

# RAPORT

## TRASFORMACJA 4.0

### ENERGETYKA

Fundament bezpieczeństwa i stabilności w zielonej transformacji gospodarki

### BEZPIECZEŃSTWO

Odporna infrastruktura i systemy kluczowe dla państwa i rynku

### KONKURENCYJNOŚĆ

Stabilna energia i innowacje jako motor rozwoju przemysłu



## CZĘŚĆ I – ADMINISTRACJA PUBLICZNA I STOWARZYSZENIA

Executive Summary | Angelika Szufel, Michał Sobczyk 4

Wstęp | Katarzyna Suchcicka 10

Przedmowa od Deloitte | Joanna Świerzyńska 11

Ministerstwo Aktywów Państwowych | Wojciech Balczun 13

Ministerstwo Cyfryzacji 17

Urząd Regulacji Energetyki | Renata Mroczek 21

Ministerstwo Klimatu i Środowiska | Krzysztof Bolesta 24

Agencja Rynku Energii | Wojciech Tabiś 27 Sylwia Buźniak 29

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju | Jerzy Małachowski 32

Polskie Towarzystwo Przesyłu i Rozdziału Energii Elektrycznej | Maciej Mróz 39

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie 48

Sieć Badawcza Łukasiewicz – GIT | Hanna Purzyńska 45

Polskie Stowarzyszenie Nowej Mobilności | Maciej Mazur 53

Polska Izba Magazynowania Energii | Krzysztof Kochanowski 59

Skandynawsko-Polska Izba Gospodarcza | Jacek Ziółkowski 62

Energy Traders Europe | Barbara Lempp 63

Stowarzyszenie z Energią o Prawie | Aleksander Tretyn 66 Filip Marcinkowski 69

Business & Science Poland | Dariusz Dybka 71

## CZĘŚĆ II – BIZNES

Grupa Orlen | Ireneusz Fąfara 77

OSGE – Orlen Synthos Green Energy | Rafał Kasprów 81

PFR TFI | Szymon Ostrowski 84

GAZ\_SYSTEM Sławomir Hinc 87

Polska Grupa Biogazowa | Adam Pawluć 95

E.ON Polska | Simona Niekrewicz 100

VEOLIA POLSKA | Krzysztof Zamasz 106

Hydro Sanok | Anna Kornecka 110

VELOBANK | Piotr Arak 116

Tavion | Emad Zand 120

DHL Expree Polska | Tomasz Buraś 123

ICEYE Polska | Witold Witkiewicz 125

Transition Technologies | Ewa Kwapis 128

Plexigrid | Alberto Mendez 133

Komentarz Eksperta | Piotr Maciołek 136

Komentarz Eksperta | Michał Sobczyk 140

## CZĘŚĆ II – DORADCY, EKSPERCI, ANALITYCY

Deloitte | Tomasz Gasiński 152 Piotr Hałoń 159

EKO-KONSULT | Andrzej Tyszecki 164

CGCN Group | Anna Mikulska 168

Akademia Górniczo-Hutnicza | Waldemar Skomudek 172

Trzeciak|Chmal Regulatory and Strategic Advisory | Tomasz Chmal 178

KPMG Law | Anna Szczodra 182

Komentarz Eksperta | Angelika Szufel 187

Komentarz Eksperta | Anna Lutek 190

Komentarz Eksperta | Paweł Łączkowski 195

S&P Global Ratings 201

Komentarz Eksperta | Kamila Król 204

Komentarz Eksperta | Kamil Moskwik 205

Komentarz Eksperta | Piotr Maciołek 207

Podsumowanie | Katarzyna Suchcicka 211



# Transformacja Energetyczna Polski

## Moment Prawdy

Polska znajduje się dziś w punkcie zwrotnym. Transformacja energetyczna nie jest już kwestią ideologicznego wyboru, lecz twardą koniecznością gospodarczą. Od jej powodzenia zależy konkurencyjność polskich przedsiębiorstw, bezpieczeństwo państwa oraz przyszłość kolejnych pokoleń. Raport „Transformacja 4.0”, będący głosem kilkudziesięciu ekspertów z instytucji publicznych, przedsiębiorstw energetycznych, firm technologicznych, środowiska naukowego oraz doradczego, pokazuje Polskę jako kraj o ogromnym potencjale modernizacyjnym. Aby jednak w pełni go wykorzystać, potrzebne są szybkie i zdecydowane działania. Stawka jest bezprecedensowa: prognozowane inwestycje rzędu biliona złotych do 2040 roku mogą uczynić z transformacji największy impuls rozwojowy w historii polskiej gospodarki — albo przy braku spójnej strategii, stać się źródłem chaosu i rosnących kosztów. Wybór należy do nas, a czas na decyzje się kurczy.

Raport powstał we współpracy z Deloitte — głównym partnerem merytorycznym projektu. Eksperti Deloitte wnieśli kluczowy wkład analityczny, wspierając diagnozę wyzwań i rekomendacje strategiczne dla polskiej transformacji energetycznej.

### Imperatyw Ekonomiczny: Kto Nie Transformuje, Ten Przegrywa

Transformacja energetyczna przestała być domeną ekologów i idealistów — stała się podstawowym warunkiem przetrwania na globalnym rynku. Firmy bez jasnej strategii dekarbonizacji tracą dostęp do kapitału. Kluczowe przesłanie jest jednoznaczne: odkładanie transformacji nie oznacza oszczędności — oznacza narastanie kosztów, które w momencie kryzysu rosną skokowo i niekontrolowanie.

## Bezpieczeństwo Energetyczne: Nowa Definicja w Nowym Świecie

Wojna w Ukrainie brutalnie zrewidowała nasze rozumienie bezpieczeństwa energetycznego. Infrastruktura krytyczna to już nie tylko fizyczne obiekty: elektrownie, sieci czy gazociągi, ale ekosystem zapewniania usług energetycznych w warunkach presji militarnej. Definicja krytyczności musi objąć cyberbezpieczeństwo, łańcuchy dostaw, zdolności naprawcze, zapasy strategiczne i lokalną produkcję komponentów. Po 2022 roku trudno bronić tezy, że bezpieczeństwo energetyczne można osiągnąć za darmo. Z raportu jednoznacznie wynika, że musimy budować magazyny, elastyczność, dyspozycyjne moce, cyberochronę i dodatkowe połączenia, czyli wszystko to, co zmniejsza podatność na szantaż i sabotaż.

## Ryzyko Blackoutu: Realne, Ale Zarządzalne

Przy obecnym tempie odstawiania bloków węglowych i opóźnieniach w budowie mocy gazowych i jądrowych, prawdopodobieństwo rozległej awarii systemowej utrzymuje się na niskim, ale niezerowym poziomie. Kluczowe jest sukcesywne zastępowanie najstarszych bloków generacją elastyczną, rozwój magazynów energii, zwiększanie zdolności wymiany międzysystemowej oraz odbudowa zdolności przyłączeniowych.

## Miks Energetyczny: Szanse i Wyzwania

Scenariusze KPEiK i PRSP zakładają rosnące znaczenie pogodozależnych OZE - uzupełnionych gazem, atomem i magazynami energii. Taki miks zmniejsza zależność importową, ale rodzi nowe wyzwania: okresy „suszy OZE” wymagające rezerw mocy dyspozycyjnej oraz okresy nadprodukcji wymuszające kosztowne redukcje generacji. Prognozowane nakłady inwestycyjne sięgają 675–890 mld zł na infrastrukturę wytwórczą i 265–445 mld zł na sieci do 2040 roku. To też potężny impuls rozwojowy i źródło presji kosztowej dla systemu, ale także bezprecedensowa szansa dla polskiej gospodarki.



## Deloitte

"W obliczu rosnącego ryzyka blackoutów i presji na infrastrukturę krytyczną Polska potrzebuje systemu energetycznego opartego na elastycznym miksie, magazynach energii, cyberochronie i zdecydowanych inwestycjach w sieci oraz moce dyspozycyjne. To warunek bezpieczeństwa i konkurencyjności gospodarki." — Tomasz Gasiński, Partner, Deloitte Polska.

### Technologie Przełomowe: SMR, Biometan, Ciepłownictwo

Małe reaktory modułowe (SMR) mogą zastąpić wygaszane bloki węglowe bez kosztownej rozbudowy sieci przesyłowych i dostarczyć stabilną, zeroemisyjną energię dla przemysłu i ciepłownictwa. Biometan ma potencjał osiągnięcia 2-3 mld m<sup>3</sup> rocznie, ale wymaga stabilnych ram regulacyjnych i integracji z siecią gazową. Ciepłownictwo systemowe, obsługujące 15 mln Polaków, stoi przed transformacją wartą 300–466 mld zł. Technologie Power-to-Heat, magazyny ciepła i cyfryzacja sieci mogą przekształcić je z problemu w szansę na rozwiązanie, czyniące z ciepłowni bufor stabilizujący system elektroenergetyczny.

### Innowacje i Cyfryzacja: Mnożnik Efektywności

Sztuczna inteligencja, cyfrowe bliźniaki i wirtualne elektrownie nie są już technologiami przyszłości, są bowiem wdrażane w polskich elektrowniach i sieciach ciepłowniczych, generując oszczędności rzędu kilkunastu procent i redukując potrzebę budowy nowych źródeł wytwórczych.



## Finansowanie Transformacji: Kapitał i Regulacje

Koszt kapitału w Polsce pozostaje wyższy niż w Europie Zachodniej. Nie wynika to jednak tylko z niepewności regulacyjnej. Równie istotne znaczenie mają warunki sieciowe, struktura miksu energetycznego oraz konstrukcja rynku. W praktyce największym ryzykiem dla inwestorów w Polsce nie jest technologia, lecz zmienność prawa. Bez aktywnej roli państwa jako „ubezpieczyciela ostatniej instancji” kapitał prywatny będzie koncentrował się głównie na sprawdzonych rynkach. Tymczasem Polska potrzebuje także przełomów w obszarach bardziej kapitałochłonnych i ryzykownych, przede wszystkim w magazynowaniu energii oraz w rozwoju małych reaktorów jądrowych.

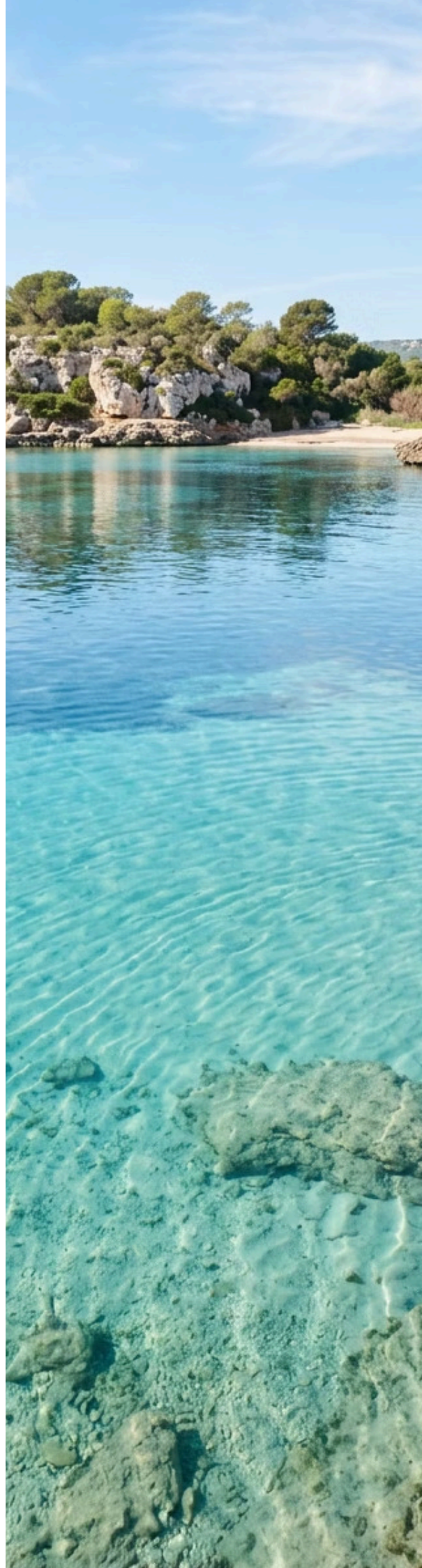
PARTNER EKSPERCKI

### EKO-KONSULT

„Swoistą barierą „środowiskową” dla transformacji energetycznej jest brak stabilności prawa. Dotyczy to wielu wymagań prawa środowiskowego ograniczającego możliwości rozmieszczenia farm wiatrowych. Również zmiany przepisów ze sfery planowania przestrzennego ograniczyły możliwości lokalizacji np. linii energetycznych średniego i niskiego napięcia.” — dr inż. Andrzej Tyszecki, założyciel EKO-KONSULT.

### ESG: Od Biurokracji do Strategicznej Przewagi

Dyrektywa CSRD wymusza na spółkach szczegółowe raportowanie niefinansowe. Polskie spółki energetyczne są na etapie przejściowym — wiele z nich postrzega nowe obowiązki raportowe jako dodatkowe obciążenie. Dodatkowym wyzwaniem jest niepewność regulacyjna wynikająca ze zmian wprowadzanych w ramach tzw. Omnibus. Podmioty bez jasnej strategii dekarbonizacji, które do tej pory były mocno węglowe, już dziś napotykają problemy z uzyskaniem finansowania.





## Local Content: Transformacja Jako Projekt Suwerenności Gospodarczej

Transformacja energetyczna to nie tylko zmiana technologiczna, to strategiczny projekt wzmacniający suwerenność gospodarczą i bezpieczeństwo państwa. Według szacunków BGK łączny koszt transformacji do 2040 r. wyniesie 1,5–1,7 bln zł. Odpowiednio zaprojektowana polityka local content może sprawić, że środki te przełożą się nie tylko na modernizację systemu energetycznego, ale także na trwały rozwój gospodarczy. Zwiększanie udziału local content w energetyce to jeden z trzech priorytetów Ministerstwa Aktywów Państwowych. Spółki Skarbu Państwa, realizujące olbrzymie projekty w energetyce, mogą być wehikułem, który pociągnie za sobą rodzimy sektor małych i średnich przedsiębiorstw. Taki „zdrowo rozumiany patriotyzm gospodarczy” pozwala rodzimym firmom na pozyskanie kluczowych kompetencji z zakresu zaawansowanych technologii, zwiększa zarówno bezpieczeństwo energetyczne Polski, jak i konkurencyjność polskich firm na rynkach unijnych i globalnych.

PARTNER EKSPERCKI

### Wody Polskie

„Infrastruktura wodna i energetyka wodna są ważnym elementem bezpiecznej transformacji energetycznej Polski — wzmacniają odporność systemu, wspierają lokalny łańcuch wartości i mogą stać się filarem odpowiedzialnego rozwoju gospodarczego. Rozwój hydroenergetyki powinien iść w parze z ochroną zasobów wodnych oraz budowaniem krajowych kompetencji.” — Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie.

## Wymiar Społeczny: Transformacja Dla Ludzi

Transformacja nie powiedzie się bez akceptacji społecznej. Ubóstwo energetyczne stanowi realne zagrożenie dla poparcia projektu europejskiego „Zielony Ład” kojarzy się z zimnymi kaloryferami i jest odrzucany przez wyborców. Komunikacja musi przejść od abstrakcyjnych celów klimatycznych do konkretnego języka korzyści: stabilności cen, bezpieczeństwa dostaw, nowych miejsc pracy i poprawy jakości powietrza. Skuteczna komunikacja powinna być skierowana do bardzo szerokiego spektrum grup: od mediów i liderów opinii, przez rolników i przedsiębiorców, aż po osoby nieaktywne zawodowo.

## Polska Droga: Ani Niemiecka, Ani Francuska, Ani Skandynawska

Polska nie musi kopiować żadnego modelu transformacji. Energiewende w Niemczech to — w ocenie wielu ekspertów — pomyłka; model skandynawski, choć godny podziwu, opiera się na specyficznych warunkach geograficznych (hydroenergia), których w Polsce brakuje.

Potrzebujemy własnej ścieżki, łączącej stabilną bazę atomową z dynamicznym rozwojem OZE, magazynowaniem energii, cyfryzacją i wzmocnieniem lokalnych łańcuchów dostaw. Polska potrzebuje stabilnej „podstawy” (base load) dla energochłonnego przemysłu, a to może zapewnić tylko atom. Nasze „DNA” to gospodarka oparta na produkcji i eksporcie, potrzebujemy do tego OZE na lądzie i na morzu, ale też trochę węgla dla bezpieczeństwa w okresie przejściowym.

## Konkluzja: Czas Na Działanie

Transformacja energetyczna Polski nie jest już projektem przyszłości. To proces, który już dziś wpływa na tempo wzrostu gospodarczego, konkurencyjność przemysłu oraz bezpieczeństwo państwa. Inwestycje liczone w setkach miliardów złotych w perspektywie najbliższych piętnastu lat sprawiają, że każda decyzja, a także jej brak, będzie miała konsekwencje odczuwalne przez kolejne pokolenia.

Polska posiada wszystkie atuty, aby uczynić z transformacji energetycznej jeden z najważniejszych impulsów rozwojowych w swojej historii. Należą do nich silny potencjał przemysłowy, rosnące kompetencje technologiczne, strategiczne położenie geograficzne oraz ambicja, aby nie pozostać na marginesie europejskiej modernizacji. Potrzebne są jednak spójna wizja, odwaga decyzyjna oraz konsekwencja w działaniu. Transformacja 4.0 nie jest zagrożeniem, lecz historyczną szansą rozwojową. To szansa, której Polska nie powinna zmarnować

Angelika Szufel, Adwokatka i Counsel w Praktyce Energii i Infrastruktury CMS

Michał Sobczyk, Senior Advisor Energy Investment & Infrastructure



## Wstęp

Szanowni Państwo,

Motywacją do przygotowania niniejszego dokumentu jest pilna potrzeba redefinicji debaty o polskiej energetyce. Stanowczo odchodzimy od postrzegania zachodzących zmian wyłącznie przez pryzmat ekologii. Transformacja przestała być ideą, a stała się twardą rzeczywistością gospodarczą warunkującą bezpieczeństwo państwa. Naszym głównym celem jest zaprezentowanie tego procesu w możliwie najszerszym ujęciu strategicznym. Mamy do czynienia z wielowymiarową przebudową całego systemu. Wymaga ona integracji wielu sektorów od rozbudowy infrastruktury przesyłowej po wdrażanie zaawansowanych technologii cyfrowych. Zrozumienie wrodzonej złożoności tych mechanizmów to absolutny fundament sukcesu. Ignorowanie detali skutkuje rosnącymi kosztami i utratą konkurencyjności. Dlatego raport analizuje zagadnienie w sposób niezwykle kompleksowy. Skuteczne nawigowanie w czasach tak głębokich zmian wymaga odpowiednich kadr. Z tego powodu w publikacji kładziemy szczególny nacisk na kwestie nowoczesnego przywództwa i kompetencji zarządczych. Prezentujemy spostrzeżenia ekspertów reprezentujących różne gałęzie gospodarki. Oddajemy w Państwa ręce materiał dający wgląd w zróżnicowane perspektywy, aby ułatwić podejmowanie właściwych decyzji biznesowych i legislacyjnych. Szczególne podziękowania kieruję do zespołu współtworzącego ten dokument. Kamila Król, Angelika Szufel, Paweł Łączkowski, Piotr Maciołek oraz Michał Sobczyk włożyli ogromną pracę w przygotowanie materiału. Ich krytyczne podejście i dbałość o najwyższą jakość treści były kluczowe dla ostatecznego kształtu publikacji. Dziękuję za to zaangażowanie. Życzę Państwu inspirującej lektury!

Z wyrazami szacunku,

Katarzyna Suchcicka

Chief Advisor Polski Kongres Klimatyczny, Prezes Tavion Polska

# Przedmowa od Deloitte

Szanowni Państwo,

Transformacja energetyczna i cyfrowa stanowi jedno z najważniejszych wyzwań stojących dziś przed polską gospodarką. Jako Deloitte, mamy świadomość, że dynamiczne zmiany zachodzące w sektorze energetycznym wymagają nie tylko innowacyjnych rozwiązań technologicznych, ale przede wszystkim zaangażowania wykwalifikowanych specjalistów oraz ścisłej współpracy między wieloma interesariuszami. Niezwykle istotne jest zrozumienie roli, jaką odgrywają nowoczesne technologie, zaawansowane narzędzia cyfrowe oraz integracja nowych form zarządzania energią w kontekście globalnych oczekiwań i regulacji. Raport "Transformacja 4.0", przedstawia wielowymiarowe spojrzenie na to, jak Polska może - i powinna - podążać ścieżką zrównoważonej transformacji. Eksperti, koncentrują się na kluczowych obszarach, takich jak finansowanie transformacji, dekarbonizacja sektora energetycznego, cyfryzacja procesów oraz wdrażanie innowacji w przemyśle. Zwracają również uwagę na konieczność kompleksowego podejścia do weryfikacji strategii energetycznych oraz dostosowania ich do rosnącej konkurencyjności międzynarodowej i wyzwań geopolitycznych. Nieodzownym elementem sukcesu każdej transformacji są ludzie – inżynierowie, analitycy, decydenci oraz pracownicy na wszystkich poziomach sektora. To oni będą wdrażać nowe standardy, podejmować decyzje inwestycyjne i tworzyć wartość dodaną w całym łańcuchu energetycznym. Dlatego zmiana modelu kształcenia i rozwój interdyscyplinarnych kompetencji technicznych stają się warunkiem koniecznym w obecnym, dynamicznie zmieniającym się otoczeniu technologicznym. Jako Deloitte wierzymy w siłę innowacji oraz ekspertów, którzy z pasją i zaangażowaniem wdrażają te zmiany. Ten raport jest wyrazem naszej wspólnej odpowiedzialności za przyszłość polskiej gospodarki oraz zaproszeniem do szerokiego dialogu, który będzie napędzać dalsze działania i pomagać w realizacji celów transformacji. Z wyrazami uznania dla wszystkich zaangażowanych w ten proces, mamy nadzieję, że wnioski i rekomendacje zawarte w niniejszym dokumencie będą inspiracją do wdrażania realnych zmian. Wspólnie przyczyniamy się do budowy stabilnej, konkurencyjnej i zrównoważonej przyszłości energetycznej Polski.

