



ARTUR GALBARCZYK

FITCH RATINGS DIRECTOR / DYREKTOR FITCH RATINGS

The energy sector in Poland is doing well during the pandemic. Of course, it is not isolated from the outside world and the pandemic has also affected the sector.

Sektor elektroenergetyczny w Polsce dobrze sobie radzi w okresie pandemii. Oczywiście nie jest odizolowany od świata zewnętrznego i pandemia również odcisnęła na nim swoje piętno.

ENERGY / ECONOMY / NEW TECHNOLOGIES

POLISH BRIEF

01-03
2021

INSTITUT JAGIELLOŃSKI

ISSUE NO. 01/2021 (VOLUME 09)

ENERGY

POLAND'S ENERGY POLICY (PEP2040) IN THE LIGHT OF THE EU "FIT FOR 55%" PACKAGE POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI (PEP2040) W ŚWIECIE UNIJNEGO PAKIETU „FIT FOR 55%”



**SOCIO-ECONOMIC ASPECTS OF
POLAND'S ENERGY TRANSITION:
RECOVERY AND COMPETITIVENESS.**

**TRANSFORMACJA
ENERGETYCZNA POLSKI
W KONTEKŚCIE EKONOMICZNO-
SPOŁECZNYM.**

ODBUDOWA I KONKURENCYJNOŚĆ
GOSPODARKI.



**WIND IS TO DRIVE
ZERO-EMISSION ENERGY
IN ORLEN**

**WIATR MA NAPĘDZIĆ
ZEROemisyjną
ENERGETYKĘ ORLEN**



**WE ARE ALREADY
IMPLEMENTING
WESTERN SOLUTIONS IN THE
FIGHT AGAINST SMOG.
ZACHODNIE ROZWIĄZANIA
W WALCE ZE SMOGIEM
WDRAŻAMY JUŻ TERAZ**



**JUST TRANSITION:
FROM CRISIS TO SUCCESS
SPRAWIEDLIWA
TRANSFORMACJA:
OD KRYZYSU DO SUKCESU**

NAPĘDZAMY PRZYSZŁOŚĆ. ODPOWIEDZIALNIE.



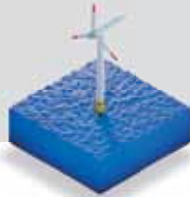
RAFINERIA

Zintegrowana i efektywna produkcja oraz rozwój w obszarze biopaliw



PETROCHEMIA

Wzrost mocy, integracja produkcji oraz inwestycje w produkty specjalistyczne i recykling



ENERGETYKA

Znaczące inwestycje w moce w zero- i niskoemisyjnej energetyce



DETAL

Istotne wzmocnienie sprzedaży detalicznej w regionie przy rozbudowie segmentu pozapaliwowego



WYDOBYCIE

Zrównoważony wzrost portfela z naciskiem na aktywa gazowe

~45
MLN TON
/ROK

Moc rafineryjna na kluczowych rynkach

~2
MLN TON

Produkcja biopaliw, w tym 2G

25%

Udział specjalistycznych produktów petrochemicznych w portfelu

~0,3-0,4
MLN TON

Moc zainstalowana w recyklingu

PONAD
2,5
GW

Moc zainstalowana w OZE, w tym w energetyce wiatrowej i słonecznej

PONAD
2,0
GW

Moc zainstalowana w źródłach gazowych

PONAD
3 500
NA 7
RYNKACH

Liczba stacji paliw na rynkach w Europie Środkowej

PONAD
1 000

Liczba stacji szybkiego ładowania samochodów elektrycznych

~50
TYS. BOE/D

Dzienne wydobycie węglowodorów

~20%

Pokrycie własnego zapotrzebowania na gaz przez zintegrowane wydobycie

ZDYWERSYFIKOWANY ZYSK OPERACYJNY EBITDA W 2030

~7
MLD PLN

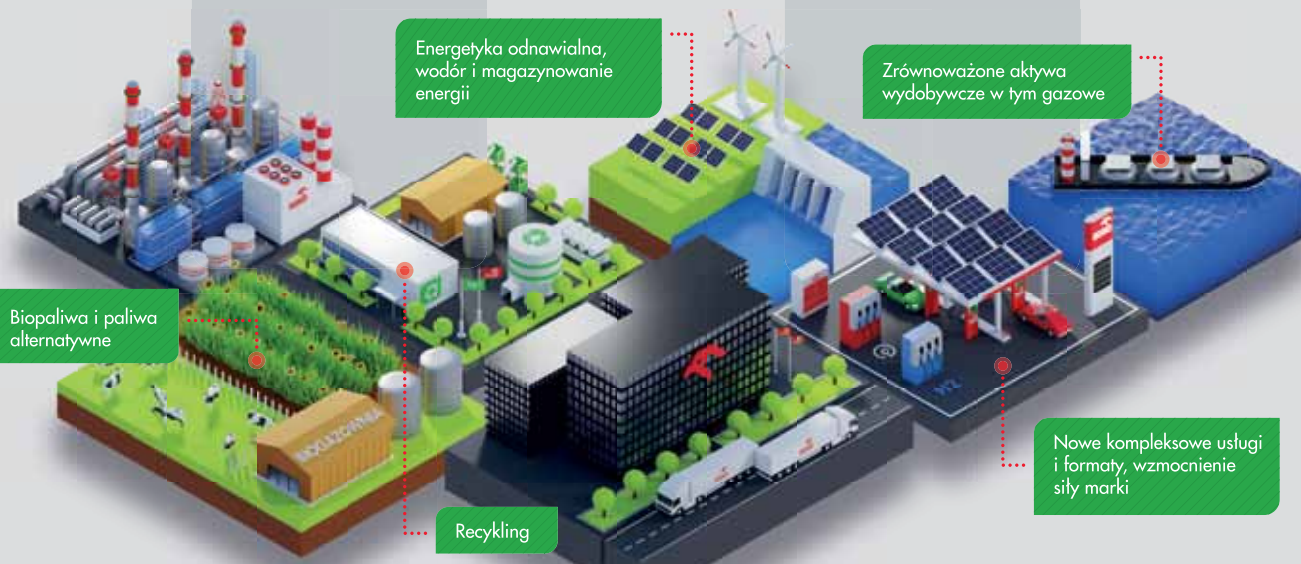
~7
MLD PLN

~7
MLD PLN

~5
MLD PLN

~1
MLD PLN

CEL 2050: ZERO EMISJI CO₂ NETTO



www.napedzamyprzyszlosc.pl

FOREWORD SŁOWO WSTĘPNE



The crisis caused by COVID-19 has changed the reality we live in. At the same time, it opens up opportunities for the Polish economy including the energy sector. Although the global market is experiencing turbulent moments, the direction of the EU energy and climate policy remains unchanged. Politicians and business cannot afford to give up the green trend as the energy transformation may offer a new stimulus which will give rise to the future economic growth and a competitive advantage for Polish companies. Green investments may develop the potential of the Polish research and development sector. That is a great opportunity for innovative technologies of energy storage but also for building our own supply chain. In the future, Polish technologies may facilitate the efforts towards economic transformation, but also help strengthen the position of our local companies on international markets. Renewable energy means investing in cheaper energy on one hand, but also contributing to energy security through distributed energy sources. They will serve as an important element of the energy transformation in Poland and will help meet the obligations under the EU climate policy.

Kryzys wywołany pandemią koronawirusa zmienił otaczającą nas rzeczywistość. Jednocześnie otworzył nowe możliwości przed gospodarką Polski, w tym również dla sektora energetycznego. Mimo, że rynek światowy doświadcza turbulencji, to jednak kierunek polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej pozostaje wciąż ten sam. Decydenci i biznes z dnia na dzień nie zrezygnują z zielonego trendu, ponieważ transformacja energetyczna może stanowić nowy impuls, który będzie źródłem przyszłego wzrostu gospodarczego i przewagi konkurencyjnej polskich przedsiębiorstw. Zielone inwestycje mogą rozwinąć potencjał polskiego sektora badań i rozwoju. Jest to ogromna szansa dla innowacyjnych technologii magazynowania energii, ale również na zbudowanie własnego łańcucha dostaw. W przyszłości technologie z Polski mogą wspomóc wysiłki podejmowane na rzecz transformacji gospodarczej, ale również umożliwić wzmocnienie pozycji rodzimych przedsiębiorstw na rynkach międzynarodowych. Energetyka odnawialna to także inwestycje w tańszą energię, ale również w niezależność energetyczną i budowanie bezpieczeństwa energetycznego poprzez źródła rozproszone. Będą one ważnym elementem transformacji energetyki w Polsce i pozwolą na realizację zobowiązań wynikających z unijnej polityki klimatycznej.

Marcin Roszkowski

PRESIDENT OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE,
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO,

POLISH BRIEF ENERGY

PUBLISHER / WYDAWCA

**INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI**

 ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa jagiellonski.pl

CONTACT US / KONTAKT

kamil.moskwik@jagiellonski.org

 ©Copyright by Instytut Jagielloński
All rights reserved.
Wszelkie prawa zastrzeżone.

 Warsaw, March 2021
Warszawa, marzec 2021

PRODUCTION

PROJECT AND PRODUCTION

PROJEKT I PRODUKCJA

BBW SP. Z O. O.



NOWEMEDIA24.PL



MARCIN ROSZKOWSKI

PRESIDENT

 OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
WYDAWCA POLISH BRIEF

KAMIL MOSKWIK

EXECUTIVE DIRECTOR

 OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
DYREKTOR WYKONAWCZY
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
RED. NACZELNY POLISH BRIEF

PIOTR PERZYNA

PUBLISHING DIRECTOR

 OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
DYREKTOR WYDAWNICTW
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
PRODUCENT POLISH BRIEF

JUSTYNA MOSKWIK

 COORDINATOR OF THE ENGLISH SECTION
KOORDYNATOR SEKCJI ANGLOJĘZYCZNEJ

MAGDALENA BOBROWSKA

 EDITOR OF THE POLISH BRIEF
REDAKTOR POLISH BRIEF

TRANSLATED BY

TŁUMACZENIE

BETTER HORIZONS

www.betterhorizons.pl



PARTNERZY / PARTNERS



14



32



68

TABLE OF CONTENTS SPIS TREŚCI

- 6 THE POLISH ENERGY SYSTEM HAS PASSED A PANDEMIC TEST
POLSKI SYSTEM ELEKTROENERGETYCZNY ZDAŁ PANDEMICZNY TEST**
- 14 WE ARE ALREADY IMPLEMENTING WESTERN SOLUTIONS IN THE FIGHT AGAINST SMOG.
ZACHODNIE ROZWIĄZANIA W WALCE ZE SMOGIEM WDRAŻAMY JUŻ TERAZ**
- 22 SOCIO-ECONOMIC ASPECTS OF POLAND'S ENERGY TRANSITION: RECOVERY AND COMPETITIVENESS.
TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA POLSKI W KONTEKŚCIE EKONOMICZNO SPOŁECZNYM. ODBUDOWA I KONKURENCYJNOŚĆ GOSPODARKI.**



6



44



48



22



56

32 **POLAND'S ENERGY POLICY (PEP2040) IN THE LIGHT OF THE EU "FIT FOR 55%" PACKAGE**
POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI (PEP2040) W ŚWIELE UNIJNEGO PAKIETU „FIT FOR 55%”

44 **THE POWER INDUSTRY IS WAITING FOR NEW TECHNOLOGIES**
ELEKTROENERGETYKA CZEKA NA NOWE TECHNOLOGIE

48 **WIND IS TO DRIVE ZERO-EMISSION ENERGY IN ORLEN**
WIATR MA NAPĘDZIĆ ZEROEMISYJNĄ ENERGETYKĘ ORLEN

56 **DICKSON: POLAND WILL BECOME A LEADER IN OFFSHORE WIND DEVELOPMENT IN THE BALTIC SEA.**
DICKSON: POLSKA BĘDZIE LIDEREM OFFSHORE NA BAŁTYKU

62 **POLAND'S ENERGY POLICY 2040: A REALISTIC PROSPECT OF THE FUTURE DEVELOPMENT PATH?**
POLITYKA ENERGETYCZNA PAŃSTWA 2040: REALISTYCZNA PERSPEKTYWA ROZWOJU SEKTORA?

70 **JUST TRANSITION: FROM CRISIS TO SUCCESS**
SPRAWIEDLIWA TRANSFORMACJA: OD KRYZYSU DO SUKCESU

A portrait of Artur Galbarczyk, a man with short brown hair, a light beard, and glasses, wearing a dark suit, light blue shirt, and patterned tie. He is looking directly at the camera with a slight smile. The background is a blurred office interior with windows.

ARTUR GALBARCZYK
FITCH RATINGS DIRECTOR
DYREKTOR FITCH RATINGS

**THE POLISH ENERGY
SYSTEM HAS PASSED
A PANDEMIC TEST**

**POLSKI SYSTEM
ELEKTROENERGETYCZNY
ZDAŁ PANDEMICZNY TEST**



MARIUSZ MARSZAŁKOWSKI
BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL

How do you see the condition of the Polish energy sector in the context of the ongoing pandemic?

The energy sector in Poland is doing well during the pandemic. Of course, it is not isolated from the outside world and the pandemic has also affected the sector. A clear consequence of the pandemic is a much lower demand for electricity during the periods of lockdowns. It has an impact on all segments of the sector, from generation to trading. However, compared to other countries, the decrease in the volumes of energy demand in Poland was small. In the most difficult period, i.e. Q2 of 2020, the volume of electricity generation fell by 12 percent, while consumption fell by 9 percent year-on-year. In the summer, the decreases in volumes were already smaller and in September 2020 production and consumption were practically at the same level as in September 2019, while in the fourth quarter these volumes were even higher than in the previous year. To sum up, in 2020 electricity consumption in Poland decreased by only 2 percent, and generation by 4 percent, compared to 2019. Thus, these are not decreases that give rise to any special concerns. Another consequence of the pandemic is the rescheduling of investment projects of companies from the sector, but there is no collapse either in the case of Poland. We expect that the CAPEX of Polish companies in 2020 may be several percent

Jak ocenia Pan kondycję polskiego sektora elektroenergetycznego w kontekście trwającej pandemii?

Sektor elektroenergetyczny w Polsce dobrze sobie radzi w okresie pandemii. Oczywiście nie jest odizolowany od świata zewnętrznego i pandemia również odcisnęła na nim swoje piętno. Wyraźną konsekwencją pandemii jest dużo niższy popyt na energię elektryczną w okresach lockdownów. Wpływa to na wszystkie segmenty sektora, od wytwarzania do obrotu. Spadek wolumenów zapotrzebowania na energię w Polsce w zestawieniu z innymi krajami był jednak niewielki. W najtrudniejszym drugim kwartale 2020 roku wolumen wytwarzania energii elektrycznej spadł o 12 procent natomiast zużycie spadło o 9 procent rok do roku. W miesiącach letnich spadki wolumenów były już mniejsze, we wrześniu 2020 roku wytwarzanie i zużycie było na praktycznie tym samym poziomie co we wrześniu 2019 roku, natomiast w czwartym kwartale wolumeny te były nawet wyższe niż w roku poprzednim. Podsumowując, zużycie energii elektrycznej w Polsce w 2020 roku spadło jedynie o 2 procent, a wytwarzanie o 4 procent w porównaniu do 2019 roku. Nie są to więc spadki, które budzą jakiś specjalny niepokój. Kolejną konsekwencją pandemii jest przesunięcie projektów inwestycyjnych firm z sektora, jednak w przypadku Polski również nie można mówić o jakimś załamaniu. Spodziewamy się, że CAPEXy polskich spółek w 2020 roku mogą być niższe o kilka, kilkanaście procent od

lower than the originally forecast, but in most cases we are talking about postponing and rescheduling, rather than abandoning investments. The third negative effect connected with the pandemic is an increase in overdue liabilities towards electricity companies, i.e., to put it simply, an increase in customer debt levels. However, the increased debt levels in the energy sector were not significant and did not mean a risk of losing financial liquidity by companies. A more flexible approach to customers' outstanding payments and avoiding hard disconnections from energy supplies helped, knowing it would have otherwise only deepened the economic crisis. The last major challenge was to ensure the safety of employees and to maintain the continuity of electricity generation. In the case of the energy sector, we did not observe any major difficulties. The situation was worse in the mining sector, which at some point was forced to stop operations due to the spread of the virus among workers. These problems did not affect the energy sector, but worsened the difficult situation of the Polish mining industry even more. To sum up, the situation was difficult, but today, after a year of the pandemic, we can say that the energy sector is doing well.

So what does the Polish energy sector look like in the context of the other European countries? Do we stand out in any way?

Electric power industry is one of the most resilient sectors in the current crisis. That also applies to other European countries. The differences between us and other countries involve the scale of the impact of the pandemic and the related limitations in economic life. The largest decline in energy consumption was observed in Italy, France and Spain if we talk about the major European markets. The biggest decreases, also in the case of Poland, took place during the first wave in the second quarter of 2020. The decrease in demand for electricity was between 15 and 20 percent year-on-year, which is already a sizeable drop. The situation was better in Germany, where a 10% decrease in demand for electricity, i.e. a decrease at a similar level to the Polish level, was noted. As in the case of Poland, the decreases in generation and demand for energy in the following quarters were lower. The consequences of the pandemic were also very similar. Thus, in addition to worse operating results caused by volume decreases, these included a reduction in investment expenditure, a change in work organiza-

pierwotnie zakładanego planu, jednak w większości przypadków mówimy o odroczeniu i przesunięciu, a nie o zaniechaniu inwestycji. Trzecim negatywnym skutkiem związanym z pandemią jest wzrost przeterminowanych zobowiązań wobec spółek elektroenergetycznych, czyli mówiąc wprost, zwiększenie zadłużenia klientów. Wzrost tego zadłużenia w branży energetycznej nie był jednak znaczący i nie zagroził płynności finansowej firm. Pomogło bardziej elastyczne podejście spółek do zaległości klientów i unikanie twardego odłączania ich od dostaw energii, co tylko pogłębiłoby kryzys gospodarczy. Ostatnim istotnym wyzwaniem było zapewnienie bezpieczeństwa pracowników i utrzymanie ciągłości wytwarzania energii elektrycznej. W przypadku sektora elektroenergetycznego nie zaobserwowaliśmy większych trudności. Gorzej było w przypadku sektora wydobywczego, który w pewnym momencie doświadczył konieczności wstrzymania wydobycia ze względu na szerzenie się infekcji wśród pracowników. Te problemy nie wpłynęły na sektor elektroenergetyczny, jednak jeszcze bardziej pogorszyły i tak trudne położenie polskiego górnictwa. Podsumowując, sytuacja była trudna, jednak dziś, po roku trwania pandemii, możemy powiedzieć, że sektor energetyczny sobie radzi.

Jak zatem wygląda zestawienie polskiej elektroenergetyki z resztą państw europejskich? Czy na ich tle jakoś się wyróżniamy?

Elektroenergetyka to jeden z najbardziej odpornych sektorów w obecnym kryzysie. To też dotyczy innych europejskich państw. Różnice pomiędzy nami a innymi państwami polegają na skali dotknięcia pandemią oraz związanymi z nią ograniczeniami w życiu gospodarczym. Spośród głównych rynków europejskich największy spadek zużycia energii zaobserwowaliśmy we Włoszech, Francji i Hiszpanii. Te największe spadki, podobnie jak w przypadku Polski, miały miejsce w II kwartale 2020 roku podczas pierwszej fali. Spadek zapotrzebowania na energię elektryczną wyniósł pomiędzy 15 a 20 procent rok do roku i to już jest spory spadek. Lepiej sytuacja wyglądała w Niemczech, które zanotowały około 10 procentowy spadek zapotrzebowania na energię elektryczną, czyli spadek na podobnym poziomie do polskiego. Tak samo jak w przypadku Polski, spadki wytwarzania i zapotrzebowania na energię w kolejnych kwartałach były już mniejsze. Konsekwencje pandemii także wyglądały bardzo podobnie. Czyli, poza gorszymi wynikami operacyjnymi spowodowanymi spadkami wolumenów, zmniejszenie nakładów inwestycyjnych, zmiana organizacji pracy czy wzrosty przeterminowanych należności od klientów. Negatywne akcje ratingowe były

Electric power industry is one of the most resilient sectors in the current crisis. That also applies to other European countries. The differences between us and other countries involve the scale of the impact of the pandemic and the related limitations in economic life. The largest decline in energy consumption was observed in Italy, France and Spain if we talk about the major European markets.

Elektroenergetyka to jeden z najbardziej odpornych sektorów w obecnym kryzysie. To też dotyczy innych europejskich państw. Różnice pomiędzy nami a innymi państwami polegają na skali dotknięcia pandemią oraz związanymi z nią ograniczeniami w życiu gospodarczym. Spośród głównych rynków europejskich największy spadek zużycia energii zaobserwowaliśmy we Włoszech, Francji i Hiszpanii.



tion or an increase in overdue customer receivables. However, negative rating actions were few and they remained within a limited scale, e.g. downgrading ratings by one notch or just changing the outlook to negative. They mainly applied to those energy companies that had little leeway on our credit scores before the pandemic. For example, the Polish Tauron, whose rating fell from 'BBB' to 'BBB-', or the French sector tycoons - EDF and Engie - whose rating outlook was changed to negative. EDF - due to the reduction of electricity generation in nuclear power plants, Engie - due to a significant result deterioration in the segments of sales and additional services for customers. In general, gas has suffered more than electricity, as it is supplied to a large extent to industry, and decreases in industrial consumption are difficult to compensate by increasing supplies to individual customers.

The pandemic has been going on for a year now. What do you think the pandemic has shown in the energy sector? I mean what problems and what advantages have appeared in the energy industry? What are the strengths and weaknesses?

Let me start with the positives. Our main advantage is a mild recession compared to other European countries. As a result, the demand for electricity has decreased slightly, and energy companies have not

jednak nieznaczne i miały niewielką skalę, np. obniżenie ratingów o jeden poziom albo jedynie zmiana perspektywy na negatywną. Dotyczyły głównie tych spółek energetycznych, które już przed pandemią wykazywały się niewielką przestrzenią w ramach naszych wskaźników kredytowych. Np. polski Tauron, którego rating spadł do 'BBB-' z 'BBB', albo francuscy potentaci sektora - EDF i Engie - którym zmieniliśmy perspektywę ratingu na negatywną. EDF ze względu na zmniejszenie wytwarzania energii elektrycznej w elektrowniach jądrowych, Engie z uwagi na znaczące pogorszenie wyników w segmentach sprzedaży i dodatkowych usług dla klientów. Co do zasady gaz ucierpiał mocniej niż energia elektryczna, ponieważ dostarczany jest w dużym stopniu dla przemysłu, a spadki zużycia w przemyśle trudno skompensować zwiększeniem dostaw do klientów indywidualnych.

Pandemia trwa już rok. Co według Pana pokazała pandemia w sektorze elektroenergetycznym? Mam na myśli jakie problemy, jakie przewagi można wymienić, które objawiły się w branży energetycznej? Jakie są atuty, a jakie elementy pokazały słabość.

Zacznę od pozytywów. Naszym głównym atutem jest niewielka recesja w porównaniu do innych państw Europy. To sprawiło, że zapotrzebowanie na energię elektryczną spadło w niewielkim stopniu, a spółki elektroenergetyczne nie odnotowały istotnych spadków przychodów i zysków.

In my opinion, this is the last moment to start large investments in non-carbon energy. And this is fortunately happening. All major energy companies in Poland already have new development strategies for the green shift. In February, after many years of discussions, the PEP2040, which includes estimates of the share of electricity generation from coal sources at 37-56 percent in 2030 and 11-28 percent in 2040, was adopted.

W mojej opinii to ostatni moment na rozpoczęcie dużych inwestycji w energetyką niewęglową. I to się na szczęście dzieje. Obecnie wszystkie główne spółki elektroenergetyczne w Polsce mają już nowe strategie rozwoju zakładające zielony zwrot. W lutym, po wielu latach dyskusji, udało się przyjąć PEP2040, w którym pojawiają się szacunki dotyczące udziału wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł węglowych na poziomie 37-56 procent w 2030 roku oraz 11-28 procent w 2040 roku.



seen significant decreases in revenues and profits. However, there are more weaknesses exposed by the pandemic. First of all, the largest one, which is a high share of coal in the fuel mix. A reduction in the demand for electricity has decreased the demand for coal. As a consequence, the already difficult financial situation of the mines got even worse. The pandemic also increased the import of electricity, which in 2020 was the highest in many years. In addition to the pandemic, this was due to the rising prices of CO₂ emission allowances. They decreased slightly at the beginning of the pandemic, but during the second half of the year they more than made up for the loss, reaching their historic maximum levels. A lower demand for energy and higher prices of allowances increased energy imports to Poland. In 2020, imports covered 8 percent of the Polish demand, which is a high share considering the fact that a few years ago it was Poland that exported electricity.

Apart from the pandemic, another challenge facing the Polish power sector is energy transition sought by the European Commission. From your point of view, is it realistic for Poland to meet Brussels' transition requirements by 2050?

In my opinion, yes. The Polish debate on energy transition is dominated by the issue of decarbonisation,

Słabych stron uwidoczniionych przez pandemię jest jednak więcej. Przede wszystkim, największa, czyli duży udział węgla w miksie paliwowym. Zmniejszenie popytu na energię elektryczną zmniejszyło popyt na węgiel. To w konsekwencji pogorszyło i tak trudną sytuację finansową kopalń. Pandemia zwiększyła również import energii elektrycznej, który w 2020 roku był najwyższy od wielu lat. Wpływ na to miały, poza pandemią, także rosnące ceny uprawnień do emisji CO₂. One na początku pandemii nieco spadły, jednak w trakcie drugiego półrocza odrobiły stratę z nawiązką, osiągając historyczne maksima. Niższy popyt na energię oraz wyższe ceny uprawnień wzmogły import energii do Polski. W 2020 roku import pokrył 8 procent polskiego zapotrzebowania, co jest wysokim udziałem zważywszy na to, że jeszcze kilka lat temu to Polska eksportowała energię elektryczną.

Poza pandemią, kolejnym wyzwaniem stojącym przed polską elektroenergetyką jest transformacja energetyczna firmowana przez Komisję Europejską. Czy według Pana realnym jest wywiązanie się Polski z wymagań Brukseli co do transformacji do roku 2050 ?

