrze. Zaznaczył, że takie spotkania jak to, zorganizowane przez IGG, służą budowaniu partnerskich relacji między inwestorami, wykonawcami a stroną rządową.



Zapewniamy bezpieczeństwo energetyczne Polski

Jesteśmy liderem na rynku gazu ziemnego w Polsce. Poszukujemy i wydobywamy gaz ziemny i ropę naftową w kraju i za granicą. Importujemy i sprzedajemy gaz, w tym LNG. Dywersyfikujemy źródła dostaw.