Z poważaniem,

Joanna Świerzyńska Prezeska Deloitte Polska

Joanna Świerzyńska jest partnerką zarządzającą Deloitte w Polsce, Krajach Bałtyckich i Ukrainie. Wcześniej była członkinią zarządu Deloitte Polska i partnerką odpowiadającą za rozwój agendy talentowej w firmie. Jako liderka zespołu Global Employer Services doradzała klientom m.in. w zakresie podatku dochodowego, ubezpieczeń społecznych, prawa pracy oraz usług świadczonych dla pracowników oddelegowanych za granicę.

# Część I – Instytucje publiczne i stowarzyszenia



# Wojciech Balczun

Wojciech Balczun to doświadczony menedżer, strateg i lider z ponad 20-letnią praktyką w zarządzaniu dużymi organizacjami - zarówno w sektorze publicznym, jak i prywatnym. Specjalizuje się w restrukturyzacji i transformacji przedsiębiorstw, zarządzaniu strategicznym, negocjacjach z inwestorami oraz budowaniu międzynarodowej współpracy gospodarczej. 24 lipca 2025 r. został powołany na stanowisko Ministra Aktywów Państwowych.

***Jakie są kluczowe filary nowej wizji nadzoru właścicielskiego, które mają zapewnić polskim czempionom energetycznym trwałą konkurencyjność na rynku europejskim oraz zagwarantować bezpieczeństwo strategiczne aktywów państwowych w dobie zagrożeń geopolitycznych?***

## Transformacja Energetyczna

Sprawna, ewolucyjna transformacja z uwzględnieniem społecznych skutków

## Aspekt Społeczny

Minimalizacja wpływu na lokalne społeczności i wsparcie

## Profesjonalizacja Zarządzania

Podniesienie kwalifikacji organów w spółkach

## Local Content

Zwiększenie udziału firm krajowych w projektach inwestycyjnych

Transformacja energetyczna jest przeprowadzana szybciej niż prognozowano jeszcze kilka lat temu. Jest to widoczne m.in. w zmianach miksu energetycznego. MAP wspiera te procesy, ale jednocześnie zwraca uwagę, aby były one prowadzone w sposób zrównoważony i zapewniający bezpieczeństwo całego systemu energetycznego. Kluczowa jest również sprawiedliwa transformacja, oznaczająca zapewnienie możliwości rozwoju regionom i społecznościom najbardziej dotkniętym negatywnymi skutkami przekształceń w związku z transformacją energetyczną, przy jednoczesnym zapewnieniu nowych miejsc pracy i zbudowaniu nowych gałęzi przemysłu współuczestniczących w przekształceniach sektora energii.

Transformacja musi więc uwzględniać potrzeby i oczekiwania społeczności na obszarach związanych z energetyką węglową. Elementami transformacji regionalnej będą m.in.: zmiana i podnoszenie kwalifikacji pracowników, tworzenie nowych, innowacyjnych przedsiębiorstw lub rozwój już istniejących oraz promowanie local content. Zwiększanie udziału local content w szeroko rozumianej energetyce to projekt o perspektywie wieloletniej. Spółki Skarbu Państwa, realizujące olbrzymie projekty w energetyce, mogą być wehikułem, który pociągnie za sobą rodzimy sektor małych i średnich przedsiębiorstw, w tym firmy prywatne.



Długofalowym celem MAP jest, aby spółki z udziałem Skarbu Państwa stwarzały rodzimym firmom szanse uczestnictwa w przetargach, co wzmocni krajowe łańcuchy dostaw, produkcję i rynek pracy. Taki zdrowo rozumiany patriotyzm gospodarczy, pozwalający rodzimym firmom na pozyskanie kluczowych kompetencji z zakresu zaawansowanych technologii, zwiększa zarówno bezpieczeństwo energetyczne Polski, jak i konkurencyjność polskich firm na rynkach unijnych i globalnych. Łańcuchy dostaw i kompetencje odporne na światowe zawirowania gospodarcze i konflikty oznaczają osiągnięcie strategicznej autonomii, która jest - przynajmniej w niektórych obszarach - możliwa do osiągnięcia. Wzmocnienie odporności państwa jest również realizowany przez profesjonalizację kadr zarządzających spółek energetycznych nadzorowanych przez MAP.

Managerowie z realnym dorobkiem zawodowym gwarantują profesjonalne zarządzanie, budowanie wartości dla akcjonariuszy i jednocześnie realizowanie celów zbieżnych z interesem publicznym, czyli m.in. wzmacnianie bezpieczeństwa strategicznego polskiej energetyki.

**Wspieranie Rodzimych Firm**

**Wzmacnianie Łańcuchów Dostaw**

**Rozwój Kompetencji**

**Profesjonalizacja Zarządzania**

***W jaki sposób Ministerstwo zamierza systemowo stymulować i premiować innowacyjność w spółkach Skarbu Państwa, aby stały się one realnym kołem zamachowym dla polskiego ekosystemu technologicznego i startupów?***

Spółki z udziałem Skarbu Państwa muszą równolegle realizować dwa cele: muszą pozostać gwarantami stabilności gospodarki, bezpieczeństwa energetycznego i utrzymania infrastruktury krytycznej, a jednocześnie powinny wspierać innowację i transformację technologiczną. SSP niewątpliwie mają zasoby odpowiednie do tego, aby wejść w rolę lokomotyw innowacji, musi się to jednak odbywać w sposób transparentny, z poszanowaniem zasad corporate governance, zdefiniowaniem jasnych celów i przyjęciem mechanizmów monitorowania projektów innowacyjnych.

Spółki nadzorowane przez MAP mają unikalne atuty (skala zakupów i inwestycji, stabilność finansowa, dostęp do kapitału, możliwość realizowania strategii o perspektywie dłuższej niż rynek prywatny), które dają im możliwość tworzenia popytu na nowe technologie. Odbyna się to przez działania pilotażowe, finansowanie wczesnych etapów rozwoju innowacji, finansowanie prac badawczo-rozwojowych, a nawet zaangażowanie się w fundusze venture capital. Co szczególnie ważne, SSP mają możliwość wdrażania udanych innowacji na dużą skalę.

Ministerstwo rekomenduje powoływanie przez SSP biur innowacji lub działów CVC odpowiedzialnych za współpracę z MŚP, uczelniami i start-upami. SSP powinny promować kulturę otwartości na ryzyko i porażki. Warto także przeanalizować, czy systemy motywacyjne dla zarządów, premijujące wdrożenia innowacji, są efektywnym narzędziem.

### ***Czy w ramach polityki właścicielskiej promowane będzie stosowanie kryteriów "Local Content" w strategicznych zamówieniach inwestycyjnych, aby budować polski łańcuch dostaw bez naruszania przepisów unijnych?***

- ① Zwiększanie udziału komponentu krajowego w kluczowych procesach inwestycyjnych jest jednym z trzech priorytetów Ministerstwa Aktywów Państwowych. Celem tych działań jest zwiększenie odporność polskiej gospodarki na czynniki zewnętrzne oraz zmiana jej struktury i wzmocnienie potencjału rozwojowego w perspektywie kolejnych dekad.

Wzmacnianie rodzimego komponentu w łańcuchach dostaw - zgodnie z przepisami unijnymi - jest możliwe, co potwierdzają doświadczenia wielu państw członkowskich UE. Na ich podstawie Polska wypracowuje własne rozwiązania. Od października 2025 r. zajmuje się tym Zespół ds. Udziału Komponentu Krajowego w Kluczowych Procesach Inwestycyjnych.

Jednym z zadań zespołu jest przygotowanie katalogu dobrych praktyk opartych na doświadczeniach wybranych państw UE oraz Wielkiej Brytanii. Innym - opracowanie metodologii pomiaru udziału komponentu krajowego w kluczowych projektach inwestycyjnych. Obejmuje to między innymi określenie co jest „krajowe”, a co „zagraniczne” w przypadku produktów montowanych w Polsce, ale złożonych z elementów pochodzących od dostawców z całego świata. Podobne wyzwania dotyczą kwalifikowania firm jako „rodzimych”, z uwzględnieniem takich kryteriów jak płacenie podatków czy zatrudnianie pracowników w kraju.

Celem Zespołu jest również przedstawienie propozycji w zakresie angażowania krajowych przedsiębiorców do współpracy. Niezależnie od trwających prac z zakresu regulacji czy rekomendacji, SSP organizowały konferencje i „dni dostawców”, aby zachęcić polskie małe i średnie firmy do współpracy przy realizacji dużych inwestycji istotnych dla modernizacji gospodarczej kraju. Takich inicjatyw ma być więcej, co ma zwiększać świadomość znaczenia local content w środowisku biznesowym, mediach oraz wśród opinii publicznej.



***Jaka jest zaktualizowana strategia właścicielska dla wydzielenia aktywów węglowych, aby realnie odblokować zdolności finansowe spółek energetycznych do pozyskiwania kapitału na zielone inwestycje?***

Analiza działań i strategii spółek pokazała, że są one w stanie finansować nowe inwestycje (m.in. w sieci przesyłowe oraz w lądowe i morskie OZE) przy utrzymaniu węglowych jednostek wytwórczych. Zostało to odzwierciedlone w opublikowanych strategiach czterech Grup Energetycznych, zawierających ambitne plany dotyczące transformacji energetycznej. W zakresie wytwarzania energii, każda ze strategii zawiera elementy związane ze stopniową dekarbonizacją energetyki i ciepłownictwa. Strategie Grup Energetycznych zakładają wzrost mocy zainstalowanych w odnawialnych źródłach, w szczególności energii w farmach wiatrowych na lądzie, w farmach wiatrowych na morzu, w farmach fotowoltaicznych, w magazynach energii i ESP oraz utrzymanie obecnych mocy wytwórczych zainstalowanych w elektrowniach wodnych. Tempo wygaszania energetyki węglowej będzie natomiast powiązane z oddawaniem nowych sterowalnych mocy gazowych i (w dłuższej perspektywie) jądrowych. Spółki z udziałem Skarbu Państwa już obecnie są zaangażowane w wiele projektów rozwojowych mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego w najbliższym czasie. Projekty te dotyczą m.in. technologii magazynowania energii, paliw alternatywnych oraz technologii wodorowych. Skarb Państwa, podejmując wszelkiego rodzaju decyzje właścicielskie, uzależnia je nie tylko od sytuacji ekonomicznej spółek, ale również od konieczności realizacji celów strategicznych poszczególnych podmiotów, a także od celów strategicznych państwa i kwestii społecznych.

# Ministerstwo Cyfryzacji

Ministerstwo Cyfryzacji realizuje zadania związane z bezpieczeństwem cyberprzestrzeni w wymiarze cywilnym oraz koordynuje działania i realizuje politykę rządu w zakresie zapewnienia cyberbezpieczeństwa. Współpracuje z organami właściwymi do spraw cyberbezpieczeństwa w poszczególnych sektorach, w tym w sektorze energii.

***Strategia Cyberbezpieczeństwa: W jaki sposób strategia cyberbezpieczeństwa państwa adresuje wyzwania związane z masowym podłączeniem do sieci energetycznej milionów nowych urządzeń IoT (inwertery, liczniki, pompy ciepła) i jak resort planuje zabezpieczać te punkty końcowe?***

Kluczowym aktem prawnym regulującym cyberbezpieczeństwo w Polsce jest ustawa z dnia 5 lipca 2018 r. o krajowym systemie cyberbezpieczeństwa (ustawa o KSC). Ustawa ta została nowelizowana w 2026 r. (wejdzie w życie w kwietniu 2026 r.), wprowadzając fundamentalne zmiany poprzez wdrożenie dyrektywy NIS 2 i 5G Toolbox. Sektor energii jest jednym z sektorów w ramach Krajowego Systemu Cyberbezpieczeństwa (KSC). Nowelizacja ustawy o KSC systemowo zwiększa cyberbezpieczeństwo Polski oraz podnosi poziom odporności na cyberzagrożenia w poszczególnych sektorach, w tym w sektorze energii. W ramach rozwiązań przewidzianych w nowelizacji przewiduje się m.in. zastąpienie OUK przez podmioty kluczowe i podmioty ważne, których liczba w skali kraju będzie znacznie większa niż obecnie, jak również będą one obowiązane spełniać bardziej restrykcyjne i lepiej zdefiniowane wymogi w zakresie cyberbezpieczeństwa.

Nowelizacja ustawy o KSC zawiera również inne kluczowe rozwiązania prawne, takie jak zwiększenie uprawnień poszczególnych instytucji, utworzenie sektorowych zespołów CSIRT (w tym w sektorze energii), polecenie zabezpieczające oraz możliwość wykluczenia dostawców wysokiego ryzyka. Warto również wskazać, że nowelizacja włączyła w skład Kolegium do Spraw Cyberbezpieczeństwa organy właściwe do spraw cyberbezpieczeństwa w poszczególnych sektorach, w tym dla sektora energii.

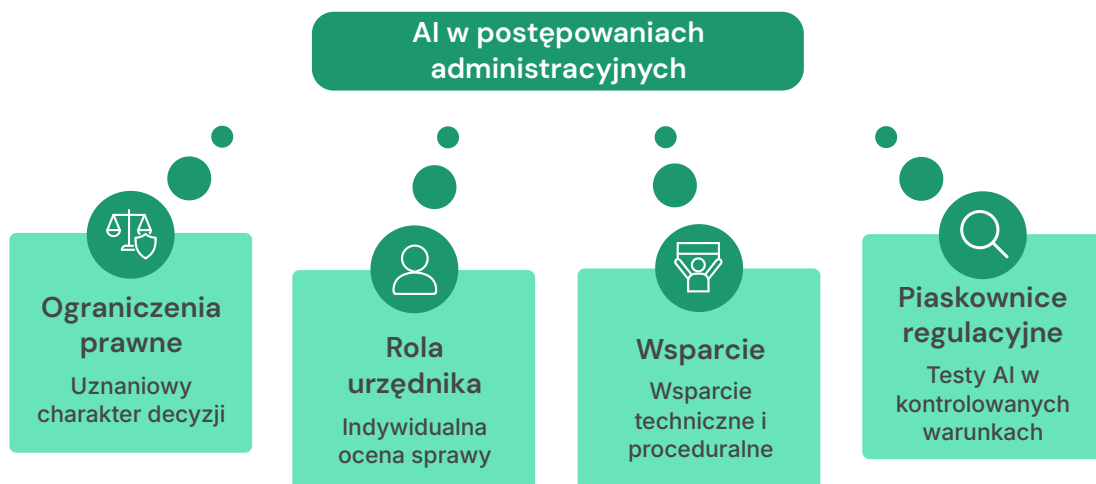
Działanie KSC w praktyce pokazuje przykład cyberataków na polską energetykę pod koniec 2025 r. Działania w tej sprawie realizowały zespoły reagowania na incydenty bezpieczeństwa komputerowego poziomu krajowego CSIRT NASK i CSIRT GOV. Koordynacja działań była realizowana w ramach Połączonego Centrum Operacyjnego Cyberbezpieczeństwa (PCOC). Warto również przytoczyć opublikowany przez zespół CERT Polska „Raport z incydentu w sektorze energii 29.12”, który pozwolił przekazać wiedzę o przebiegu zdarzeń oraz o technikach zastosowanych przez atakującego.

Kluczowym aspektem dla zapewniania cyberbezpieczeństwa kraju, w tym w sektorze energii, jest bezpieczeństwo łańcuchów dostaw. Ważnym instrumentem zwiększenia bezpieczeństwa łańcuchów dostaw jest certyfikacja. Planowane jest wydawanie krajowych certyfikatów cyberbezpieczeństwa na podstawie ustawy z dnia 25 czerwca 2025 r. o krajowym systemie certyfikacji cyberbezpieczeństwa. Kluczowym kierunkowym dokumentem jest przyjęta w marcu 2026 r. przez Radę Ministrów nowa Strategia Cyberbezpieczeństwa Rzeczypospolitej Polskiej.

### ***AI w Administracji: W jaki sposób narzędzia oparte na sztucznej inteligencji mogą zostać wykorzystane w administracji publicznej do usprawnienia i przyspieszenia procesów wydawania decyzji administracyjnych dla inwestycji infrastrukturalnych?***

Zastosowanie AI w postępowaniach administracyjnych dotyczących inwestycji infrastrukturalnych wymaga ostrożnego podejścia, uwzględniającego charakter prawny poszczególnych rodzajów decyzji. W przypadku decyzji, w których organ kształtuje sytuację prawną strony w oparciu o uznanie administracyjne, automatyzacja procesu decyzyjnego napotyka istotne ograniczenia prawne i proceduralne. Wymogi KPA oraz konieczność indywidualnej oceny każdej sprawy przez urzędnika znacząco zawężają przestrzeń dla takich rozwiązań.

Narzędzia AI mogłyby ewentualnie pełnić funkcję wspomagającą na etapach o charakterze technicznym i proceduralnym, nie zastępując jednak oceny merytorycznej urzędnika. Rozporządzenie 2024/1689 (akt o sztucznej inteligencji) przewiduje możliwość tworzenia piaskownic regulacyjnych, w ramach których można będzie testować systemy AI w kontrolowanych warunkach, również w sektorze publicznym. Prace w tym zakresie prowadzi Ministerstwo Cyfryzacji, które koordynuje również rozwój PLLuM, polskiego dużego modelu językowego uwzględniającego specyfikę języka urzędowego i potrzeby sektora publicznego.



***Łączność Przemysłowa: Jak resort definiuje rolę technologii 5G w budowie nowoczesnej energetyki (Smart Grid) i w jaki sposób planowane jest wspieranie rozwoju prywatnych sieci przemysłowych niezbędnych dla automatyki systemowej?***

Współczesna energetyka, w obliczu globalnych kryzysów i postępującej dekarbonizacji, mierzy się z bezprecedensowymi wyzwaniami. Przejście na model rozproszony, oparty na OZE oraz konieczność błyskawicznej reakcji na awarie sprawiają, że tradycyjne metody komunikacji przestają wystarczać. Dla liderów cyfrowej transformacji prywatna sieć 5G nie jest już eksperymentem, lecz fundamentem, który pozwala na przejście od reaktywnego do predykcyjnego modelu zarządzania infrastrukturą krytyczną.

Przełomem dla polskiego przemysłu jest udostępnienie pasma 3800–4200 MHz. Pasma to zostało precyzyjnie podzielone: zakres 3800–3900 MHz zarezerwowano dla samorządów, natomiast 3900–4200 MHz przeznaczono dla przedsiębiorstw. Podmioty wykorzystujące pasmo na własne potrzeby nie podlegają limitom terytorialnym — operator energetyczny może budować sieć o zasięgu ogólnokrajowym. Według raportów GSA, na świecie istnieje już około 800 instalacji typu Private Wireless, z czego aż 176 przypada bezpośrednio na sektor energetyczny. Transformacja 4.0 to przejście od zarządzania surowcem do zarządzania informacją — telekomunikacja decyduje o konkurencyjności i bezpieczeństwie całego sektora.

***Suwerenność Cyfrowa: Jak zdefiniowałby Pan docelowy model suwerenności cyfrowej w kontekście przechowywania danych strategicznych spółek energetycznych i jaki balans między chmurą publiczną a infrastrukturą krajową uważa Pan za optymalny?***

Docelowy model suwerenności cyfrowej w kontekście przechowywania danych strategicznych spółek energetycznych powinien zapewniać realną kontrolę nad strategicznymi danymi — zarówno pod względem ich lokalizacji, przetwarzania, jak i dostępu do nich. Oznacza to, że dane o kluczowym znaczeniu dla bezpieczeństwa energetycznego powinny być przechowywane w infrastrukturze podlegającej jurysdykcji prawa polskiego.

W prawodawstwie UE obowiązuje zasada swobodnego przepływu danych nieosobowych, ale stosuje się do tego wyjątki podyktowane względami bezpieczeństwa publicznego. W zakresie danych z obszaru energii, które mają istotny charakter dla bezpieczeństwa państwa, możliwe jest ich przechowywanie na terytorium Polski. Docelowy model suwerenności cyfrowej powinien opierać się na zintegrowanym podejściu, łączącym krajową infrastrukturę przetwarzania danych z kontrolowanym wykorzystaniem usług chmurowych. Chmura publiczna może pełnić funkcję uzupełniającą, zapewniając elastyczność i skalowalność, pod warunkiem spełnienia określonych kryteriów — w szczególności zgodności z europejską jurysdykcją danych oraz przejrzystości stosowanych mechanizmów bezpieczeństwa.