W mojej opinii tak. W polskiej debacie na temat transformacji energetycznej dominuje wątek dekarbonizacji, która stanowi największe wyzwanie. Jesteśmy tu świadkami dużego przyspieszenia, które widać od 2018 roku. Przyspieszenie to wynikało z gwałtownego skoku

which is the greatest challenge. We have been witnessing a large acceleration in this respect since 2018. This acceleration results from a sharp jump in the prices of CO₂ emission allowances. This growth was mainly bought about by the reform of the EU ETS emissions trading system, which countries using coal in the energy sector, such as Poland, failed to block. As a result, we have observed a permanent increase in the prices of CO₂ emission allowances to the level of EUR 20-30. At present, the prices exceed even EUR 40 per tonne of emissions. In my opinion, this is the last moment to start large investments in non-carbon energy. And this is fortunately happening. All major energy companies in Poland already have new development strategies for the green shift. In February, after many years of discussions, the PEP2040, which includes estimates of the share of electricity generation from coal sources at 37-56 percent in 2030 and 11-28 percent in 2040, was adopted. In my opinion, the share of coal in the mix will drop faster. I do not expect Poland to be allowed to use coal energy for longer than it will be in other EU countries. A certain benchmark here is Germany, which produces even more electricity from coal than Poland in absolute terms, but which decided to abandon its use completely by 2038 at the latest. Thus, Poland still using coal in 2040 would probably face blockades of an administrative nature (e.g. a direct ban on its use) or a quasi-market nature, e.g. in the form of very high prices of CO₂ emission allowances. It should be remembered that the CO₂ emissions trading mechanism contains both a market element and one related to the implementation of the EU's climate and energy policy goals set by political bodies. We have seen a similar structure in the case of green certificates in Poland, where - despite the fact that the game was based on market mechanisms - the administrative factor had a significant impact on the prices of these certificates. However, I would like to add that low and zero emission technologies in the energy sector are well known and developed, and will continue to become cheaper. Thus, the transition of the energy sector towards zero emissions should be neither a technological nor economic problem in the long term. It will be more difficult to reduce emissions from other sectors, such as transport. It may happen that the energy sector will have to achieve its transition goals to a greater extent in order to cover delays in other branches of the economy. Therefore, this is the last moment to accelerate the transformation of the power industry.

cen uprawnień do emisji CO₂. Na ten wzrost w głównej mierze wpłynęła reforma unijnego systemu handlu emisjami EU ETS, której państwom wykorzystującym węgiel w energetyce, takim jak Polska, nie udało się zablokować. W konsekwencji, zaobserwowaliśmy trwały wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ do poziomu 20 – 30 euro. Aktualnie ceny wynoszą już około 40 euro za tonę emisji. W mojej opinii to ostatni moment na rozpoczęcie dużych inwestycji w energetyką niewęglową. I to się na szczęście dzieje. Obecnie wszystkie główne spółki elektroenergetyczne w Polsce mają już nowe strategie rozwoju zakładające zielony zwrot. W lutym, po wielu latach dyskusji, udało się przyjąć PEP2040, w którym pojawiają się szacunki dotyczące udziału wytwarzania energii elektrycznej ze źródeł węglowych na poziomie 37-56 procent w 2030 roku oraz 11-28 procent w 2040 roku. W mojej opinii spadek udziału węgla w mixie nastąpi szybciej. Nie spodziewam się, aby Polsce pozwolono na dłuższe korzystanie z energetyki węglowej niż to będzie miało miejsce w innych państwach unijnych. Pewnym benchmarkiem są tutaj Niemcy, które w wartościach absolutnych wytwarzają nawet więcej energii elektrycznej z węgla niż Polska, ale które zdecydowały się całkowicie zrezygnować z jego wykorzystania najpóźniej do 2038 roku. Tak więc Polska nadal korzystająca z węgla w 2040 roku prawdopodobnie naraziłaby się na blokady natury administracyjnej (np. wprost zakaz jego wykorzystania) lub quasi-rynkowej np. w postaci bardzo wysokich cen uprawnień do emisji CO₂. Trzeba pamiętać, że mechanizm handlu emisjami CO₂ zawiera w sobie zarówno element rynkowy, jak i związany z realizacją celów polityki klimatyczno-energetycznej UE ustalonymi przez gremia polityczne. Podobną konstrukcję widzieliśmy w przypadku zielonych certyfikatów w Polsce, gdzie pomimo, iż gra była oparta na mechanizmach rynkowych to czynnik administracyjny oddziałował znacznie na ceny tych certyfikatów. Chciałbym jednak dodać też, że technologie nisko i zero emisyjne w energetyce są dobrze znane, rozwinięte i coraz tańsze. Tak więc, transformacja energetyki ku zeroemisyjności nie powinna w dłuższej perspektywie stanowić problemu natury technologicznej czy ekonomicznej. Trudniejsza będzie redukcja emisji innych branż, np. transportu. Może być tak, że elektroenergetyka będzie musiała osiągnąć swoje cele transformacji w większym stopniu, aby pokryć opóźnienia w innych gałęziach gospodarki. Mamy zatem ostatni moment, aby przyspieszyć z transformacją naszej elektroenergetyki.

Looking at the challenges facing the Polish energy sector, is the transition itself an opportunity or a threat to the Polish economy?

I believe that energy transition is a great opportunity, but it is not without threats. The transformation presents a great opportunity for producers of energy from renewable sources. These are often small and medium enterprises that have only been on the market for a few years, but their growth is really dynamic. Looking at Germany's experiences with the transformation from the first decade of the century, these originally small companies can grow to large sizes and constitute real competition for energy giants, who take longer to adapt to changes in the environment. The transition is also an opportunity for foreign investors, both sector and financial investors, who will try to enter the Polish market. We can already see such actions in the context of partnerships concluded by Polish groups with foreign ones on the wind energy market in the Baltic Sea. Equinor and Polenergia, Ørsted and PGE, Northland and PKN Orlen are the latest examples of such cooperation agreements. The transition is also an opportunity for large-scale energy as it creates an opportunity to reduce the monoculture of coal and diversify the energy mix and, after the announced separation of mining from energy groups and putting it into a separate entity, to release funds for transformation and reduce the overall business risk of the energy sector. The transition is also an opportunity for the economy as a whole, due to the elimination of the need to import (or extract) energy resources. At the very beginning, it will be a reduction in coal extraction, but with time and with further development of technology, oil and natural gas will lose their importance. This is the true dimension of the state's energy security. Of course, there are also threats. They are related to the pace of transition and ensuring a stable electricity supply. When the pace of transition is too fast, it becomes much more expensive. Decommissioning of even relatively new coal-fired units, or as we can see in Germany and Sweden, of still efficient and zero-emission nuclear power plants, means that these costs are rising, as it is necessary to invest in even more new energy sources. A too-rapid pace of transition may also lead to disturbing the stability of electricity supplies. The main problem of renewable energy sources is still their dependence on weather conditions and this problem will not be solved in the next few years.

Czy patrząc na wyzwania stojące przed polską elektroenergetyką, sama transformacja jest szansą czy zagrożeniem dla polskiej gospodarki?

Uważam, że transformacja jest dużą szansą, która jednak nie jest wolna od zagrożeń. Wielką szansę transformacja stanowi dla wytwórców energii ze źródeł odnawialnych. To są często małe i średnie firmy, które funkcjonują dopiero kilka lat na rynku, jednak bardzo dynamicznie rosną. Patrząc na doświadczenia Niemiec z transformacji z pierwszej dekady wieku, to te pierwotnie niewielkie firmy mogą urosnąć do dużych rozmiarów i stanowić realną konkurencję dla gigantów energetycznych, którzy wolniej dostosowują się do zmian otoczenia. Transformacja jest też szansą dla zagranicznych inwestorów, zarówno branżowych jak i finansowych, którzy będą starać się wejść na polski rynek. Takie działania już widzimy w kontekście partnerstw zawieranych przez polskie koncerny z zagranicznymi na rynku energetyki wiatrowej na Bałtyku. Equinor z Polenergią, Ørsted z PGE, Northland z PKN Orlen to ostatnie przykłady takich porozumień o współpracy. Transformacja jest również szansą dla wielkoskalowej energetyki, ze względu na stworzenie okazji do zredukowania monokultury węgla i dywersyfikacji miksu energetycznego oraz, po zapowiadanych wyłączeniu górnictwa z grup energetycznych do oddzielnego podmiotu, uwolnienia środków na transformację i obniżenia ogólnego ryzyka biznesowego energetyki. Również dla gospodarki jako całości transformacja jest szansą, ze względu na zniwelowanie konieczności importu (bądź wydobycia) surowców energetycznych. Na samym początku będzie to redukcja wydobycia węgla, ale z czasem i z dalszym rozwojem technologii swoje znaczenie będzie traciła ropa naftowa i gaz ziemny. To jest prawdziwy wymiar bezpieczeństwa energetycznego państwa. Są też oczywiście zagrożenia. One wiążą się z tempem transformacji i zapewnieniem stabilnych dostaw energii elektrycznej. Zbyt szybkie tempo transformacji znacznie ją podraża. Wyłączanie nawet stosunkowo młodych bloków węglowych, czy jak widzimy w Niemczech i Szwecji, wciąż sprawnych i zeroemisyjnych elektrowni jądrowych powoduje, że te koszty wzrastają, bo konieczne jest inwestowanie w jeszcze większą liczbę nowych źródeł energii. Zagrożeniem zbyt szybkiego tempa transformacji jest też możliwość zaburzenia stabilności dostaw energii elektrycznej. Głównym problemem OZE jest nadal uzależnienie od warunków pogodowych i tego problemu nie uda się rozwiązać w perspektywie najbliższych kilku lat. Nadmierne poleganie na OZE może z kolei prowadzić do podobnych problemów, z którymi borykali się tej zimy



Over-reliance on renewable energy sources may in turn result in similar problems that the Swedes were faced with, being forced to import energy from Germany or Poland during the worst frosts. The import of energy itself also poses a challenge to grid stability. We had an example on 8 January this year, when the failure resulted in the separation and imbalance of the European energy system and a threat to the stability of supplies over a large area of the continent. Many countries plan to cover energy shortages with imports in their energy policies. It is in the context of decommissioning of subsequent nuclear power units in Germany or coal-fired units in Poland that will raise concerns as to whether all countries will be able to meet their energy needs at the same time, especially in the periods of increased demand. To sum up, energy transition gives great opportunities, provided that a reasonable pace of its implementation is chosen. ■

Szwedzi zmuszeni podczas największych mrozów do importu energii z Niemiec czy Polski. Sam import energii również stanowi wyzwanie dla stabilności sieci. Przykład mieliśmy 8 stycznia bieżącego roku, kiedy w wyniku awarii doszło do rozdzielenia i niezbilansowania europejskiego systemu elektroenergetycznego i zagrożenia stabilności dostaw na dużym obszarze kontynentu. Wiele krajów planuje w swoich politykach energetycznych pokrywanie niedoborów energii importem. To w kontekście wyłączania kolejnych bloków atomowych w Niemczech, czy bloków węglowych w Polsce, będzie rodziło obawy, czy wszystkim uda się pokrywać swoje zapotrzebowanie na energię w tym samym czasie, zwłaszcza w okresach wzmożonego popytu. Reasumując, transformacja energetyczna niesie ze sobą duże szanse, pod warunkiem obrania odpowiedzialnego tempa jej wdrażania. ■

A close-up, black and white portrait of Piotr Górnik, a middle-aged man with short, graying hair and a light beard. He is looking slightly to the right with a subtle smile. He is wearing a dark suit jacket over a white shirt and a dark tie.

PIOTR GÓRNIK
HEAD OF HEATING
AND COOLING AT FORTUM IN POLAND
DYREKTOR DS. ENERGETYKI
CIEPLNEJ, FORTUM W POLSCE



WE ARE ALREADY IMPLEMENTING WESTERN SOLUTIONS IN THE FIGHT AGAINST SMOG.

ZACHODNIE ROZWIĄZANIA W WALCE ZE SMOGIEM WDRAŻAMY JUŻ TERAZ

The best way to fight smog in city centres is to connect as many buildings as possible to a district heating network. In Wrocław, since 2018, we have been running a program as part of which we connect all those willing to the network in a strictly defined area of the downtown – said Piotr Górnik, Director of Thermal Energy, Fortum, in an interview with Polish Energy Brief.

W centrach miast najlepszym sposobem walki ze smogiem jest podłączanie jak największej liczby budynków do ciepła sieciowego. We Wrocławiu od 2018 roku prowadzimy program, w ramach którego na ściśle określonym obszarze śródmieścia podłączamy do sieci wszystkich chętnych – powiedział w rozmowie z Polish Energy Brief Piotr Górnik, dyrektor ds. energetyki cieplnej, Fortum.

The ending heating season has shown that in cities such as Kraków, where coal stoves have been eliminated from households, the level of pollution has significantly decreased. In which cities in the south could similar mechanisms be used?

The best way to fight smog in city centres is to connect as many buildings as possible to a district heating network. In Wrocław, since 2018, we have been running a program as part of which we connect all those willing to the network in a strictly defined area of the downtown. For three years, Fortum has thus supported the liquidation of approximately 5,800 stoves in Śródmieście. The connection process itself takes no more than 12 months from the moment of submitting the application. In 2020, the company signed 75 connection agreements in Śródmieście, with a total capacity of over 10.5 MW. For the past three years, we have expanded the heating network throughout Wrocław by over 35 km, and approximately 42,000 new consumers have gained access to district heating. Only in 2020, there were about 12,000 new consumers added in Wrocław, and we signed as many as 181 contracts for a total capacity of over 72 MW.

Do residents willingly agree to such changes of heat sources?

Not all residents are always ready for it. Sometimes the cost of replacing the internal installation is a problem, and sometimes there are new tiles in the bathroom, which would suffer some damage during the works. Fortunately, awareness of the need to shift away from solid fuels is growing.

In Wrocław, the priority area in terms of heat source replacement is Śródmieście – it is here that over half (52 percent) of non-class solid fuel heat sources are located.

This, however, requires the expansion of heating networks...

It is true. Adding to the fact that the Wrocław heating network is one of the longest in Poland and has today approximately 570 km, it shows the scale of the challenge at the very beginning. Over the last three years, we have expanded the Wrocław network by over 35 km. However, the city is still developing and thus we must also develop the system that will provide residents with a safe supply of heat and at the same time ensure air quality. In 2020, Fortum spent around PLN 39.5 million on the development of heating infrastructure in Wrocław, including PLN 30 million on connection investments and PLN 9.5 million on the modernisation of networks and nodes. More-

Kończący się tegoroczny sezon grzewczy pokazał, że w takich miastach jak Kraków, gdzie wyeliminowano piece węglowe w gospodarstwach domowych, poziom zanieczyszczeń znacząco się obniżył. W których miastach na południu można zastosować podobne mechanizmy?

W centrach miast najlepszym sposobem walki ze smogiem jest podłączanie jak największej liczby budynków do ciepła sieciowego. We Wrocławiu od 2018 roku prowadzimy program, w ramach którego na ściśle określonym obszarze śródmieścia podłączamy do sieci wszystkich chętnych. Przez trzy lata Fortum wsparło w ten sposób likwidację ok. 5,8 tys. pieców w Śródmieściu. Sam proces przyłączenia trwa maksymalnie 12 miesięcy od momentu złożenia wniosku. W 2020 roku firma podpisała w Śródmieściu 75 umów przyłączeniowych na łączną moc ponad 10,5 MW. W całym Wrocławiu przez ostatnie trzy lata rozbudowaliśmy sieć ciepłowniczą o ponad 35 km, a dostęp do ciepła sieciowego zyskało ok. 42 tys. nowych odbiorców. Tylko w 2020 roku przybyło ok. 12 tys. nowych odbiorców ciepła we Wrocławiu, a podpisaliśmy aż 181 umów na łączną moc ponad 72 MW.

Mieszkańcy chętnie godzą się na takie wymiany źródeł ciepła?

Nie zawsze wszyscy mieszkańcy są na to gotowi. Czasem problemem są koszty wymiany instalacji wewnętrznej, a czasem – nowe kafelki w łazience, które ucierpiałyby podczas prac. Na szczęście świadomość potrzeby odchodzenia od paliw stałych jest coraz większa.

We Wrocławiu obszarem priorytetowym pod kątem wymiany źródeł ciepła jest Śródmieście – to tutaj zlokalizowana jest ponad połowa (52 procent) bezklasowych źródeł ciepła na paliwa stałe.

To wymaga jednak rozbudowy sieci ciepłowniczych...

To prawda. Jeśli dodamy do tego, że wrocławska sieć ciepłownicza jest jedną z najdłuższych w Polsce i liczy już ok. 570 km to pokazuje to już na początku skalę wyzwania. Przez ostatnie trzy lata rozbudowaliśmy wrocławską sieć o ponad 35 km. Jednak miasto wciąż się rozwija, a wraz z nim i my musimy rozwijać system, który zapewni mieszkańcom bezpieczne dostawy ciepła i jednocześnie pozwoli zadbać o jakość powietrza. W 2020 roku Fortum na rozwój infrastruktury ciepłowniczej we Wrocławiu wydało ok. 39,5 mln zł, w tym 30 mln zł na inwestycje przyłączeniowe i 9,5 mln zł na modernizację sieci i węzłów. Co więcej sieci ciepłownicze będziemy poddawać dalszej modernizacji, co zwiększy efektywność przesyłu ciepła. Dzięki-

The best way to fight smog in city centres is to connect as many buildings as possible to a district heating network. In Wrocław, since 2018, we have been running a program as part of which we connect all those willing to the network in a strictly defined area of the downtown. For three years, Fortum has thus supported the liquidation of approximately 5,800 stoves in Śródmieście.

W centrach miast najlepszym sposobem walki ze smogiem jest podłączanie jak największej liczby budynków do ciepła sieciowego. We Wrocławiu od 2018 roku prowadzimy program, w ramach którego na ściśle określonym obszarze śródmieścia podłączamy do sieci wszystkich chętnych. Przez trzy lata Fortum wsparło w ten sposób likwidację ok. 5,8 tys. pieców w Śródmieściu.



over, heating networks will be further modernised, which will increase the efficiency of heat transmission. Thanks to modern solutions, including digital ones, we can monitor the situation on an ongoing basis in the event of any problems.

Fortum also has international experience in heat and energy production. The company has participated in the preparation of the study entitled “Wrocław residents and Stockholm residents: Polish-style and Swedish-style ecology”. What Swedish experiences can be adapted in Poland?

Despite the growing demand for heating, greenhouse gas emissions per capita in Stockholm fell by 50 percent between 1990 and 2015. This is the result of the consistent development of the heating network by Fortum and the city of Stockholm – exactly as it is happening in Wrocław. At the same time, Swedish heating networks are more extensive and many sources cooperate with them, including those that recover heat. For example, servers in computer centres in Stockholm, in addition to storing huge amounts of data, transfer the heat they generate to the district heating network to heat apartments. This is yet to come, but taking into account that cities such as Wrocław or Kraków are becoming European IT centres, this may be an attractive development trend.

But let's move from heating to cooling. Can district he-

ki nowoczesnym rozwiązaniom również cyfrowym, możemy monitorować sytuację na bieżąco w razie ewentualnych kłopotów.

Fortum ma także międzynarodowe doświadczenia dotyczące produkcji ciepła i energii. Firma brała udział w przygotowaniu badania „Wrocławscy i Sztokholmscy: ekologia po polsku i szwedzku”. Jakie doświadczenia ze Szwecji można zaadaptować w Polsce?

Mimo rosnącego zapotrzebowania na ogrzewanie, emisja gazów cieplarnianych przypadająca na jednego mieszkańca Sztokholmu spadła w latach 1990-2015 o 50 procent. To efekt systematycznego rozszerzania sieci ciepłowniczej przez Fortum i miasto Sztokholm – dokładnie tak jak to się dzieje we Wrocławiu. Przy tym, szwedzkie sieci ciepłownicze są bardziej rozbudowane i współpracuje z nimi wiele źródeł – w tym te odzyskujące ciepło. Na przykład, serwery w centrach komputerowych w Sztokholmie oprócz tego, że przechowują ogromne ilości danych, oddają wytwarzane ciepło do sieci ciepłowniczej, do ogrzewania mieszkań. To jeszcze przed nami, jednak biorąc pod uwagę, że takie miasta jak Wrocław czy Kraków stają się europejskimi centrami IT może to być atrakcyjny kierunek rozwoju.



ating networks also be used to transmit cooling, which is so necessary in summer?

Along with the growth of cities, the needs for comfort in workplaces and homes are also increasing. However, the transfer of cooling through cooling networks – due to the different operating parameters of such a system – requires pipelines with much larger diameters. The development of such networks in city centres – because of the existing buildings – is practically impossible or very expensive. For this reason, we were looking at Fortum for a different solution that fits into the heating system, which in summer – apart from hot water – is practically unused. Therefore, we tested the possibilities of adsorption technology. It is about supplying heat to cooling devices located in buildings, and then converting the heat into cold. This seems to be an ideal solution. However, it requires further development of the technology and its commercialisation.

Przejdźmy jednak od ciepła do chłodu. Czy sieci ciepłownicze mogą posłużyć do przesyłu także chłodu, tak potrzebnego latem?

Wraz z rozwojem miast rosną także potrzeby dotyczące komfortu w miejscach pracy czy w domach. Jednak przesyłanie chłodu sieciami chłodniczymi – z uwagi na inne parametry pracy takiego systemu – wymaga rurociągów o znacznie większych średnicach. Budowa takich sieci w centrach miast – ze względu na zabudowę – jest praktycznie niemożliwa lub bardzo kosztowna. Z tego powodu szukaliśmy w Fortum innego rozwiązania, które wpisze się w układ ciepłowniczy, który latem – poza ciepłą wodą – jest przecież praktycznie niewykorzystany. Dlatego też przetestowaliśmy możliwości technologii adsorpcyjnej. Chodzi o dostarczenie ciepła do urządzeń chłodniczych zlokalizowanych w budynkach, a następnie zamianę ciepła w chłód. Wydaje się to idealnym rozwiązaniem. Wymaga jednak dalszego rozwoju technologii i jej komercjalizacji.

Along with the growth of cities, the needs for comfort in workplaces and homes are also increasing. However, the transfer of cooling through cooling networks – due to the different operating parameters of such a system – requires pipelines with much larger diameters. The development of such networks in city centres – because of the existing buildings – is practically impossible or very expensive. For this reason, we were looking at Fortum for a different solution that fits into the heating system, which in summer – apart from hot water – is practically unused.

Wraz z rozwojem miast rosną także potrzeby dotyczące komfortu w miejscach pracy czy w domach. Jednak przesyłanie chłodu sieciami chłodniczymi – z uwagi na inne parametry pracy takiego systemu – wymaga rurociągów o znacznie większych średnicach. Budowa takich sieci w centrach miast – ze względu na zabudowę – jest praktycznie niemożliwa lub bardzo kosztowna. Z tego powodu szukaliśmy w Fortum innego rozwiązania, które wpisze się w układ ciepłowniczy, który latem – poza ciepłą wodą – jest przecież praktycznie niewykorzystany

”

Heating in Poland is usually based on old and high-emission production capacities, and the environmental requirements are constantly growing. I would be far from saying that we should replace the monoculture of coal with the monoculture of gas or waste. Gas will probably be a very important transition fuel, but ultimately we are faced with the electrification of heating, both district heating and community heating. The use of surplus electricity produced by unstable RES in heating is a great opportunity.

Ciepłownictwo w Polsce przeważnie opiera się na starych mocach produkcyjnych, wysokoemisyjnych, a wymogi środowiskowe stale rosną. Byłbym daleki od stwierdzenia, że monokulturę węglową powinniśmy zastąpić monokulturą gazową lub odpadową. Z pewnością gaz będzie bardzo ważnym paliwem przejściowym, ale docelowo czeka nas elektryfikacja ciepłownictwa i to zarówno systemowego jak i ogrzewnictwa. Wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej produkowanej przez mało stabilne OZE w ciepłownictwie to duża szansa.



Does law already regulate such a possibility of offering coolness?

This must be solved at the regulatory and statutory level. In my opinion, this segment should remain as little regulated as possible so that the price could be as competitive as possible for the customer.

Local heat plants in Poland produce heat mainly from coal. Gas is presented as an alternative, but it is imported. Can waste be the third way for district heating?

Heating is based on the monoculture of coal. Over 80 percent of the heat produced in Poland comes from coal. Due to its high emissivity, heating is facing a major challenge, which is to result in energy transition. Heating in Poland is usually based on old and high-emission production capacities, and the environmental requirements are constantly growing. I would be far from saying that we should replace the monoculture of coal with the monoculture of gas or waste. Gas will probably be a very important transition fuel, but ultimately we are faced with the electrification of heating, both district heating and community heating. The use of surplus electricity produced by unstable RES in heating is a great opportunity. District heating will evolve as a local system adapted to local conditions – energy sources near which it exists. If there is

Czy prawo reguluje już taką możliwość oferowania chłodu?

To pozostaje do rozwiązania na szczeblu regulacyjnym, ustawowym. Moim zdaniem ten segment powinien pozostać możliwie jak najmniej regulowany – tak, aby cena mogła być dla klienta jak najbardziej konkurencyjna.

Lokalne ciepłownie w Polsce produkują ciepło głównie w oparciu o węgiel. Jako alternatywę przedstawia się gaz, który jest jednak z importu. Czy odpady mogą być trzecią drogą dla ciepłownictwa powiatowego?

W ciepłownictwie żyjemy w monokulturze węgla. Ponad 80 procent produkowanego w Polsce ciepła pochodzi z węgla. Przed ciepłownictwem, z uwagi na jego wysoką emisyjność, stoi duże wyzwanie, które ma doprowadzić do transformacji energetycznej. Ciepłownictwo w Polsce przeważnie opiera się na starych mocach produkcyjnych, wysokoemisyjnych, a wymogi środowiskowe stale rosną. Byłbym daleki od stwierdzenia, że monokulturę węglową powinniśmy zastąpić monokulturą gazową lub odpadową. Z pewnością gaz będzie bardzo ważnym paliwem przejściowym, ale docelowo czeka nas elektryfikacja ciepłownictwa i to zarówno systemowego jak i ogrzewnictwa. Wykorzystanie nadwyżek energii elektrycznej produkowanej przez mało stabilne OZE w ciepłownictwie to duża szansa. Ciepłownictwo będzie ewoluowało jako lokalny system dostosowany do lokalnych warunków – źródeł energii, w pobliżu których

geothermal energy nearby, this can be used, as well as industrial or commercial waste heat that can be efficiently used in district heating networks. Such examples are already implemented with the use of heat pumps. Waste can also be another local solution. "Local" heating, as well as waste management, is the responsibility of local governments. Therefore, there is a possibility of combining these two responsibilities and reaping the benefits of synergy. Non-recyclable waste can be processed into fuel, which can then be used to produce heat, electricity and cooling. Our heat and power plant in Zabrze, where, apart from coal, 50 percent of energy may come from waste, may serve as an example.