## ***Kompetencje i Kadry: W jaki sposób administracja państwowa planuje budować i utrzymywać wysokie kompetencje eksperckie w obszarze cyberbezpieczeństwa, aby skutecznie konkutować o talenty na otwartym rynku pracy?***

Ministerstwo Cyfryzacji podejmuje szereg działań mających na celu budowę i utrzymanie wysokich kompetencji eksperckich w obszarze cyberbezpieczeństwa. W 2023 r. Rada Ministrów uchwaliła Program Rozwoju Kompetencji Cyfrowych (PRKC). Do II kwartału 2026 r. planowane jest przeszkolenie ponad 57 000 pracowników administracji publicznej, a łączny koszt przeznaczony na realizację zadania wyniesie ponad 92 mln zł.

### **SecureV**

Specjalistyczne szkolenia z zakresu cyberbezpieczeństwa dla najważniejszych osób w państwie. Od 2021 r. przeszkolono niemal 17 000 osób. W edycji 2025 udział wzięło prawie 5 000 osób.

### **Szkolenia online**

Bezpłatne szkolenia online dla podmiotów KSC we współpracy z ekspertami NASK-PIB. Do tej pory wzięło w nich udział prawie 110 tys. osób. Trzy poziomy: cyberhigiena, kadra zarządzająca, specjaliści.

### **Cyberbezpieczny Rząd i Samorząd**

48 podmiotów centralnych otrzymało granty o łącznej wartości 258 mln zł. Umowy o dofinansowanie podpisano z 2490 JST (blisko 90% JST w Polsce) — łączna kwota grantów ok. 1,5 mld zł.

### **Technik Cyberbezpieczeństwa**

Nowy zawód w systemie szkolnictwa branżowego. Minister Cyfryzacji złożył wnioski o wprowadzenie zawodu do klasyfikacji zawodów szkolnictwa branżowego. Trwa formalne procedowanie inicjatywy.

Planowane jest uruchomienie w połowie 2026 roku Lokalnych Centrów Cyberbezpieczeństwa (LCC) — nowego projektu dotacyjnego adresowanego do samorządów, z alokacją 270 mln zł. LCC będą realizować zadania z zakresu cyberbezpieczeństwa na rzecz obsługiwanych samorządów, w oparciu o porozumienia między JST.

# Renata Mroczek

Prezeska Urzędu Regulacji Energetyki. W URE od 2017 r., początkowo na stanowisku dyrektora Środkowo-Zachodniego Oddziału Terenowego z siedzibą w Łodzi. Tam zajmowała się wieloma zagadnieniami z obszaru ciepła i energii elektrycznej (w tym magazynami energii i OZE), paliw gazowych i płynnych. W październiku 2024 r., w wyniku konkursu, została powołana na stanowisko Wiceprezesa URE. Na stanowisko Prezesa URE powołana 11 sierpnia 2025 roku przez Prezesa Rady Ministrów.

## ***W sierpniu ubiegłego roku objęła Pani stery Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki. Jakie priorytety przyświecają Pani kadencji?***

Od momentu objęcia funkcji Prezesa URE niezmiennie stawiam na dialog oraz wprowadzanie do codziennej praktyki podległej mi instytucji nowoczesnych, cyfrowych rozwiązań. Reguluję dziś rynki: energii elektrycznej, ciepła, wodoru, paliw gazowych i paliw ciekłych. W tym obszarze mieszczą się różne szczegółowe kwestie, takie jak OZE, systemy wsparcia czy efektywność energetyczna. To zakres pozwalający na szerokie i obiektywne spojrzenie. To ułatwia inicjowanie i prowadzenie działań ponad tradycyjnymi podziałami, czego wyrazem są ważne inicjatywy z ostatniego kwartału ubiegłego roku. Mam na myśli porozumienie w sprawie rozwoju infrastruktury ładowania pojazdów elektrycznych, rozpoczęcie procesu cyfryzacji pracy urzędu (tzw. Cyfrowy Bliźniak URE), czy w końcu powołany przeze mnie Ponadsektorowy Akcelerator Rozwoju Polskiej Energetyki. W każdym z tych przedsięwzięć Regulator odgrywa kluczową rolę, synchronizując i harmonizując działania bardzo różnych interesariuszy, nie tylko tych związanych bezpośrednio z energetyką, ale także przedstawicieli administracji rządowej, przemysłu, odbiorców paliw i energii, środowisk akademickich czy samorządów lokalnych. Jestem przekonana, że wkrótce zobaczymy pierwsze efekty wspomnianych projektów.

### **Skuteczny rozwój energetyki**

Ponadsektorowy akcelerator

### **Koordinacja interesariuszy**

Szerokie spojrzenie

### **Obiektywna ocena i efektywność**

Harmonizacja działań

### **Synchronizacja różnych stron**

### **Cyfryzacja urzędu**

Cyfrowy Bliźniak URE

### **Infrastruktura ładowania**

Porozumienie o rozwoju sieci

***Powiedziała Pani o powołanym w październiku 2025 r. Ponadsektorowym Akceleratorze Rozwoju Polskiej Energetyki przy Prezesie URE. Czy mogłaby Pani przybliżyć cel tej inicjatywy?***

- ❶ Akcelerator to unikalna platforma współpracy, dialogu, wymiany wiedzy i doświadczeń. Do tej pory akces do niej zgłosiło blisko 30 sygnatariuszy, reprezentujących wszystkie kluczowe obszary rynku energii i paliw.

Projekt jest ambitną próbą przyspieszenia rozwoju polskiej energetyki. Transformacja energetyczna nie powinna być celem samym w sobie. Jestem głęboko przekonana, że dzięki współpracy sygnatariuszy - podmiotów pełniących istotną rolę w obszarze gospodarki i szeroko pojętej energetyki - wypracujemy rekomendacje służące usprawnieniu procesów regulacyjnych oraz zwiększaniu konkurencyjności polskiej gospodarki. Duże zainteresowanie pomysłem i aktywność uczestników w czasie posiedzeń to sygnał, że taka inicjatywa jest bardzo potrzebna. Tempo pracy w Ponadsektorowym Akceleratorze Rozwoju Polskiej Energetyki też jest bardzo obiecujące. Już podczas drugiego spotkania zainicjowaliśmy pięć interdyscyplinarnych zespołów roboczych, które zajmą się konkretnymi kwestiami, wspólnie uznanymi za najpilniejsze.

- **Zespół 1**

Integracja sektorów elektroenergetyki, ciepłownictwa i gazu (z uwzględnieniem przemysłu i transportu)

- **Zespół 2**

Rozwój infrastruktury sieciowej z myślą o bardziej efektywnej integracji OZE

- **Zespół 3**

Rozwój usług elastyczności z jednoczesnym ograniczaniem redysponowania

- **Zespół 4**

Optymalizacja rynków energii i paliw

Na czele każdej z grup roboczych stoi koordynator i każda z nich ma jasno określony zakres kompetencji. Teraz zespoły skupiają się na wypracowaniu praktycznych i możliwych do szybkiego wdrożenia rozwiązań. Wiele inicjatyw powinno ujrzeć światło dzienne jeszcze w tym roku, bo mamy uzgodnioną mapę drogową projektu.

## ***Wspomniała Pani o Cyfrowym Bliźniaku URE – czy jego wdrożenie przyspieszy proces taryfowania?***

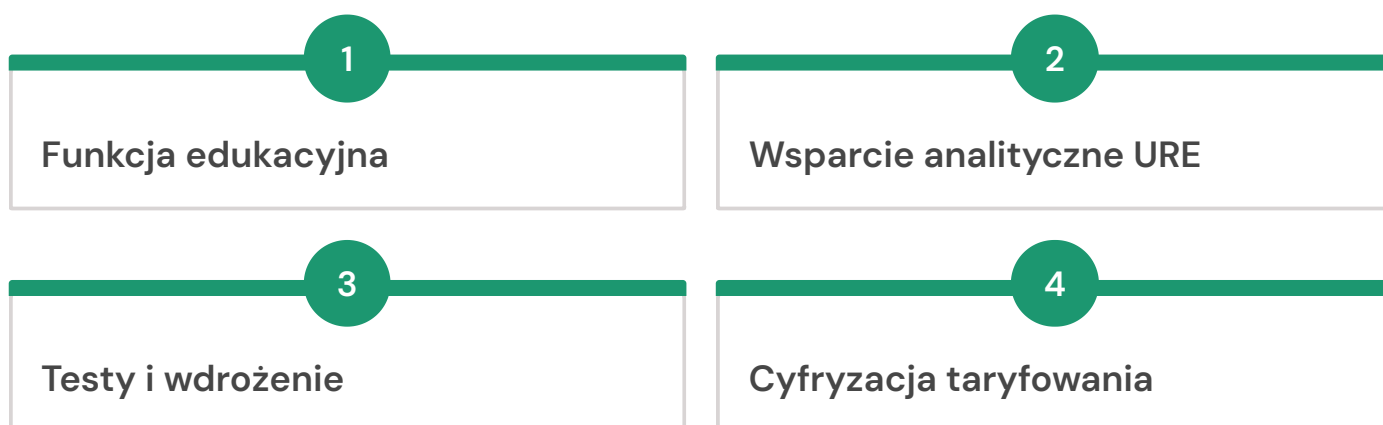
W październiku 2025 r. podpisaliśmy porozumienie o współpracy z Ministerstwem Cyfryzacji oraz Centrum Transformacji Energetycznej działającym w ramach Wydziału Prawa i Administracji UW. Głównym celem pierwszego etapu Cyfrowego Bliźniaka URE jest cyfryzacja w newralgicznym obszarze taryfowania ciepła. Nie ukrywam, że wiążemy z projektem duże nadzieje. Wraz z partnerami projektu narzuciliśmy sobie wymagające tempo realizacji zadania — w tym roku chcemy przeprowadzić wszechstronne testy narzędzia i rozpocząć etap wdrożenia.

Proces taryfowy jest skomplikowany i wymaga przetworzenia ogromnej ilości danych wpływających na wysokość stawek. Musimy w nim również uwzględniać ochronę interesów odbiorców. Dodatkowo w ciepłownictwie dotyczy on blisko 400 przedsiębiorstw o zróżnicowanej strukturze i działających w specyficznych, lokalnych warunkach.

Chcemy opracować narzędzie umożliwiające złożenie przedsiębiorstwom ciepłowniczym dobrych wniosków taryfowych oraz sprawne przekazywanie danych do URE, a także umożliwiające pracownikom Urzędu sprawną analizę napływających informacji.

Niezwykle ważnym aspektem Cyfrowego Bliźniaka jest ponadto jego funkcja edukacyjna. System ten pozwoli studentom zainteresowanym sektorem energii zapoznać się z przebiegiem procesu taryfowania przedsiębiorstw ciepłowniczych, a docelowo także z innymi procedurami stosowanymi w URE.

Cyfrowy Bliźniak URE da nam odpowiedź, na ile możliwe jest zastosowanie rozwiązań cyfrowych, w tym opartych o sztuczną inteligencję, w pracy Regulatora, a być może również w innych jednostkach administracji publicznej. Jestem przekonana, że narzędzie to przyniesie korzyści nie tylko URE, ale też podmiotom z nami współpracującym, a w rezultacie również odbiorcom.



# Krzysztof Bolesta

Krzysztof Bolesta - urzędnik Komisji Europejskiej w latach 2004-2012 oraz 2020-2024. 2000-2004 - wsparcie negocjacji akcesyjnych UE w obszarach energia oraz B+R. 2012-2015 - gabinet dwóch Ministrów Środowiska, rada nadzorcza WFOŚiGW w Lublinie. Negocjator II pakietu energetyczno-klimatycznego, doradca Prezydenta COP19.

W 2025 r. w polskim systemie elektroenergetycznym pojawiły się dwie ciekawe nowości. Odnawialne źródła energii wyprodukowały rekordowe 30 proc. energii elektrycznej, a ich moc zainstalowana na koniec roku przekroczyła 50 proc. mocy zainstalowanej w Polsce. Dane te pokazują, jak szybko Polska się transformuje, zważywszy na prawie 90-procentowy udział węgla w produkcji prądu jeszcze dziesięć lat temu.

Transformacja klimatyczna stanowi dla nas przede wszystkim niezbędną inwestycję w bezpieczeństwo oraz w nowe możliwości rozwoju - innowacyjność i konkurencyjność gospodarki. To wyzwanie cywilizacyjne obejmujące nie tylko energetykę, ale całą gospodarkę. Właśnie dlatego decyzje w tym zakresie muszą być podejmowane z myślą o długofalowym interesie obywateli. Powinny też przede wszystkim uwzględniać społeczne koszty zmian. Musimy patrzeć na energetykę jak na system, który będzie zapewniał bezpieczne i przewidywalne dostawy energii po cenie akceptowalnej przez społeczeństwo.

Proces transformacji klimatycznej musi być sprawiedliwy, bo inaczej transformacja nie ma sensu. Musi on uwzględniać społeczne i gospodarcze skutki odchodzenia od paliw kopalnych. Oznacza to nie tylko modernizację systemu wytwarzania energii, ale również ochronę gospodarstw domowych i przedsiębiorstw przed nadmiernymi kosztami zmian. Zmiany nie mogą odbywać się bez udziału obywateli i kosztem ich zaufania.

Sprawiedliwa transformacja to też dbanie o pracowników tradycyjnych branż przemysłu i tworzenie miejsc pracy w nowych gałęziach gospodarki. Wprowadzane zmiany muszą otworzyć nowe możliwości rozwoju regionom i społecznościom najbardziej dotkniętym skutkami tej transformacji. Tempo transformacji powinno być komfortowe dla większości.

Sprawiedliwa transformacja to również pilnowanie jej kosztu dla gospodarstw domowych niezwiązanych ze zmieniającymi się branżami. Istotną rolę mogą tu odgrywać dodatki osłonowe, bon energetyczny czy systemowe wsparcie odbiorców wrażliwych. Transformacja nie może prowadzić do pogłębiania ubóstwa energetycznego — przeciwnie, powinna je ograniczać poprzez poprawę efektywności energetycznej budynków, rozwój prosumeryzmu oraz stabilizację cen energii w długim okresie.

Bezpieczeństwo energetyczne fundamentem zmian

Bezpieczeństwo energetyczne jest jednym z kluczowych i społecznie zrozumiałych celów polskiej transformacji klimatycznej. To nie tylko zapewnienie dostaw paliw, ale również, a może przede wszystkim, gwarancja dostępu do energii. By ją zapewnić, konieczna jest budowa nowych źródeł wytwórczych, w tym rozproszonych, inwestycje w dystrybucję i przesył energii, a także rozwój magazynów energii.

Ministerstwo Klimatu i Środowiska wspiera wszystkie te procesy poprzez celowaną dystrybucję funduszy europejskich i rozwiązania legislacyjne, które przyspieszają i zwiększają rentowność inwestycji.

### Uwolnienie potencjału inwestycyjnego

Naszym celem i zobowiązaniem jest przyspieszenie transformacji klimatycznej poprzez stworzenie korzystnych warunków do rozwoju rozproszonych źródeł energii. Wspieramy zarówno obywateli zainteresowanych własnymi instalacjami OZE, jak i profesjonalnych inwestorów działających w wielkiej skali. Dzieje się to poprzez celowane wsparcie i tanie pożyczki oraz poprzez systematyczne ograniczanie i upraszczanie procedur administracyjnych. Przyspieszamy w ten sposób proces transformacji klimatycznej i uwalniamy oddolną transformację dając szansę na włączenie się w ten proces obywatelom, samorządom, spółdzielniom czy przedsiębiorcom.

Jednym z kluczowych elementów budowania bezpieczeństwa energetycznego jest energetyka rozproszona oparta o mikroinstalacje prosumenckie. Są one zdecydowanie trudniejsze do zaatakowania (wyłączenia) na raz, w porównaniu z dużymi instalacjami. Szczególną rolę pełnią instalacje mogące stabilizować pracę systemu elektroenergetycznego, takie jak biogazownie i biometanownie. W przyszłości instalacje te będą one odgrywać istotną rolę w lokalnym bilansowaniu energii w ramach społeczności energetycznych.

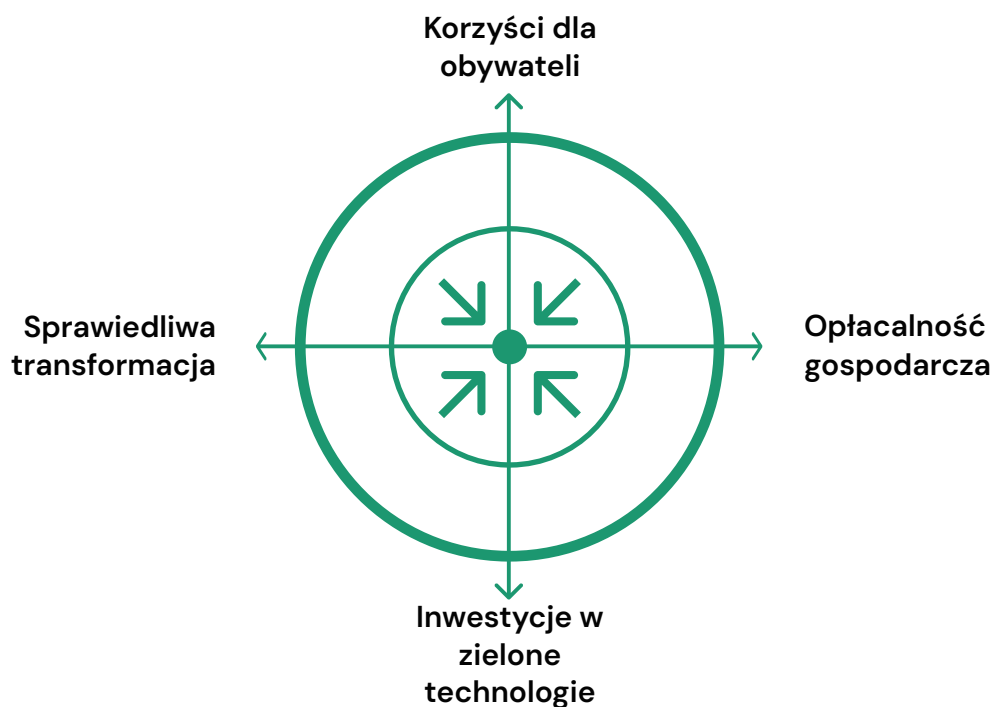


## System EU ETS a koszty transformacji

Nie można mówić o transformacji klimatycznej nie uwzględniając znaczenia systemu EU ETS i ETS2. Od przejęcia kierownictwa MKiŚ w grudniu 2023 r. konsekwentnie dążymy do ograniczenia jego wpływu na kieszenie obywateli i koszty dla gospodarki.

Nie bez znaczenia są tu inwestycje w bezemisyjne źródła energii elektrycznej i ciepła - nieobjęte systemem ETS. Kluczowe są jednak działania na forum wspólnotowym w zmienianiu tych regulacji na korzyść polskich podmiotów i odsuwaniu ich w czasie. Polska prezydencja wprowadziła dodatkowe 30 proc. bezpłatnych uprawnień do emisji CO2 dla ciepłowni w ramach systemu ETS. Umożliwi to niższe koszty ciepła dla Polek i Polaków oraz zapewnia ciepłowniom środki na inwestycje w bezemisyjne instalacje. Wynegocjowaliśmy również odsunięcie o rok wejścia w życie regulacji ETS2, a także zmuszenie Komisji Europejskiej do rewizji założeń tego systemu. Tu znów z korzyścią dla kieszeni Polek i Polaków.

Cel wszystkich naszych działań jest prosty — transformacja klimatyczna musi się opłacać obywatelom i gospodarce.

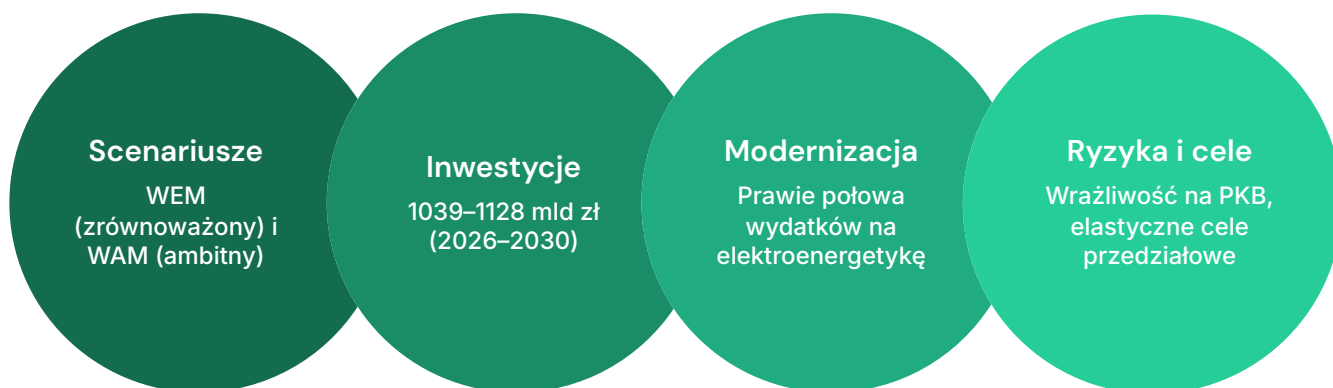


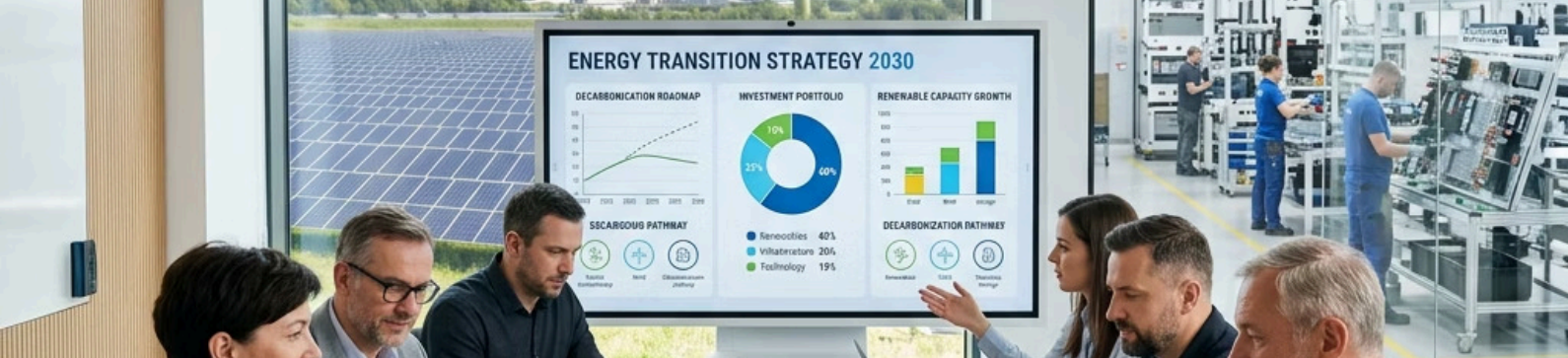
# Wojciech Tabiś

Wojciech Tabiś - Prezes Agencji Rynku Energii, od początku kariery w energetyce. Były prezes Zielonogórskich Zakładów Energetycznych, wiceprezes PSE, dyrektor Departamentu Energetyki MG. 2004-2006 - prezes PERN. Od 2006 - współpraca z Endesa i E.ON (doradca zarządów, MD Endesa Polska). Członek rad nadzorczych m.in. Gaz-System, Kogeneracja, STOEN. Od 2014 - dyrektor, prokurent PTPiREE.

## **Modele ARE stanowią podstawę analityczną Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK). Jakie kluczowe założenia makroekonomiczne i energetyczne mają dziś największy wpływ na koszty energii w horyzoncie 2030 roku i jak wrażliwy jest KPEiK na ich zmianę?**

Fundamentem analitycznym KPEiK są dwa główne scenariusze: zrównoważony (WEM) oraz ambitny (WAM), które zakładają poniesienie nakładów inwestycyjnych w latach 2026–2030 na poziomie od 1039 do 1128 mld zł. Największy wpływ na koszty energii w tym horyzoncie czasowym ma tempo modernizacji sektora elektroenergetycznego, na który przypada blisko połowa tych wydatków. Strategia wykazuje dużą wrażliwość na dynamikę wzrostu gospodarczego Polski, ponieważ przy wysokim tempie rozwoju spadek zużycia energii może być wolniejszy niż zakładają to cele unijne, co wpływa na całkowite koszty transformacji. Aby zachować elastyczność wobec zmiennych makroekonomicznych i technologicznych, w KPEiK zastosowano podejście przedziałowe dla celów i wskaźników, co pozwala na korygowanie polityki w zależności od bieżących uwarunkowań rynkowych. Analizy wskazują, że precyzyjna realizacja transformacji może doprowadzić do spadku jednostkowych kosztów wytwarzania energii elektrycznej o ok. 8% do 2030 roku. Jednocześnie dąży się do wzmocnienia niezależności energetycznej, aby wskaźnik zależności od importu surowców kształtował się na poziomie korzystniejszym niż średnia unijna.





***Jako analitycy widzą Państwo twarde dane o ubytku mocy węglowych i starzeniu się infrastruktury. Czy liczby potwierdzają tezę o „Imperatywie Zmiany” i wskazują, że system elektroenergetyczny bez nowych inwestycji traci zdolność bilansowania?***

Dane dotyczące systemu elektroenergetycznego potwierdzają, że przechodzi on zmianę struktury wytwarzania, moc zainstalowana wzrosła o ponad połowę, osiągając poziom ok. 75 GW w 2025 roku, głównie dzięki OZE i mocom gazowym. „Imperatyw Zmiany” wynika z konieczności zastępowania starzejących się jednostek węglowych nowymi mocami dyspozycyjnymi i elastycznymi. Bez pilnych inwestycji w jednostki gazowe, magazyny energii oraz docelowo energetykę jądrową, system może trwale utracić zdolność do skutecznego bilansowania podaży z zapotrzebowaniem. Warunkiem koniecznym dla zachowania pewności dostaw jest również głęboka modernizacja infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej w kierunku aktywnej sieci dwukierunkowej typu smart grid. Dodatkowo istotny wpływ na bezpieczeństwo będzie miało zwiększenie transgranicznych zdolności przesyłowych oraz integracja rynków w ramach obszaru synchronicznego Europy kontynentalnej. Realizacja tych zadań jest kluczowa dla ograniczenia ryzyka wystąpienia sytuacji kryzysowych i zapewnienia stabilnych dostaw energii do odbiorców.

***W jakim stopniu poprawa efektywności energetycznej budynków może ograniczyć koszty energii ponoszone przez gospodarstwa domowe w nadchodzącej dekadzie?***

Analizy wskazują, że poprawa efektywności energetycznej budynków jest najskuteczniejszym narzędziem ochrony rentowności gospodarstw domowych, zwłaszcza w obliczu wprowadzenia od 2028 r. systemu ETS2, który obciąży finansowo użytkowników paliw kopalnych. Inwestycje w głęboką termomodernizację oraz wymiana źródeł ciepła na zeroemisyjne pompy ciepła pozwalają na drastyczne zmniejszenie zapotrzebowania na energię użytkową, co bezpośrednio przekłada się na niższe rachunki. KPEiK zakłada utrzymanie średniego rocznego tempa renowacji zasobów budowlanych na poziomie nie mniejszym niż 2%, co ma prowadzić do uzyskania wysokiej klasy energetycznej większości obiektów do 2050 roku. Dodatkowym narzędziem optymalizacji kosztów będzie upowszechnienie umów z ceną dynamiczną oraz inteligentnego zarządzania energią, co pozwoli odbiorcom na pobór prądu w okresach jego najniższej ceny rynkowej. Działania te, wsparte systemową osłoną w ramach Społecznego Funduszu Klimatycznego, mają doprowadzić do trwałej redukcji ubóstwa energetycznego w Polsce w latach 30. XXI wieku. Połączenie termomodernizacji z prognozowanym spadkiem kosztów wytwarzania energii umożliwi realną poprawę jakości życia obywateli przy jednoczesnym obniżeniu emisji gazów cieplarnianych.

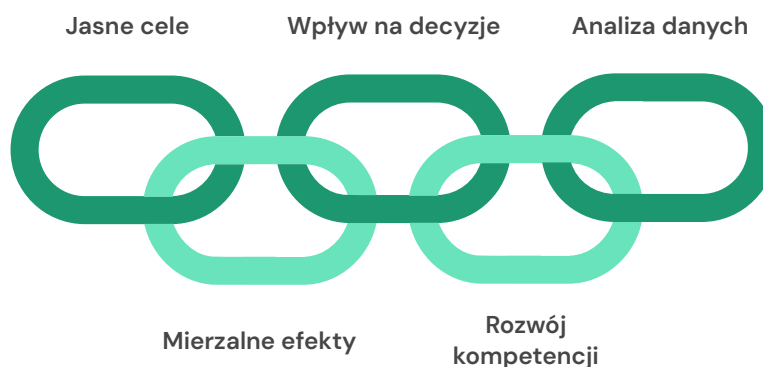
# Sylwia Buźniak

Sylwia Buźniak Wiceprezeska Agencji Rynku Energii i menedżerka z 16-letnim doświadczeniem w sektorze energetycznym. Przez lata była związana z kluczowymi podmiotami rynku energii takim jak RWE czy Eon, gdzie odpowiadała za rozwój biznesu, wdrażanie nowych procesów i produktów, zarządzanie zespołami oraz planowanie i realizację strategii w złożonym i zmiennym otoczeniu regulacyjnym.

## ***Czy największą barierą w transformacji jest brak technologii i pieniędzy, czy może deficyt liderów potrafiących podejmować decyzje w oparciu o dane, a nie sondaże polityczne?***

W dyskusji o barierach transformacji energetycznej coraz rzadziej realnym problemem jest brak technologii czy kapitału, gdyż oba te zasoby są obecnie dostępne na rynku. Kluczowym wyzwaniem staje się jakość przywództwa, czyli zdolność liderów do podejmowania decyzji w oparciu o dane, a nie krótkoterminowe impulsy polityczne. Szczęólnego znaczenia w procesie transformacji nabiera tu rola sztucznej inteligencji od prognozowania popytu, przez bilansowanie systemu, po optymalizację inwestycji i zarządzanie ryzykiem. AI nie jest już dodatkiem ani projektem pilotażowym, lecz narzędziem, które realnie skraca czas podejmowania decyzji i podnosi ich jakość. Warunkiem jest jednak to, by liderzy rozumieli, że algorytmy wspierają decyzje, ale ich nie zastępują. AI przyspiesza procesy, ale jednocześnie zwiększa presję decyzyjną. Liderzy muszą umieć odróżnić decyzje, które wymagają natychmiastowej reakcji, od tych, które potrzebują czasu, scenariuszy i konsultacji. Dlatego zawsze powtarzamy sztuczna inteligencja nie zastąpi nam emocji, relacji międzyludzkich, dlatego tak ważne jest, aby potrafić odnaleźć się w dzisiejszym świecie. Zbudować zespół, który będzie ambitny a jednocześnie potrafiący się wspierać.

Czynnik ludzki jest niesamowicie ważny. Transformacja nie powiedzie się bez zespołów, które rozumieją sens zmian i czują się ich częścią. Liderzy przyszłości muszą umieć motywować pracowników nie poprzez presję, lecz poprzez jasne cele i mierzalne efekty pracy, poczucie wpływu na decyzje, rozwój kompetencji, zwłaszcza w obszarze analityki i narzędzi cyfrowych.



Podsumowując, największą barierą transformacji nie jest dziś brak technologii ani pieniędzy, lecz niedobór liderów, którzy potrafią łączyć dane, sztuczną inteligencję, zarządzanie czasem i motywowanie ludzi w spójną strategię działania. Technologia daje przewagę, ale to jakość przywództwa decyduje, czy ta przewaga zostanie wykorzystana, czy pozostanie tylko potencjałem na slajdach.

***Komunikacja transformacji w Polsce często opiera się na strachu przed kosztami lub nierealnych obietnicach. Jak przełożyć skomplikowane modele ekonometryczne ARE na język korzyści zrozumiałych dla społeczeństwa, aby zbudować trwałą akceptację dla zmian?***

Modele ekonometryczne są niezbędne do podejmowania strategicznych decyzji, jednak dla przeciętnego obywatela pozostają one abstrakcyjne, dlatego ważne jest przełożenie skomplikowanych równań na konkretny sens zrozumiały dla każdego. Komunikacja musi przestać operować procentami czy scenariuszami referencyjnymi, a zacząć odpowiadać na proste, codzienne pytania o wysokość rachunków, stabilność dostaw energii, bezpieczeństwo kraju oraz nowe miejsca pracy.

- ① Wykorzystując dane ARE, należy wyraźnie pokazywać, że brak transformacji generuje koszty często wyższe i bardziej dotkliwe dla budżetów domowych niż sam proces zmian. Ważnym elementem nowej narracji jest odejście od ideologicznych haseł o „zielonej transformacji” na rzecz pragmatycznego podejścia skupionego na budowaniu konkurencyjności i lokalnym rozwoju, co wynika z racjonalnych decyzji technologicznych, a nie z dogmatów.

Budowanie akceptacji wymaga również aktywnej walki z dezinformacją, która blokuje inwestycje i budzi lęk przed nowymi technologiami. Nie może ona jednak polegać na punktowym prostowaniu fałszu, lecz na tworzeniu stałego, wiarygodnego źródła wiedzy opartego na twardych danych. Niezbędne jest wdrożenie narzędzi partycypacji społecznej, takich jak panele i wysłuchania obywatelskie, które dają mieszkańcom realny wpływ na kierunek zmian i zwiększają poparcie dla lokalnej polityki energetycznej. Skuteczna komunikacja powinna być skierowana do bardzo szerokiego spektrum grup, od mediów i liderów opinii, przez rolników i przedsiębiorców, aż po osoby nieaktywne zawodowo. Fundamentem zaufania musi stać się pełna uczciwość komunikacyjna, czyli szczere mówienie o kosztach i wyrzeczeniach, przy jednoczesnym wskazywaniu długofalowych korzyści płynących z modernizacji kraju.

Ostatecznie transformacja energetyczna wygra nie wtedy, gdy będzie najlepiej policzona, lecz wtedy, gdy zostanie najlepiej zrozumiana przez całe społeczeństwo.



***Globalne lekcje pokazują, że sukces zależy od spójności przekazu. Jak ocenia Pani obecną architekturę informacyjną rządu dotyczącą energetyki i czy rozproszenie kompetencji między resortami nie zaburza jasności sygnałów wysyłanych do rynku i inwestorów?***

Globalne doświadczenia pokazują, że w transformacji energetycznej wygrywają te państwa, które potrafią wysłać do rynku czytelny, stabilny i długoterminowy sygnał. Nie chodzi wyłącznie o strategię zapisaną w dokumentach, ale o spójność komunikacji i decyzji podejmowanych przez administrację publiczną.

Choć w Polsce kompetencje są rozproszone pomiędzy kilka resortów, nie musi to być słabością, pod warunkiem istnienia wspólnego punktu odniesienia opartego na jednolitych danych i długoterminowej perspektywie.

W tym kontekście Agencja Rynku Energii może pełnić rolę huba analitycznego dla administracji państwowej, oferując unikalne połączenie wiedzy eksperckiej, wieloletniego doświadczenia w analizie rynku energii oraz zaawansowanych modeli ekonometrycznych, które pozwalają oceniać skutki decyzji regulacyjnych i inwestycyjnych w długim horyzoncie czasowym.

Agencja posiada praktyczne doświadczenie we współtworzeniu kluczowych dokumentów strategicznych państwa w tym Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu (KPEiK) co potwierdza jej zdolność do pracy na styku administracji, rynku i danych. Ten potencjał może być wykorzystany szerzej, przy przygotowywaniu kolejnych strategii, aktualizacji polityk sektorowych oraz długoterminowych scenariuszy rozwoju systemu energetycznego.

- ❑ **Transformacja energetyczna jest procesem wieloletnim i kapitałochłonnym. Bez stabilnego zaplecza analitycznego nawet najlepsze strategie tracą wiarygodność.**

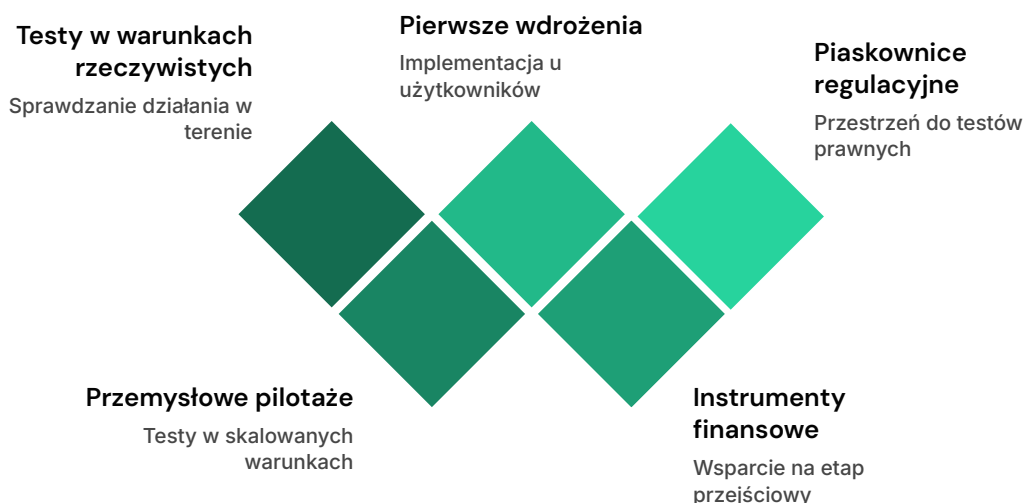
# Jerzy Małachowski

Prof. dr hab. inż. Jerzy Małachowski - Prezes NCBR. Absolwent Wojskowej Akademii Technicznej w Warszawie. Tytuł profesora w dziedzinie nauk technicznych uzyskał w roku 2019. Kierował licznymi projektami oraz uczestniczył jako wykonawca w ponad 30 przedsięwzięciach ukierunkowanych na prace naukowe, rozwojowe i wdrożeniowe. Efekty tych badań to m.in. 9 patentów oraz 3 kolejne w zatwierdzeniu. Członek komitetów naukowych ponad 40 konferencji krajowych i międzynarodowych.

## ***Czego NCBR potrzebuje – legislacyjnie i systemowo – aby polskie projekty B+R nie kończyły się na etapie prototypu, ale mogły być skutecznie skalowane do poziomu wdrożeń przemysłowych i konkurować na rynkach globalnych?***

Z perspektywy dotychczasowych doświadczeń projektowych główną barierą nie jest jakość badań, lecz brak domknięcia systemowego pomiędzy B+R a rynkiem. Kluczowe potrzeby obejmują stabilne i jasne otoczenie legislacyjne, w szczególności doprecyzowanie zasad pomocy publicznej, własności intelektualnej oraz interpretacji przepisów na styku nauki, biznesu i administracji. W tym aspekcie potrzebna jest również ścisła współpraca pomiędzy instytucjami publicznymi rozdzielającymi środki publiczne na projekty B+R — ekosystem innowacji, co pozwoli na eliminację rozproszenia wsparcia.

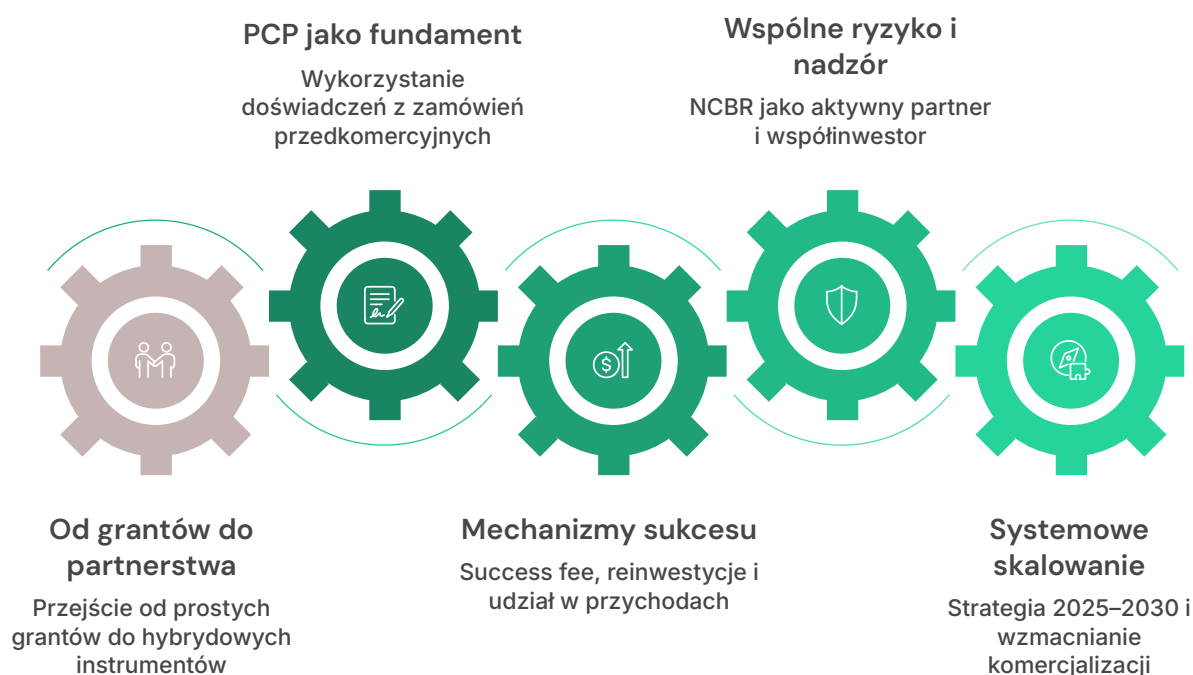
Równie istotne jest stworzenie instrumentów domykających fazę pomiędzy zakończeniem prac B+R, a skalowaniem rozwiązania, czyli etapu pilotaży przemysłowych, testów w warunkach rzeczywistych i pierwszych wdrożeń, który dziś pozostaje najślabszym ogniwem. Warto uwagę poświęcić też tzw. piaskownikom regulacyjnym, czyli przestrzeni prawnej do testowania innowacyjnych technologii w warunkach ograniczonych regulacji przed pełnym wejściem na rynek.



Konieczne jest także wzmocnienie roli administracji publicznej jako pierwszego odbiorcy innowacji poprzez szersze wykorzystanie zamówień innowacyjnych, mechanizmów PCP i PPI oraz bezpiecznych środowisk testowych. Wszystkie te elementy są warunkiem, aby polskie technologie mogły być skalowane i konkurować globalnie.