You have already mentioned digital solutions in heating networks. Where else are they applied?

Digital solutions apply in the area of energy efficiency, generation and transmission. Supervision over the operation and decisions on the replacement of parts in modern heat and power plants are more and more often carried out in the predictive maintenance mode, which allows us to predict when a failure may occur, and thus – to prevent it. The production of heat as well as electricity will be subject to dispersion. Managing such systems will not be possible without AI (artificial intelligence). Another area of rapid digital development will be – or actually is – demand management, i.e. DSR (Demand Side Response gives energy consumers the opportunity to receive regular remuneration in exchange for their willingness to temporarily reduce part of their energy consumption). It will also apply to heating. However, this will also require modern digital solutions, which we are working on. Digital solutions also include all the services dedicated to customers, from the ability to control consumption to active management of thermal comfort and energy consumption. In short, IoT (Internet of Things), which is taking great strides toward the energy and heating sectors. ■

występuje. Jeśli w pobliżu występuje geotermia, to można to wykorzystać, podobnie z odpadowym ciepłem przemysłowym lub komercyjnym, które może być efektywnie wykorzystane w sieciach ciepłowniczych. Takie przykłady już są wdrażane z wykorzystaniem chociażby pomp ciepła. Innym lokalnym rozwiązaniem, mogą być też odpady. „Lokalne” ciepłownictwo leży w gestii samorządów, podobnie jak zagospodarowanie odpadów. Istnieje więc możliwość połączenia tych dwóch obowiązków i czerpanie korzyści z synergii. Odpady, które nie nadają się do recyklingu, będzie można przetworzyć na paliwo, które następnie może być wykorzystane do produkcji ciepła, energii elektrycznej i chłodu. Przykładem takiego działania jest nasza elektrociepłownia w Zabrzu, w której poza węglem, 50 procent energii może pochodzić z odpadów.

Wspomniał Pan już o rozwiązaniach cyfrowych w sieciach ciepłowniczych. Gdzie jeszcze mają one zastosowanie?

Rozwiązania cyfrowe to obszar efektywności energetycznej, wytwarzania i przesyłu. Nadzór nad eksploatacją i decyzje o wymianie części w nowoczesnych elektrociepłowniach coraz częściej odbywają się w trybie predictive maintenance, który pozwala nam przewidzieć kiedy może wystąpić awaria, a co za tym idzie – zapobiec jej. Produkcja ciepła podobnie jak i energii elektrycznej będzie ulegała rozproszaniu. Zarządzanie takimi systemami nie będzie możliwe bez AI (artificial intelligence – sztuczna inteligencja). Innym obszarem szybkiego rozwoju cyfrowego będzie – a właściwie już jest – zarządzanie popytem, czyli DSR (Demand Side Response daje odbiorcom energii możliwość uzyskiwania regularnego wynagrodzenia w zamian za gotowość do chwilowego ograniczenia części poboru energii). Będzie ono miało zastosowanie także w ciepłownictwie. I tutaj jednak potrzebne będą nowoczesne rozwiązania cyfrowe, nad którymi pracujemy. Cyfrowe rozwiązania to także wszelkie usługi dedykowane klientom, zaczynając od możliwości kontroli zużycia na aktywnym zarządzaniu komfortem cieplnym i zużyciem energii kończąc. Jednym słowem IoT (Internet of Things – Internet Rzeczy), który wkracza do sektora energetycznego i ciepłownictwa wielkimi krokami. ■

SOCIO-ECONOMIC ASPECTS OF POLAND'S ENERGY TRANSITION: RECOVERY AND COMPETITIVENESS. TRANSFORMACJA ENERGETYCZNA POLSKI W KONTEKŚCIE EKONOMICZNO SPOŁECZNYM. ODBUDOWA I KONKURENCYJNOŚĆ GOSPODARKI.

In the age of the COVID-19 pandemic, questions around the recovery and the future of Poland's economy become critically important. Investments to reshape the country's electricity generation mix may be a flywheel of growth, potentially creating about 616 thousand new workplaces in the 2050 horizon. A recent analysis by Instytut Jagielloński (IJ) attempts to inform the ongoing discussion by quantifying the impact of the new electricity landscape on the Polish economy.

W dobie pandemii COVID-19 pytania o odbudowę oraz przyszłość polskiej gospodarki nabierają szczególnego znaczenia. Jednym z kół zamachowych mogą być inwestycje związane z gruntowną przebudową rodzimej struktury wytwarzania energii elektrycznej, które w horyzoncie 2050 roku mają szansę przełożyć się na około 616 tys. nowych miejsc pracy. Głosem w dyskusji oraz próbą oszacowania wpływu nowej elektroenergetyki na polską gospodarkę jest niedawne opracowanie Instytutu Jagiellońskiego (IJ).



**MARCIN ROSZKOWSKI**

PRESIDENT
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
PREZES INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
WYDAWCA POLISH ENERGY BRIEF

**KAMIL MOSKWIK**

EXECUTIVE DIRECTOR
OF THE JAGIELLONIAN INSTITUTE
HEAD OF THE POLISH ENERGY BRIEF
DYREKTOR WYKONAWCZY
INSTYTUTU JAGIELLOŃSKIEGO
RED. NACZELNY POLISH ENERGY BRIEF

**KRYSTIAN KRUPA**

POWER SECTOR MODELLING AND ANALYTICS
EXPERT, JAGIELLONIAN INSTITUTE
EKSPERT DS. MODELOWANIA I ANALITYKI
SEKTORA ENERGII ELEKTRYCZNEJ, INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

Jagiellonian Institute emphasises that the transformed power sector is going to be a key element of the economy which is headed to become circular. According to IJ's analysis¹, the total capital outlay to redesign Poland's generation mix in the 2050 horizon could potentially reach PLN 441 bn and translate into the following economic and environmental results:

- around 616 thousand new workplaces
- 40% / 68% share of renewables in the domestic electrical output (in 2030 and 2050 respectively)
- 5% / 26% drop in the average wholesale electricity price in 2030 and 2050 respectively (against 2020 levels)
- reduced CO₂ emissions from the power sector (by 56% in 2030 and by 95% in 2050, against 2005 levels).

Within all this, the first question to ask is...

Does Poland need an energy transformation?

For the last few years, skyrocketing prices of CO₂ emission rights (EUR40/Mg at present, compared to EUR10/Mg at the start of 2018), coupled with a 74% share of coal in Poland's generation mix, have resulted in an escalation of the country's wholesale power prices and a deepening of the gap against cheaper neighbouring countries (Figure 1).

Institut Jagielloński zaznacza, że nowa elektroenergetyka będzie kluczowym elementem gospodarki, która docelowo zmierzać będzie kierunku gospodarki o obiegu zamkniętym (GOZ). Według analizy IJ¹, nakłady inwestycyjne na przebudowę polskiego miksów wytwórczych w horyzoncie 2050 roku mogą wynieść 441 mld złotych i przełożyć się na następujące efekty gospodarczo środowiskowe:

- około 616 tys. nowych miejsc pracy
- 40% / 68% udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w krajowej produkcji energii elektrycznej odpowiednio w 2030 i 2050 roku
- spadek średniej ceny hurtowej energii elektrycznej o 5% w roku 2030 oraz o 26% w roku 2050 (względem poziomów z 2020 roku)
- redukcję emisji CO₂ w elektroenergetyce o 56% w roku 2030 oraz o 95% w roku 2050 (względem poziomów z 2005 roku).

W tym wszystkim pojawia się pytanie...

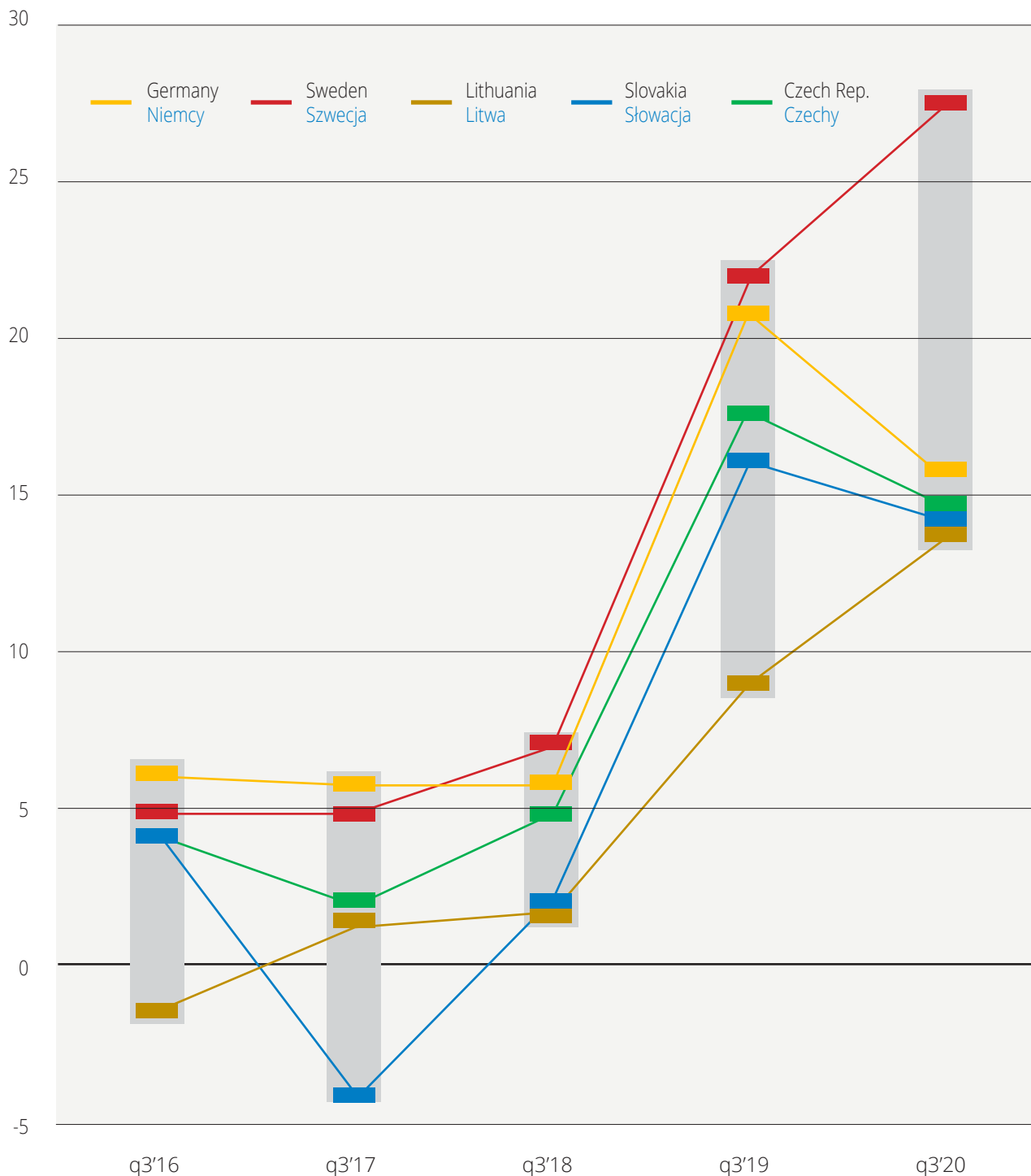
Czy Polska potrzebuje transformacji energetycznej?

Struktura wytwarzania energii elektrycznej (około 74% z paliw węglowych) oraz galopujące ceny uprawnień do emisji CO₂ (obecnie około 40 EUR/Mg, względem 10 EUR/Mg w początkach 2018 roku) od kilku lat przekładają się na silne wzrosty hurtowych cen energii elektrycznej w Polsce² oraz pogłębienie luki względem tańszych krajów ościennych (Rys. 1).

1. „Transformacja energetyczna Polski w kontekście ekonomiczno-społecznym. Odbudowa i konkurencyjność gospodarki.” „Transformacja energetyczna Polski w kontekście ekonomiczno-społecznym. Odbudowa i konkurencyjność gospodarki.” (streszczenie oraz prezentacja)
2. From around PLN160-170/MWh in 2016-2017 to around PLN250/MWh in 2019 and 2020. Z poziomu ok. 160-170 zł/MWh w latach 2016-2017 do ok. 250 zł/MWh za rok 2019 i 2020.

FIG. 1 THE GAP IN WHOLESALE ELECTRICITY PRICES BETWEEN POLAND AND NEIGHBOURING COUNTRIES [EUR/MWH]

RYS. 1 RÓŻNICE W POZIOMACH CEN HURTOWYCH ENERGII ELEKTRYCZNEJ [EUR/MWH]: POLSKA A KRAJE OŚCIEENNE



Source: IJ analysis based on European Commission data
Źródło: analiza IJ w oparciu o dane Komisji Europejskiej

in an escalation of the country's wholesale power prices and a deepening of the gap against cheaper neighbouring countries (Figure 1).

The high share of coal in the generation mix and the high CO₂ prices aside, the levels of generation costs are also impacted by the age (and hence the efficiency) of generating assets. In Poland, 67% of generating units are aged 30+ years and their efficiency is less than 38-40%.

If you join the dots, it is hard not to notice that the country's economy is going to face structural pressure on electricity costs, translating to lower competitiveness in the international arena. In this context, an energy transition in Poland is both inevitable and necessary, and a few key questions to be asked about the future of Poland's generation mix are:

- how to design and finance the transition (e.g. so that Germany's case is not repeated, where falling wholesale prices went hand in hand with soaring prices for end customers)
- what other challenges might Poland face?

Determinants and possible vision of the next three decades

Poland's energy transition will warrant a number of decisions which will need to consider policy and political, economic, social and technological issues, and the interplay (joining of the dots) between them. For these decisions to be informed, the right knowledge and analytical resources should be secured; for the execution of the decisions to be effective and efficient, the right organisation and management will be critical (Figure 2).

Modelling and analysis by IJ indicates that the share of renewables in the domestic electrical output may increase from the current 14-15% to around 40% in 2030 and 68% in 2050, where the dominant sources will be offshore and onshore wind as well as photovoltaics (rooftop installations and large-scale farms). The remaining portion of the mix will be provided by thermal, low- or non-emitting sources such as natural gas, nuclear energy and hydrogen (Figure 3). The generation mix will be supported by battery energy storage systems (BESS) – used mostly for frequency and voltage control – estimated to reach 7 GW by 2050.

Marginalnie warto wspomnieć, że oprócz wysokiego udziału węgla w miksie wytwórczym oraz wysokich cen CO₂ na poziom kosztów wytwarzania energii elektrycznej wpływa też wiek (a tym samym sprawność) infrastruktury wytwórczej. W przypadku Polski 67% turbozespołów ma więcej niż 30 lat, a sprawność większości bloków nie przekracza 38-40%.

Łącząc powyższe kropki nie sposób nie zauważyć, że krajowa gospodarka staje w obliczu strukturalnej presji na wzrost kosztów funkcjonowania oraz pogorszenia konkurencyjności na arenie międzynarodowej, wobec czego transformacja energetyczna w Polsce wydaje się być nieunikniona i potrzebna.

Przy tej okazji można postawić szereg pytań związanych z przyszłością polskiego miksu energetycznego, z których kluczowe to:

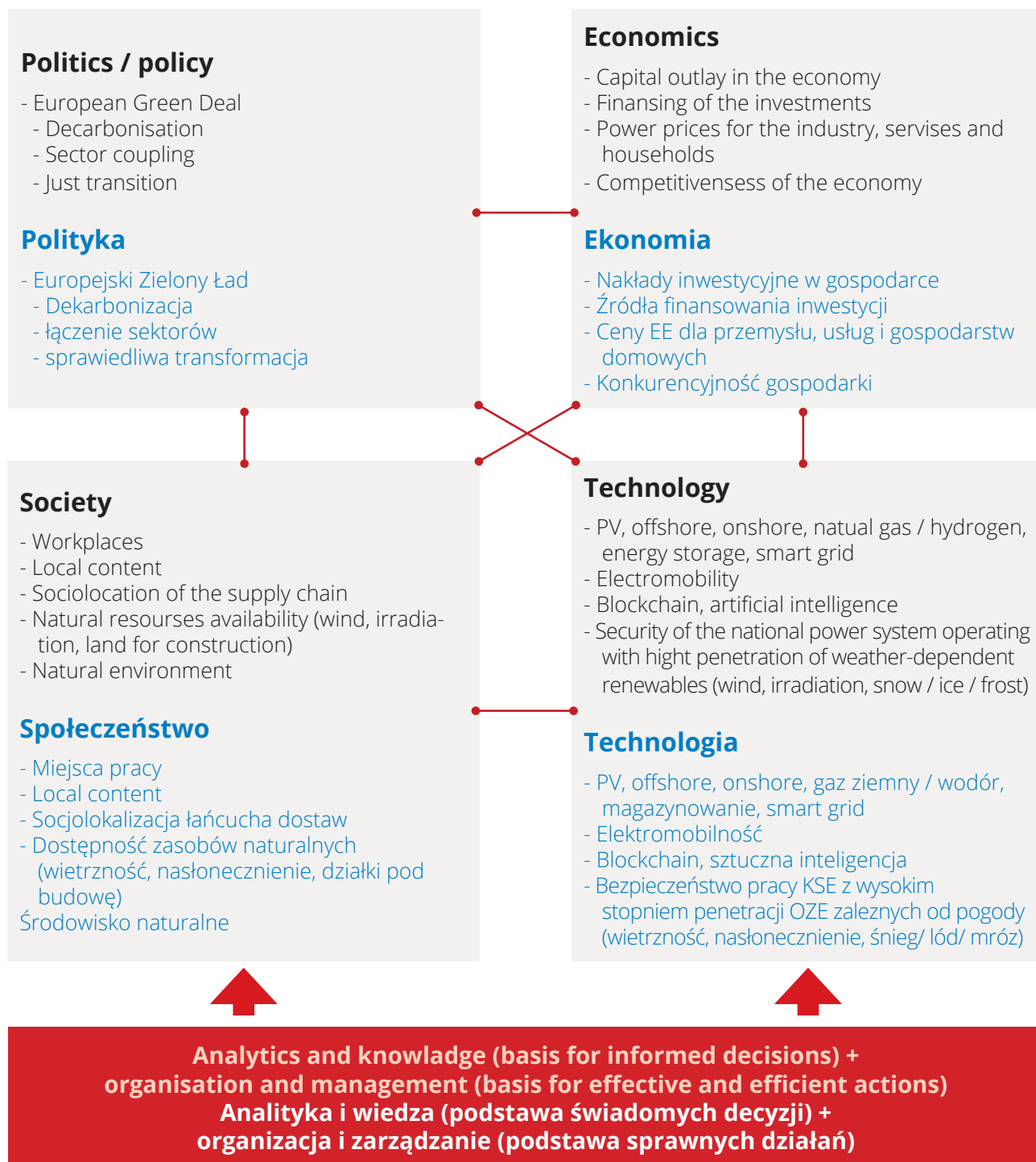
- jak zaprojektować i sfinansować transformację energetyczną (aby m.in. uniknąć sytuacji Niemiec, gdzie spadające ceny hurtowe energii elektrycznej szły w parze z rosnącymi cenami dla odbiorców końcowych)
- jakie inne wyzwania stoją przed Polską?

Uwarunkowania i możliwa wizja najbliższych trzech dekad

Przeprowadzenie transformacji energetycznej Polski wymagać będzie podjęcia szeregu decyzji, które powinny uwzględniać kwestie polityczne, ekonomiczne, społeczne oraz technologiczne, a także interakcje (łączenie kropek) pomiędzy tymi obszarami. Aby decyzje te były świadome (informed decisions) należy zapewnić odpowiedni zasób wiedzy oraz analityki; aby działania związane z realizacją decyzji były sprawne, należy zapewnić odpowiednią organizację i zarządzanie (Rys. 2).

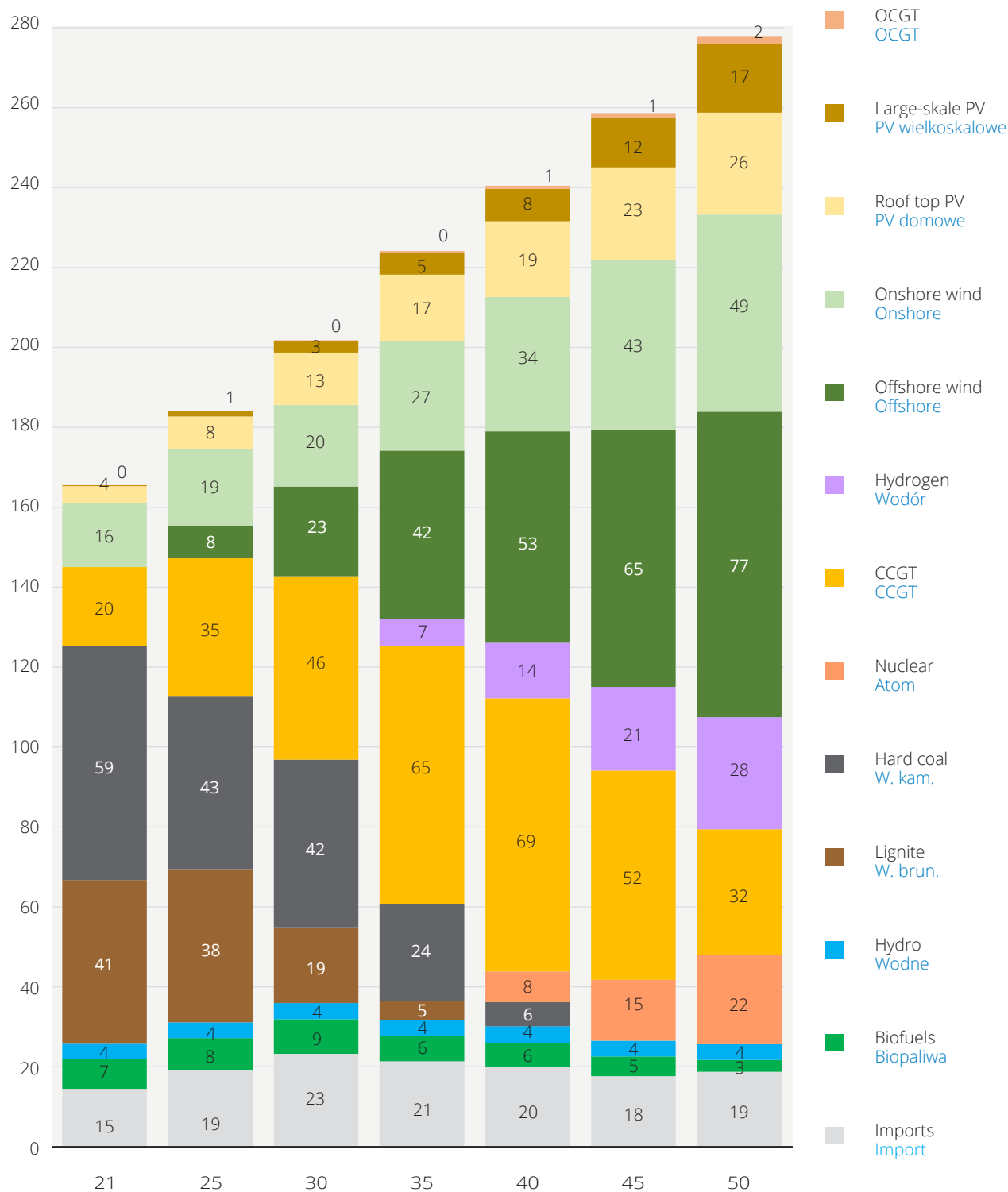
Modelowanie i analiza IJ wskazuje, że udział OZE w krajowej produkcji energii elektrycznej ma szansę wzrosnąć z obecnych 14-15% do około 40% w roku 2030 oraz około 68% w roku 2050, z czego dominującymi źródłami będzie energetyka wiatrowe offshore, onshore oraz fotowoltaika (w podziale na małe instalacje dachowe oraz farmy wielkoskalowe). Pozostałymi elementami miksu wytwórczego będą źródła ciepłne nisko- i zeroemisyjne, czyli gaz ziemny, atom oraz wodór (Rys. 3). Uzupełnieniem miksu (pozwalającym zwłaszcza na regulację częstotliwości i napięcia) będą magazyny bateryjne, których moc w 2050 roku ma szansę wynieść około 7 GW.