***W jaki sposób Centrum planuje ewoluować swój model wsparcia, aby przejść od prostego grantodawstwa do roli aktywnego partnera i inwestora, który dzieli ryzyko z przedsiębiorcami, ale też partycypuje w sukcesie komercyjnym ("success fee")?***

Dotychczasowy model grantowy NCBR dobrze wspierał fazę badawczą, lecz nie zawsze budował odpowiedzialność za efekt rynkowy ani nie sprzyjał długofalowemu prowadzeniu projektów aż do komercjalizacji. Dlatego naturalnym kierunkiem rozwoju jest przejście od prostego grantodawstwa do bardziej hybrydowych instrumentów, które łączą finansowanie dotacyjne z elementami kapitałowymi lub zwrotnymi oraz pozwalają na aktywniejszą rolę NCBR jako partnera projektowego, a nie wyłącznie instytucji finansującej. W tym podejściu publiczne środki mogą być częściowo powiązane z sukcesem komercyjnym, np. poprzez mechanizmy success fee, reinwestowanie środków czy udział w przychodach z licencji, co wzmacnia kulturę odpowiedzialności za wdrożenie i skalowanie technologii. Ważnym fundamentem tej ewolucji jest nasze doświadczenie w prowadzeniu zamówień przedkomercyjnych (PCP).



NCBR od lat rozwija metodykę problem-driven research i przeprowadził kilkanaście pełnoskalowych postępowań PCP, kolejne aktualnie są w przygotowaniu. Mechanizm ten umożliwia tworzenie rozwiązań precyzyjnie odpowiadających na zidentyfikowane potrzeby, utrzymując jednocześnie pełną konkurencję i porównywalność alternatywnych podejść technologicznych.



Zamówienia na innowacje pozwalają stopniowo redukować ryzyko po stronie zamawiającego dzięki etapowemu modelowi oceny postępów, przy jednoczesnym dzieleniu ryzyka z wykonawcami, ponieważ NCBR inwestuje w prace B+R dotyczące nowych technologii, których parametry funkcjonalne sam definiuje i których rozwój nadzoruje. Co istotne, konstrukcja PCP wykorzystywana przez NCBR zawiera również element success fee poprzez możliwość udziału w przychodach z komercjalizacji. W praktyce PCP jest zatem nie tylko narzędziem zamówieniowym, ale także formą wczesnego inwestowania publicznego, angażującego NCBR w sposób znacznie bardziej aktywny niż klasyczne granty.

Ewolucja modelu wsparcia NCBR opiera się więc na doświadczeniach wyniesionych z PCP i rozwija je w kierunku szerszych, systemowych instrumentów inwestycyjnych. Przejście od roli podmiotu finansującego badania do roli partnera, który współtworzy technologie, współdzieli ryzyko ich rozwoju i uzyskuje udział w sukcesie ich komercjalizacji, stanowi kluczowy element budowania większej skuteczności polskich projektów B+R i ich przełożenia na wzrost gospodarczy.

Dodatkowo, NCBR nieustannie pracuje nad dostosowaniem oferty i mechanizmów wsparcia, aby jak najlepiej odpowiadać na potrzeby rynku i państwa. Doświadczenia z wdrażania programów, również tych finansowanych ze środków unijnych, przełożyły się na założenia przyjętej w grudniu 2024 Strategii Narodowego Centrum Badań i Rozwoju na lata 2025-2030. Jej zasadniczymi elementami są chociażby wzmocnienie roli Centrum we wspieraniu realizacji kluczowych dla państwa strategicznych projektów i rozwoju nowoczesnych technologii, skoncentrowanie na perspektywicznych obszarach czy wzmocnianie współpracy środowiska naukowego z biznesem.

NCBR wspiera również skalowanie rozwiązań także przez programy akceleracyjne. Są to zarówno działania typu Nevada Acceleration Program, szereg inicjatyw w ramach programu ramowego Horyzont Europa (np. EIC Accelerator) jak również dedykowana jednostka w ramach grupy NCBR jaką jest spółka AKCES NCBR. To krajowy akcelerator, którego misją jest wsparcie i finansowanie komercjalizacji innowacyjnych projektów będących wynikiem prac badawczo-rozwojowych. Spółka udziela wsparcia startupom na wczesnym etapie ich rozwoju poprzez profilowany mentoring o wartości 100 tys. zł oraz celowany bezzwrotny grant w wysokości 300 tys. zł. Mentoring prowadzony jest przez praktyków rynkowych, wybitnych specjalistów, którzy dzielą się z akcelerowanymi podmiotami swoim doświadczeniem.

## ***Jakie mechanizmy "szybkiej ścieżki" planują Państwo wdrożyć, aby skrócić czas od pomysłu do wdrożenia (time-to-market) dla kluczowych technologii energetycznych, takich jak magazyny energii czy wodór?***

NCBR wspiera projekty związane z transformacją energetyczną, rozwojem OZE, dekarbonizacją, ciepłownictwem. Projekty w tym zakresie są finansowane w ramach różnych strumieni i mechanizmów — poprzez konkursy w ramach FENG, dedykowane programy strategiczne jak NTE, czy też projekty realizowane w ramach innowacyjnych zamówień publicznych, czego przykładem jest projekt "Ciepłownia przyszłości".

### **Suwerenność technologiczna**

Wzmacnianie niezależności UE

### **Czyste technologie**

Technologie wodorowe i baterie



### **Ochrona łańcuchów wartości**

Wzmacnianie strategicznych sektorów

### **Neutralność klimatyczna**

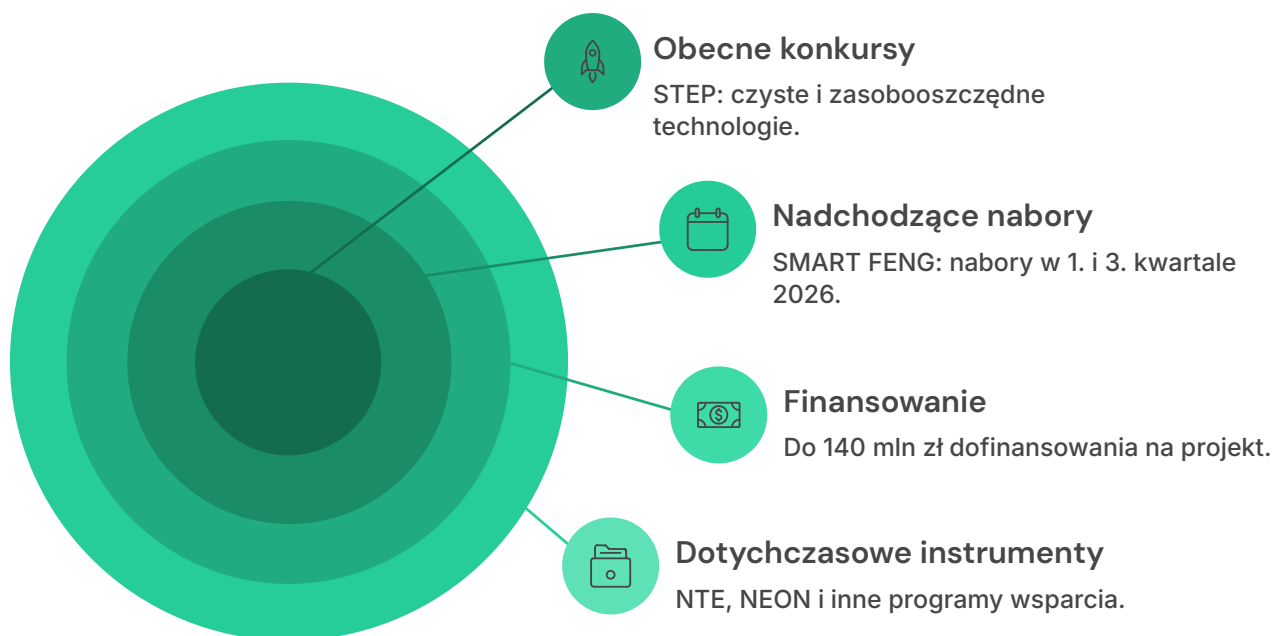
Cel: Net Zero do 2050

Ważnym instrumentem w tym zestawieniu jest inicjatywa STEP Platforma na rzecz Technologii Strategicznych dla Europy, ustanowiona na mocy Rozporządzenia Parlamentu Europejskiego i Rady 2024/795 z 29 lutego 2024 roku. Inicjatywa STEP została opracowana w celu wzmocnienia suwerenności technologicznej Europy, ograniczenia zależności od rynków zewnętrznych — spoza UE – oraz zwiększenia odporności na globalne kryzysy np. zmiany klimatyczne czy napięcia geopolityczne. Ma też na celu ochronę i wzmacnianie łańcuchów wartości w obszarach technologicznych uznanych za strategiczne dla Unii. Jednym z takich obszarów są „czyste i zasobooszczędne technologie”. Transformacja energetyczna to jeden z głównych priorytetów UE. Zgodnie ze strategią UE nadrzędnym celem jest osiągnięcie do 2050 r. w Europie neutralności klimatycznej. Zgodnie z Net Zero Industry Act, opracowanym przez Komisję Europejską, zakłada się, że do 2030 r. UE ma posiadać zdolność do zaspokojenia 40 proc. dostaw w kluczowych zielonych technologiach. Tym samym technologie takie jak technologie wodorowe, baterie i magazynowanie energii są niezbędne do osiągnięcia tych celów.

## Aktualne i przyszłe konkursy:

- STEP w obszarze czystych i zasobooszczędnych technologii (do 140 mln zł dofinansowania na projekt), następne nabory będą uruchomione w lipcu 2026 (konkurs realizowany z Funduszy Europejskich — program FENG),
- W 2026 roku NCBR planuje realizację dwóch kolejnych naborów w ramach Ścieżki SMART FENG dla projektów realizowanych w konsorcjach, nabory w 1 i 3 kwartale 2026 r.

W minionych latach projekty z omawianego zakresu były dofinansowane w ramach takich instrumentów jak: NTE — program strategiczny (tematyka: energetyka odnawialna, neutralność klimatyczna, wzrost udziału OZE) czy NEON - celem Wspólnego Przedsięwzięcia NEON było wsparcie działalności badawczo-rozwojowej polskiego przemysłu rafineryjno-petrochemicznego z ukierunkowaniem na neutralność emisyjną, GOZ).



## ***Ekosystem i Współpraca: Jaki NCBR ma pomysł na zacieśnienie współpracy między NCBR a spółkami Skarbu Państwa, aby te ostatnie stały się pierwszym i naturalnym klientem dla polskich innowacji (tzw. first buyer)?***

Jednym z kluczowych wyzwań dla skalowania innowacji w Polsce pozostaje brak pierwszego, wiarygodnego odbiorcy technologii. Dlatego konieczne jest systemowe włączenie spółek Skarbu Państwa w proces testowania i pilotażu rozwiązań rozwijanych w projektach finansowanych przez NCBR, tak aby mogły pełnić rolę naturalnego „first buyer”. Wymaga to tworzenia stabilnych ram współpracy, w których ryzyko wdrożeniowe jest dzielone pomiędzy sektor publiczny a innowatora, a także lepszego wykorzystania zamówień publicznych jako narzędzia polityki innowacyjnej, w tym mechanizmów PCP i PPI, które umożliwiają przejście od prac B+R do pierwszych wdrożeń. NCBR od lat wdraża podejście PCP przy udziale jednostek sektora finansów publicznych, testując w praktyce model, który łączy precyzyjne zdefiniowanie potrzeb z konkurencyjnym rozwojem rozwiązań i etapowym ograniczaniem ryzyka. Jeśli doświadczenia te zostaną pozytywnie zweryfikowane, mogą stać się solidną podstawą do rozwijania analogicznych przedsięwzięć z udziałem spółek Skarbu Państwa, które w tym modelu pełniłyby rolę współdefiniujących potrzeby oraz pierwszych odbiorców technologii.



W tym kontekście szczególnego znaczenia nabiera doprecyzowanie przepisów art. 11 PZP w zakresie usług B+R i usług towarzyszących, tak aby zamawiający mogli w sposób legalny, przejrzysty i operacyjnie sprawny korzystać z ekspertów, infrastruktury badawczej i doradczej niezbędnej do bezpiecznego prowadzenia procesów PCP i PPI. Jasne wytyczne co do warunków zastosowania art. 11, standaryzacja klauzul umownych dotyczących własności intelektualnej, zasad wynagradzania i etapowych przeglądów, a także wzorowe ścieżki dokumentowania korzyści wykorzystywanych wyłącznie na potrzeby własne zamawiającego oraz zasad pełnego wynagradzania po jego stronie, co ograniczy ryzyko interpretacyjne, przyspieszy decyzje i ułatwi budowanie interoperacyjnych zespołów po stronie spółek Skarby Państwa oraz NCBR.

Takie uporządkowanie ram prawnych skróci czas wejścia technologii na rynek, zwiększy przewidywalność dla wykonawców i zamawiających, a w efekcie podniesie szanse na skalowanie polskich rozwiązań.

***Jaką rolę NCBR widzi dla siebie w budowaniu polskiego łańcucha wartości wokół technologii jądrowych (SMR) i czy planowane są dedykowane programy sektorowe, które pozwolą polskim firmom wejść w ten globalny wyścig?***

Głównymi celami wspomnianej wcześniej inicjatywy STEP są: wspieranie rozwoju lub wytwarzania technologii krytycznych w całej Unii lub ochrona i wzmacnianie ich odpowiednich łańcuchów wartości. W obszarze „czystych i zasobooszczędnych technologii” możliwe jest pozyskanie wsparcia w tym zakresie między innymi na technologie rozszczepienia jądrowego, w tym technologie jądrowego cyklu paliwowego. Kolejne konkursy STEP z tego obszaru planowane są w lipcu 2026 roku.

Obecnie w NCBR trwają także prace nad opracowaniem strategicznego programu przeznaczanego dla sektora energetyki jądrowej NUKLEOSTRATEG. Przyczyni się on do zwiększenia potencjału polskiego sektora energetyki jądrowej do udziału w planowanych inwestycjach. Celem programu będzie zbudowanie kompetencji sektora B+R polskiego przemysłu, dla realizacji programu budowy i eksploatacji energetyki jądrowej, by wdrożyć nowe rozwiązania technologiczne. Zakres tematyczny projektu programu uwzględni m.in takie obszary jak: bezpieczeństwo jądrowe i ochrona radiologiczna, odpady promieniotwórcze technologie cyfrowe, cyberbezpieczeństwo w przemyśle jądrowym i badania reaktorowe.



# Maciej Mróz

Prezes PTPIREE. Doktor nauk technicznych. Absolwent AGH w Krakowie. Od 2023 roku w TAURON Dystrybucji zajmuje stanowisko Wiceprezesa Zarządu ds. Operatora. W latach 2021–2023 w TAURON Zielona Energia sp. z o.o. był wiceprezesem zarządu spółki. Wcześniej w TAURON Dystrybucji — Dyrektor Departamentu Inwestycji i Rozwoju Sieci oraz Dyrektor ds. Majątku w Oddziałach spółki w Krakowie i Tarnowie. Zatrudniony po raz pierwszy w sektorze energetycznym w 2004 roku w ENION S.A.

## Elastyczność jako element efektywnej rozbudowy sieci i nowego modelu współpracy z przemysłem

Rosnąca saturacja sieci odnawialnymi źródłami energii stawia przed operatorami systemów dystrybucyjnych nowe wyzwania. W wielu obszarach tradycyjna rozbudowa infrastruktury nie jest już wystarczającą odpowiedzią na zmieniające się potrzeby systemu. Coraz większego znaczenia nabiera podejście, które łączy inwestycje sieciowe z rozwiązaniami zwiększającymi elastyczność pracy całego układu elektroenergetycznego.

W praktyce oznacza to konieczność szukania rozwiązań bardziej efektywnych kosztowo, które pozwolą lepiej wykorzystać istniejącą infrastrukturę, przyspieszyć przyłączanie nowych źródeł i jednocześnie utrzymać bezpieczeństwo dostaw energii. W tym modelu sieć, źródła wytwórcze i odbiorcy energii nie funkcjonują już jako odrębne elementy, lecz jako współzależne części jednego systemu.

### Infrastruktura sieci

Fizyczne połączenia i systemy przesyłowe

### Źródła wytwórcze

Miejsca generowania energii elektrycznej

### Odbiorcy energii

Końcowi użytkownicy zużywający energię

Istotnym kierunkiem rozwoju staje się także rynek elastyczności przemysłowej. To obszar, w którym duzi odbiorcy energii (zakłady przemysłowe), mogą aktywnie wspierać stabilność pracy sieci poprzez dostosowywanie poboru mocy do bieżących potrzeb systemu. Takie podejście wymaga jednak transparentnych zasad, odpowiednich narzędzi pomiarowych oraz jasnych mechanizmów rozliczania. Rozwój rynku elastyczności może przynieść korzyści wszystkim stronom. Dla operatora to możliwość zarządzania ograniczeniami sieciowymi bez konieczności natychmiastowego ponoszenia bardzo wysokich nakładów inwestycyjnych. Dla przemysłu - szansa na dodatkowe źródło przychodu i bardziej świadome zarządzanie zużyciem energii.

Dla całego systemu — większa odporność na lokalne przeciążenia i lepsze wykorzystanie dostępnych zasobów.

1

Transparentność danych

2

Analiza i publikacja  
zapotrzebowania na elastyczność

3

Certyfikaty elastyczności i  
prekwalifikacja

4

Budowa standardów rynkowych i  
platformy obrotu

Tauron Dystrybucja, TGE i PSE podpisały 26  
stycznia 2026 r. porozumienie

Ważnym elementem tego procesu jest uporządkowanie rynku i stworzenie warunków do jego skalowania. Potrzebne są nie tylko dane o potrzebach operatorów, ale też narzędzia pozwalające na ich rzetelną agregację, weryfikację oraz dopasowanie do potencjału odbiorców przemysłowych. Dopiero wtedy elastyczność może stać się pełnoprawnym elementem rynku energii, a nie rozwiązaniem doraźnym.

Takie rozwiązania wspierają rozwój nowego modelu współpracy pomiędzy operatorem systemu dystrybucyjnego a przemysłem. Zamiast relacji opartej wyłącznie na technicznych ograniczeniach sieci, pojawia się partnerstwo, w którym przedsiębiorstwa mogą realnie uczestniczyć w zapewnianiu stabilności systemu i być za to odpowiednio wynagradzane.

Dodatkowy przychód

Odporność operacyjna

Zarządzanie kosztami

Bezpieczeństwo energetyczne

W efekcie model współpracy OSD z przemysłem będzie ewoluował w stronę bardziej dojrzałego ekosystemu, w którym elastyczność stanie się jednym z głównych narzędzi zarządzania rozwojem sieci. To kierunek, który łączy racjonalność inwestycyjną, efektywność kosztową i rosnące wymagania związane z transformacją energetyczną.

Im szybciej uda się zbudować czytelne standardy rynku elastyczności, tym łatwiej będzie włączać kolejne grupy odbiorców do aktywnego uczestnictwa w systemie. To z kolei oznacza większą sprawczość całego sektora w obliczu rosnącej liczby źródeł odnawialnych i coraz bardziej złożonych warunków pracy sieci dystrybucyjnej.

# Wody Polskie

Państwowe Gospodarstwo Wodne Wody Polskie to **główny podmiot odpowiedzialny za krajową gospodarkę wodną w Polsce, działający od 1 stycznia 2018 roku na podstawie Prawa Wodnego**. Zarządza wodami publicznymi Skarbu Państwa, chroni przed powodzią i suszą, dba o jakość wód oraz ustala taryfy za wodę i ścieki.



Państwowe  
Gospodarstwo Wodne  
**Wody Polskie**

## Znaczenie energetyki wodnej dla kraju

Energetyka wodna stanowi jeden z elementów miksu energetycznego Polski, wspierając realizację celów klimatycznych oraz transformację w kierunku gospodarki niskoemisyjnej. Choć zasoby wód powierzchniowych w Polsce są ograniczone, to teoretyczny potencjał hydroenergetyczny polskich rzek szacuje się na około 23 TWh rocznie, a potencjał techniczny na 13,7 TWh rocznie.

### Cele strategiczne

Zgodnie z planami rządowymi, moc elektrowni wodnych ma szacuje się na 1,0 GW do 2030 roku oraz do 1,2 GW do 2040 roku, co pozwoli na produkcję około 3 TWh energii rocznie.

### Ochrona środowiska

Produkcja energii z wody pozwala ograniczać emisję CO<sub>2</sub> w systemie elektroenergetycznym.

### Retencja i stabilność

Potencjalne lokalizacje pod MEW mogą pełnić także funkcje retencyjne, co wspiera walkę ze skutkami suszy i powodzi.



Wody Polskie konsekwentnie podkreślają, że infrastruktura wodna ma znaczenie strategiczne nie tylko dla bezpieczeństwa przeciwpowodziowego i przeciwdziałania suszy, ale również dla transformacji energetycznej kraju. Rozwój małej hydroenergetyki, energetyki szczytowo-pompowej oraz rozwiązań wykorzystujących istniejące zbiorniki retencyjne może wspierać stabilność krajowego systemu elektroenergetycznego i lepsze wykorzystanie potencjału odnawialnych źródeł energii.

Jednocześnie racjonalne gospodarowanie wodą, retencja i nowoczesne wykorzystanie powierzchni zbiorników — także dla instalacji takich jak pływające fotowoltaiczne — powinny iść w parze z ochroną ekosystemów wodnych oraz zapewnieniem trwałej odporności na zmiany klimatu.

Energetyka wodna jest postrzegana jako stabilne źródło energii, co jest szczególnie istotne dla lokalnych społeczności i spółdzielni energetycznych.

## **Formy wsparcia oferowane przez Wody Polskie**

Wody Polskie uczestniczą w procesach związanych z rozwojem hydroenergetyki, pełniąc rolę zarządcy wód publicznych.

## **Udostępnienie lokalizacji inwestycyjnych**

Instytucja opublikowała wykaz blisko 4000 istniejących miejsc piętrzących (jazów, progów), które mogą zostać wykorzystane przez inwestorów. Szacuje się, że lokalizacje te oferują teoretyczny potencjał mocy hydroenergetycznej na poziomie ok. 655 MW. Strategia ta opiera się na wykorzystaniu istniejącej infrastruktury, co eliminuje konieczność budowy nowych zapór, obniża koszty inwestycji oraz minimalizuje wpływ na środowisko.

## Ułatwienia administracyjne i formalne

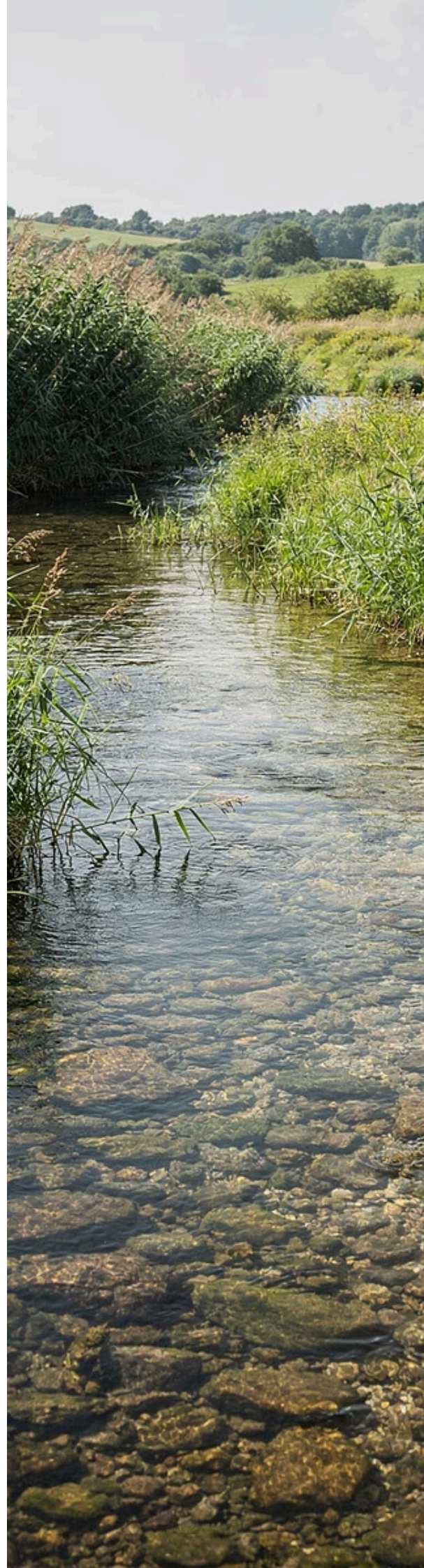
Wody Polskie oferują wsparcie w procesie przygotowania inwestycji poprzez:

- Możliwość dzierżawy gruntów Skarbu Państwa pozostających w zarządzaniu Wód Polskich.
- Wsparcie proceduralne: Pomoc w zawieraniu umów na podstawie przepisów Prawa wodnego (art. 261 oraz 264–265) oraz organizację spotkań typu „drzwi otwarte”, podczas których wyjaśniane są procedury uzyskiwania pozwoleń wodnoprawnych.
- Transparentność: Udostępnianie danych z Systemu Informacyjnego Gospodarowania Wodami oraz publikowanie materiałów poglądowych dla potencjalnych inwestorów.

## Programy inwestycyjne i finansowanie

Wody Polskie realizują szeroko zakrojone projekty modernizacyjne:

- Odbudowa po powodzi: Do końca 2025 roku zrealizowano 605 zadań o wartości 600 mln zł, zabezpieczając kluczową infrastrukturę, np. na Nysie Kłodzkiej.
- Program FEnlKS: Rozpoczynana jest realizacja projektów finansowanych ze środków unijnych o łącznej wartości przekraczającej 2 mld zł, które mają wzmocnić odporność infrastruktury wodnej na ekstremalne zjawiska pogodowe.





### **3. Warunki realizacji inwestycji**

Mimo szerokiego wsparcia, każda inwestycja musi spełniać surowe normy środowiskowe. Inwestorzy są zobowiązani do uzyskania decyzji środowiskowych oraz pozwoleń wodnoprawnych. Kluczowym wymogiem jest również zapewnienie ciągłości ekologicznej cieków, w tym drożności dla migracji ryb, na przykład poprzez budowę przepławek przy modernizowanych obiektach.

### **4. Podsumowanie**

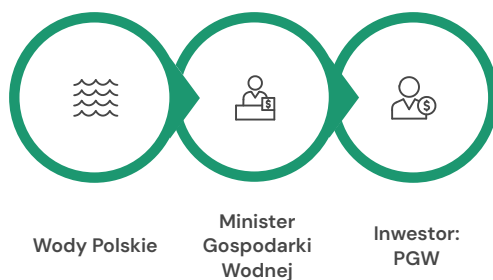
Działania Wód Polskich mają na celu usprawnienie procesów inwestycyjnych przy zachowaniu wymogów środowiskowych. Dzięki połączeniu celów energetycznych z dbałością o środowisko (w tym renaturyzacją rzek), możliwe jest racjonalne wykorzystanie potencjału polskich wód dla dobra gospodarki i klimatu.

***Elektrownie wodne jako magazyny. Największe wielkoskalowe magazyny energii to wodne systemy pompowe. Plany zakładają budowę nowych obiektów tego typu. W jaki sposób instytucja zamierza przyspieszyć wydawanie pozwoleń wodnoprawnych dla tych strategicznych inwestycji?***

Pozwolenia wodnoprawne związane z realizacją inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych zostały poddane szczególnej procedurze uregulowanej w ustawie specjalnej z dnia 14 kwietnia 2023 r. o przygotowaniu i realizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowych oraz inwestycji towarzyszących.

Na mocy przepisów ww. ustawy pozwolenie wodnoprawne w odniesieniu do inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej wydaje:

- właściwy organ Państwowego Gospodarstwa Wodnego Wody Polskie albo
- minister właściwy do spraw gospodarki wodnej (gdy inwestorem jest Państwowe Gospodarstwo Wodnego Wody Polskie),



w terminie nie dłuższym niż 90 dni od dnia złożenia wniosku o jego wydanie.

Pozwolenie wodnoprawne w odniesieniu do inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej może być wydane przed złożeniem wniosku o wydanie decyzji o ustaleniu lokalizacji inwestycji w zakresie elektrowni szczytowo-pompowej (w postępowaniu w sprawie udzielenia pozwolenia wodnoprawnego nie jest badana zgodność z przepisami dotyczącymi zagospodarowania terenu).

W postępowaniu administracyjnym w sprawie udzielenia pozwolenia wodnoprawnego organ ma możliwość stosowania zawiadomień poprzez publiczne obwieszczenia niezależnie od ilości stron postępowania, co uniezależnia postępowanie od konieczności indywidualnego doręczania korespondencji stronom postępowania, a co za tym idzie wobec wszystkich stron stosowany jest jednolity termin doręczeń.

Ponadto, gdy postępowanie prowadzi organ Wód Polskich, w przypadku niewydania pozwolenia wodnoprawnego w terminie 90 dni minister właściwy do spraw gospodarki wodnej wymierza Państwowemu Gospodarstwu Wodnemu Wody Polskie karę pieniężną w wysokości 2000 zł za każdy dzień zwłoki. System kar z urzędu stymuluje skrupulatne przestrzeganie terminów ustawowych oraz wskazuje na priorytetowość tych postępowań.

Niemniej jednak, dotychczas do organów Wód Polskich nie zgłosił się żaden inwestor zamierzający zrealizować elektrownię szczytowo-pompową.

## ***Pływająca fotowoltaika. Montaż paneli słonecznych na zbiornikach wodnych ogranicza parowanie i oszczędza grunty rolne. Jakie procedury prawne blokują obecnie masowy rozwój takich instalacji na polskich sztucznych zbiornikach retencyjnych?***

Rozwój pływającej fotowoltaiki (floating-PV) np. na sztucznych zbiornikach retencyjnych może napotykać bariery wynikające głównie z braku dedykowanych regulacji w polskim prawodawstwie. W Prawie wodnym nie ma przepisu regulującego podejście do pływających paneli fotowoltaicznych, Prawo wodne nie określa czy takie przedsięwzięcia należy klasyfikować jako urządzenie wodne, co podlegałoby np. rozważeniu czy taka inwestycja nie wymaga uzyskania pozwolenia wodnoprawnego na szczególne korzystanie z wód. Montaż paneli fotowoltaicznych realizowanych na wodzie, w procedurach środowiskowych jest rozpatrywany tak jak farmy fotowoltaiczne posadowione na gruncie. Nie ma odrębnego przepisu, który sugerowałby inne, specjalne traktowanie takich instalacji. Realizacja ww. inwestycji na wodzie budzi obawy o wpływ na ekosystem wodny (np. ograniczenie dopływu światła do toni wodnej, zmiana temperatury wody, natlenienie). Badania z zakresu limnologii oraz w modelowanie ekosystemowe, wskazują możliwy wpływ fizycznego odcięcia lustra wody od atmosfery i światła. Zbyt duża powierzchnia przykrycia zbiornika może doprowadzić do spadku poziomu tlenu w wodzie (hipoksji), co zagraża organizmom wodnym.

### **Główne mechanizmy prowadzące do hipoksji:**

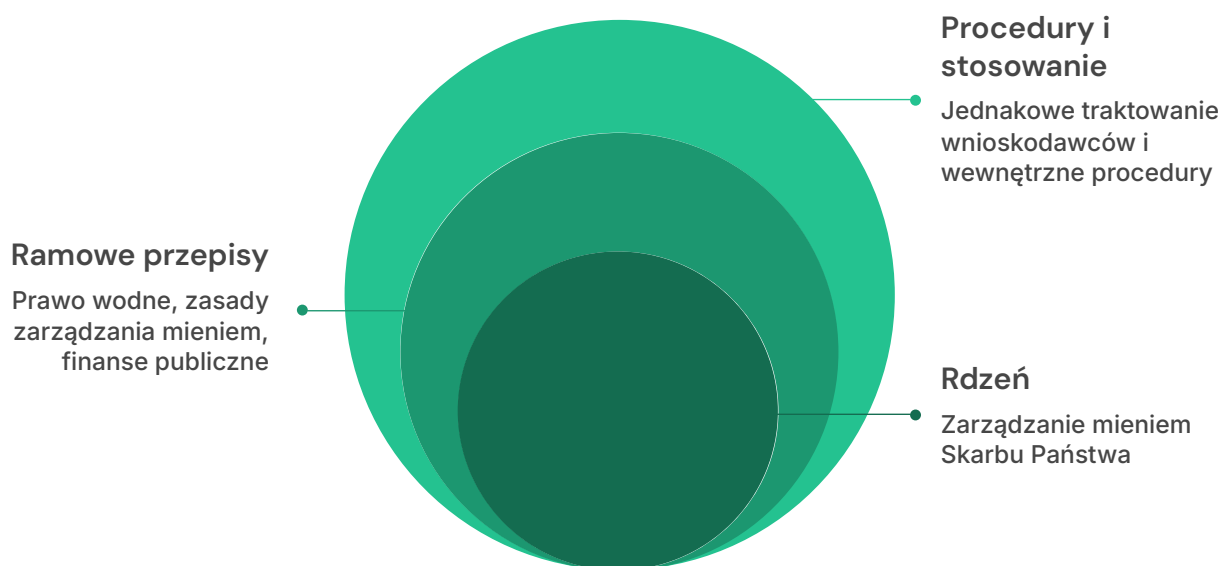
- Zablockowanie dyfuzji tlenu: Tlen dostaje się do wody głównie poprzez kontakt powierzchniowy z powietrzem (tzw. reaeracja). Panele tworzą fizyczną barierę, która ogranicza ten proces, zwłaszcza przy braku falowania pod instalacją.
- Zahamowanie fotosyntezy: Panele odcinają dopływ promieni UV do toni wodnej. Rośliny i fitoplankton nie mogą przeprowadzać fotosyntezy, która jest naturalnym, wewnętrznym źródłem produkcji tlenu w zbiorniku.
- Wzrost procesów gnilnych: Obumierająca pod panelami roślinność (z braku światła) opada na dno. Proces jej rozkładu przez bakterie tlenowe zużywa ogromne ilości pozostałego w wodzie tlenu.
- Zaburzenie mieszania wód: Konstrukcje pływające ograniczają wpływ wiatru na taflę wody, co hamuje pionowe mieszanie warstw wody, prowadząc do powstawania tzw. „martwych stref” przy dnie.

Powyższe potwierdza, że tego typu instalacje powinny uzyskiwać decyzję o środowiskowych uwarunkowaniach a wpływ realizacji tego typu przedsięwzięć wymaga dalszych szczegółowych badań.

***Mała retencja i energia. Rozwój małej retencji ułatwia produkcję energii. Czy planujecie systemowe wsparcie budowy mikroelektrowni na istniejących już stopniach wodnych oraz jazach w celu unikania dalszej ingerencji w środowisko naturalne rzek?***

PGW WP samodzielnie prowadzą działalność gospodarczą w zakresie produkcji energii — są podmiotem obrotu gospodarczego. Nie prowadzą działalności wspierającej inne podmioty. Tworzeniem mechanizmów wsparcia zajmują się MKiŚ, NFOŚ i inne instytucje.

Działając jako właściciel mienia Skarbu Państwa Wody Polskie udostępniają istniejącą infrastrukturę na warunkach wynikających z ustawy Prawo wodne, ustawy o zasadach zarządzania mieniem państwowym, ustawy o finansach publicznych oraz sposób zgodny z obowiązującymi procedurami i innymi aktami wewnętrznymi. Wszystkie podmioty zwracające się do Wód Polskich są traktowane w jednakowy sposób i na podstawie obowiązującego prawa. Ustawa prawo wodne nie pozwala na udzielanie „wsparcia” podmiotom zewnętrznym. W sposób ścisły i precyzyjny reguluje ramy postępowania Wód Polskich w zakresie gospodarowania mieniem Skarbu Państwa.



# Hanna Purzyńska

Dr inż. Hanna Purzyńska Dyrektorka Centrum Badań Materiałów w Łukasiewicz — Górnośląskim Instytucie Technologicznym oraz liderka Grupy Badawczej Badania Materiałów dla Energetyki, zarządzająca ponad 50-cio osobowym zespołem badawczym. Ekspertka w dziedzinie inżynierii materiałowej, specjalizująca się w diagnostyce i prognozowaniu trwałości eksploatacyjnej materiałów stosowanych w energetyce konwencjonalnej, jądrowej, petrochemii w instalacjach wysokotemperaturowych.

## ***Dlaczego w Polsce tak trudno przekuć patent naukowy w komercyjny produkt energetyczny i jak Sieć Łukasiewicz próbuje zasypać tę "dolinę śmierci"?***


Patent nie jest jeszcze gotowym produktem, a w energetyce droga między jednym a drugim jest wyjątkowo długa i kosztowna. Technologie energetyczne wymagają demonstratorów w skali półtechnicznej, certyfikacji, zgodności z regulacjami i wieloletnich testów niezawodności. Polski system finansowania B+R historycznie koncentrował się na wczesnych etapach badań (TRL 1 — 4), podczas gdy rynek oczekuje rozwiązań bliskich wdrożeniu (TRL 8 — 9). Pomędzy tymi etapami powstaje luka kapitałowa i organizacyjna tzw. dolina śmierci.


Dolina śmierci w praktyce to etap, w którym rozwiązanie jest już zbyt zaawansowane na grant stricte naukowy lub zbyt ryzykowne i niedojrzałe dla przemysłu/inwestora.


W energetyce dolina ta jest szczególnie trudna, ponieważ wymaga dużych nakładów inwestycyjnych, infrastruktury testowej, długiego czasu walidacji oraz odpowiedzialności za bezpieczeństwo systemu. Bez partnera, który weźmie na siebie ryzyko przejściowe, większość patentów nie wychodzi poza laboratorium.


Energetyka jest szczególnie trudnym sektorem gospodarki do komercjalizacji, ponieważ jest silnie regulowana, kapitałochłonna oraz oparta na infrastrukturze krytycznej. Błędy w tym sektorze mogą oznaczać awarie sieci, straty finansowe lub zagrożenie bezpieczeństwa. To powoduje naturalną niechęć rynku do testowania „niedojrzałych” innowacji i dodatkowo podnosi próg wejścia dla nowych technologii.

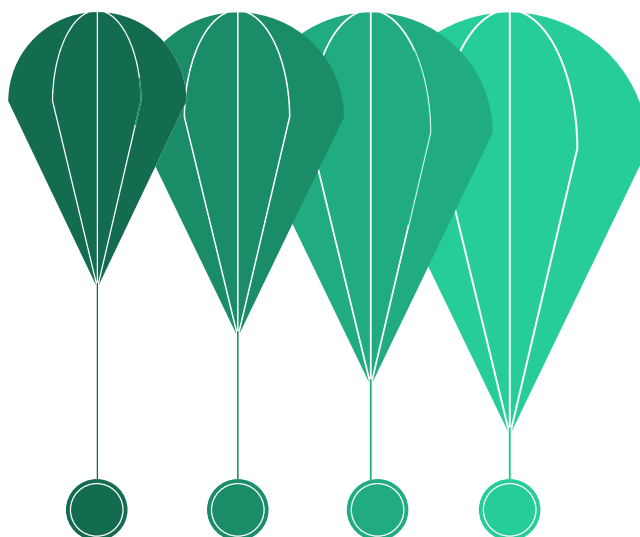
Sieć Badawcza Łukasiewicz działa jako most wdrożeniowy. Rolą Sieci jest rozwijanie technologii do poziomów TRL 6 — 8, budowie demonstratorów i instalacji pilotażowych, testowanie rozwiązań w warunkach zbliżonych do przemysłowych oraz integrowanie IP z know-how inżynierskim i biznesowym. Sieć oferuje pakiet technologiczny gotowy do wdrożenia. W Polsce nie brakuje patentów. Brakuje mechanizmów, instytucji i kompetencji, które bezpiecznie przeprowadzą technologię przez najbardziej ryzykowny etap rozwoju. W Sieć Badawcza Łukasiewicz — Górnośląskim Instytucie Technologicznym próbujemy wypełnić tę lukę, szczególnie w energetyce - sektorze, w którym bez takiego „mostu” innowacje praktycznie nie mają szans dotrzeć na rynek.

 **Most wdrożeniowy**  
Łączymy badania z przemysłem

 **Rozwój technologii**  
Podnosimy TRL do 6–8


 **Demonstracja**  
Budowa demonstratorów i pilotów

 **Bezpieczne wdrożenie**  
Integracja IP i know-how



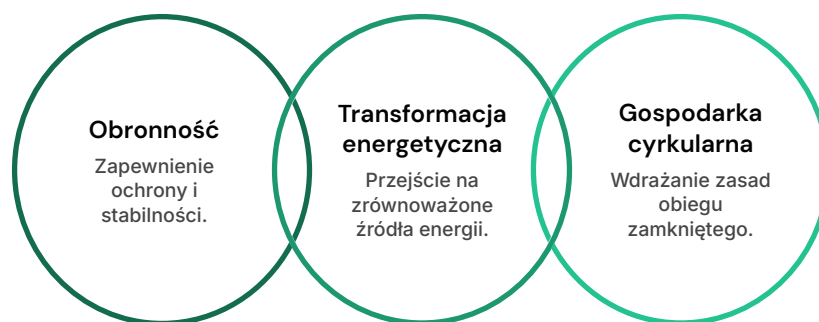
## ***Czy polska nauka ma realny wkład w rozwój technologii wodorowych i magazynowania energii, czy jesteśmy skazani na import gotowych licencji z Azji i USA?***

Polska nauka oczywiście ma realny wkład w rozwój technologii wodorowych i magazynowania energii. W Łukasiewicz GIT prowadzimy szereg projektów międzynarodowych i krajowych związanych z innowacyjnymi technologiami wodorowymi i innowacyjnymi materiałami. Bo rozwój każdej nowej technologii jest niepodważalnie związany z rozwojem materiałów. Rola Instytutów od samego początku ich powstania jest niezmienna. Instytuty mają być pomostem między nauką a gospodarką. My odpowiadamy na potrzeby przemysłu. Jeśli potrzebują konkretnych rozwiązań - czy technologicznych, czy materiałowych, my jesteśmy w pełnej gotowości by być dla nich wsparciem. Stąd prowadzimy często działania wyprzedzające - doposażamy swoje istniejące laboratoria — o nowe, unikatowe urządzenia badawcze, po to by dać przemysłowi konkretne odpowiedzi, na nurtujące ich pytania. W Łukasiewicz GIT powstało pierwsze Laboratorium Metalurgii Wodorowej, powstało Laboratorium Niszczenia Wodorowego do analiz i testów metodą SCC.