**FIG. 2 DIMENSIONS AND DETERMINANTS
OF POLAND'S ENERGY TRANSFORMATION**
**RYS. 2 WYMIARY I DETERMINANTY TRANSFORMACJI
ENERGETYCZNEJ W POLSCE**



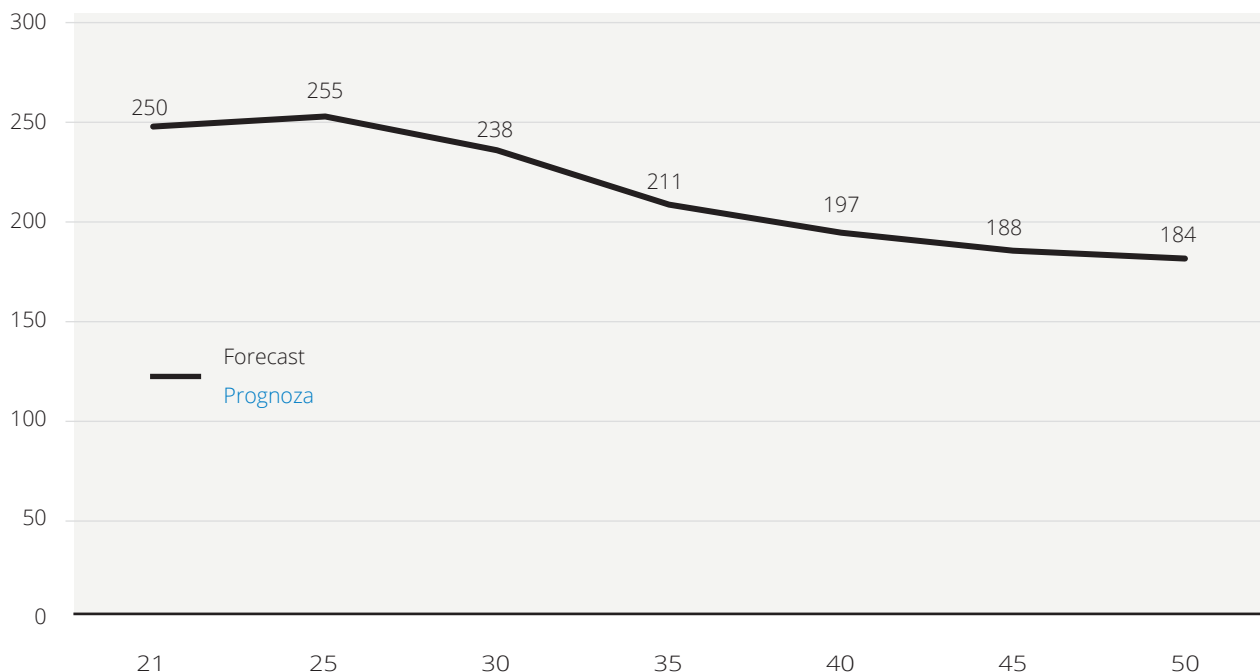
Source: IJ analysis
Źródło: modelowanie i analiza IJ

GRAPH. 3 **POTENTIAL ELECTRICITY GENERATION MIX [TWH] IN POLAND**
RYS. 2 **MOŻLIWA STRUKTURA POKRYCIA ZAPOTRZĘBOWANIA**
NA ENERGIĘ ELEKTRYCZNĄ [TWH] W POLSCE



Source: IJ modelling and analysis
 Źródło: modelowanie i analiza IJ

GRAPH. 4 **MOŻLIWA EWOLUCJA ŚREDNIEJ CENY HURTOWEJ ENERGII ELEKTRYCZNEJ [ZŁ/MWH] W POLSCE**
RYS. 3 **POSSIBLE EVOLUTION OF THE AVERAGE WHOLESALE ELECTRICITY PRICE [PLN/MWH] IN POLAND**



Source: IJ modelling and analysis
 Źródło: modelowanie i analiza IJ

The redesign of Poland's electricity generation mix in the 2050 horizon may trigger the creation of around 616 thousand new workplaces. Due to increased share of low- and non emitting sources, the energy transition may in the long run translate to a decrease of generation costs (currently driven by the high CO2 prices).

An expected economic benefit will be a drop in average wholesale electricity prices by 5 % in 2030 and by 26% in 2050 against current levels (Figure 4), which will have a positive impact on the competitiveness of Poland's economy.

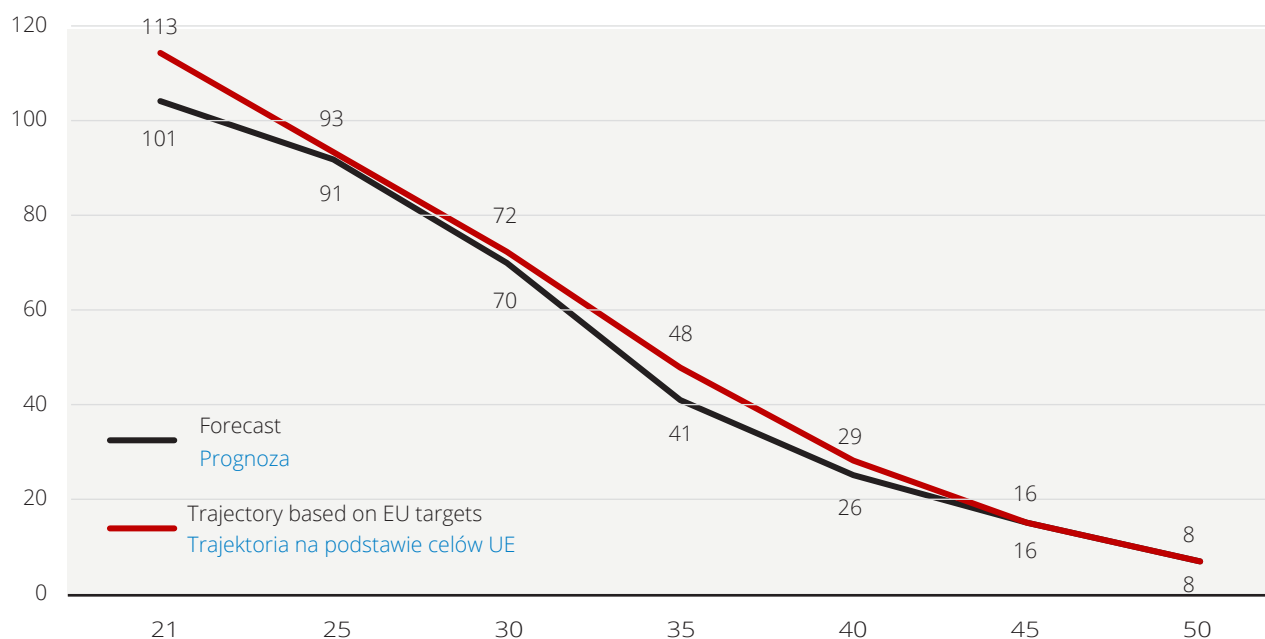
As far as environmental effects are concerned, IJ's analysis indicates that CO2 emissions from the power sector could potentially be reduced by 56% in 2030 (against 2005 levels), which will satisfy the 55% goal set by the European Union for that year. In the 2050 horizon, the scale of potential CO2 emissions reduction could reach 95% (Figure 5).

Przebudowa mixu wytwórczego energii elektrycznej w Polsce może w horyzoncie 2050 roku przełożyć się na około 616 tys. nowych miejsc pracy. Z uwagi na wzrost udziału źródeł nisko- i zeroemisyjnych, transformacja energetyczna w długim horyzoncie przyczyni się do obniżenia kosztów wytwarzania energii elektrycznej (które obecnie powodowane są przede wszystkim wysokimi cenami uprawnień do emisji CO2).

Spodziewanym efektem ekonomicznym może być spadek średniej ceny hurtowej energii elektrycznej o 5 % w roku 2030 oraz o 26% w roku 2050 względem obecnych poziomów (Rys. 4), co pozytywnie przełoży się na konkurencyjność krajowej gospodarki.

W zakresie efektów środowiskowych, analiza IJ wskazuje na potencjał redukcji emisji CO2 o 56% w roku 2030 (względem poziomów z 2005 roku), co pozwoli wypełnić unijny cel na poziomie 55% na ten rok. W horyzoncie roku 2050, potencjalna redukcja emisji CO2 to 95% (Rys. 5).

GRAPH. 5 POSSIBLE TRAJECTORY OF CO₂ EMISSIONS [MILLION MG] IN POLAND
RYS. 5 MOŻLIWA TRAJEKTORIA EMISJI CO₂ [MLN MG] W POLSCE



Source: IJ modelling and analysis
 Źródło: modelowanie i analiza IJ

Key challenges

IJ's analysis also signals key challenges and issues related with the transformation. One of them is the 'sociolocalization' of investments and the supply chain within the local content considerations. According to IJ, it is crucial that new workplaces be created in regions where increased unemployment risk could occur due to the energy transition. Other challenges mentioned by IJ include:

- managing the stable operation of the power system with increased penetration of weather-dependent renewables (wind, photovoltaics),
- effective and efficient organisation and realisation of investment activities,
- ensuring the financing of the investments,
- ensuring analytics and knowledge resources to support informed decisions.

Kluczowe wyzwania

Analiza IJ sygnalizuje także kluczowe kwestie związane z transformacją. Jedną z nich jest kwestia „sociołokalizacji” inwestycji oraz łańcucha dostaw w ramach tzw. local content. Według IJ, istotne jest, aby nowe miejsca pracy tworzyć w regionach, w których istnieje ryzyko wzrostu bezrobocia związanego z transformacją energetyczną. Wśród innych kwestii wymieniana się także:

- zarządzanie stabilną pracą systemu elektroenergetycznego³ w obliczu wzrostu produkcji z OZE zależnych od pogody (wiatr, fotowoltaika),
- sprawną organizację oraz realizację działań inwestycyjnych,
- zabezpieczenie źródeł finansowania inwestycji oraz
- zapewnienie analityki oraz wiedzy stanowiących wsparcie w procesie podejmowania decyzji.

3. E.g. the duck curve, power system flexibility, i.e. frequency control (incl. inertia) and voltage control (incl. system strength), system restart capabilities or congestion management to minimise the risk of curtailing the output of renewables due to localised network thermal limits. Np. zjawisko duck curve, zapewnienie elastyczności systemu, tj. kontrola częstotliwości (w tym inercja) i napięcia (w tym tzw. system strength), możliwość odbudowy systemu czy zarządzanie ograniczeniami sieciowymi (w celu minimalizacji ryzyka redukcji wolumenu wytwarzania z OZE z uwagi na lokalne limity obciążalności termicznej przewodów).

We design
and produce
great
publications.



**And
this one,
too.**



NOWE**MEDIA**24.PL

**POLAND'S ENERGY
POLICY (PEP2040)
IN THE LIGHT OF
THE EU "FIT FOR 55%"
PACKAGE**

**POLITYKA ENERGETYCZNA
POLSKI (PEP2040)
W ŚWIETLE
UNIJNEGO PAKIETU
„FIT FOR 55%”**



ROBERT JESZKE

HEAD OF THE ANALYSIS AND AUCTION STRATEGY TEAM AND CENTRE OF CLIMATE AND ENERGY ANALYSES (CAKE/KOBIZE)
KIEROWNIK ZESPOŁU STRATEGII ANALIZ I AUKCJI ORAZ CENTRUM ANALIZ KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNYCH (CAKE/KOBIZE)



MARTA ROSŁANIEC

EXPERT IN THE STRATEGY, ANALYSIS AND AUCTION TEAM (CAKE/KOBIZE)
EKSPERT W ZESPOLE STRATEGII, ANALIZ I AUKCJI (CAKE/KOBIZE)



MICHAŁ LEWARSKI

EXPERT IN THE STRATEGY, ANALYSIS AND AUCTION TEAM (CAKE/KOBIZE)
EKSPERT W ZESPOLE STRATEGII, ANALIZ I AUKCJI (CAKE/KOBIZE)

What stage are we at?

In recent months, despite the pandemic that hinders the work of diplomats, the EU policy related to the fight for the protection of the climate has been gradually developed.

In December 2020, under the Paris Agreement, the European Union undertook to meet the targets of reducing greenhouse gas emissions by 55% by 2030 (compared to 1990). Preparations to establish new goals for the energy and climate policy until 2030 had been going on for over a year, and began with the presentation of a new economic strategy, the so-called European Green Deal, by the European Commission (EC) in December 2019. It was the first time in the history of environmental policy the European Commission had looked at climate policy in a holistic way. Therefore, the European Green Deal includes not only strictly climate-related policies, but also such referring to energy efficiency, circular economy, agriculture and transport.

What is important, the Commission also presented a draft regulation on the first European Climate Law (EU Climate Law). The most important element of work on the implementation of the European Green Deal and the adoption of higher reduction targets by 2030 was

Na jakim etapie jesteście?

W ostatnich miesiącach, pomimo pandemii, która utrudnia pracę dyplomatów, unijna polityka związana z walką na rzecz ochrony klimatu jest sukcesywnie rozwijana.

W grudniu 2020 r. Unia Europejska zobowiązała się, m.in. w ramach Porozumienia Paryskiego, do osiągnięcia celów obejmujących redukcję emisji gazów cieplarnianych o 55% do 2030 r.

(w porównaniu do 1990 r.). Przygotowania do ustalenia nowych celów polityki energetyczno-klimatycznej do 2030 r. trwały od ponad roku, a rozpoczęły się od przedstawienia przez Komisję Europejską (KE), w grudniu 2019 r., nowej strategii gospodarczej, tzw. Europejskiego Zielonego Ładu. Po raz pierwszy w historii polityki ochrony środowiska, Komisja Europejska spojrzała na politykę klimatyczną w sposób holistyczny. Dlatego też, Europejski Zielony Ład zawiera w sobie nie tylko polityki ściśle klimatyczne, ale także m.in. efektywność energetyczną, gospodarkę w obiegu zamkniętym, rolnictwo, czy transport.

Co istotne, Komisja przedstawiła również projekt rozporządzenia w sprawie pierwszego Europejskiego prawa klimatycznego (ang. EU Climate Law). Najważniejszym elementem prac nad wdrażaniem Europejskiego Zielonego Ładu i przyjęciem wyższych celów redukcyjnych do 2030 r. był przedstawiony we wrześniu 2020 r. Komuni-

GRAPH.1 A LEGISLATIVE PATH TO DEFINE NEW REDUCTION TARGETS IN THE EU RYS.1 ŚCIEŻKA LEGISLACYJNA DLA OKREŚLENIA NOWYCH CELÓW REDUKCYJNYCH W UE



Source: own study of CAKE/KOBiZE
Źródło: opracowanie własne CAKE/KOBiZE

presented in September 2020. The EC Communication entitled: "Stepping up Europe's climate ambition", with the accompanying Impact Assessment, IA. This Communication assumed an increase in the reduction of greenhouse gas emissions to at least 55% by 2030 compared to 1990 levels.

Having analysed the actions required across all sectors, also in terms of increasing energy efficiency and the use of renewable energy, the Commission is to present draft legal acts by June this year.¹

The package of documents planned for publication in June 2021, referred to as "Fit for 55% Package", will cover both the RES, energy efficiency, EU ETS and non-ETS targets. Some of the most important activities with regard to climate policy, planned as part of this package, are:

- revision of the European Emissions Trading System (EU ETS), including the planned review of the market stability reserve mechanism operating under the EU ETS (MSR),
- revision of the Effort Sharing Regulation (ESR),

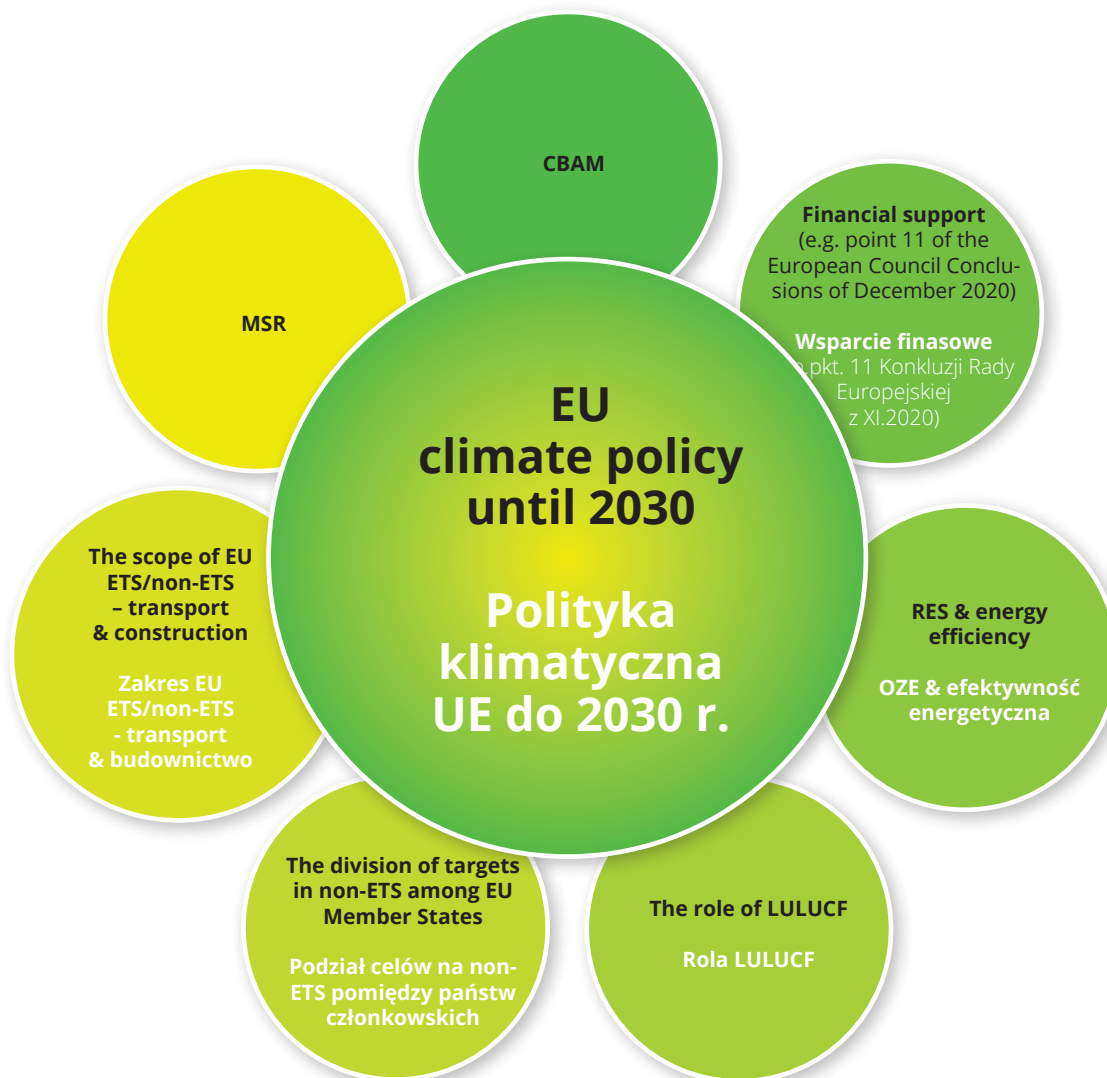
kat KE pn.: „Stepping up Europe's climate ambition”, wraz z towarzyszącą mu analizą wpływu (z ang. Impact Assessment, IA). Komunikat ten zakładał zwiększenie poziomu redukcji emisji gazów cieplarnianych, do co najmniej 55% do 2030 r., w stosunku do poziomu z 1990 r.

Po przeanalizowaniu działań wymaganych we wszystkich sektorach, m.in. w zakresie zwiększenia efektywności energetycznej i wykorzystania energii odnawialnej, Komisja do czerwca br. ma przedstawić projekty aktów prawnych.¹

Planowany do opublikowania w czerwcu 2021 r. pakiet dokumentów określany terminem „Fit for 55% package” będzie dotyczył zarówno celów w zakresie OZE, efektywności energetycznej, EU ETS jak i non-ETS. Jedne z najważniejszych działań w zakresie polityki klimatycznej planowanych w ramach tego pakietu to:

- rewizja systemu europejskiego handlu emisjami (EU ETS), w tym planowany przegląd funkcjonującego w ramach EU ETS mechanizmu rezerwy stabilności rynkowej (z ang. MSR - Market Stability Reserve),
- rewizja rozporządzenia o wspólnym wysiłku redukcyjnym (z ang. ESR - Effort Sharing Regulation),

GRAPH. 2 ZAKRES TEMATYCZNY OTOCZENIA
POLITYKI KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNEJ UE DO 2030 R.²
RYS. 2 THE THEMATIC SCOPE OF THE ENVIRONMENT
OF THE EU CLIMATE AND ENERGY POLICY UNTIL 2030²



Source: own study of CAKE/KOBiZE
Źródło: opracowanie własne CAKE/KOBiZE

- revision of the Land Use, Land-Use Change and Forestry Regulation (LULUCF),
- introduction of the Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM);
- amendment of the directives with regard to energy efficiency and RES.
- rewizja rozporządzenia ws. użytkowania gruntów, zmiany użytkowania gruntów i leśnictwa (z ang. LULUCF - Land Use, Land-Use Change and Forestry Regulation),
- wprowadzenie mechanizmu granicznego (z ang. CBAM - Carbon Border Adjustment Mechanism);
- nowelizacja dyrektyw w zakresie efektywności energetycznej i OZE.

1. This topic was discussed during the 3rd Innovation Forum on 29.01.2021. "Climate in the face of the 21st century challenges", Temat ten był przedmiotem dyskusji podczas III Forum Innowacyjności, w dniu 29.01.2021 r. „Climate in the face of the 21st century challenges”, <http://climatecake.pl/aktualnosci/podsumowanie-iii-forum-innowacyjnosci-29-01-2020-r-climate-in-the-face-of-the-21st-century-challenges/>

In PEP2040 a great deal of attention was also devoted to nuclear energy, with the potential to cover up to 16% of net electricity generation by 2040. This technology is also taken into account in the impact assessment presented by the EC, and despite the decline in its share, it is an important element in each of the analysed scenarios of the future EU energy mix.

W PEP2040 bardzo dużo miejsca poświęcono również energetyce jądrowej, z potencjałem pokrycia nawet 16% generacji energii elektrycznej netto do 2040 r. Technologia ta jest też brana pod uwagę w analizie wpływu przedstawionej przez KE i pomimo spadków jej udziału, stanowi ważny element w każdym z analizowanych scenariuszy przyszłego miksu energetycznego UE.



Evolutions or revolutions in the Polish climate and energy policy?

The Commission's proposals will be subject to the legislative process, but the final decisions will involve the need to update the National Energy and Climate Plans (NECP), which must contribute to the total effort of the entire EU - these plans were developed for the 40% emission reduction target for 2030. That forces all EU countries to apply an active and evolutionary approach to the process of planning the transformation of the economy to achieve zero net emissions by 2050.

The evolutionary process of the EU's commitment to transformation can also be seen in the changes that have taken place in our country in recent years. An example may be the approach to the target of RES share in gross final energy consumption, which Poland undertakes to achieve in 2030. Originally, in the NECP sent to the European Commission in January 2019, Poland declared a share of 21%; however, following the Commission's comments, the country increased the target in the NECP submitted in December 2019 to

Ewolucje, czy rewolucje w Polskiej polityce klimatyczno-energetycznej?

Propozycje Komisji będą podlegały procesowi legislacyjnemu, ale finalne ustalenia będą niosły za sobą, m.in. konieczność aktualizacji Krajowych Planów na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK), które składać się muszą na sumaryczny wysiłek całej UE – plany te opracowywano jeszcze dla 40% celu redukcji emisji na 2030 r. To wymusza na wszystkich państwach UE konieczność aktywnego i ewolucyjnego włączania się w proces planowania transformacji gospodarki w celu osiągnięcia zerowej emisji netto w perspektywie 2050 r.

Ewolucyjny proces zobowiązywania się UE do transformacji widać też w zmianach jakie zaszły w ostatnich latach także w naszym kraju. Przykładem może być podejście do celu udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto, jakie zobowiązuje się osiągnąć Polska w 2030 roku. Pierwotnie w KPEiK przesłanym w styczniu 2019 r. do Komisji Europejskiej, Polska deklarowała udział na poziomie 21%, jednak po uwagach Komisji podniosła cel w przekazanym KPEiK w grudniu 2019 r. do 21-23 % w zależności od wielkości finansowania ze środków unijnych pozyska-

2. The issues of the development and future of the European emissions trading system EU ETS are currently the subject of works conducted by CAKE/KOBiZE as part of the European project LIFE VII EW 2050: *Kwestie rozwoju i przyszłości europejskiego systemu handlu emisjami EU ETS są obecnie przedmiotem prac CAKE/KOBiZE prowadzonych w ramach europejskiego projektu LIFE VII EW 2050: <http://climatecake.pl/aktualnosci/nowy-projekt-cake-life-vii-ew-2050/>*

21-23%, depending on the amount of financing from EU funds obtained for RES targets. On the other hand, the Polish Energy Policy until 2040 (PEP2040) adopted by the Council of Ministers on 2 February 2020 assumes the share of RES in the amount of at least 23%. A change in the approach to RES and in the long term in the declaration of achieving climate neutrality together with the EU by 2050 (but without declaring it at the national level) can also be seen in Poland as exemplified by the dynamically developing distributed photovoltaics, the development of which takes place thanks to the My Electricity program, and in large solar farms thanks to the RES auctions between 2018 and 2020. These changes also take place thanks to onshore wind farms, the potential of which was exhausted at the 2018-2020 RES auctions, but whose further growth is to be ensured thanks to the declared loosening of the "Distance Act". According to the plans included in PEP2040, offshore wind sources have the greatest potential in terms of the level of electricity generation - with the potential to cover up to 19% of net electricity generation by 2040. In PEP2040 a great deal of attention was also devoted to nuclear energy, with the potential to cover up to 16% of net electricity generation by 2040. This technology is also taken into account in the impact assessment presented by the EC, and despite the decline in its share, it is an important element in each of the analysed scenarios of the future EU energy mix. According to the adopted PEP2040, the total generation from emission technologies (hard coal, lignite or natural gas) is to drop to 44% in Poland by 2040.

A similar evolution of the adopted source values takes place in terms of the CO₂ prices assumed in PEP2040. Initially, they were consistent with those provided by the EC in order to standardize the assumptions in particular NECPs. However, the PEP2040 adopted by the government contains a scenario of higher CO₂ prices similar to the estimates of the European Commission from the impact assessment assuming the adoption of a higher 55% greenhouse gas emission reduction target in the EU by 2030. A recently observed dynamic volatility of emission allowance prices (EUA – European Union Allowances) on the EU ETS market gives rise to a presumption that even the latest forecasts in a few months may be outdated³. How difficult it is to

nych na cele OZE. Natomiast przyjęta przez Radę Ministrów w dniu 2 lutego 2021 r. Polityka energetyczna Polski do 2040 roku (PEP2040) zakłada już udział OZE w wielkości co najmniej 23%. Zmianę podejścia do OZE i długoterminowo w deklaracji osiągnięcia wspólnie z UE neutralności klimatycznej do 2050 r. (ale bez deklarowania jej na poziomie krajowym) widać w Polsce również na przykładzie dynamicznie rozwijającej się rozproszonej fotowoltaiki, której rozwój następuje m. in. dzięki m. in. programowi Mój Prąd, w dużej fotowoltaice, dzięki aukcjom na OZE z lat 2018-2020. Zmiany te zachodzą również dzięki farmom wiatrowym na lądzie, których potencjał został wy-czerpany na aukcjach OZE z lat 2018-2020, ale której dalszy wzrost ma być zapewniony dzięki deklarowanemu zlu-zowaniu ustawy odległościowej. Największy potencjał, je-śli chodzi o poziom generacji energii elektrycznej mają, zgodnie z planami zawartymi w PEP2040, źródła wiatro-we na morzu - z potencjałem pokrycia nawet 19% gene-racji energii elektrycznej netto do 2040 r. W PEP2040 bar-dzo dużo miejsca poświęcono również energetyce jądrowej, z potencjałem pokrycia nawet 16% generacji ener-gii elektrycznej netto do 2040 r. Technologia ta jest też brana pod uwagę w analizie wpływu przedstawionej przez KE i pomimo spadków jej udziału, stanowi ważny element w każdym z analizowanych scenariuszy przyszłego mik-su energetycznego UE. Zgodnie z przyjętą PEP2040 łącz-nie generacja z emisyjnych technologii (węgiel kamienny, brunatny lub gaz ziemny) do 2040 roku ma spaść w Pol-sce do 44%.