 **Wkład i potencjał do rozwoju technologii mamy. Problemem jak zawsze może być aspekt ekonomiczny i regulacyjny.**

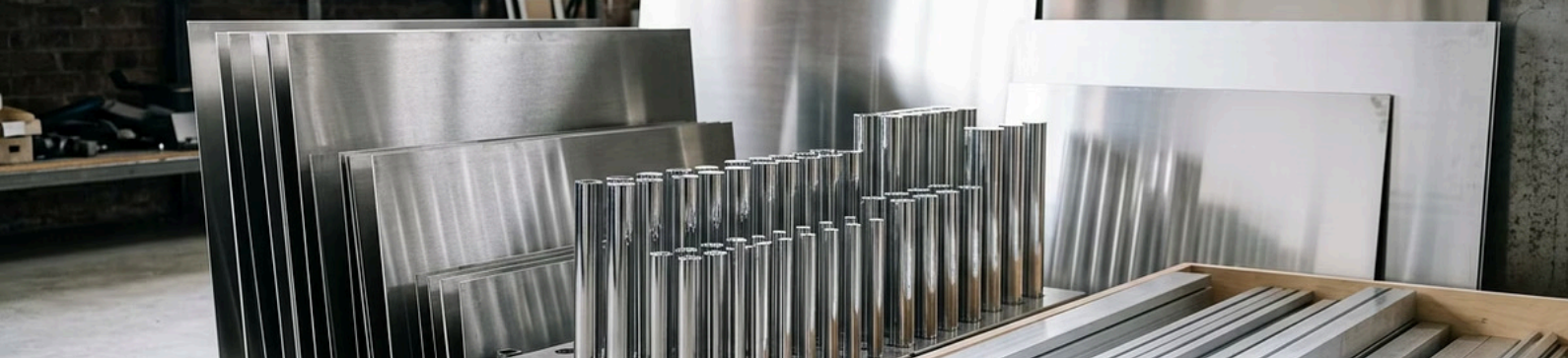
## ***Jakie konkretne innowacje w zakresie efektywności energetycznej dla przemysłu opracowane w Polsce mają szansę na globalną skalowalność?***

Sieć Badawczą Łukasiewicz tworzy obecnie 22 Instytuty badawcze działające na terenie Polski. Rodzaj działalności jest bardzo zróżnicowany i w każdym z nich powstają konkretne rozwiązania stosowane w różnych dziedzinach gospodarki. Innowacje, które z powodzeniem mogą mieć szansę na globalną skalowalność. Ja się wypowiem na konkretnym przykładzie jednego z Instytutów. Sieć Badawcza Łukasiewicz — Górnośląski Instytut Technologiczny prowadzi działalność na potrzeby kluczowych sektorów krajowej gospodarki: energetycznego, obronnego, kosmicznego, transportowego i stalowego, realizując projekty wypisujące się w Strategię Sieci Badawczej Łukasiewicz, w szczególności w obszarach następujących kierunków działalności wskazanych w tej Strategii:



Wyroby stalowe stanowią bazę materiałową dla rozwoju krajowej gospodarki i wszystkich jej sektorów, w tym budownictwa i infrastruktury komunikacyjnej. Na potrzeby krajowego sektora obronnego Instytut realizuje projekty w zakresie rozwoju i wytwarzania specjalnych stopów metali i technologii ich spajania, w tym półwyrobów ze specjalnych stali i stopów stanowiących istotne elementy w procesie produkcji rakiet. Drugi ważny obszar w sektorze obronnym dotyczy projektowania i wytwarzania niskomagnetycznych silników elektrycznych na potrzeby marynarki wojennej oraz silników dedykowanych do napędu dronów. Realizujemy badania dla przemysłu lotniczego i kosmicznego, które dotyczą projektowania, nowych stopów, barier cieplnych i warstw ochronnych. Dla sektora transportu realizujemy projekty dotyczące technologii produkcji szyn, w tym dla kolei szybkich oraz gatunków stali wielofazowych stosowanych w motoryzacji. W sektorze transportu rozwijamy innowacyjne rodzaje napędów elektrycznych, np. silniki o wysokiej gęstości mocy instalowane w kołach pojazdów.

Badania dla sektora energetycznego dotyczą technologii niskoemisyjnych, opartych o energię atomową, zastosowania wodoru i odnawialnych źródeł energii, w tym projektowania i produkcji prądnic stosowanych w elektrowniach wodnych. Kierunek gospodarka o obiegu zamkniętym obejmuje w głównej mierze projekty dotyczące dekarbonizacji technologii produkcji stali i wdrażania metalurgii wodorowej, recyklingu odpadów żelazonośnych, a także objęcie kontynuacją programu szkolenia pracowników w zakresie spawania i innych technik łączenia stali i stopów. Kontynuujemy rozwój w zakresie szkoleń kadr dla gospodarki oraz certyfikacji. W tej tematyce uruchamiamy nowych rodzajów szkoleń (poza badaniami NDT, spawalnictwem czy klejeniem) oraz doposażamy pracownie w nowoczesne narzędzia dla kursantów, np. symulator procesu spawania i urządzenie do spawania laserowego ręcznego.



## ***Jak wygląda współpraca Sieci z gigantami takimi jak Orlen czy PGE – czy to partnerstwo, czy spółki wolą kupować gotowe rozwiązania z zagranicy?***

Współpraca Sieci Badawczej Łukasiewicz istnieje i ma charakter pomocniczy. Współpraca ma miejsce w formie projektów badawczo-rozwojowych, analiz wykonalności, testów technologii, pilotaży oraz wsparcia w obszarze bezpieczeństwa, diagnostyki i adaptacji rozwiązań do wymagań krajowych. Instytuty Sieci Badawczej Łukasiewicz odgrywają ważną rolę również w projektach finansowanych ze środków publicznych, w których wymagane jest zaplecze badawcze i infrastruktura badawcza.

Rzadko instytuty Sieci Badawczej Łukasiewicz występują w charakterze strategicznego partnera. Instytuty występują jako wykonawcy określonych zadań badawczych lub doradczych, a nie jako współwłaściciele technologii czy długoterminowi partnerzy kluczowych technologii. I mam nadzieję, że to się w najbliższych latach zmieni.

Spółki takie jak ORLEN czy PGE to strategiczne podmioty, które w warunkach globalnych kierują się minimalizacją ryzyka, udowodnioną niezawodnością oraz przewidywalnym przepływom pieniężnym. W takich warunkach przewagę mają globalni dostawcy rozwiązań, którzy mogą wykazać się wdrożeniami, certyfikatami, gwarancjami oraz zdolnością do przejęcia części ryzyka. Krajowe instytuty badawcze, działające głównie w logice projektowej i grantowej, nie pełnią dziś roli dostawców technologii „pod klucz” na taką skalę.

Mimo wielu obszarów współpracy, trudno na razie mówić o równorzędnym partnerstwie. Dlatego trwają intensywne prace nad tworzeniem modeli współwłasności/własności intelektualnej, w których instytut i spółka wspólnie budują aktywo technologiczne. Horyzonty czasowe są także póki co rozbieżne, ponieważ spółki myślą w cyklu inwestycyjnym, instytuty w cyklu projektowym. I aby współpraca mogła ewoluować w stronę realnego partnerstwa konieczne byłyby zmiany po obu stronach.

## ***Czy model funkcjonowania instytutów badawczych w Polsce wymaga reformy, aby nadążyć za tempem zmian w technologiach klimatycznych (AI, smart grid)?***

Tak, model wymaga reformy, ale nie w znaczeniu ustrojowej rewolucji, a dostosowania instytutów do tempa rozwoju rynku.

Krajowe instytuty badawcze posiadają istotny potencjał kompetencyjny w obszarze energetyki, automatyki, materiałów czy systemów cyfrowych. Problemem nie jest brak wiedzy, a niedopasowanie modelu organizacyjnego i finansowego do dynamiki współczesnych technologii. Cykl rozwoju rozwiązań liczony jest dziś w miesiącach, gdy dominujące modele projektowe w instytutach opierają się na kilkuletnich grantach, rozbudowanych procedurach i niskiej tolerancji ryzyka.

Funkcja instytutu sprowadzona zostaje do wykonawcy badań lub dostawcy analiz, zamiast pełnić rolę operatora rozwiązań wdrożeniowych lub właścicieli technologii. Zauważyć to można w technologiach klimatycznych, gdzie znaczenie mają szybkie interakcje, dostęp do danych operacyjnych, demonstratory działające w warunkach produkcyjnych i ciągły rozwój technologii.

Reforma powinna obejmować kilka obszarów. Po pierwsze, na rozgraniczeniu klasycznej działalności naukowej od szybkiego rozwoju technologii, zmiana ukierunkowana na wdrożenia i skalowanie. Po drugie, wzmocnienie produktowego podejścia do wyników badań, z jasno określoną odpowiedzialnością za rozwój i komercjalizację własności intelektualnej. Po trzecie, mierzenie efektywności projektowej poprzez: liczby wdrożeń, oszczędności energetycznych, przychodów z licencji czy usług technologicznych.

Z odpowiednimi zmianami instytuty badawcze mogą stać się aktywnymi uczestnikami rynku technologii energetycznych, a nie jedynie zapleczem badawczym dla rozwiązań rozwijanych gdzie indziej.

## ***W jakich niszach technologicznych (recykling baterii, nowe materiały, biogaz) Polska może stać się globalnym liderem innowacji?***

Uważam, że tak naprawdę, mając taki potencjał ludzki i taką infrastrukturę badawczą Polska mogłaby zostać globalnym liderem innowacji w każdej technologii- potrzeba tylko wzrostu nakładów na badania, skrócenie zbyt długich procesów wydawania pozwoleń, niespójne wsparcie krajowe, brak skoordynowanej strategii. My jesteśmy gotowi do rozwoju nowych technologii.

# Maciej Mazur

Praktyk z doświadczeniem w energetyce, od 2012 w paliwach alternatywnych i elektromobilności. Zaangażowany w duże projekty infrastrukturalne, doradca dla branż: paliwowej, motoryzacyjnej, finansowej i FMCG. Absolwent UW (Międzynarodowa Polityka Handlowa), MBA, w trakcie doktoratu z ekonomii. Autor publikacji, prelegent branżowy.

## ***W jaki sposób obecny brak jednoznacznej strategii państwa wobec elektryfikacji transportu utrudnia planowanie inwestycji w horyzoncie 2030 – 2050 i jakie konkretne reformy systemowe – poza zmianą sposobu rozwoju sieci dystrybucyjnych – są według PSNM niezbędne?***

Brak długoterminowej strategii na poziomie centralnym przejawia się m.in. w zbyt wolnym dostosowaniu regulacji do potrzeb sektora. Upraszczając — polskie prawo nie nadąża za zmianami rynkowymi i technologicznymi. Najbardziej pilną potrzebę wprowadzenia zmian systemowych dostrzegamy w obszarach związanych z szeroką pojętą infrastrukturą ładowania. Bez jej rozbudowy w Polsce nie ma szans na rozwój elektromobilności na skalę masową. Dotyczy to w pierwszej kolejności kwestii usprawnienia realizacji przyłączeń stacji do sieci elektroenergetycznej. Przewlekłe procedury przyłączeniowe i procesy uzgodnieniowe powodują, że budowa infrastruktury ładowania trwa bardzo długo, a w wielu lokalizacjach (również tych o kluczowym znaczeniu, w szczególności tranzytowych) może być niemożliwa lub ekonomicznie nieopłacalna.

Wiele wyzwań jest związanych z obszarem taryfowym. Szeroka nowelizacja prawa jest również niezbędna w obszarze instalowania prywatnych punktów ładowania, zwłaszcza w budynkach wielorodzinnych. Zarządcy nieruchomości bardzo często nie stosują obowiązujących przepisów lub błędnie je interpretują. Dla przykładu, aktualne regulacje przewidują, że po złożeniu wniosku przez mieszkańca posiadającego tytuł do lokalu i miejsca postojowego, zarząd wspólnoty lub spółdzielni zleca wykonanie ekspertyzy określającej dopuszczalność instalacji punktu ładowania. Niestety wobec braku przepisów umożliwiających egzekucję tej procedury powtarzają się przypadki blokowania instalacji ładowarek. Zarządy bardzo często nie realizują obowiązku zlecenia ekspertyzy lub odmawiają wydania zgody, nawet gdy ekspertyza tej odmowy nie uzasadnia. Zmiany w tym obszarze są więc absolutnie konieczne.



Administracja centralna powinna również wziąć pod uwagę możliwość optymalizacji prawa podatkowego. Taki ruch w okresie wyczerpania źródeł finansowania dopłat ze środków publicznych mógłby zwiększyć popyt na „elektryki” przy znikomych kosztach dla budżetu. PSNM przygotowało szereg propozycji, które przedstawiliśmy już stronie rządowej. Jedną z nich jest ulga dla elektromobilności, opracowana na wzór istniejącej ulgi na robotyzację. Umożliwiłaby ona pomniejszenie podstawy opodatkowania o koszty poniesione w danym roku podatkowym, związane z nabyciem (również leasingiem) pojazdów elektrycznych. Zaproponowaliśmy również zwolnienie użytkowników BEV z podatku od środków transportu czy też zwolnienie operatorów infrastruktury ładowania z podatku od nieruchomości. Nasze propozycje obejmują również określenie stawki zwrotu za jeden kilometr przebiegu prywatnego samochodu elektrycznego używanego do celów służbowych. Dałoby to możliwość uznania w całości ewentualnego zwrotu kosztów dotyczących podróży służbowej samochodem elektrycznym za przychód pracownika podlegający opodatkowaniu.

Na brak długoterminowej strategii na poziomie centralnym warto spojrzeć jednak szerzej niż tylko przez pryzmat elektromobilności. To jedno z głównych wyzwań hamujących nie tylko rozwój rynku samochodów elektrycznych, ale również stawiających pod znakiem zapytania przyszłość całego przemysłu motoryzacyjnego w Polsce. Ten strategiczny sektor generuje 8% polskiego PKB, 13,5% eksportu oraz bezpośrednio zapewnia ponad 200 tys. miejsc pracy. Jednocześnie sytuacja polskiej branży automotive od dawna nie była tak trudna jak obecnie. Dość powiedzieć, że produkujemy dziś najmniej nowych samochodów od połowy lat 70 ubiegłego wieku. Polski przemysł nie tylko nie nadąża za globalnymi trendami technologicznymi, ale jest w coraz większym stopniu narażony na naciski z zewnątrz. Kolejny raz przekonaliśmy się o tym po nałożeniu ceł przez administrację Donalda Trumpa. Cła miały obciążyć przede wszystkim Niemcy, ale uderzyły bardzo mocno rykoszetem również w polskie przedsiębiorstwa. Jeżeli chcemy zachować konkurencyjność i utrzymać tysiące miejsc pracy w sektorze automotive musimy sprawić, aby stał się on bardziej innowacyjny, odporny i samodzielny. To, jak powinno się długoterminowo kształtować politykę przemysłową w branży motoryzacyjnej, pokazują inne państwa — swoją strategię w tym obszarze zaprezentował w 2025 r. drugi największy producent samochodów w Unii Europejskiej, czyli Hiszpania. Dlatego PSNM wyszło z inicjatywą stworzenia „Strategii Transformacji Sektora Motoryzacyjnego Polski do 2035 roku”. Założeniem tego projektu jest opracowanie programu z mierzalnymi KPI, portfelem projektów i monitoringiem postępów. Chcemy zbudować największy w Polsce zespół transformacji sektorów automotive i transportu do 2035 r., angażując wszystkich kluczowych interesariuszy. W interesie Polski należy patrzeć na trwającą transformację nie tylko jako na wyzwanie, ale przede wszystkim jako na impuls do rozwoju gospodarki i wzrostu jej innowacyjności.



***Biorąc pod uwagę ogromną skalę potrzeb inwestycyjnych oraz strategiczny dylemat – jako czy kura – czyli jak budować w sposób ekonomiczny infrastrukturę niezbędną do procesu transformacji – czy dostępne obecnie instrumenty wsparcia publicznego są wystarczające dla dużych graczy rynkowych, czy raczej konieczne jest wypracowanie nowych modeli finansowania, np. opartych na partnerstwie publiczno–prywatnym lub kapitałach dłużnych?***

Zacznijmy od tego, że inwestycje w infrastrukturę ładowania wymagają znacznych nakładów inwestycyjnych. Budowa hubu szybkiego ładowania z co najmniej 4 punktami o mocy 400 kW każdy może kosztować nawet 1,4 mln zł netto. Kolejnym, poważnym wyzwaniem są koszty operacyjne związane z utrzymaniem stacji ładowania, związane m.in. z wysokimi opłatami dystrybucyjnymi. Mogą one sięgać kilkudziesięciu tysięcy złotych miesięcznie. Wszystko to sprawia, że w obecnej sytuacji ograniczonego popytu na usługi ładowania (mamy wciąż niewielką flotę samochodów elektrycznych w Polsce - łącznie ok. 137 tys. szt. na koniec stycznia 2026 r.), operatorzy ponoszą niewspółmiernie wysokie koszty instalacji oraz utrzymania infrastruktury. Stawia to pod znakiem zapytania realizację celów unijnych (w tym obowiązków wynikających z rozporządzenia AFIR) oraz możliwość szerszej elektryfikacji polskiego parku samochodów — w obecnych warunkach kolejne inwestycje mogą nie być (z perspektywy operatorów) uzasadnione pod względem finansowym.

Aby wesprzeć branżę administracja centralna uruchomiła w 2025 r. dwa istotne programy wsparcia, przewidujące dopłaty do przyłączy energetycznych oraz stacji wysokiej mocy. Ich łączny budżet to 4 mld zł. W roku ubiegłym zakończono pierwsze nabory w ramach programów, oba cieszyły się znacznym zainteresowaniem potencjalnych beneficjentów. Wnioski wciąż nie zostały jednak rozpatrzone przez NFOŚiGW, co oznacza, że na finalizację inwestycji dofinansowanej z tych programów będziemy musieli poczekać jeszcze kilka lat, nawet do 2030 r.

- ❶ O ile rozbudowa infrastruktury ładowania obecnie wymaga wsparcia ze środków publicznych, jest oczywiste, że taki model nie może być kontynuowany w nieskończoność. Po nieuniknionym i coraz bliższym terminie wyschnięcia źródeł finansowania, dalszy rozwój sieci ładowarek będzie w coraz większym stopniu oparty na czystych zasadach rynkowych, warunkowanych przez popyt na usługi ładowania. Oczekiwania branży koncentrują się nie tyle na kontynuacji subsydiów, co usunięciu wspomnianych już barier, które w nieuzasadniony sposób opóźniają realizację inwestycji.

***Zelektryfikowany transport może zacząć pełnić nową rolę „magazynu energii”, który może odciążać Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) poprzez technologie Vehicle-to-Grid, zwłaszcza w okresach deficytów i nadpodaży energii z OZE. Jak bardzo realna jest wizja, w której samochody elektryczne (głównie osobowe) stają się dodatkowym gwarantem stabilności sieci elektroenergetycznej i co stoi na przeszkodzie, aby systemowo wykorzystywać utraconą energię z OZE (1,3 – 2,0 TWh w 2025 roku) do transportu?***

Wraz ze wzrostem pojazdów elektrycznych na drogach, elektromobilność będzie oddziaływać na polski rynek energii w coraz większym stopniu. Na podstawie prognoz PSNM i F5A ujętych w najnowszej edycji raportu „Polish EV Outlook” flota osobowych i dostawczych „elektryków” przyczyni się do wzrostu zapotrzebowania energetycznego w Polsce nawet o prawie 9 TWh (ponad 5%) do 2040 r. Rosnący wpływ elektromobilności na polski rynek energii został uwzględniony m.in. w opracowanym przez PSE „Planie rozwoju w zakresie zaspokojenia zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036”, w konsultacjach którego PSNM brało czynny udział. Samochody elektryczne, w szczególności dzięki wykorzystaniu technologii smart charging, mogą przyczynić się w istotnym stopniu do elastyczności systemu elektroenergetycznego oraz zmniejszenia obciążenia sieci i wzrostu jej stabilności.

W przyszłości prawdziwym game changerem dla wzmocnienia synergii elektromobilności i energetyki może stać się komercjalizacja rozwiązań z obszaru Vehicle-To-Grid. Dzięki technologii V2G umożliwiającej dwukierunkowy przepływ energii elektrycznej między pojazdem a siecią, „elektryki” mogą teoretycznie pełnić funkcję ruchomych magazynów energii — pobierać prąd w dolinie nocnej i oddawać go z powrotem w godzinach szczytu energetycznego. Technologia — przynajmniej teoretycznie — jest już gotowa, zarówno jeżeli chodzi o pojazdy, oprogramowanie, jak i infrastrukturę. Wyzwaniem w pierwszej kolejności pozostają kwestie prawne, a konkretnie brak przepisów regulujących proces „sprzedawania” energii przez prywatnych użytkowników EV czy też brak odpowiednich taryf.

Zaadresowania wymagają również wyzwania związane z konieczności wdrożenia odpowiednich modeli rozliczeniowych. Pytaniem otwartym pozostaje również to, czy użytkownicy samochodów elektrycznych pogodzą się z ewentualnym, szybszym zużyciem baterii związanych z jej częstszym ładowaniem i rozładowywaniem i czy przekonają ich do tego teoretyczne, finansowe korzyści wynikające z możliwości oddawania energii do sieci. Odpowiedzi na to i wiele innych, kluczowych pytań związanych z komercjalizacją V2G udzieli przygotowywany właśnie raport PSNM, którego premiera odbędzie się we wrześniu podczas KNM 2026.



***Wodór pozostawał jeszcze kilka lat temu jedną z opcji strategicznych w planach dekarbonizacji sektora transportowego. Czy biorąc pod uwagę ostatnie trendy technologiczne uzasadnione są obawy że inwestycje w infrastrukturę wodorową dla transportu (osobowego i zbiorowego) mogą stać się inwestycjami, które nigdy nie zostaną wykorzystane?***

W przypadku pojazdów wodorowych (FCEV) potrzeba budowy infrastruktury w pierwszej kolejności jest znaczenie większa niż w przypadku bateryjnych „elektryków”. Wynika to z faktu, że o ile samochody całkowicie elektryczne można ładować ze źródeł prywatnych (nawet ze zwykłego domowego gniazdka), o tyle wodór zatankujemy wyłącznie z drogich, dedykowanych stacji. Obecnie w Polsce funkcjonuje 11 takich obiektów. Nie jest to więc szczególnie imponująca liczba. Co istotne, większość tych stacji może obsługiwać również autobusy, korzystają z nich więc lokalni operatorzy usług transportu publicznego.