Podobna ewolucja przyjętych wartości źródłowych ma miejsce jeśli chodzi o zakładane w PEP2040 ceny CO₂. Pierwotnie były one zgodne z tymi przekazanymi przez KE w celu ujednolicenia założeń w poszczególnych KPEiK. Przyjęta przez rząd PEP2040 zawiera jednak scenariusz wyższych cen CO₂ zbliżony do szacunków Komisji Europejskiej z oceny skutków zakładającej przyjęcie w UE wyż-szego 55% celu redukcji emisji gazów cieplarnianych do 2030 r. Ostatnio obserwowana dynamiczna zmienność cen uprawnień do emisji (ang. EUA – European Union Al-lowances) na rynku EU ETS, pozwala zakładać, że nawet najnowsze prognozy za kilka miesięcy mogą być już nieak-tualne³. O tym jak trudne jest przygotowywanie tego typu dokumentów strategicznych świadczy fakt, że prognozowa-ne w PEP z grudnia 2019 r. ceny uprawnień EUA w wy-sokości 40 EUR/tonę (średniorocznie) na 2040 rok, zosta-

3. <https://biznesalert.pl/ceny-uprawien-do-emisji-co2-handel-eu-ets-wegiel-energetyka/>

prepare this type of strategic documents is evidenced by the fact that the EUA prices of EUR 40/tonne (annual average) forecast for 2040 in the PEP of December 2019 were achieved as early as at the beginning of 2021. It is obvious that designing PEP2040 based on outdated goals carries the risk of reducing the necessary investments in low-carbon technologies or carrying out costly investments that will become stranded assets in the future. Loss-making investments can be costly, therefore the PEP2040 should provide specific answers as to the state policy, also for these less optimistic scenarios. In this context and due to the lack of details regarding numerous elements of the future shape of the climate and energy policy, the inclusion of a scenario with higher CO₂ prices in this document, similar to those forecast by the EC in IA, should be assessed as positive.

What's next for the EU's 55% reduction target?

It should be remembered that apart from the increased reduction target at the EU level, included in PEP2040, decisions on the way in which it will be implemented in practice will also be important. Another important aspect will be which mechanisms at the European Commission's disposal will be included in the "Fit for 55%" package. The following is currently discussed: increasing the linear reduction factor (LRF), strengthening the market stabilization reserve (MSR), or changing the loads between installations covered by the EU Emissions Trading System (EU ETS) and sectors outside the ETS, the so-called non-ETS.

Basically, these elements will also affect the price of emission allowances. At present, the volume of emissions classified as non-ETS in Poland is similar to the volume of emissions in the EU ETS, while in the entire European Union the share of non-ETS emissions accounts for approximately 55% of the total emissions. Increasing the EU reduction target to -55% in 2030 will translate into a different distribution of the reduction effort in the EU ETS and non-ETS. For example, the 65% target set in the EU ETS will mean the need to reduce emissions in non-ETS by 41%. On the other hand, if the entire aviation, municipal and housing sector and transport were included in the EU ETS, this would translate into a 60% reduction in the EU ETS and a 31% reduction in the non-ETS throughout the EU. For the changes planned in the non-ETS area, including the issue of a possible extension of the EU ETS

ły osiągnięte już na początku 2021 r. Oczywistym jest, że zaprojektowanie PEP2040 w oparciu o nieaktualne cele niesie ryzyko ograniczenia niezbędnych inwestycji w niskoemisyjne technologie bądź przeprowadzenia kosztownych inwestycji, które staną się w przyszłości aktywami osieroconymi (ang. stranded assets). Nietrafione inwestycje mogą być kosztowne, dlatego PEP2040 powinna dawać konkretne odpowiedzi odnośnie polityki Państwa, także dla tych mniej optymistycznych scenariuszy. W tym kontekście i w związku z brakiem szczegółów dotyczących wielu elementów przyszłego kształtu polityki klimatyczno-energetycznej, należy ocenić jako pozytywne umieszczenie w tym dokumencie scenariusza z wyższymi cenami CO₂, zbliżonymi do tych prognozowanych przez KE w IA.

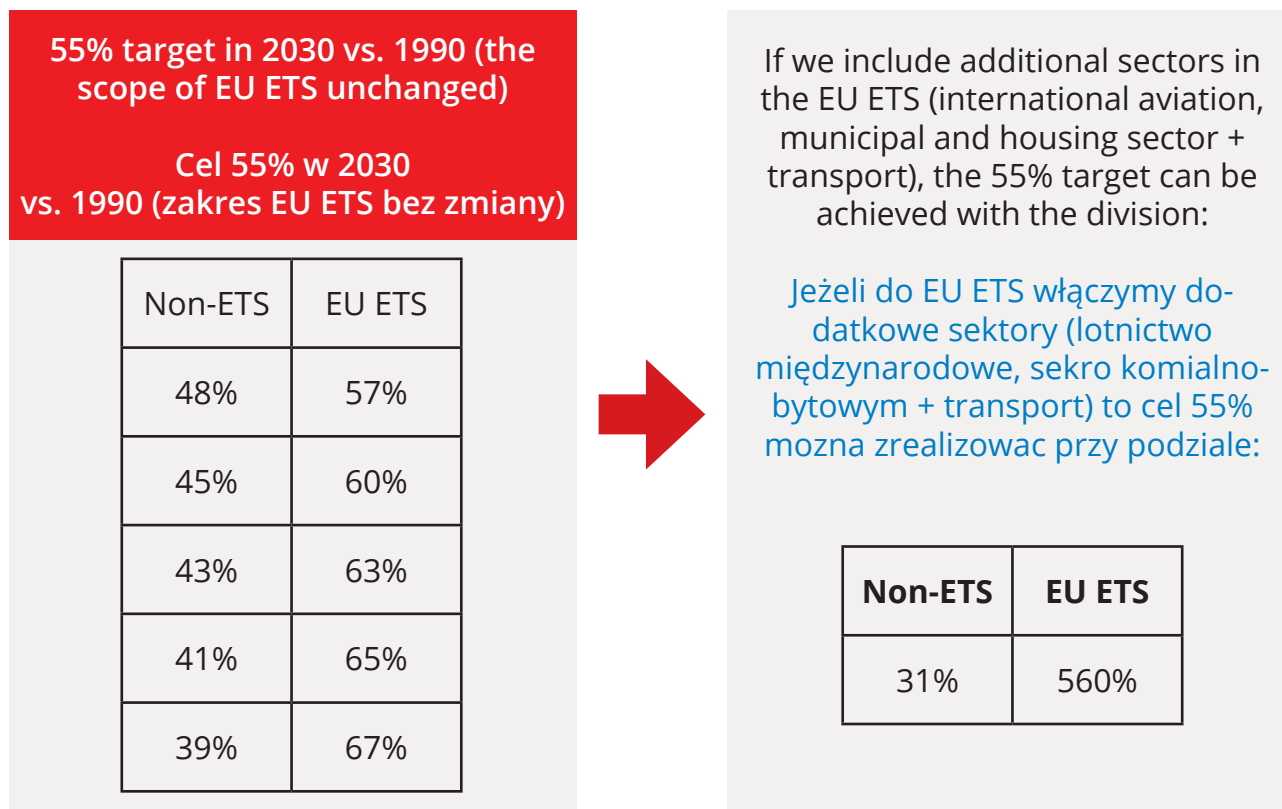
Co dalej z 55% unijnym celem redukcyjnym?

Trzeba pamiętać, że poza uwzględnionym w PEP2040 zwiększonym celem redukcyjnym na poziomie UE, istotne będą też rozstrzygnięcia odnośnie sposobu, w jaki będzie on w praktyce realizowany. Kolejnym ważnym aspektem będzie to, jakie mechanizmy, którymi dysponuje Komisja Europejska znajdą się w pakiecie „Fit for 55%”. Dyskutowane obecnie są m.in.: podniesienie współczynnika liniowej redukcji (LRF), wzmocnienie rezerwy stabilizacyjnej (MSR), czy zmiana obciążeń pomiędzy instalacjami objętymi systemem handlu uprawnieniami do emisji EU ETS a sektorami spoza ETS, tzw. non-ETS.

Co istotne, te elementy będą też miały wpływ na kształtowanie się ceny uprawnień do emisji. W chwili obecnej wielkość emisji zaliczanych do non-ETS jest w Polsce podobna do wielkości emisji w EU ETS, natomiast w całej Unii Europejskiej udział emisji non-ETS stanowi ok. 55% wielkości emisji całkowitej. Podwyższenie celu redukcyjnego UE do -55% w 2030 r. przełoży się na różne rozłożenie wysiłku redukcyjnego w EU ETS i non-ETS. Przykładowo 65% cel określony w EU ETS, będzie oznaczał konieczność redukcji emisji w non-ETS o 41%. Natomiast, jeżeli nastąpi włączenie do EU ETS całego lotnictwa, sektora komunalno-bytowego oraz transportu, to w całej UE przełożyłoby się to na 60% redukcję w EU ETS i 31% redukcję w non-ETS. Dla zmian w planowanych w obszarze non-ETS, w tym kwestii ewentualnego rozszerzenia EU ETS o sektory dotychczas będące w non-ETS (transport i budownictwo) strategicznym pytaniem jest, czy odpowiedzialność za osiągnięcie redukcji emisji w tych obszarach pozostanie w gestii państw członkowskich, czy też wraz z przeniesieniem do EU ETS zostanie przeniesiona na podmioty prywatne.

GRAPH. 3 POSSIBLE BURDEN-SHARING OF THE EU ETS/NON-ETS FOR THE REDUCTION TARGET OF 55% IN 2030 - ACCORDING TO THE CAKE/KOBIZE ESTIMATES

RYS. 3 MOŻLIWY PODZIAŁ OBCIĄŻEŃ EU ETS/NON-ETS DLA CELU REDUKCYJNEGO 55% W 2030 R.- WG SZACUNKÓW CAKE/KOBIZE



Source: own study of CAKE/KOBIZE
Źródło: opracowanie własne CAKE/KOBIZE

to the sectors previously in the non-ETS (transport and construction), the strategic question is whether the responsibility for achieving emission reductions in these areas will remain with the Member States or, with the transfer to the EU ET, will be transferred to private entities.

Why is PEP so important?

The basic problem, which so far has not been addressed by the analyses published by the European Commission, is the existing differentiation in the EU, both between Member States and between regions. The analyses presented by the European Commission basically show the impact of the proposed mechanisms only at the level of the EU as a whole, and not

Dlaczego PEP jest taki ważny?

Podstawowym problemem, którego do tej pory nie dotykają publikowane przez KE analizy, jest istniejące zróżnicowanie w UE zarówno pomiędzy państwami członkowskimi, jak i pomiędzy regionami. Prezentowane przez KE analizy zasadniczo pokazują wpływ zaproponowanych mechanizmów tylko na poziomie UE jako całości, a nie w podziale na poszczególne państwa. W Polsce podstawowym dokumentem, który powinien wypełniać lukę prognostyczną jest PEP2040, który co do zasady musi zawierać plan działań na zdecydowanie wyższym poziomie szczegółowości.

by country. In Poland, the basic document that should fill the forecast gap is PEP2040, which, as a rule, must contain an action plan at a substantially higher level of detail.

Based on the estimates of the Ministry of Climate and Environment, approximately PLN 260 billion will be allocated to the national energy and climate transition by 2030, from EU and national funds as part of various existing and newly designed mechanisms in order to support the transformation of the energy system. On the other hand, the costs in the period of 2021-2030 are almost PLN 900 billion⁴ while the amount of costs that PEP2040 provides for the entire period of 2021-2040 is over PLN 1.6 billion. With regard to the above, it is reasonable to believe that the total costs for the economy, re-estimated by the government for the increased target, could be even higher.

Poland's Energy Policy until 2040 was based on three pillars, i.e. just transition, parallel development of a zero-emission energy system and good air quality. The energy policy provides the framework for the formation of a new national mix by entering the offshore wind energy and nuclear energy sectors. At the same time, it assumes that with a very high penetration of RES, system capacities will continue to be necessary.

Despite an extremely difficult starting point (almost 100% dependence of the energy sector on coal in the early 1990s), Poland is beginning to keep up with the megatrends and find its place in the emerging new technology markets. An example is the Polish Hydrogen Strategy that is being developed. Poland is already a significant producer of hydrogen on a global scale (the third largest hydrogen producer in the EU) and plans to use the existing potential and opportunities resulting from market access. The current experiences will enable us to begin the production of zero-emission hydrogen, so as to start the transition of this sector of the economy at the right moment. These activities may support the future decarbonisation of the Polish industry and increase the competitiveness of the Polish economy.

Na podstawie szacunków Ministerstwa Klimatu i Środowiska na krajową transformację energetyczno-klimatyczną do 2030 r. skierowanych zostanie ok. 260 mld PLN, ze środków unijnych i krajowych w ramach różnych mechanizmów – istniejących i nowych projektowanych, tak aby m.in. wspierać transformację systemu energetycznego. Natomiast koszty w okresie 2021-2030 to prawie 900 mld PLN⁴. Natomiast wielkość kosztów, jakie w całym okresie 2021-2040 przewiduje PEP2040 to ponad 1,6 biliona PLN. Mając na uwadze powyższe należy sądzić, że ewentualnie ponownie szacowane przez rząd całkowite koszty dla gospodarki dla podniesionego celu mogłyby być jeszcze większe.

Przyjęta Polityka energetyczna Polski do 2040 roku została oparta na trzech filarach, tj. sprawiedliwej transformacji, równoległym rozwoju zeroemisyjnego systemu energetycznego oraz dobrej jakości powietrza. Polityka energetyczna wyznacza kierunki kształtowania się nowego miksu krajowego poprzez wejście w sektor morskiej energetyki wiatrowej i energetyki jądrowej. Jednocześnie zakłada ona, że przy bardzo dużej penetracji źródeł OZE w dalszym ciągu konieczne będą moce dysponowalne w systemie.

Polska mimo wyjątkowo trudnego punktu startowego (nie mał stuprocentowego uzależnienia energetyki od węgla na początku lat 90-tych) zaczyna nadążać za megatrendami i znajdować dla siebie miejsce na kształtujących się obecnie rynkach nowych technologii. Przykładem jest opracowywana Polska Strategia Wodorowa. Polska jest już w tej chwili istotnym producentem wodoru w skali globalnej (trzecim największym producentem wodoru w UE) i planuje wykorzystać istniejący potencjał i szanse wynikające z dostępu do rynku. Obecne doświadczenia pozwolą docelowo rozpocząć produkcję bezemisyjnego wodoru, tak aby w odpowiednim momencie zacząć transformację i tego sektora gospodarki. Działania te mogą wesprzeć przyszłą dekarbonizację polskiego przemysłu, a także zwiększyć konkurencyjność polskiej gospodarki.

Widać jak niezwykle dynamiczne zmiany dzieją się obecnie zarówno w otoczeniu regulacyjnym, jak i w kwestii alokacji dostępnych środków finansowych. O ile zgodnie z przepisami ustawy Prawo energetyczne⁵ „Politykę energetyczną państwa opracowuje się co 4 lata.”, to już sama rzeczy-

4. In the scenario with the adopted CO₂ prices - sent by the EC during the preparation of the NECP - for the currently outdated emission reduction target for 2030 at a level of 40%. W scenariuszu z przyjętymi cenami CO₂ - przesłanymi przez KE w trakcie opracowywania KPEiK - dla obecnie nieaktualnego celu redukcji emisji na 2030 rok na poziomie 40%.

As can be seen, extremely dynamic changes are happening now, both in the regulatory environment and with regard to the allocation of available financial resources. While according to the provisions of the Energy Law⁵ “the National Energy Policy is developed every 4 years”, the reality itself indicates the need for a continuous update of this document that is important for planning the development of the country, which, on one hand, must answer many detailed questions about the future development (or lack thereof) of individual technologies, and, on the other hand, keep up with the pace of change at international level.

The role of green transition

Moving towards a zero-emission economy is not only a purely technical task – these are financial and social factors that are important determinants of the possible pace of change. Given the different loads and starting points of particular EU Member States, increasing the ambition by 2030 will be a greater challenge for the implementation of industrial innovation and transition of the energy sector in low-income per capita Member States, with a higher share of fossil fuels in the energy mix and higher energy intensity. For this reason, countries such as Poland should be allowed to invest in gas during the transition period – it brings significant reductions in emissions while maintaining energy security. On the other hand, in countries with a high share of gas in the energy mix, this has virtually no environmental effect, and additionally, stranded assets may arise, especially in the area of gas networks. The transformation of EU economies should take place in the spirit of solidarity and understanding of differences, so as not to divide the Member States into “winners” and “losers” in the process of achieving climate neutrality. This transformation should result in a “win-win” situation as we are all heading in the same direction.

The key word in the ongoing debate on how to achieve the reduction targets in the most efficient and equitable way is the English phrase “enabling framework”, which means a “toolkit” containing available and future technologies, and examples from other areas that can serve as an inspiration.

wistość wskazuje na konieczność ciągłej aktualizacji tego ważnego dla planowania rozwoju kraju dokumentu, który z jednej strony musi odpowiadać na wiele szczegółowych pytań dotyczących przyszłego rozwoju (lub jego braku) poszczególnych technologii, z drugiej nadążać za tempem zmian jakie mają miejsce na poziomie międzynarodowym.

Rola zielonej transformacji

Transformacja gospodarki w kierunku zeroemisyjności, to nie tylko zadanie czysto techniczne – to czynniki finansowe i społeczne są istotnymi determinantami możliwego tempa zmian. Ze względu na istniejące zróżnicowane obciążenia i punkty startowe poszczególnych państw członkowskich UE, zwiększenie ambicji do 2030 r. będzie większym wyzwaniem dla wdrażania innowacji w przemyśle oraz transformacji sektora energetycznego w państwach członkowskich o niskich dochodach na mieszkańca, z wyższym udziałem paliw kopalnych w koszyku energetycznym i wyższą energochłonnością. Z tego względu, powinno umożliwiać się takim krajom, jak Polska inwestycje w gaz w okresie przejściowym – przynosi to znaczne redukcje emisji przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Z kolei w krajach z dużym udziałem gazu w miksie energetycznym nie przynosi to praktycznie żadnego efektu środowiskowego, a dodatkowo mogą powstać aktywa osierocone, szczególnie w obszarze sieci gazowych. Transformacja unijnych gospodarek powinna odbywać się w duchu solidarności i zrozumienia różnic, tak żeby nie prowadziła do podziału państw członkowskich na „zwycięzców” i „przegranych” procesu dojścia do neutralności klimatycznej. Efektem tej transformacji powinna być sytuacja „win-win”, ponieważ wszyscy zmierzamy w jednym kierunku.

Słowem kluczem, w toczącej się obecnie debacie jak osiągnąć cele redukcyjne w najbardziej efektywny i sprawiedliwy sposób, jest angielski zwrot „enabling framework”, który w prostym tłumaczeniu oznacza „zestaw narzędzi” zawierających dostępne i przyszłe technologie oraz przykłady z innych obszarów, które mogą służyć jako inspiracja. Celem tego podejścia nie jest jednak narzucanie odpowiedzi, które sprawdziły się w innych miejscach, ale generowanie innowacyjnych, adekwatnych dla danego regionu, czy sektora rozwiązań. Innymi słowy, w obecnej dyskusji to już nie kwestia wyznaczenia samego celu jest najważniejsza, ale raczej sposobu jego osiągnięcia przez poszczególne państwa członkowskie, regiony, czy sektory.

5. The Act of 10 April 1997 - Energy Law (Dz. U. of 2020, item 833, 843, 875, 1086, 1378, 1565, of 2021, item 234, 255) Ustawa z dnia 10 kwietnia 1997 r. Prawo energetyczne (Dz. U. z 2020 r. poz. 833, 843, 875, 1086, 1378, 1565, z 2021 r. poz. 234, 255)

However, the aim of this approach is not to impose answers that proved successful in other places, but to generate innovative solutions, appropriate for a given region or sector. In other words, in the current discussion, it is no longer the question of setting the target itself, but rather how it will be achieved by particular Member States, regions or sectors.

Challenges for Poland's Energy Policy (PEP2040)

Under EU law, it is the Member States' responsibility to shape their own energy mix. Meanwhile, blocking some sources of investment support or Commission's decisions on state aid close effectively many of the available routes for Poland to shift away from coal, even temporary ones, such as gas.

Above all, energy transition involves huge investments in various technologies that reduce emissions. Most of these technologies were until recently or are still at such an early stage of development that they are not competitive to conventional solutions and require support. Therefore, it is essential to obtain public and private financing due to the pace of transition. A good example of effective actions taken by the administration is the recently observed dynamic increase of installed capacity in prosumer installations. In addition, as part of the arrangements at EU level, financing of investments from Community funds will have to be consistent with the policy to combat climate change ("do no harm"). Additionally, a significant share of funds will have to be used directly for climate purposes. An example of such spending is the Just Transition Fund.

The COVID-19 pandemic, which also affected the EU last year, made the negotiation process more difficult as to what the path to achieving climate neutrality by the EU economy will look like. However, the effect of the pandemic is the redirection of some funds and the generation of new funds to combat its consequences. The EU budget for 2021-2027 along with the so-called Reconstruction Fund can become a great impetus and accelerate the pace of change in the coming years. The Recovery and Resilience Facility is the largest part of the Reconstruction Fund. In order to reach for these funds, Member States must prepare their National Recovery Plans (NRP). NRPs will constitute an additional element influencing the necessity to make changes in the detailed plans of shaping energy mixes

Wyzwania dla Polityki energetycznej Polski (PEP2040)

Zgodnie z prawem UE, w gestii państw członkowskich pozostaje kształtowanie własnego miksu energetycznego. Tymczasem blokowanie niektórych źródeł wsparcia inwestycji, czy decyzje Komisji w kwestii pomocy publicznej, wiele z dostępnych dróg odchodzenia przez Polskę od węgla, nawet tych tymczasowych, jak gaz, skutecznie zamykają.

Transformacja energetyczna to przede wszystkim ogromne inwestycje w różne technologie zmniejszające emisje. Większość z tych technologii znajdowała się do niedawna lub znajduje się nadal na tak wczesnym etapie rozwoju, że są niekonkurencyjne w stosunku do konwencjonalnych rozwiązań i wymagają wsparcia. Istotne ze względu na tempo transformacji staje się więc, pozyskanie publicznego i prywatnego finansowania. Dobrym przykładem skutecznych działań administracji jest ostatnio obserwowany dynamiczny wzrost mocy zainstalowanej w instalacjach prosumenckich. Ponadto, w ramach ustaleń na poziomie UE, finansowanie inwestycji ze środków wspólnotowych będzie musiało być zgodne z polityką na rzecz walki ze zmianami klimatu (zasada „nieszkodzenia”, z ang. „do no harm”). Dodatkowo znaczący udział środków będzie musiał być wykorzystany bezpośrednio na cele klimatyczne. Przykładem takiego wydatkowania środków jest Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (z ang. JTF – Just Transition Fund).

Pandemia COVID-19, która dotknęła w zeszłym roku również UE, utrudniła proces negocjacji tego jak będzie wyglądała droga do osiągnięcia poziomu neutralności klimatycznej przez unijną gospodarkę. Jednak efektem pandemii jest przekierowanie części środków, a także wygenerowanie nowych w celu walki z jej skutkami. Unijny budżet na lata 2021-2027 wraz z tzw. Funduszem Odbudowy mogą stać się wielkim impulsem i przyspieszyć w nadchodzących latach tempo zmian. Największą częścią Funduszu Odbudowy jest Instrument na rzecz Odbudowy i Zwiększonej Odporności. Żeby sięgnąć po te fundusze państwa członkowskie muszą przygotować swoje Krajowe Plany Odbudowy (KPO). KPO stanowią będą dodatkowy element wpływającym na konieczność dokonywania zmian w szczegółowych planach kształtowania miksu energetycznych w państwach członkowskich UE. Rząd Polski w ramach rozpoczętych konsultacji Krajowego Planu Odbudowy, uczynił zieloną transformację, w tym transformację energetyczną największą jego częścią, przeznaczając ponad połowę całości planowanych do wydatkowania środków na wzmocnienie niskoemisyjnych

in the EU Member States. The Polish government, as part of the initiated consultations on the National Recovery Plan, made the green transformation, including energy transition, its largest part, allocating more than half of the total funds planned to be spent on strengthening low-emission energy sources and energy efficiency as well as sustainable transport.

It should be noted that the Polish energy sector is trying to adapt to the new situation and new emission reduction targets. In the short term, the new reduction targets pose a lot of challenges, one of them being the organizational challenge. It is necessary to design changes in such a way so as to make it possible to create and transform the energy system, so that the cost passed on to consumers and industry does not place too heavy a burden and does not pose a risk of increasing energy poverty, carbon leakage and a decline in the competitiveness of the economy in the future. In this context, the challenges arising from the electrification of new sectors, such as heating, e-mobility and ensuring supplies for future increased energy demand, are important. One of the challenges Poland is facing is to define in detail how to use the available financial resources and overcome barriers to the transition of the energy sector in Poland. As in the case of policy-making challenges across the EU, also at national level, only a holistic approach can turn challenges into opportunities, eliminating unnecessary risks and costs. ■

źródeł energii i efektywności energetycznej oraz zrównoważony transport.

Należy zauważyć, że polski sektor energetyczny stara się zaadaptować do nowej sytuacji i nowych celów redukcji emisji. W perspektywie krótkoterminowej, nowe cele redukcyjne stawiają wiele wyzwań, a jednym z nich jest wyzwanie organizacyjne. Konieczne jest takie zaprojektowanie zmian, aby możliwe było stworzenie i przekształcenie systemu energetycznego, tak aby koszt przeniesiony na konsumentów i przemysł nie spowodował zbyt dużych obciążeń oraz nie powodował ryzyka wzrostu zjawiska ubóstwa energetycznego, ucieczki emisji i spadku konkurencyjności gospodarki w przyszłości. W tym kontekście istotne są wyzwania wynikające z elektryfikacji nowych sektorów, tj. ogrzewanie, elektromobilność i zapewnienie dostaw dla przyszłego zwiększonego zapotrzebowania na energię. Jednym z wyzwań stojących przed Polską jest szczegółowe określenie, w jaki sposób wykorzystać dostępne środki finansowe oraz pokonać bariery dla transformacji sektora energetycznego w Polsce. I tak samo jak w przypadku wyzwań w kreowaniu polityki w całej UE, także na poziomie krajowym tylko podejście holistyczne może zamienić wyzwania w szansę, eliminując zbędne ryzyka i koszty. ■



**THE POWER INDUSTRY
IS WAITING FOR NEW
TECHNOLOGIES**

**ELEKTROENERGETYKA
CZEKA NA NOWE
TECHNOLOGIE**



MACIEJ BANDO

FORMER PRESIDENT OF ENERGY REGULATORY OFFICE,
ENERGY MARKET EXPERT
BYŁY PREZES URZĘDU REGULACJI ENERGETYKI,
EKSPERT RYNKU ENERGII

Energy markets, and we will only refer to electricity markets, can be differentiated and classified according to their changing functions and related regulatory aspects. Presenting these divisions, we mention generation, transmission and distribution, and trading markets, including wholesale and retail markets. However, the differentiation thus made practically completely ignores the fundamental sense of the existence of the energy industry. It is clearly not the production and adequate supply of energy for the sector's own needs. The key market for which all analyses should be conducted in the 21st century and on the basis of which the strategies of states and energy companies should be built is the market of energy consumers. It is thanks to their awareness of climate change and the shape of new communication models (transport and information) as well as the growing use of electricity in heating and cooling that fundamental changes in the energy sector are taking place. The ability of individual consumers to meet their energy needs has increasingly involved not only property owners, but also, through appropriate organisational forms, residents of cities and multi-family buildings. Consumers classified as households are beginning to play a notable role in the production of renewable energy and in meeting the country's obligation concerning the RES share in total energy consumption. Through the mechanisms supporting the development of civic energy, the state takes away from itself a significant part of the obligations related to the modernisation of the sector at the same time. However, it should be remembered that the majority of energy is consumed by industry and services. It is this group that in recent years has been exposed to phenomena that have changed the perception of the generation, transmission and distribution sector. Limitations in energy consumption, for-

Rynki energii, a mowa tu będzie tylko o rynkach energii elektrycznej, można różnie dzielić i klasyfikować uwzględniając zmieniające się funkcje i powiązane z nimi aspekty regulacyjne. Omawiając te podziały wymieniamy rynek: wytwarzania, przesyłu i dystrybucji oraz obrotu, w tym handlu hurtowego i detalicznego. Jednak tak dokonane różnicowanie praktycznie całkowicie pomija fundamentalny sens istnienia elektroenergetyki. Nie jest nim bynajmniej produkcja i odpowiednia dostawa energii na potrzeby własne sektora. Kluczowym rynkiem, dla którego należy prowadzić w XXI wieku wszelkie analizy i w oparciu o który winne być budowane strategie państw i przedsiębiorstw energetycznych, jest rynek użytkowników energii. To dzięki ich świadomości zmian klimatycznych i kształtu nowych modeli komunikacyjnych (transport i informacja) oraz rosnącego wykorzystania energii elektrycznej w ogrzewaniu i chłodzeniu następują fundamentalne zmiany w energetyce. Możliwość zaspokojenia swoich potrzeb energetycznych przez indywidualnych konsumentów w coraz większym stopniu obejmuje nie tylko właścicieli nieruchomości, ale też poprzez odpowiednie formy organizacyjne, mieszkańców miast z zabudową wielorodzinną. Konsumenty z grupy zaliczanej do gospodarstw domowych zaczynają pełnić zauważalną rolę w produkcji energii odnawialnej i wypełnianiu przez kraj obowiązku udziału OZE w całkowitym zużyciu energii. Państwo poprzez mechanizmy wspierające rozwój energetyki obywatelskiej zdejmując jednocześnie z siebie znaczną część obowiązków związanych z realizowaniem modernizacji sektora. Jednak pamiętać należy, że przeważająca ilość energii zużywana jest przez użytkowników z grupy przemysłu i usług. To właśnie ta grupa w ubiegłych latach narażona została na zjawiska, które zmieniły postrzeganie sektora wytwarzania oraz przesyłu i dystrybucji. Zapomniane od blisko pokolenia ograniczenia w zużyciu energii, które miały miejsce w sierpniu 2015 roku, zapoczątkowały nowy sposób myślenia na temat wszelkich aspektów związanych z elektroenergetyką. Odbiorcy dostali jasny

gotten for nearly a generation, which took place in August 2015, initiated a new way of thinking about all aspects related to the energy sector. The consumers received a clear signal that relying on large-scale commercial power generation is burdened with a significant risk. In subsequent years, the increase in energy prices, disproportionate to the costs, gave an additional boost to take action to become independent of or less dependent on the commercial power industry. The new fees imposed on all consumers, which, despite the initial assurances, will not result in a significant modernisation of the sector, and the conservative provisions of the "State Energy Policy" are a good illustration of the fact that the main needs of the generation sector are those resulting from political and sectoral factors. The increasing "detachment" from consumers will further result in a significant development of industrial power generation. It is the latter, using new technologies and less carbon-intensive fuels, that is entering decisively this hitherto "forbidden ground", namely the production of medium- and large-scale electricity. The awareness of energy consumers forces new solutions that are slowly replacing the current model. Owing to a strong consumer market, legislative changes, which will result in the weakening of the existing dominance of large-scale and state-controlled commercial energy generation, may be introduced. However, the process is very slow. The strength of the sector and its impact is well illustrated with the term - „commercial power industry”. Even this detail in the nomenclature area indicates a certain kind of superiority and perhaps even a disrespectful attitude towards industrial and civic energy.

The influence of the consumer market is also strongly visible in the area of transmission and distribution. This area is most protected at institutional level, both by national and EU policies and regulations. In the area of transmission, and, above all, in distribution, a battle for the future of the power industry will take place. It is enough to mention a few barriers reported by investors which, in their opinion, prevent or at least hinder the development of independent, distributed energy. The most frequently mentioned issues include direct lines, closed distribution systems and insufficient infrastructure ensuring the possibility of connecting new sources. It will be difficult to expect a fundamental change in the energy sector without the boldness to implement changes in the area of di-

sygnał, że oparcie się na wielkoskalowej energetyce zawodowej jest obarczone istotnym ryzykiem. W kolejnych latach nieproporcjonalny do kosztów wzrost cen energii dał dodatkowy impuls do wzrostu motywacji w podejmowaniu działań zmierzających do uniezależnienia się bądź zmniejszenia zależności od energetyki zawodowej. Nowe opłaty nakładane na wszystkich użytkowników, które pomimo pierwotnych zapewnień nie doprowadzą do istotnego unowocześnienia sektora oraz zachowawcza propozycja zapisów „Polityki Energetycznej Państwa” są ilustracją, że głównymi potrzebami, jakie realizuje sektor wytwarzania, są potrzeby wynikające z czynników politycznych i sektorowych. Pogłębiające się „oderwanie” od użytkowników będzie w coraz większym stopniu skutkować znaczącym rozwojem energetyki przemysłowej. To ona wykorzystując nowe technologie oraz paliwa o mniejszej emisji,ności zdecydowanie wkracza na ten dotychczas „zakazany grunt”, jakim jest produkcja energii elektrycznej o średnich i dużych mocach. Świadomość użytkowników energii wymusza nowe rozwiązania, które powoli wypierają dotychczasowy model. Dzięki silnemu rynkowi użytkowników mogą być wprowadzane zmiany legislacyjne, których skutkiem będzie osłabienie dotychczasowej dominacji wielkoskalowej, kontrolowanej przez państwo, energetyki zawodowej. Proces ten jest jednak bardzo powolny. Siłę sektora i jego oddziaływanie dobrze ilustruje stwierdzenie - „energetyka zawodowa”. Już ten drobiazg z obszaru nazewnictwa wskazuje na pewnego rodzaju wyższość i może wręcz lekceważący stosunek wobec energetyki przemysłowej i obywatelskiej.

Wpływ rynku użytkownika jest również silnie zauważalny w obszarze przesyłu i dystrybucji. Obszar ten jest najsilniej chroniony instytucjonalnie i to zarówno przez polityki i regulacje krajowe, jak i unijne. W obszarze przesyłu, a przede wszystkim w dystrybucji rozgrywać się będzie batalia o przyszłość elektroenergetyki. Wystarczy wspomnieć o kilku barierach zgłaszanych przez inwestorów, które ich zdaniem uniemożliwiają lub co najmniej utrudniają rozwój niezależnej, rozproszonej energetyki. Do najczęściej wymienianych zaliczają się kwestie: linii bezpośrednich, zamkniętych systemów dystrybucyjnych oraz niedostatecznej infrastruktury zapewniającej możliwości przyłączania nowych źródeł. Trudno będzie oczekiwać fundamentalnej zmiany elektroenergetyki bez odwagi w przeprowadzeniu zmian w obszarze dystrybucji i przesyłu. Podstawową barierą jest fakt, że choć jest to naturalny monopol, to w polskim wydaniu wzmocniony jest on także monopolem właścicielskim. W czasach budowy grup energetycznych i ich

stribution and transmission. The basic barrier is the fact that although it is a natural monopoly, in the Polish version it is additionally strengthened by the monopoly of ownership. At the time of construction of energy groups and their strong concentration, they were given a dominant position on the market by surrounding the distribution with power plants and trading companies. Each group obtains most of its profits thanks to its distribution share. The main owner is not interested in making any changes for fear of upsetting these proportions. Recently, the opinion has it that in order to change the functioning model and accelerate changes in the energy industry, distribution system operators should be unbundled from the structures of the groups and their actions should be directed towards the market. Of course, consequences of this move will be very severe or even catastrophic for corporate finances. Nor can we forget the owner, who, by such a move, loses in real terms the "galvanic connection to the voter" and, in the future, perhaps the control achieved by the installation of remote reading meters. I am convinced that such structural changes would provide an excellent impetus for the modernisation of the entire industry. The power industry is waiting for new technologies and models of operation, and the funds that can be invested have never been so large before. It is also worth mentioning that, to a large extent, the changes will not result in increased prices for customers. There is much to fight for and denying general trends does not contribute to building of a strong and wealthy country. ■

silnej koncentracji zapewniono im poprzez otoczenie dystrybucji elektrowniami i spółkami obrotu dominującą siłę na rynku. Każda z grup osiąga większość swoich zysków dzięki części przypadającej na dystrybucję. Główny właściciel nie jest zainteresowany dokonywaniem jakichkolwiek zmian z obawy przed zachwianiem tych proporcji. W ostatnich czasach pojawia się opinia, że aby zmienić funkcjonujący model i przyspieszyć zmiany w elektroenergetyce należałoby wydzielić własnościowo operatorów systemów dystrybucyjnych ze struktur koncernów, a ich akcje skierować na rynek. Oczywiście skutki tego ruchu będą bardzo dotkliwe lub wręcz katastrofalne dla finansów koncernów. Nie można też zapominać o właścicielu, który poprzez taki ruch realnie traci „galwaniczne połączenie z wyborcą”, a w przyszłości może też kontrolę nad nim osiągnąć dzięki instalacji liczników zdalnego odczytu. Jestem przekonany, że tego typu zmiany strukturalne stanowiłyby doskonały impuls do modernizacji całej branży. Elektroenergetyka czeka na nowe technologie i modele działania, a środki możliwe do zainwestowania jeszcze nigdy w historii nie były tak duże. Warto też wspomnieć, że w znacznej części dokonane zmiany nie będą skutkowały wzrostem cen dla odbiorców. Jest o co walczyć, a negowanie ogólnych trendów nie przyczynia się do budowy silnego i bogatego kraju. ■





WIND IS TO DRIVE ZERO-EMISSION ENERGY IN ORLEN

WIATR MA NAPĘDZIĆ ZEROEMISYJNĄ ENERGETYKĘ ORLEN

Last autumn, PKN Orlen presented the company's new strategy until 2030. One of the key drivers of the group's growth is planned to be the power industry. The company wants to invest PLN 47 billion in the development of zero and low-emission generation sources within 10 years. One of the main elements of these investments will be offshore wind farms.

Jesienią zeszłego roku PKN Orlen przedstawił nową strategię koncernu do 2030 roku. Jednym z kluczowych motorów wzrostu grupy ma być elektroenergetyka. Spółka chce zainwestować w rozwój zero i niskoemisyjnych źródeł wytwarzania w ciągu 10 lat 47 mld zł. Jednym z głównych elementów tych inwestycji będą morskie farmy wiatrowe.



BARTŁOMIEJ SAWICKI
BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL

Offshore wind farms can significantly help to achieve the goal of emissions neutrality in 2050, which was announced by PKN Orlen in 2020. By 2030, the company will have reduced CO₂ emissions from its current refining and petrochemical assets by 20 percent and CO₂/MWh from electricity production by 33 percent. The offshore wind farm construction project which is at an advanced stage of preparation is one of the key investments for achieving these goals.

Work implementation phases

PKN Orlen has been working on a project to build offshore wind farms in the Baltic Sea for many years. The company has a permit to build offshore wind farms (PSZW - permit for the construction and use of artificial islands) issued in 2012. Works on the development of offshore wind energy are carried out by the group through the special purpose vehicle Baltic Power, which holds a concession for the construction of wind farms with a maximum total capacity of up to 1.2 GW. Its area, covering approximately 131 km², is located about 23 km north of the Baltic Sea shoreline, at the height of Choczewo and Łeba. Works on the project accelerated in 2018 and as early as in 2019 Baltic Power obtained a grid connection consent with regard to the Baltic Power project from Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE). At that time, the search for a partner for its implementation also started. No Polish company has sufficient technology, knowledge or experience in the implementation of offshore wind farms. Therefore, each of the projects implemented by Polish companies has or plans to have a foreign partner who has experience in their implementation. Parallel to the process of selecting a partner, PKN ORLEN moved on with the next stages of the Baltic Power project. In July 2020, the documentation, including an application for an environmental permit for the farm area, was delivered to the Regional Directorate for Environmental Protection in Gdańsk. The research necessary to prepare the environmental report lasted 17 months and covered an area of approximately 323 square kilometres. Environmental impact assessment was conducted from October 2018 to February 2020. For the purposes of surface and bottom water quality analysis, nearly 5,000 litres of sea water were collected and analysed during the project. On the basis of the collected samples, acidification, suspended solids content, oxygen conditions and the presence of harmful substances were deter-

Morskie farmy wiatrowe mogą wydatnie pomóc w osiągnięciu celu neutralności emisyjnej w 2050 roku, którą ogłosił w 2020 roku PKN Orlen. Do 2030 roku koncern zredukuje o 20 procent emisję CO₂ z obecnych aktywów rafineryjnych i petrochemicznych oraz CO₂/MWh o 33 procent z produkcji energii elektrycznej. Będący w zaawansowanej fazie przygotowania projekt budowy morskiej farmy wiatrowej jest jedną z kluczowych inwestycji dla realizacji tych celów.

Etapy realizacji prac

PKN Orlen od lat realizuje projekt budowy morskich farm wiatrowych na Bałtyku. Spółka dysponuje **pozwoleniem** na stawianie morskich farm wiatrowych (PSZW - pozwolenie na wznoszenie i wykorzystywanie sztucznych wysp) wydaną w 2012 roku. Prace nad rozwojem morskiej energetyki wiatrowej, koncern prowadzi poprzez spółkę celową Baltic Power, która posiada koncesję na budowę farm wiatrowych o maksymalnej łącznej mocy do 1,2 GW. Jej obszar, o łącznej powierzchni ok. 131 km², zlokalizowany jest ok. 23 km na północ od linii brzegowej Morza Bałtyckiego, na wysokości Choczewa i Łeby. Prace nad projektem uległy przyspieszeniu w 2018 roku i już w 2019 Baltic Power uzyskał od Polskich Sieci Elektroenergetycznych (PSE) warunki przyłączenia do sieci projektu Baltic Power. Wówczas rozpoczęły się także poszukiwania partnera do jego realizacji. Żadna polska spółka nie dysponuje technologią, wiedzą, doświadczeniem przy realizacji morskich farm wiatrowych. Dlatego też każdy z realizowanych przez polskie firmy projekt Ma lub planuje mieć partnera zagranicznego, który ma doświadczenie przy ich realizacji. Równolegle do procesu wyboru partnera PKN ORLEN realizował kolejne etapy projektu Baltic Power. W lipcu 2020 roku do Regionalnej Dyrekcji Ochrony Środowiska w Gdańsku została dostarczona dokumentacja z wnioskiem o wydanie decyzji środowiskowej dla obszaru farmy. Badania niezbędne do przygotowania raportu środowiskowego trwały 17 miesięcy i obejmowały swoim zasięgiem obszar ok. 323 km kw. Badania środowiskowe prowadzono od października 2018 do lutego 2020 roku. Na potrzeby analizy jakości wód powierzchniowych i przydennych, w trakcie projektu pobrano i zbadano prawie 5000 litrów wody morskiej. Na podstawie pobranych próbek określono m.in. zakwaszenie, zawartość zawiesiny, warunki tlenowe oraz obecność substancji szkodliwych. W lipcu zeszłego roku PKN Orlen rozpoczął projektowanie morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku. Wstępny plan techniczny oraz budowlany wykona brytyjska firma Offshore Design Engineering Ltd. Rozpoczęcie tego etapu prac poprzedzone



mined. Last July, PKN Orlen started designing an offshore wind farm in the Baltic Sea. The preliminary technical and building permit design will be prepared by the British company Offshore Design Engineering Ltd. The commencement of this stage of works was preceded by many months of wind measurements and examination of seabed geology. Completion of design works is to enable detailed planning of the investment implementation schedule.

było wielomiesięcznymi badaniami wietrzności oraz struktury geologicznej dna morskiego. Zakończenie prac projektowych ma umożliwić szczegółowe zaplanowanie harmonogramu realizacji inwestycji.

Kluczowa umowa z Kanadyjczykami

Proces pozyskania partnera dla Baltic Power trwał około 1,5 roku. Rozmowy trwały stosunkowo krótko, w porównaniu do np. do Polskiej Grupy Energetycznej. W przeciwieństwie jednak do PGE, PKN Orlen chciał objąć w spółce celowej nie 50 procent, a 51 procent, aby mieć kon-

Orlen chce połączyć swoje własne, lokalne doświadczenia z globalnym know-how przy pracach projektowych, przygotowawczych, budowlanych i wreszcie operacyjnych, którymi dysponuje Northland Power. Model biznesowy i wizja transformacji energetycznej obu podmiotów pokrywają się ze sobą. Dzięki tej współpracy Orlen chce nadać impuls rozwojowy dla branży offshore, w tym polskich przedsiębiorstw, które będą uczestniczyć w łańcuchu dostaw.



A key deal with Canadians

The process of acquiring a partner for Baltic Power took about 1.5 years. The talks lasted relatively short, compared to, for example, Polska Grupa Energetyczna. Contrary to PGE, however, PKN Orlen wanted to take hold of not 50 percent, but 51 percent of the special purpose vehicle, in order to have control over the course of the investment. Finally, at the end of January this year, PKN Orlen established an agreement with the Canadian company Northland Power Inc. The co-operation involves the preparation, construction and operation of a wind farm with a capacity of up to 1.2 GW. The Canadian company will ultimately take hold of 49 percent of shares.

The cooperation includes the preparation, development and operation of a wind farm with a maximum total capacity of up to 1.2 GW, which, according to the investment assumptions, will be covered by a 25-year support scheme. By joining the project, the Canadian group will ultimately acquire a 49% equity interest, following a series of capital increases at Baltic Power. The agreement term is to be 35 years, thereafter to be converted into indefinite.

As part of the capital increases of Baltic Power, Northland expects to invest approximately PLN 290 million

trolę nad przebiegiem inwestycji. Ostatecznie pod koniec stycznia tego roku PKN Orlen porozumiał się z kanadyjską firmą Northland Power Inc. Współpraca zakłada przygotowanie, budowę i eksploatację farmy o mocy do 1,2 GW. Kanadyjska spółka obejmie w niej docelowo 49 procent udziałów.

Współpraca obejmuje przygotowanie, budowę i eksploatację farmy o maksymalnej łącznej mocy do 1,2 GW, która według założeń inwestycyjnych zostanie objęta 25-letnim systemem wsparcia. Przystępując do projektu kanadyjska grupa obejmie wspomniane 49 procent udziałów w inwestycji, w wyniku serii podwyższeń kapitału spółki Baltic Power. Umowa będzie obowiązywać przez 35 lat, a po tym okresie przekształci się w umowę na czas nieokreślony.

Jako część podwyższeń kapitału Baltic Power, Northland spodziewa się zainwestować około 290 mln zł (100 mln CAD) w rozwój Baltic Power w 2021 roku. Część tej kwoty stanowią wydatki rozwojowe, które zostaną wydane już w tym roku.

Orlen chce połączyć swoje własne, lokalne doświadczenia z globalnym know-how przy pracach projektowych, przygotowawczych, budowlanych i wreszcie operacyjnych, którymi dysponuje Northland Power. Model bizne-

(CAD 100 million) in the development of Baltic Power in 2021. Part of this amount is development expenditure, which will be spent as early as this year.

Orlen wants to combine its own local experience with global know-how in design, preparation, construction and finally operational works that Northland Power has at its disposal. The business model and vision of energy transition of both entities overlap. Thanks to this cooperation, Orlen wants to provide a development boost for the offshore industry, including Polish companies that will participate in the supply chain.

Northland Power Inc. is a Canadian company listed on the Toronto Stock Exchange, with low- and zero-carbon energy assets located on four continents. In total, they include 2.6 GW of generation capacity in operation and another 1.4 GW under construction or at advanced planning stages. Northland Power Inc. is ranked among the world's top 10 companies active in offshore wind energy. It is a developer, owner and operator of offshore wind farms operating in Europe and projects currently under construction in Asia. The installed generation capacities of its offshore wind farms are nearly 1.2 GW, comprising three farms located in the North Sea in Europe: Gemini (600 MW), Nordsee One (332 MW) and Deutsche Bucht (252 MW).

NP Baltic Wind B. V. of the Netherlands, which is a wholly-owned indirect subsidiary of Northland Power Inc. will be a direct shareholder of Baltic Power after the joint venture agreement is in full force and effect.

What's next?

Further progress on the project itself was also noted in January. At that time, Baltic Power signed a contract with PSE to connect the wind farm in the Baltic Sea to the offshore grid and to transmit power to land. This is the natural course of things after the grid connection consent obtained in 2019. The investment is scheduled to commence in 2023, and its commissioning is planned in 2026. However, it will be of key importance to file an application for support for electricity generated from offshore wind farms with the Energy Regulatory Office by the end of March. Key works in this regard will refer to the regulation on the maximum price for electricity generated in offshore wind farms and fed into the grid. The company took part in the consultation process of the above-mentioned regulation.

sowy i wizja transformacji energetycznej obu podmiotów pokrywają się ze sobą. Dzięki tej współpracy Orlen chce nadać impuls rozwojowy dla branży offshore, w tym polskich przedsiębiorstw, które będą uczestniczyć w łańcuchu dostaw.

Northland Power Inc. to notowana na giełdzie w Toronto kanadyjska firma dysponująca nisko- i zeroemisyjnymi, aktywami energetycznymi zlokalizowanymi na czterech kontynentach. Łącznie obejmują 2,6 GW funkcjonujących mocy wytwórczych oraz 1,4 GW mocy w fazie budowy lub zaawansowanego procesu planowania. Northland Power Inc. zaliczany jest do grona 10 największych na świecie firm działających w obszarze morskiej energetyki wiatrowej. Jest deweloperem, właścicielem i operatorem morskich elektrowni wiatrowych działających w Europie, a także projektów realizowanych obecnie w Azji. Moce zainstalowane w morskiej energetyce wiatrowej spółki wynoszą niemal 1,2 GW, a składają się na nie trzy farmy zlokalizowane w Europie na Morzu Północnym: Gemini (600 MW), Nordsee One (332 MW) oraz Deutsche Bucht (252 MW). Bezpośrednim współnikiem Baltic Power po zawarciu umowy joint venture będzie spółka NP Baltic Wind B.V. z siedzibą w Holandii, która pozostaje w 100 procent pośrednio zależna od notowanej na giełdzie w Toronto spółki Northland Power Inc.

Co dalej?

Kolejne postępy prac nad samym projektem odnotowano także w styczniu. Wówczas Baltic Power podpisała z PSE umowę o przyłączenie do sieci morskiej farmy wiatrowej na Bałtyku i wyprowadzenie mocy na ląd. To naturalna kolej rzeczy po uzyskanych w 2019 roku warunkach przyłączenia. Rozpoczęcie budowy inwestycji planowane jest na rok 2023, a jej oddanie do użytku na rok 2026. Kluczowe będzie jednak złożenie do końca marca wniosku o udzielenie wsparcia na energię elektryczną wytworzoną z morskich farm wiatrowych do Urzędu Regulacji Energetyki. Kluczowe prace w tym względzie będą dotyczyły rozporządzenia o cenie maksymalnej za energię elektryczną wytworzoną w morskiej farmie wiatrowej i wprowadzoną do sieci... Koncern brał udział w procesie konsultacji wspomnianego rozporządzenia.

Drugie kluczowe rozporządzenie na które czeka branża, w tym PKN Orlen, dotyczą wzoru sprawozdań planu łańcucha dostaw materiałów i usług. Ma ono pojawić się w drugim kwartale tego roku.

The other key regulation that the industry, including PKN Orlen, is waiting for, concerns the template of reporting the material and service supply chain plan. It is to be released in the second quarter of this year.

In this respect, at the end of 2020, PKN Orlen organized a supplier's day, i.e. a meeting for companies that can provide components and services for the construction of wind farms. Nearly 400 people from 273 companies took part in the Offshore Wind Supply Chain Meeting in December 2020. It was the first in a series of scheduled meetings for suppliers interested in potential cooperation as part of the supply chain for the Baltic Power offshore wind farm. Orlen is planning further meetings as part of the dialogue with suppliers. In 2021, a series of meetings dedicated to individual implementation packages as part of the investment is to be held. During workshop meetings, their participants are to learn detailed information on the demand, technology and implementation schedules for particular purchase packages.

How much will Orlen spend on offshore farms? The construction of 1 GW of capacity costs over PLN 10 billion. The project will be implemented together with the Canadian partner that will co-finance the investment. Orlen is also willing to pursue further projects. The company is going to look at the auctions for 2025 and 2027. However, it does not prejudge whether it will take part in this tender, or whether it will do it together with a partner or on its own, having gained experience. How much will Orlen spend on the entire offshore wind farm project? Apart from the construction of offshore wind farms, it is worth remembering about the maintenance. The Gdańsk-based Lotos group has ambitious plans to transform into a national maintenance operator for offshore wind farms. However, this will require capital expenditure. How big? Time will show. ■

W tym zakresie pod koniec 2020 roku PKN Orlen zorganizował dzień dostawcy, a więc spotkanie dla firm, które mogą dostarczać komponenty i usługi przy samej budowie farm wiatrowych. Blisko 400 osób z 273 firm wzięło udział w grudniowym Offshore Wind Supply Chain Meeting 2020. Było to pierwsze z serii zaplanowanych spotkań dla dostawców zainteresowanych potencjalną współpracą w ramach łańcucha dostaw dla morskiej farmy wiatrowej Baltic Power. Orlen planuje kolejne spotkania w ramach prowadzonego dialogu z dostawcami. W 2021 roku ma być zorganizowana seria spotkań dedykowanych poszczególnym pakietom realizacyjnym w ramach inwestycji. Podczas spotkań w formule warsztatowej ich uczestnicy mają poznać szczegółowe informacje na temat zapotrzebowania, technologii i harmonogramów realizacji poszczególnych pakietów zakupowych.

Ile Orlen wyda na morskie farmy środków? Budowa 1 GW mocy to koszt powyżej 10 mld zł. Projekt będzie realizowany razem z kanadyjskim partnerem, który będzie współfinansował inwestycję. Orlen ma także chęć na kolejne projekty. Spółka zapowiada, że przyjrzy się aukcjom na rok 2025 i 2027. Nie przesądza jednak czy stanie do tego przetargu, ani czy zrobi to razem z partnerem czy nauczona doświadczeniem już samodzielnie. Ile Orlen wyda na cały projekt morskich farm wiatrowych? Poza samą budowę morskich farm wiatrowych warto pamiętać o serwisie. Gdański koncern Lotos ma ambitne plany przeobrażenia się w narodowego operatora serwisu dla morskich farm wiatrowych. Będzie to jednak wymagało poniesienia nakładów inwestycyjnych. Jakiego rzędu? Czas pokaże. ■





DICKSON: **POLAND WILL
BECOME A LEADER
IN OFFSHORE WIND
DEVELOPMENT IN
THE BALTIC SEA.**

DICKSON: **POLSKA BĘDZIE
LIDÉREM
OFFSHORE NA BAŁTYKU**



BARTŁOMIEJ SAWICKI
BIZNESALERT.PL EDITOR
REDAKTOR PORTALU BIZNESALERT.PL

By 2050, one third of the EU's offshore wind farm capacity will be located in the Baltic Sea, and Poland will be the most important player in the Baltic Sea by then, says Giles Dickson, the Chief Executive Officer of WindEurope, in an interview with Offshorenews.pl.

Do 2050 roku na Morzu Bałtyckim będzie znajdować się jedna trzecia mocy morskich farm wiatrowych UE, a Polska będzie do tego czasu najważniejszym graczem na Morzu Bałtyckim – mówi w rozmowie z portalem Offshorenews.pl Giles Dickson prezes stowarzyszenia WindEurope.

Offshorenews.pl: 2020 was a difficult year for the entire European economy due to the coronavirus pandemic. Has the pandemic slowed down the commissioning of new offshore wind farms in Europe?

Giles Dickson: Especially during the first wave of the COVID-19 pandemic the globalised wind energy supply chain faced some problems. Factory downtimes and closures in some Member States created additional pressure, for example in Spain and Italy, which were most affected in the first wave.

Nevertheless, offshore wind farms remained unaffected by Covid-19 crisis. European governments have declared offshore wind energy as a key sector. Construction work continued with the use of strict health and safety regulations. The European wind industry installed 2.9 GW of new offshore wind capacity in 2020.

WindEurope has published a report on offshore wind energy development in 2020. What do the numbers say?

2.9 GW of installed capacity in 2020 is a robust outcome, confirming the resilience of offshore wind installations during the pandemic. The Netherlands, Belgium and Great Britain installed most new capacities in 2020. What is more, investors believe in offshore wind energy. Europe had never allocated such

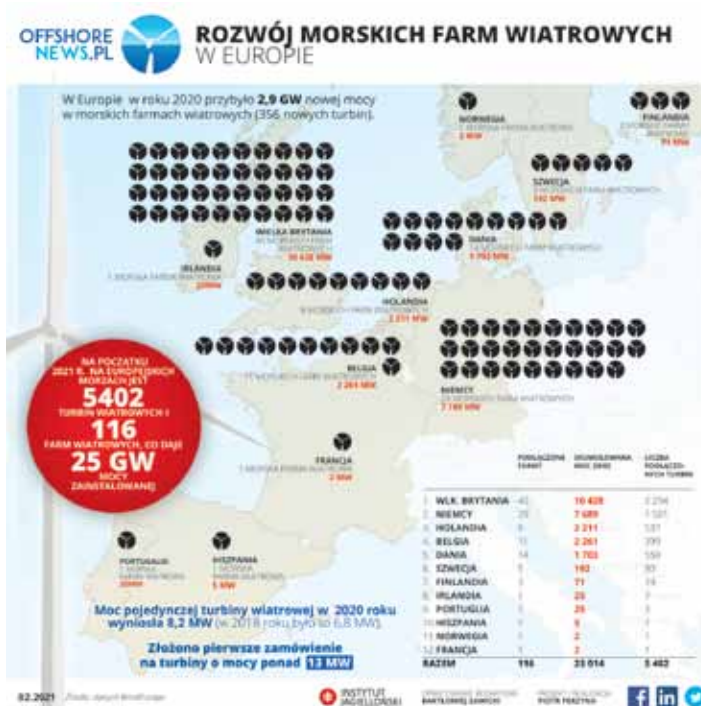
Offshorenews.pl: 2020 był trudnym rokiem dla całej europejskiej gospodarki z powodu pandemii koronawirusa. Czy pandemia spowolniła uruchamianie nowych morskich farm wiatrowych w Europie?

Giles Dickson: Zwłaszcza podczas pierwszej fali pandemii COVID-19 zglobalizowany łańcuch dostaw energii wiatrowej napotkał problemy. Blokady i zamknięcia fabryk w niektórych państwach członkowskich spowodowały dodatkową presję, na przykład w Hiszpanii i we Włoszech, które najbardziej ucierpiały podczas pierwszej fali.

Jednak morskie farmy wiatrowe pozostały odporne na takie zdarzenia. Rządy państw europejskich uznały morską energię wiatrową za kluczowy sektor. Kontynuowano prace budowlane, stosując rygorystyczne przepisy BHP. Europejska branża wiatrowa zainstalowała 2,9 GW nowych mocy na morzu w 2020 roku.

WindEurope opublikował raport dotyczący rozwoju offshore w 2020 roku. Co mówią liczby?

2,9 GW zainstalowanej mocy w 2020 roku to solidny wynik, potwierdzający odporność morskich instalacji wiatrowych w czasie trwania pandemii. Holandia, Belgia i Wielka Brytania zainstalowały najwięcej nowych mocy w 2020 roku. Co ważne, inwestorzy ufają w morską energetykę wiatrową. Europa nigdy nie przeznaczała na morską energetykę wiatrową tak dużych kwot niż w 2020 roku. Wartość nowych inwestycji w morskie farmy wiatrowe wynio-



large amounts to offshore wind energy before as it did in 2020. The value of new investments in offshore wind farms amounted to EUR 26.3 billion, and the two largest projects that have ever obtained the final investment decision are: Dogger Bank (phases A and B - 2.4 GW) and Hollandse Kust 1-4 (1.5 GW). However, we need to accelerate the expansion of offshore wind energy to meet the EU target of 300 GW of installed capacity by 2030.

Logistics is critical in the construction of offshore wind farms. Has the pandemic revealed where there are "bottlenecks" in Europe?

Wind energy component and raw material supply chains are globalised. In the first phase of the pandemic, we experienced some supply chain disruptions in Asia and China. Nevertheless, it is extremely important that goods and workers continue to move freely across European borders. Governments should do everything they can to keep borders open and to safeguard the functioning of the European internal market.

Last year the European Commission presented the EU Strategy on Offshore Renewable Energy. It is not a law yet, but it sets the course for development. It is about the possibility of building 100 GW of capaci-

ty 26,3 mld euro, a dwa największe projekty, które kiedykolwiek uzyskały ostateczną decyzję inwestycyjną to: Dogger Bank (fazy A i B - 2,4 GW) oraz Hollandse Kust 1-4 (1,5 GW). Musimy jednak przyspieszyć rozbudowę morskiej energii wiatrowej, aby osiągnąć unijny cel 300 GW zainstalowanej mocy do 2030 roku.

Logistyka jest krytycznym elementem w budowie morskich farm wiatrowych. Czy pandemia pokazała, gdzie w Europie występują „wąskie gardła”?

Łańcuchy dostaw komponentów i surowców energii wiatrowej są zglobalizowane. W pierwszej fazie pandemii doświadczaliśmy pewnych zakłóceń w łańcuchu dostaw w Azji i Chinach. Mimo to niezwykle ważne jest, aby towary i pracownicy mogli nadal swobodnie przemieszczać się przez europejskie granice. Rządy powinny zrobić wszystko, aby utrzymać otwarte granice i zabezpieczyć funkcjonowanie europejskiego rynku wewnętrznego.

W zeszłym roku Komisja Europejska przedstawiła strategię offshore. Nie jest to jeszcze prawo, ale wyznacza kierunki rozwoju. Chodzi o możliwość zbudowania 100 GW mocy tylko na Bałtyku do 2050 roku, czy 300 GW na morzu jest możliwe za 30 lat?

WindEurope opublikowało raport (<https://windeurope.org/about-wind/reports/our-energy-our-future/>) na temat potencjału morskiej energetyki wiatrowej w Euro-



By 2050, one third of the EU's offshore wind farm capacity will be located in the Baltic Sea, and Poland will be the most important player in the Baltic Sea by then.

Do 2050 roku na Morzu Bałtyckim będzie znajdować się 1/3 mocy morskich farm wiatrowych UE, a Polska będzie do tego czasu najważniejszym graczem na Morzu Bałtyckim.



ty only in the Baltic Sea by 2050, is 300 GW offshore possible in 30 years?

WindEurope has published a report (<https://windeurope.org/about-wind/reports/our-energy-our-future/>) on the potential of offshore wind energy in Europe. There is a considerable potential for at least 450 GW in Europe. Apart from the EU, the United Kingdom and Norway, which are not part of the European Union, have very favourable conditions for the development of offshore wind energy with fixed foundations and floating.

The EU goal of 300 GW is ambitious. Over the next 30 years, we will have to increase today's production capacity more than 20 times. It requires smart maritime spatial planning and adapting it to other industry branches such as fishing, military and tourism. By 2050, one third of the EU's offshore wind farm capacity will be located in the Baltic Sea, and Poland will be the most important player in the Baltic Sea by then.

How much will the development of offshore wind energy potential cost?

The costs of offshore wind energy have fallen significantly in recent years as turbines have been growing steadily in size and efficiency. In 2020, the average size of the turbine was 8.2 MW, but the first order for turbines with a capacity of over 13 MW has been

pie. Widzimy potencjał na co najmniej 450 GW w Europie. Poza UE, Wielka Brytania i Norwegia, które nie należą do Unii Europejskiej, mają bardzo korzystne warunki dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej przy dnie i pływającym.

Cel UE wynoszący 300 GW jest ambitny. W ciągu najbliższych 30 lat będziemy musieli zwiększyć dzisiejsze zdolności produkcyjne ponad 20 razy. Wymaga to inteligentnego planowania przestrzennego obszarów morskich i dostosowania go do innych gałęzi przemysłu, takich jak rybołówstwo, wojsko, turystyka. Do 2050 roku na Morzu Bałtyckim będzie znajdować się 1/3 mocy morskich farm wiatrowych UE, a Polska będzie do tego czasu najważniejszym graczem na Morzu Bałtyckim.

Ile będzie kosztować rozbudowa potencjału morskiej energetyki wiatrowej?

Koszty morskiej energii wiatrowej znacznie spadły w ostatnich latach, ponieważ turbiny rosną pod względem wielkości i wydajności. W 2020 roku średnia wielkość turbiny wyniosła 8,2 MW, ale i złożono pierwsze zamówienie na turbiny o mocy ponad 13 MW. Tę redukcję kosztów zapewniają odpowiednie mechanizmy wsparcia, a mianowicie kontrakty różnicowe (CfD). Dostarczają one morską energię wiatrową po najniższych kosztach dla rządów i konsumentów.

placed. This cost reduction is ensured by appropriate support mechanisms, that is contracts for difference (CFDs). They procure offshore wind energy at the lowest cost to governments and consumers.

Building the offshore sector means building a new branch of the economy. In Poland, we have a tradition of developing the mining-related industry, in which hundreds of thousands of people are employed. Can offshore become such a driving force as mining in the 20th century in Poland?

Mining is not the only traditional industry in Poland. Poland has always had a very strong maritime industry. The country has important port cities such as Gdańsk, Gdynia and Szczecin. Offshore wind energy will create tens of thousands of new jobs in construction, logistics, production and along the entire wind energy value chain. Ports will facilitate the development of offshore wind energy. All offshore wind farm equipment passes through ports. The equipment needs extensive space, heavy loading quays and deep berths. Ports are the hubs for operation and maintenance of offshore wind farms, and they'll become the assembly base for floating offshore wind.

There will be a new law in force in Poland – the maritime law. How do you perceive the act itself? It assumes that nearly 11 GW capacity will have been built in Poland by 2040.

The Offshore Wind Energy Act in Poland is of historic importance. It shows Poland's willingness to transform its energy system from fossil fuels to renewable energy sources. That forms the basis for a strong and competitive offshore wind energy in Poland, creating new and sustainable employment prospects for tens of thousands of Polish workers. ■

Budowa sektora offshore to budowanie nowej gałęzi gospodarki. W Polsce mamy tradycję rozwoju branży okologicznej, zatrudniającej setki tysięcy osób. Czy offshore może stać się dla Polski taką siłą napędową, jak górnictwo w XX wieku?

Górnictwo to nie jedyna tradycyjna branża w Polsce. Polska miała i nadal ma bardzo silny przemysł morski. Kraj posiada ważne miasta portowe, takie jak Gdańsk, Gdynia, Szczecin. Morska energetyka wiatrowa stworzy dziesiątki tysięcy nowych miejsc pracy w budownictwie, logistyce, produkcji i wzdłuż całego łańcucha wartości energii wiatrowej. Porty staną się czynnikiem umożliwiającym rozwój morskiej energetyki wiatrowej. Całe wyposażenie morskich farm wiatrowych przechodzi przez porty. Potrzebują dużej przestrzeni, ciężkich nabrzeży załadunkowych i głębokich koi. Porty są węzłami obsługi i konserwacji morskich farm wiatrowych i staną się bazą montażową dla pływającego morskiego wiatru.

W Polsce będzie obowiązywać nowe prawo - ustawa o morzu. Jak odbierasz sam akt? Zakłada, że do 2040 roku w Polsce powstanie blisko 11 GW mocy.

Ustawa o morskiej energii wiatrowej w Polsce jest historyczna. Pokazuje chęć Polski do zmiany systemu energetycznego z paliw kopalnych na odnawialne źródła energii. To stanowi podstawę silnej i konkurencyjnej morskiej energetyki wiatrowej w Polsce, tworząc nowe i trwałe perspektywy zatrudnienia dla dziesiątek tysięcy polskich pracowników. ■

POLISHBRIEF



**POLAND'S ENERGY
POLICY 2040:
A REALISTIC PROSPECT OF THE
FUTURE DEVELOPMENT PATH?**
**POLITYKA ENERGETYCZNA
PAŃSTWA 2040:
REALISTYCZNA PERSPEKTYWA
ROZWOJU SEKTORA?**



CHRISTIAN SCHNELL

ENERGY EXPERT
LEGAL ADVISER AND PARTNER IN SOLIVAN
EKSPERT W DZIEDZINIE ENERGETYKI
RADCA PRAWNY I PARTNER W SOLIVAN



By resolution of the Council of Ministers of February 2, 2021, the State Energy Policy until 2040 (PEP 2040) was adopted. Is the development path of the energy sector until 2040 a realistic prospect? Until 2030, the Polish government intends to direct EU and national funds in the amount of PLN 260 billion to the sector in order to transform it into a zero-emission economy until 2050. The energy transformation will require the involvement of many entities and incurring significant investment outlays, especially in the energy sector, in the construction sector, but also in the industrial and agricultural sectors. The scale of investments in the years 2021–2040 may reach approx. PLN 1,600 billion. Investments in the fuel and energy sectors alone will involve funds in the amount of approx. PLN 867-890 billion. The projected outlays in the electricity generation sector will amount to approx. PLN 320-342 billion, of which approx. 80% will be allocated to zero-emission capacities, i.e. renewable energy and nuclear energy. The implementation of PPEJ alone will consume over PLN 200 billion.

Uchwałę Rady Ministrów z dnia 2 lutego 2021 r. została uchwalona Polityka Energetyczna Państwa do 2040 r. (PEP 2040). Czy ścieżka rozwoju sektora energetycznego do 2040 r. jest realistyczną perspektywą? Do 2030 r. polski rząd zamierza kierować środki unijne i krajowe w wysokości 260 mld zł do sektora w celu jego transformacji do gospodarki zeroemisyjnej w 2050 r. Transformacja energetyczna będzie wymagała zaangażowania wielu podmiotów i poniesienia znacznych nakładów inwestycyjnych szczególnie w sektorze energetycznym, w sektorze budowlanym, w sektorze przemysłowym i w sektorze rolniczym. Skala w latach 2021–2040 może sięgnąć ok. 1 600 mld PLN. Inwestycje w samych sektorach paliwowo-energetycznych angażować będą środki finansowe w kwocie ok. 867-890 mld PLN. Prognozowane nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej sięgać będą ok. 320-342 mld PLN, z czego ok. 80% zostanie przeznaczonych na moce bezemisyjne tj. OZE i energetykę jądrową. Sama realizacja PPEJ pochłonie powyżej 200 mld PLN.

Reduction of Green House Gas emissions

In December 2020, the European Council approved a binding EU target to reduce net greenhouse gas emissions by 2030 by at least 55% compared to 1990 levels. This target is a collective target for the entire Union, i.e. based on contributions from member states. Poland's contribution to the reduction of greenhouse gas emissions according to PEP 2040 is, however, only a reduction by 30% by 2030 compared to 1990, however, referring to the principle of fairness and solidarity. This means maintaining current level of emissions until 2030. It can be concluded that the European Commission will not agree to such an unambitious goal when notifying the National Plan for Energy and Climate, which will be an ex-ante condition for the use of the above-mentioned EU funds.

Transformation of coal regions

A budget of PLN 60 billion is planned for the transformation of coal regions, but notification of this state aid is inevitable. Paradoxically, the National Plan for Energy and Climate, which probably significantly accelerates the closure of coal-fired power plants - PEP 2040 envisages the end of hard coal production by 2049 - may be a pre-condition for the notification of this aid. As part of the transformation of coal regions, PEP 2040 provides for investments in low- and zero-emission energy generation sources using clean coal technologies and using coal to produce methanol, hydrogen and smokeless fuels, but due to the inability to obtain a positive notification decision this plan seems unworkable.

Consumption of natural gas

In recent years, the consumption of natural gas in Poland has been growing and in 2019 it amounted to nearly 18.6 billion m³, with domestic extraction covering approx. 22% of the demand. PEP 2040 indicates that the demand for natural gas will increase especially due to the use in combined heat and power plants (CHP) and capacities ensuring the flexibility of the power system (OCGT), and due to lower emissions in relation to hard coal and lignite. Diversification of supplies and expansion of the natural gas network infrastructure is a strategic goal, including the construction of the Baltic Pipe (capacity 10bn m³ annually), the expanded LNG terminal in Świnoujście to the capacity (reception and regasi-

Ograniczenie emisji gazów cieplarnianych

Rada Europejska w grudniu 2020 r. zatwierdziła wiążący unijny cel zakładający ograniczenie emisji netto gazów cieplarnianych do roku 2030 o co najmniej 55% w porównaniu z poziomem z roku 1990. Ten cel jest kolektywnym celem dla całej Unii tj. realizowany na podstawie kontrybucji państw członkowskich. Kontrybucja Polski przy ograniczeniu emisji gazów cieplarnianych zgodnie z PEP 2040 ma jednak wynosić tylko 30% do 2030 r. w stosunku do 1990 r. powołując się na zasadę sprawiedliwości i solidarności. Oznacza to utrzymanie odpowiedniego poziomu emisji i można przesądzić że Komisja Europejska nie zgodzi się na taki mało ambitny cel przy notyfikacji Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu który będzie warunkiem ex-ante do wykorzystania środków unijnych.

Transformacja regionów węglowych

Dla transformacji regionów węglowych przewidywano budżet w wysokości 60 mld zł, ale notyfikacja tej pomocy publicznej jest niezbędna. Paradoksalnie Krajowy Plan na rzecz Energii i Klimatu który prawdopodobnie znacznie przyspiesza zamknięcie elektrowni węglowych – PEP 2040 przewiduje zakończenia produkcji węgla kamiennego w poszczególnych kopalniach w perspektywie do 2049 r. – może być warunkiem do notyfikacji tej pomocy. W ramach transformacji regionów węglowych PEP 2040 przewiduje inwestycje w nisko- i zeroemisyjne źródła wytwarzania energii z wykorzystaniem czystych technologii węglowych (m.in. IGCC, CCS, CCU) oraz wykorzystujących węgiel do produkcji metanolu, wodoru i paliw bezdymnych ale z powodu braku możliwości uzyskania pomocy publicznej plan wydaje się niewykonalny.

Zużycie gazu ziemnego

W ostatnich latach zużycie gazu ziemnego w Polsce rośnie i w 2019 r. wyniosło blisko 18,6 mld m³ przy czym krajowe wydobycie pokrywało ok. 22% zapotrzebowania. PEP 2040 wskazuje, że zapotrzebowanie na gaz ziemny będzie rosło szczególnie ze względu na wykorzystanie tego surowca w elektrociepłowniach i mocach zapewniających elastyczność systemu elektroenergetycznego oraz z uwagi na niższą emisyjność w stosunku do węgla kamiennego i brunatnego. Dywersyfikacja dostaw i rozbudowa infrastruktury sieciowej gazu ziemnego jest strategicznym celem w tym budowa Baltic Pipe (przepustowość 10mld m³ rocznie), rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu do przepustowości (odbioru i regazyfikacji) 8,3mld m³ rocznie do 2023 r. oraz zbudowany terminal pływający FSRU w Zatoce Gdańskiej na poziomie co najmniej 4,5 mld m³ (pla-

fication) of 8.3bn m3 annually by 2023 and the planned FSRU terminal Gdańsk bay at the level of at least 4.5 billion m3 (to be put into operation after 2025). It may turn out, however, that even such import capacity is not enough to cover the needs of individual heating and district heating, so actions aimed at energy efficiency („Renovation Wave”) and the use of heat pumps to meet the basic demand seem a necessity to implement the strategy of diversifying natural gas. PEP 2040 only generally refers to carbon capture and storage - CCS, or more broadly - to ensuring the useful use of CO₂ - CCUS (carbon capture, utilization and storage). Most likely, in the 2040s, the use of these technologies may become mandatory while continuing to burn fossil fuels, including natural gas. The use of greenhouse gases for the production of biomethane will be of particular interest, unfortunately PEP 2040 omits this topic. The goal of PEP 2040 is to achieve by 2030 the ability to transport a mixture containing about 10% of decarbonised gases, in particular biomethane and hydrogen, via gas networks, while the consumption of hydrogen in gas networks and installations is highly questionable from a technical and economic point of view.

Use of biomass

According to PEP 2040, the energy use of biomass - both thermal (forest biomass) and anaerobic in biogas plants and for the production of biofuels - will increase. The reason for such a direction of development of the above-mentioned raw material is the increasing stream of bio-waste resulting from the growing consumption, as well as the tightening of waste management regulations, which gradually reduce the storage of bio-waste. However, the tightening of regulations on the use of forest biomass may make the ambitious goals of the Polish government impossible to achieve. Unfortunately, PEP 2040 does not address this call.

Capacity market

PEP 2040 announces the decision to evaluate the capacity market two years before the last auction, i.e. in 2023, taking into account the limitations resulting from EU regulations. The auctions for the capacity market at the end of 2021 and 2022 are therefore to be continued. The capacity fee as part of the distribution tariffs, which leads to a sharp increase in electricity prices from the beginning of 2021, should there-

nowany jest do przekazania do użytkowania po 2025 r.). Może się jednak okazać że nawet taka zdolność importowania nie wystarczy dla potrzeb indywidualnego ogrzewnictwa i ciepłownictwa systemowego więc działania na rzecz efektywności energetycznej („Fala Renowacji”) i zużyciem pomp ciepła do zapotrzebowania podstawowego wydaje się koniecznością do realizacji strategii dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego.

Niestety PEP 2040 tylko w ogólny sposób odnosi się do sekwestracja dwutlenku węgla – CCS (ang. carbon capture and storage), lub szerzej – z zapewnieniem użytecznego wykorzystania CO₂ – CCUS (ang. carbon capture, utilisation and storage). Najprawdopodobniej że w latach czterdziestych zastosowanie tych technologii może stać się obowiązkowo przy kontynuacji spalania paliw kopalnych w tym gaz ziemny. Szczególnie interesujące będzie wykorzystanie gazów ciepłarniach do produkcji biometanu, niestety PEP 2040 omija ten temat. Celem PEP 2040 jest osiągnięcie do 2030 r. zdolności transportu sieciami gazowymi mieszaniny zawierającej ok. 10% gazów zdekarbonizowanych, w szczególności biometanu i wodoru, przy czym zużycie wodoru w sieciach i instalacji gazowych jest wysoce wątpliwe z punktu widzenia technicznego i ekonomicznego.

Wykorzystanie biomasy

Zgodnie z PEP 2040 energetyczne wykorzystanie biomasy – zarówno termiczne (biomasa leśna), jak i beztlenowe w biogazowniach oraz na potrzeby produkcji biopaliw – będzie ulegać zwiększaniu. Przyczyną takiego kierunku rozwoju ww. surowca jest zwiększający się strumień bioodpadów wynikający z rosnącej konsumpcji, a także zaostrzenie regulacji dotyczących gospodarki odpadami, które stopniowo ograniczają składowanie bioodpadów. Jednak zaostrzenie regulacji dotyczących wykorzystania biomasy leśnej może spowodować że ambitne cele polskiego rządu będą niemożliwe do realizacji. Niestety PEP 2040 nie odnosi się do tego wezwania.

Rynek mocy

PEP 2040 zapowiada podjęcie decyzji o kontynuacji funkcjonowania rynku mocy na dwa lata przed ostatnią aukcją tj. w 2023 r. z uwzględnieniem ograniczeń wynikających z regulacji UE. Aukcje na rynek mocy pod koniec 2021 i 2022 r. mają więc zostać kontynuowane. Opłata mocowa, który doprowadzi od początku 2021 r. do skokowego wzrostu cen za energię elektryczną pozostaje więc do końca 2027 na takim samym poziomie. Ta perspektywa nie będzie

fore remain at the same level until the end of 2027. This perspective will not be accepted by consumers and there is a risk of erosion of the National Power System by island solutions (assuming that direct wire solutions will still be legally blocked) in order to avoid high distribution fees and high wholesale prices for electricity from the grid. According to PEP 2040, it should be expected that decisions on tightening emission standards and reform of the EU CO₂ emission allowance trading system (EU ETS), as well as the need to adapt production capacity to environmental regulations (IED Directive and BAT conclusions) will increase the cost of fuel use fossil fuels for energy purposes substantially. The legislator should react to this risk in the near future and it seems that the transfer of part of the capacity fees related to the generation of coal-fired power plants - which accounts for approx. 70% of the total fee - may be covered in another way, e.g. by the state budget. In this context, it is also necessary to evaluate the transfer of coal power plants from state-owned utilities to a separate budgetary entity. This part of the capacity fee may be transformed into a fee related to the closure of a given power plant on the example of the German law on compulsory closure of coal power plants („Kohleausstiegsgesetz”).

Grid infrastructure

In the above context, it is also necessary to assess the further delay in the implementation of smart meters and dynamic tariffs to flatten the daily energy demand curve until 2028. According to PEP 2040, 80% of households should be equipped with remote reading meters by 2028, which is contrary to EU law. The obligation to strengthen the position of consumers and prosumers results from the 2018 EU legislative package („Winter Package”) and it is doubtful whether the Commission will agree to such a waiver of EU commitments. In PEP 2040 there is a strong tendency to protect the distribution operators market, but maintaining the status quo in the medium term is questionable.

Implementation of Poland's nuclear programme

According to the Polish nuclear power program („PPEJ”), in 2033 the first nuclear unit (generation III and III+) with a capacity of 1-1.6 GW will be launched, the next ones will be launched every 2-3 years - the entire nuclear program provides for the construction of 6 units by 2043 r. with the total capacity of 6-9 GW.

zaakceptowana przez odbiorców, grozi erozja Krajowego Systemu Elektroenergetycznego przez rozwiązań wyspowych (pod założeniem że linia bezpośrednia będzie dalej w istocie martwym rozwiązaniem) w celu uniknięcia wysokich opłat dystrybucyjnych i wysokich cen hurtowych dla energii elektrycznej z sieci. Zgodnie z PEP 2040 należy się spodziewać, że decyzje odnośnie zaostreżenia norm emisyjnych oraz reforma unijnego systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂ (EU ETS), a także konieczność dostosowania mocy wytwórczych do regulacji środowiskowych (dyrektywa IED i konkluzje BAT) wpłyną na wzrost kosztów wykorzystania paliw kopalnych dla celów energetycznych. Ustawodawca powinien na to ryzyko zareagować w najbliższym czasie i wydaje się że przekazanie części opłat mocy związanych z generacją elektrowni węglowych - co stanowi ok. 70% opłaty - może zostać pokryte w inny sposób np. przez budżet skarbu państwa. W tym kontekście trzeba również ocenić przekazanie elektrowni węglowych ze spółek skarbu państwa do odrębnej jednostki budżetowej. Opłata mocowa może zostać przekształcona w opłatę związaną z zamknięciem danych elektrowni na przykładzie niemieckiej ustawy przymusowego zamknięcia elektrowni węglowych („Kohleausstiegsgesetz”).

Infrastruktura sieciowa

W związku z powyższym trzeba również ocenić dalsze opóźnienie wdrożenia inteligentnych liczników i dynamicznych taryf do wypłaszczania dobowej krzywej zapotrzebowania na energię aż do 2028 r. Zgodnie z PEP do 2028 r. powinno zostać wyposażone w liczniki zdalnego odczytu 80% gospodarstw domowych co jest sprzeczne z prawem unijnym. Obowiązek wzmocnienia pozycji konsumentów i prosumentów wynika z pakietu legislacyjnego UE pt. „pakiet zimowy” z 2018 r. i wątpliwe jest czy Komisja wyrażni zgodę na takie zaniechanie zobowiązań unijnych. W PEP 2040 można zaobserwować silną tendencję do ochrony rynku dystrybucyjnego przez operatorów ale utrzymanie status quo w średnim okresie jest wątpliwe.

Wdrożenie energetyki jądrowej

Zgodnie z programem polskiej energetyki jądrowej PPEJ, w 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy (generacji III i III+) o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 r. przy czym ich całkowita moc wynosi 6-9 GW. Przy czym warto wymienić że koszt reaktora generacji III+ Areva typu EPR-2 z mocą 1,6 GW (Olkiluoto blok 3) z efektywnością 92,5% wynosi EUR 11 mld lub EUR 7,5 mld na GW w porównaniu do zakładanego budżetu 4,5 mld na

On this occasion, it is worth mentioning that the cost of the generation III + Areva type EPR-2 reactor with a capacity of 1.6 GW (Olkiluoto unit 3) and with an efficiency of 92.5% is EUR 11 billion or EUR 7.5 billion per GW compared to PEP 2040 assumed budget of 4.5 billion per GW. It seems that due to the missing financing model for this investment (in line with the EU state aid rules) and the questionable time schedule, the Polish nuclear power program remains a political program.

Development of intermittent renewables

PEP 2040 envisages achieving at least 23% of the share of renewable energy sources in gross final energy consumption in 2030, i.e. in electricity - at least 32% net, in heating and cooling - an increase of 1.1 percentage points y/y, in transport - 14%, including at least 3.5% from advanced biofuels. The forecasts seem to be heavily underestimated. According to PEP 2040, in 2030 the installed capacity of photovoltaics may amount to approx. 5–7 GW in total in micro-installations and large installations, but already beginning of 2021 the capacity exceeded 4 GW and a growth at a rate of several GW per year is expected. By 2030, most reputable think tank's predict that the generation of electricity from RES may amount to approx. 50% of the domestic demand.

Green hydrogen

PEP 2040 assumes that, with appropriate technological development, by 2030 it will be possible to use 2–4 GW of power from RES installations for the production of green hydrogen. However, PEP 2040 does not refer to the high costs of hydrogen production using electrolysis - with Polish climatic conditions, the production of green hydrogen will not be a viable solution without key technological changes reducing the production costs. ■

GW w PPEJ i PEP 2040. Wydaje się, że z powodu brakującego modelu finansowania tej inwestycji (zgodnie z zasadami pomocy publicznej UE) oraz wątpliwego harmonogramu czasu PPEJ pozostaje programem politycznym.

Rozwój odnawialnych źródeł energii

PEP 2040 przewiduje osiągnięcie co najmniej 23% udziału OZE w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r. tzn. w elektroenergetyce – co najmniej 32% netto, w ciepłownictwie i chłodnictwie – przyrost 1,1 pkt proc. r/r., w transporcie – 14%, w tym co najmniej 3,5% pochodzących z biopaliw zaawansowanych. Wydaje się że prognozy są mocno niedoszacowane. Zgodnie z PEP 2040 w 2030 r. moc zainstalowana fotowoltaiki może wynieść ok. 5–7 GW łącznie w mikroinstalacjach i w dużych instalacjach, ale już obecnie moc przekroczy 4 GW i z powyżej wymienionych powodów będzie rosła w tempie kilka GW rocznie. Do 2030 r. wielu renomowanych think tanków przewiduje że generacja energii elektrycznej z OZE może wynieść ok. 50% krajowego zapotrzebowania.

Zielony wodór

PEP 2040 zakłada że przy odpowiednim rozwoju technologicznym w perspektywie do 2030 r. będzie możliwe wykorzystanie 2–4 GW mocy z instalacji OZE do produkcji zielonego wodoru. Jednak PEP 2040 nie odnosi się do wysokich kosztów produkcji wodoru za pomocą elektrolizy – przy polskich warunkach klimatycznych produkcja zielonego wodoru nie będzie opłacalnym rozwiązaniem o ile nie nastąpi istotna zmiana technologiczna. ■

WWW.BETTERHORIZONS.PL

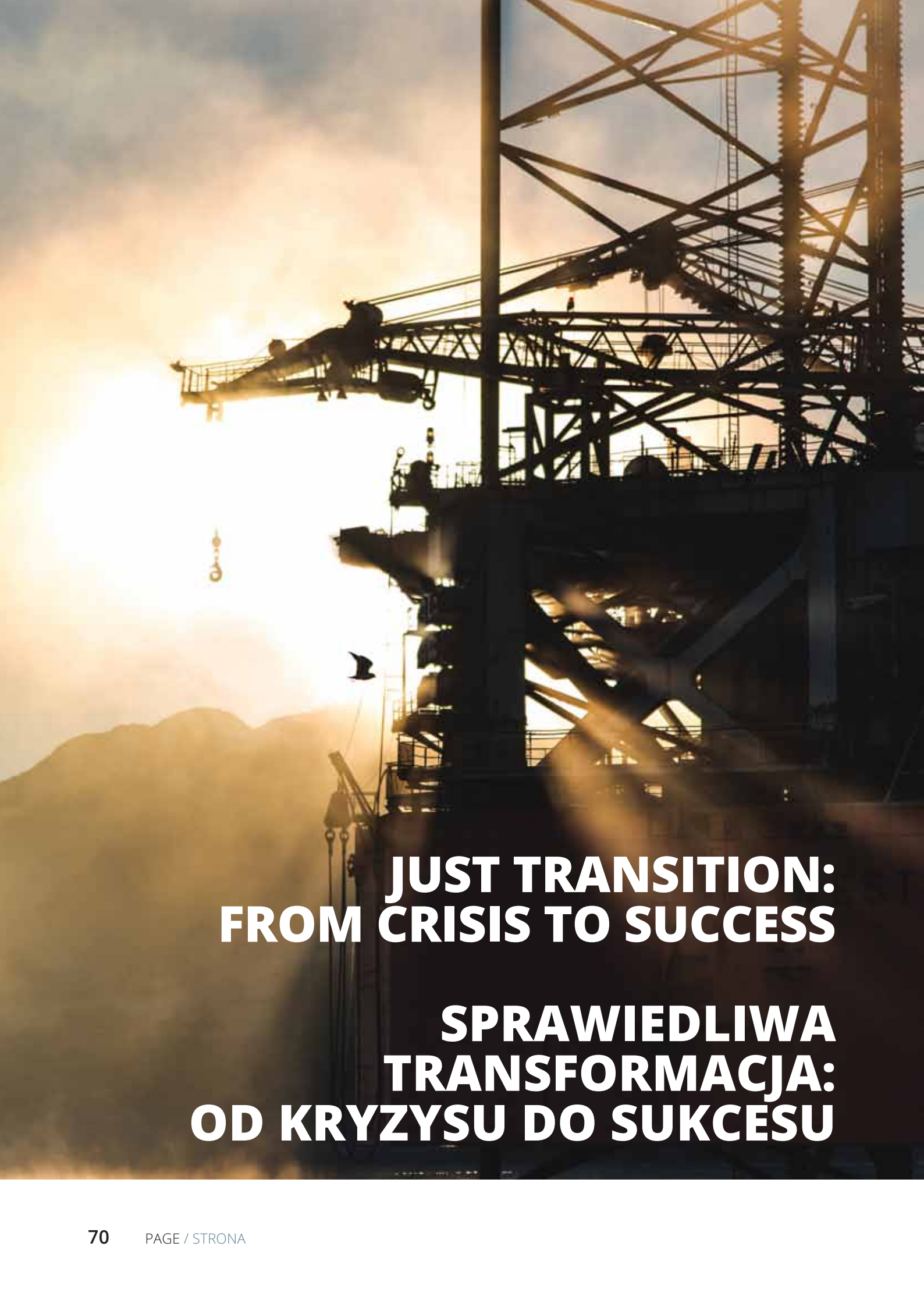
TŁUMACZYMY Z ENERGIA

WE TRANSLATE WITH ENERGY!



YOUR PARTNER IN TRANSLATION

office@betterhorizons.pl

A large, dark silhouette of an industrial structure, possibly an offshore oil rig or a large crane, dominates the right side of the frame. The structure is composed of a complex network of steel beams and platforms. To the left, a bright, hazy sunset or sunrise sky in shades of orange and yellow provides a strong backlight. In the background, the silhouettes of mountains are visible under the glowing sky. The overall mood is one of industrial scale against the elements of nature.

**JUST TRANSITION:
FROM CRISIS TO SUCCESS**

**SPRAWIEDLIWA
TRANSFORMACJA:
OD KRYZYSU DO SUKCESU**



ANTONI BIELEWICZ
EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION
POLAND, DIRECTOR
DYREKTOR PROGRAMU KRAJOWEGO
W EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION

The crisis of the mining and energy sectors is a good starting point for a comprehensive and just transition of mining regions. Its success depends on involving a wider and internally diversified group of stakeholders in the process of negotiation on the future of mining as soon as possible.

Kryzys branży wydobywczej i energetycznej to dobry punkt startu dla kompleksowej i sprawiedliwej transformacji regionów wydobywczych. Jej sukces zależy od jak najszybszego włączenia w proces negocjacji na temat przyszłości górnictwa szerszej i bardziej zróżnicowanej wewnętrznie grupy interesariuszy.

2020 was one of the worst years in the history of the mining sector in Poland. As it appears from the data of the Ministry of State Assets, after 11 months of 2020, domestic hard coal mines recorded a net loss of PLN 3.84 billion, compared to a loss of PLN 69 million a year earlier. On the other hand, coal production in 2020 dropped by 12% to 54.5 million tonnes, and its average prices dropped by 11% (data: Industrial Development Agency). As a result, employment in the hard coal mining industry fell from 83,000 to 80,000 employees in the last 12 months. Equally worrying news for the traditional economy comes from the lignite sector. The final decision on the termination of mining activities by ZE PAK S.A., prolonged concession and environmental proceedings for the deposits in Żłoczew and Turów, as well as the precedent-setting cross-border dispute over the latter project, raise questions about the future of people employed in lignite mining in Poland.

Contrary to what some experts say, blaming primarily the crisis caused by the pandemic for the present state of affairs, the events of the last several months are not temporary anomalies, but a sign of a sus-

Rok 2020 był jednym z najgorszych lat w historii sektora wydobywczego w Polsce. Jak wynika z danych Ministerstwa Aktywów Państwowych po 11 miesiącach 2020 roku krajowe kopalnie węgla kamiennego odnotowały 3,84 mld zł straty netto, wobec 69 mln zł straty rok wcześniej. Z kolei wydobycie węgla w całym 2020 r. spadło o 12% do 54,5 mln ton, a jego średnie ceny o 11% (dane: Agencji Rozwoju Przemysłu). W efekcie zatrudnienie w branży wydobycia węgla kamiennego spadło w ciągu ostatnich 12 mies. z 83 do 80 tys. pracowników. Równie złe dla tradycyjnej gospodarki wieści płyną z sektora węgla brunatnego. Ostateczna decyzja o zakończeniu wydobycia przez ZE PAK S.A., przedłużające się postępowania koncesyjno-środowiskowe dla złóż w Żłoczewie i Turowie, a także precedensowy transgraniczny spór wokół tego ostatniego projektu zmuszają do stawiania pytań o przyszłość ludzi zatrudnionych przy wydobyciu węgla brunatnego w Polsce.

Wbrew temu co mówi część ekspertów, winą za obecny stan rzeczy obarczających przede wszystkim kryzys wywołany pandemią, wydarzenia z ostatnich kilkunastu miesięcy to nie chwilowe anomalie, a oznaka trwałego trendu. Konieczność całkowitego wyeliminowania paliw kopalnych z miksu energetycznego (ok. 2030 roku) i procesów przemysłowych (przed 2050 rokiem) zmusza

The necessity of abandoning the exploitation of coal resources has already been recognised by everyone, including representatives of the miners' unions, reacting vigorously to any attempts to change the status quo in the past. This is confirmed by tedious negotiations between the Ministry of State Assets and the unions regarding the schedule for closing down mines owned by the State Treasury. Unfortunately, due to its shape, this process will not bring the long-awaited answer to the question about the shape and speed of transition.

Konieczność rezygnacji z eksploatacji zasobów węgla dostrzegli już wszyscy, włącznie z przedstawicielami związków zawodowych górników, w przeszłości żywo reagującymi na wszelkie próby zmiany status quo. Świadczą o tym żmudne negocjacje pomiędzy Ministerstwem Aktywów Państwowych i związkami dotyczące harmonogramu zamykania kopalń należących do spółek Skarbu Państwa. Niestety ze względu na swój kształt, proces ten nie przyniesie wyczekiwanej przez wielu odpowiedzi na pytanie o kształt i szybkość transformacji.



tainable trend. The need to eliminate fossil fuels completely from the energy mix (around 2030) and industrial processes (by 2050) forces us to revise plans that assume the continuation of hard coal and lignite mining in Poland. At the same time, the crisis of 2020 is the best moment to initiate an ambitious, but conducted in a controlled manner, energy transition of the country. It should include phasing out of mining in subsequent coal mines, combined with the implementation of new technologies for the production of electricity and heat, based to a large extent on sustainable renewable energy sources. This process should be strictly coordinated. Despite its macro-economic nature, it must take particular account of local economies in locations where mines and large plants producing energy from fossil fuels are in operation today. It should also take into account both the short-term perspective of particular regions and companies, as well as the long-term outlook, counted in decades, for the entire Polish economy.

The necessity of abandoning the exploitation of coal resources has already been recognised by everyone, including representatives of the miners' unions, reacting vigorously to any attempts to change the status quo in the past. This is confirmed by tedious negotiations between the Ministry of State Assets

do rewizji planów zakładających kontynuację wydobycia węgla kamiennego i brunatnego w Polsce. Kryzys roku 2020 jest równocześnie najlepszym momentem do zainicjowania ambitnej, ale realizowanej w kontrolowany sposób, transformacji energetycznej kraju. Powinna ona zakładać wygaszanie wydobycia w kolejnych kopalniach węgla połączone z wdrożeniem nowych technologii produkcji energii elektrycznej i ciepłej, w znaczącym stopniu opartych o zrównoważone odnawialne źródła energii. Proces ten powinien odbywać się w sposób ściśle skoordynowany. Pomimo makroekonomicznego charakteru musi brać pod szczególną uwagę lokalne gospodarki w lokalizacjach, gdzie dziś działają kopalnie i duże zakłady produkujące energię z paliw kopalnych. Powinien także uwzględniać zarówno krótkoterminową perspektywę poszczególnych regionów i firm, jak i długi, liczony w dekadach horyzont dla całej polskiej gospodarki.

Konieczność rezygnacji z eksploatacji zasobów węgla dostrzegli już wszyscy, włącznie z przedstawicielami związków zawodowych górników, w przeszłości żywo reagującymi na wszelkie próby zmiany status quo. Świadczą o tym żmudne negocjacje pomiędzy Ministerstwem Aktywów Państwowych i związkami dotyczące harmonogramu zamykania kopalń należących do spółek Skarbu Państwa. Niestety ze względu na swój kształt, proces ten nie przyniesie wyczekiwanej przez wielu odpowiedzi na pyta-



and the unions regarding the schedule for closing down mines owned by the State Treasury. Unfortunately, due to its shape, this process will not bring the long-awaited answer to the question about the shape and speed of transition. Due to the erroneous assumptions regarding the slow pace of greenhouse gas reduction by Poland contained in PEP2040, the limited scope, including mainly PGG plants, as well as an erroneous negotiation strategy focused largely on limiting the reduction of employment, these negotiations will only be a prelude to the real energy transition of the country.

What can be done not to waste this effort and goodwill of everyone involved in the current negotiations? First, provide full financial support from the Just Transition Fund, open to regions undergoing transformation due to the need to redesign carbon-intensive industries. This requires Poland to finally adopt the 2050 climate neutrality target, which in practice is only a formality in relation to the already expressed approval for at least 55% reduction of greenhouse gases in the EU by 2030. Secondly, in order to avoid any insinuation of non-transparency and selectivity of the negotiation process, it should be immediately opened to other stakeholders (mainly representatives of other mining companies, including those

nie o kształt i szybkość transformacji. Ze względu na mylne założenia dotyczące powolnego tempa redukcji gazów cieplarnianych przez Polskę zawarte w PEP2040, ograniczony zakres, obejmujący przede wszystkim zakłady PGG, a także błędną strategię negocjacyjną skupioną w dużej mierze na ograniczeniu redukcji zatrudnienia negocjacje te będą zaledwie preludium do prawdziwej transformacji energetycznej kraju.

Co zrobić, aby nie zmarnować tego wysiłku i dobrej woli wszystkich zaangażowanych w obecne negocjacje? Po pierwsze, zapewnić wsparcie finansowe w pełnej wysokości z Funduszu Sprawiedliwej Transformacji, otwarte go dla regionów podlegających transformacji ze względu na konieczność przebudowy przemysłów wysokoemisyjnych. Wymaga to ostatecznego przyjęcia przez Polskę celu neutralności klimatycznej w 2050 roku, co w praktyce jest jedynie formalnością w stosunku do już wyrażonej aprobaty dla co najmniej 55% redukcji gazów cieplarnianych w UE do roku 2030. Po drugie, aby uniknąć oskarżeń o nie transparentność i selektywność procesu negocjacji powinien on zostać bezzwłocznie otwarty na innych interesariuszy (przede wszystkim przedstawicieli innych spółek wydobywczych, także tych eksploatujących węgiel brunatny, reprezentantów regionów górniczych, lokalny biznes i organizacje pozarządowe). Poszerzenie negocjacji powinno być dodatkowo wsparte przez procesu

mining lignite, representatives of mining regions, local business and non-governmental organizations). The expansion of negotiations should be additionally supported by the process of building a cross-party agreement with regard to just transition. Thirdly, the program of just transition of mining regions itself should be extended by instruments related to social policy and economic development of the regions. Today, its first assumptions concentrate rather on securing employment and remuneration for working miners, and in the longer term they do not go beyond attempts to replace mines and power plants with other large industrial plants, such as the Iżera electric car factory planned in Jaworzno, which are intended to “replace” heavy industry as big employers. According to many non-governmental organizations and think tanks (including the Institute for Structural Research, Polish Green Network, WWF Poland), such an approach is a mistake. The burden of programmes related to just transition should be shifted towards other more complex public policies combining the elements of industrial policy with the development of the social services sector and post-industrial transformation. Without fulfilling these three conditions, even the most productive negotiations with the trade unions will remain only a short-term political success, which in time will become fuel for further conflicts around the post-coal transition. ■

budowy ponadpartyjnego porozumienia wokół sprawiedliwej transformacji. Po trzecie, sam program sprawiedliwej transformacji regionów górniczych powinien być poszerzony o instrumenty związane z polityką społeczną i rozwojem gospodarczym regionów. Na dziś jego pierwsze założenia skupiają się raczej na zapewnieniu zatrudnienia i wynagrodzenia dla pracujących górników, a w dalszym horyzoncie nie wykraczają poza próby zastąpienia kopalń i elektrowni innymi dużymi zakładami przemysłowymi, takimi jak planowana w Jaworznie fabryka samochodów elektrycznych Iżera, które w zamyśle mają „zastąpić” przemysł ciężki w roli dużych pracodawców. Zdaniem wielu organizacji pozarządowych i think tanków (m.in. Instytutu Badań Strukturalnych, Polskiej Zielonej Sieci, WWF Polska) takie podejście to błąd. Ciężar programów związanych ze sprawiedliwą transformacją powinien zostać przeniesiony w kierunku innych bardziej złożonych polityk publicznych łączących elementy polityki przemysłowej z rozwojem sektora usług społecznych i transformacją postindustrialną. Bez spełnienia tych trzech warunków nawet najbardziej owocne negocjacje ze związkami zawodowymi pozostaną tylko krótkoterminowym sukcesem politycznym, które z czasem stanie się paliwem dla kolejnych konfliktów wokół transformacji powęglowej. ■

Niezależny ośrodek analityczny,
centrum wymiany poglądów
i budowania strategii



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI

ANALIZUJEMY I TWORZYMYS STRATEGIE DLA KLUCZOWYCH SEKTORÓW:



ŚLEDZIMY TRENDY W ENERGETYCE



JESTEŚMY WYDAWCĄ PORTALI BRANŻOWYCH



POLISHBRIEF

BIZNES ALERT

ZAPRASZAMY:

TAKŻE PRZEZ:

jagiellonski.pl
biuro@jagiellonski.org





Fortum

Fortum jest liderem w obszarze czystej energii. Dostarczamy klientom energię elektryczną, ciepło i chłód, a także inteligentne rozwiązania, pozwalające na bardziej efektywne wykorzystanie zasobów. Angażujemy naszych klientów i społeczeństwo w dążeniu do

tworzenia czystszej świata. Zatrudniamy około 9 000 profesjonalistów w krajach nordyckich, bałtyckich oraz Rosji, Polsce i Indiach. W 2017 roku nasze łączne przychody wyniosły 4,5 mld EUR. Akcje Fortum notowane są na giełdzie Nasdaq w Helsinkach.

Fortum Power and Heat Polska Sp. z o.o.
ul. Antoniego Słonimskiego 1A
50-304 Wrocław

www.fortum.pl

Join the
change

 **fortum**