Liczba autobusów wodorowych w naszym kraju systematycznie wzrasta, jednak nadal nie przekracza 140 sztuk i jest wielokrotnie niższa od liczby autobusów bateryjnych. Samorządy, które wybrały pojazdy zasilane ogniwoami paliwowymi mogły zdecydować się na taki ruch dzięki dostępności bardzo atrakcyjnych warunków dofinansowania z programu „Zielony Transport Publiczny”. W trzecim naborze dopłaty sięgały 90% kosztów kwalifikowanych.

Bez dofinansowania takie inwestycje nie byłyby możliwe. Potwierdzają to zresztą dane z rynku unijnego — w większości państw członkowskich przewoźnicy nie kupują autobusów wodorowych. Również w transporcie osobowym udział FCEV wzrasta powoli. W Polsce w 2025 r. zarejestrowano ponad 43,3 tys. nowych, osobowych samochodów całkowicie elektrycznych. Liczba rejestracji pojazdów wodorowych wyniosła dokładnie 121. Cała flota takich samochodów liczy w Polsce ok. 550 szt. Można więc przyjąć, że obecny, niski poziom rozbudowy infrastruktury koresponduje z niewielką flotą FCEV w Polsce. Ryzyko „przeinwestowania” ograniczają również koszty infrastruktury — uruchomienie stacji tankowania wodoru może wiązać się z wydatkiem na poziomie kilkunastu milionów złotych.

***Ostatnie 12 miesięcy to bardzo wyraźna zmiana sytuacji rynkowej i coraz większa obecność pojazdów importowanych z Chin na polskich i europejskich drogach. Jak kształtować dalej politykę handlową w obszarze pojazdów — i wybrać pomiędzy tempem modernizacji i elektryfikacji floty a bezpieczeństwem cyfrowym i militarnych oraz wzrostem gospodarczym?***

Tu na wstępie warto rozprawić się z jednym mitem — samochody elektryczne stanowią istotny komponent pojazdów sprzedawanych przez chińskie koncerny w Unii Europejskiej, ale nie jest to komponent najważniejszy. Biorąc pod uwagę rynek krajowy — w 2025 r. aż 85% chińskich samochodów zarejestrowanych w Polsce stanowiły pojazdy z silnikami spalinowymi (również hybrydy). W przypadku „elektryków” za prawie połowę wolumenu odpowiadały dwa modele — stosunkowo niewielkie i bardzo atrakcyjnie wycenione (zwłaszcza w kontekście dostępności dopłat z programu „NaszEauto”). Nie zmienia to faktu, że udział chińskich koncernów systematycznie wzrasta, a ich ekspansja na europejskim rynku elektromobilności będzie postępować.

Przyczynią się do tego m.in. niedawne decyzje rządu w Pekinie, który ograniczył wsparcie dla samochodów elektrycznych na rynku lokalnym, m.in. obciążając je ponownie podatkiem od zakupu. To kolejny czynnik, które zmotywuje koncerny z Państwa Środka do szukania swoich szans na bardziej marżowych rynkach. Aby odpowiedzieć na to wyzwanie, w parze z ambitnymi celami redukcji emisji na poziomie unijnym powinny iść odpowiednie instrumenty wsparcia, zarówno finansowego, jak i regulacyjnego. Decydenci muszą mieć świadomość, że obecnie to my — jako Europa — znajdujemy się na pozycji goniących peleton.

Chiny odpowiadają za 60% światowej produkcji pojazdów elektrycznych i 80% przeznaczonych do nich baterii. USA przeznaczają na badania i rozwój dwa razy więcej niż wszystkie państwa członkowskie UE razem wzięte. Aby zachować konkurencyjność europejskiego sektora motoryzacyjnego konieczna jest konsekwencja i objęcie absolutnym priorytetem obszaru R&D. Zaprezentowany przez Komisję Europejską w grudniu 2025 r.

Automotive Package adresuje te potrzeby tylko częściowo. Obok trafionych pomysłów, takich jak wsparcie sektora baterijnego czy też wprowadzenie instrumentów stymulujących popyt na niewielkie samochody elektryczne „Made in Europe”, pakiet KE obejmuje również kontrowersyjne propozycje, w tym projekt rozporządzenia ws. czystych flot korporacyjnych, przewidujący zbyt niskie cele, zwłaszcza w odniesieniu do państw członkowskich z regionu CEE. Europejski przemysł potrzebuje zdecydowanie bardziej ambitnych i holistycznych zachęt.

# Krzysztof Kochanowski

Prezes PIME. Ekspert energetyczny z 20+ lat doświadczenia w dystrybucji, przesyle i consultingu. Publicysta rynku energii, konsultant systemowy dla administracji i Parlamentu. Współzałożyciel i pierwszy prezes PIME oraz Hydrogen Poland. Zarządza PIME, prowadzi szkolenia z magazynowania energii i wodoru. Koordynator projektów dot. rynku magazynowania energii i mapy drogowej gospodarki wodorowej w Polsce.

## Luka inwestycyjna a rynek mocy

W ocenie Polskiej Izby Magazynowania Energii i Elektromobilności, w perspektywie dekady rynek mocy musi zostać zastąpiony przez rynek usług elastyczności (non-fossil flexibility), oparty na co najmniej 10-letnich kontraktach, co jest warunkiem koniecznym dla bankowalności nowych projektów.

Kiedy powstanie taki nowy rynek, powinno się umożliwić migrację z rynku mocy (starego mechanizmu) do nowego systemu wsparcia. Branża potrzebuje mechanizmu Revenue Stacking, pozwalającego łączyć przychody z dyspozycyjności (rynek mocy i jego następcą - rynek elastyczności) z wynagrodzeniem za wsparcie systemowe i arbitraż.

Kluczowym elementem nowej architektury musi być mechanizm wynagradzania elastycznej produkcji oraz „odwrocony DSR”, który premiuje zwiększony pobór energii w okresach jej nadpodaży z OZE, zapobiegając nierynkowemu ograniczaniu generacji, czyli curtailmentu. Premiowane powinno być też "magazynowanie energii w produktach", właśnie dzięki wykorzystaniu nadpodaży zielonej energii, co pozwoli się polskiemu przemysłowi rozwijać, przyciągać inwestycje i zwiększać konkurencyjność.



## Cable Pooling – Teoria a Praktyka

W ciągu 10–15 lat cable pooling powinien stać się standardem optymalizacji technicznej infrastruktury, a nie wyjątkiem wymagającym walki z operatorem. Jako PIME i branża magazynowania energii dążymy do modelu, w którym magazyn energii pełni rolę aktywnego bufora bezpieczeństwa, umożliwiając dynamiczne zarządzanie przyłączem w czasie rzeczywistym.

W ocenie PIME rozwiązanie problemu leży w pełnej automatyzacji procesów przyłączeniowych i transparentności danych o rozwoju sieci, co wyeliminuje obecną uznaniowość OSD i pozwoli na efektywne współdzielenie przyłączy przez farmy wiatrowe, słoneczne i magazyny.

## Magazyny to nie tylko Li-Ion

Choć obecnie dominują baterie litowo-jonowe, w perspektywie 10 lat system ulegnie dywersyfikacji technologicznej. Powszechne staną się technologie długoterminowe (LDES), takie jak magazyny w skroplonym powietrzu (LAES), charakteryzujące się dużą skalowalnością, oraz magazyny sodowo-siarkowe (NaS) i przepływowe (np. wanadowe VRB), które oferują dłuższą żywotność i bezpieczeństwo pożarowe.

Fundamentalną rolę odegrają wielkoskalowe magazyny ciepła, zdolne do sezonowego przenoszenia nadwyżek zielonej energii z lata na zimę. W Polsce, szczególnie przy dużych elektrociepłowniach w największych miastach już buduje się takie instalacje, a przykłady np. z Danii pokazują skalowalność magazynów ciepła w gruncie.

## Taryfy dynamiczne i agregatorzy

Wedle wizji PIME i naszych firm, przyszłość to system oparty na powszechnych taryfach dynamicznych, nie tylko w obrocie, ale i w dystrybucji energii. Pozwoli to agregatorom na inteligentne zarządzanie tysiącami małych magazynów i urządzeń elastycznych (pompy ciepła, EV), optymalizując ich pracę w oparciu o sygnały cenowe. Aby to osiągnąć, musimy znieść barierę „jednego POB na PPE” i wprowadzić standardy automatycznej odpowiedzi strony popytowej, gdzie prosument lub zakład przemysłowy zarabia na realnym wspieraniu stabilności sieci.

## Misja PIME – architektura rynku i edukacja

Naszą misją jest wdrożenie strategii Sector Coupling, czyli głębokiej integracji elektroenergetyki, ciepłownictwa i przemysłu. Zajmujemy się nie tylko działalnością na rzecz rozwoju magazynowania energii, ale także wykorzystania energii z OZE do elektryfikacji przemysłu i ciepłownictwa - z wykorzystaniem magazynów energii elektrycznej i ciepła.

Kluczowe jest też „magazynowanie energii w produkcie” – wykorzystywanie taniej, zielonej energii w godzinach nadwyżek do energochłonnych procesów przemysłowych lub produkcji ciepła, przy wsparciu magazynowania energii i ciepła.

PIME edukuje rynek w zakresie zarządzania energią (EMS) i strategii łączenia wielu strumieni przychodów, dążąc do uznania magazynowania za pełnoprawny, trzeci filar energetyki, co wymaga uproszczenia koncesji na magazynowania i koncesji na obrót (optymalnie do modelu „two-in-one”) i równego traktowania magazynów z konwencjonalnymi źródłami.

## Asymetria kompetencji i standardy kontraktowe

W erze usług elastyczności inwestorzy muszą dysponować narzędziami klasy Digital Twin, które pozwalają na niezależną weryfikację strategii sterowania narzucanych przez agregatorów i kontrolę degradacji aktywów.

Potrzebujemy standaryzacji produktów elastyczności w instrukcjach sieciowych (IRiES), aby umożliwić transparentne rozliczanie usług takich jak „black-start”, regulacja napięcia czy praca wyspowa.

Symetria w umowach musi gwarantować właścicielom magazynów rekompensaty za nierynkowe polecenia operatorów, chroniąc ich przed stratami wynikającymi z awaryjnego wspierania systemu kosztem własnych strategii handlowych.

# Jacek Ziótkowski

Jacek Ziótkowski jest przedsiębiorcą z wieloletnim doświadczeniem w budowaniu i rozwijaniu relacji biznesowych pomiędzy Szwecją a Polską. Działa na styku obu rynków, współpracując z firmami przy projektach o charakterze międzynarodowym. Pełni funkcję Vice Chairman of the Swedish-Polish Chamber of Commerce, gdzie angażuje się w inicjatywy wspierające współpracę gospodarczą oraz rozwój relacji pomiędzy przedsiębiorstwami z obu krajów.

## ***Szwedzkie koncerny (Volvo, IKEA) coraz częściej wymagają od swoich poddostawców "zielonego łańcucha dostaw". Czy polskie firmy bez dostępu do taniej i czystej energii zaczną wypadać z tego łańcucha?***

Szwedzkie koncerny coraz wyraźniej oczekują od swoich dostawców pełnej zgodności z zasadami „zielonego łańcucha dostaw”. Wymogi dotyczące śladu węglowego, przejścia na odnawialne źródła energii oraz transparentnego raportowania emisji stają się standardem. Brak dostępu do taniej i czystej energii może realnie osłabić konkurencyjność polskich przedsiębiorstw. Firmy, które nie zredukują swojego śladu węglowego i nie dostosują się do rosnących wymogów ESG, ryzykują stopniowe wypadnięcie z międzynarodowych łańcuchów dostaw.

## ***Szwecja odniosła sukces w dekarbonizacji ciepłownictwa systemowego. Jakie bariery regulacyjne w Polsce blokują transfer tych technologii (pompy ciepła dużej mocy, odzysk ciepła z odpadów) do naszych miast?***

Szwecja zdołała zdekarbonizować ciepłownictwo systemowe dzięki jasnym regulacjom, stabilnym ramom inwestycyjnym i konsekwentnemu promowaniu technologii takich jak duże pompy ciepła, odzysk ciepła odpadowego czy spalarnie odpadów z odzyskiem energii. W Polsce transfer tych technologii napotyka na bariery regulacyjne: system taryfowy nie premiuje inwestycji w nowe technologie, brak stabilnych zachęt do modernizacji, niejasne przepisy dotyczące ciepła odpadowego oraz zbyt wolna implementacja unijnych regulacji. Technologie, które w Szwecji stały się standardem, w Polsce rozwijają się stosunkowo wolno.

## ***Jakie niestabilności w polskim prawie energetycznym są obecnie największą przeszkodą dla szwedzkiego kapitału chcącego inwestować w Polsce w OZE i magazyny energii?***

Największą barierą dla szwedzkich inwestorów w OZE i magazyny energii jest niestabilność regulacyjna — częste zmiany prawa, brak przewidywalności i niejasne zasady dotyczące przyłączeń, taryf oraz mechanizmów wsparcia. Mimo że Polska wprowadza reformy mające ułatwić inwestycje, rynek wciąż postrzegany jest jako posiadający wysokie ryzyko regulacyjne.

# Barbara Lempp

Prezeska Energy Traders Europe. Barbara Lempp studiowała prawo w Marburgu, Konstancji i Heidelbergu. W latach 2013–2023 pełniła funkcję dyrektora zarządzającego EFET Germany, a od lipca 2021 r. jest dyrektorem operacyjnym EFET, obecnie Energy Traders Europe. Od 2014 r. jest organizatorką największej w Niemczech sieci kobiet w branży energetycznej Energie FNE, liczącej 430 członków.

## ***Jakie bariery regulacyjne w Polsce w największym stopniu utrudniają realizację „Konwergencji 2.0” oraz pełną integrację polskiego rynku hurtowego z rynkiem europejskim? Jakie koszty ponosimy z powodu braku tego połączenia?***

Główną barierą regulacyjną utrudniającą realizację „Konwergencji 2.0” oraz pełną integrację polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej z rynkiem europejskim jest systematyczne niewykorzystanie transgranicznych zdolności przesyłowych, spowodowane przede wszystkim ograniczeniami alokacyjnymi stosowanymi przez polskiego operatora systemu przesyłowego (OSP).

Zgodnie z raportem ACER dotyczącym monitoringu rynku (2025 r.) ograniczenia alokacyjne nałożone przez polskiego OSP ograniczyły wymianę transgraniczną w 31% wszystkich godzin w ramach połączenia rynków jednodniowych. Choć udział ten zmniejszył się w ostatnich latach, pozostaje on wyjątkowo wysoki w porównaniu z innymi rynkami UE i stanowi istotną barierę dla efektywnego handlu transgranicznego.

Ograniczenia te uniemożliwiają polskiemu rynkowi energii elektrycznej pełne czerpanie korzyści z integracji rynków europejskich. Z systemowego punktu widzenia lepsze wykorzystanie połączeń międzysystemowych pozwoliłoby zwiększyć bezpieczeństwo dostaw, zmniejszyć zapotrzebowanie na mechanizmy zdolności przesyłowych, a także poprawić elastyczność i odporność systemu. Koszty ekonomiczne wynikające z niewystarczającej integracji ponoszą przede wszystkim konsumenci.

Ogólna uwaga dotycząca wymogów regulacyjnych na rynku polskim: polskie przepisy stanowią prawdziwy problem dla podmiotów zajmujących się handlem energią. Na uczestników rynku nakładane są liczne wymogi sprawozdawcze, a co roku dochodzi do tego cały zestaw „jednorazowych” wniosków o sprawozdania. W połączeniu z rygorystycznym systemem licencyjnym zniechęca to do udziału w rynku. Ponadto rynek terminowy w Polsce jest zorganizowany jako OTF, co sprawia, że ma on charakter bardzo fizyczny i jest nieelastyczny, utrudniając zabezpieczenie pozycji i uniemożliwiając podmiotom finansowym wejście na rynek. Skutkiem tego jest bardzo niska płynność.

***Czy w świetle bezpieczeństwa energetycznego mechanizmy rynkowe i handel transgraniczny są wystarczające, aby zagwarantować dostawy? Czy też konieczne są mechanizmy zdolności przesyłowych?***

Popieramy dobrze funkcjonujące, połączone i konkurencyjne rynki energii elektrycznej, które zapewniają odpowiedni poziom i strukturę wytwarzania energii, aby skutecznie zaspokajać potrzeby konsumentów. Zwiększona przepustowość transgraniczna i jej efektywne wykorzystanie mogą odegrać kluczową rolę w rozwiązywaniu problemów związanych z adekwatnością zasobów.

❶ Polska ocena adekwatności zasobów (NRA) znacznie nie docenia korzyści płynących z integracji transgranicznej. W rezultacie połączenia międzysystemowe nie są traktowane jako zasób strategiczny równoważny z mocami krajowymi, co wzmacnia preferencję dla rozwiązań krajowych. Zalecamy dokonanie przeglądu tej oceny przed wprowadzeniem jakichkolwiek mechanizmów mocy.

Naszym głównym zastrzeżeniem jest to, że każdy mechanizm zdolności wytwórczych musi zachować dokładne i niezakłócone sygnały cenowe na rynku energii. Zalecamy, aby każdy taki mechanizm był starannie zaprojektowany w celu ochrony prawidłowego kształtowania się cen i wdrażany dopiero po wyczerpującym zbadaniu innych opcji.



## ***W jaki sposób rozwój energetyki jądrowej i jej sztywna produkcja obciążenia podstawowego wpłyną na płynność rynku śróddziennego? Czy wymaga to wprowadzenia nowych produktów handlowych?***

Jako stowarzyszenie przestrzegamy ścisłej neutralności technologicznej. Z punktu widzenia struktury rynku rozwój energii jądrowej jako technologii obciążenia podstawowego nie wymaga sam w sobie zmian w strukturze rynku śróddziennego ani wprowadzenia nowych produktów handlowych.

Kilka krajów europejskich już obecnie eksploatuje systemy elektroenergetyczne o znacznym udziale energii jądrowej, a ich rynki śróddzienne funkcjonują sprawnie i charakteryzują się wystarczającą płynnością.

Ważniejszy od technologii wytwarzania jest model dyspozycji. Zalecamy stosowanie w Polsce dyspozycji rynkowej. Centralna dyspozycja prowadzona przez OSP może osłabić zachęty rynkowe, ograniczyć zdolność uczestników do zarządzania pozycjami w czasie zbliżonym do rzeczywistego, a ostatecznie osłabić płynność rynku śróddziennego.

## ***Jakie elastyczne rozwiązania rynkowe z rynków zachodnich powinna wdrożyć Polska, aby poradzić sobie z rosnącym udziałem OZE bez nadmiernych ograniczeń?***

Uważamy, że obecna struktura rynku jest w pełni zdolna do obsługi rosnącego udziału niestabilnych odnawialnych źródeł energii, pod warunkiem że będzie mogła funkcjonować efektywnie i bez zakłócających interwencji. Najważniejszym rozwiązaniem zapewniającym elastyczność jest utrzymanie prawidłowych sygnałów cenowych we wszystkich przedziałach czasowych.

Ceny wynikające z niedoboru i nadwyżki mają zasadnicze znaczenie dla zachęcania do inwestycji w opcje elastyczności. W przypadku Polski kluczową lekcją płynącą z rynków zachodnich nie jest wprowadzenie nowych lub odrębnych rynków elastyczności, ale wzmocnienie istniejących: płynny obrót śróddzienny, dyspozycja rynkowa, dostęp do usług bilansujących i pomocniczych dla wszystkich technologii oraz jasne, neutralne technologicznie sygnały cenowe.



***W jaki sposób sektor handlu energią wycenia ryzyko związane z dekarbonizacją ogrzewania? Czy rynek hurtowy jest gotowy na nowe wolumeny wynikające z elektryfikacji tego sektora?***

Elektryfikacja ogrzewania w postaci pomp ciepła stanowi wyzwanie w postaci wyższego zapotrzebowania na energię elektryczną oraz zmienności sezonowej. Aby właściwie im sprostać, podmioty handlowe pomagają zarządzać ryzykiem cenowym na rynkach terminowych, wykorzystując kontrakty terminowe takie jak umowy PPA. Nowe elastyczne aktywa, takie jak pompy ciepła czy samochody elektryczne, stanowią szansę w zakresie zapewniania elastyczności. Z perspektywy systemu elastyczne zasoby pomagają wyrównać szczyty zapotrzebowania, zintegrować większy udział zmiennych źródeł odnawialnych oraz zmniejszyć zapotrzebowanie na kosztowną energię rezerwową, przekształcając ogrzewanie elektryczne z potencjalnego wyzwania w zasób systemowy.

***Czy konkurencyjność europejskiego przemysłu jest możliwa do utrzymania w ramach obecnego modelu cen marginalnych? Czy reforma struktury rynku energii powinna zmierzać w kierunku umów długoterminowych, takich jak PPA lub CfD?***

Konkurencyjność europejskiego przemysłu może pozostać zrównoważona w ramach obecnego modelu cen marginalnych, pod warunkiem że zostanie uzupełniona przez dobrze funkcjonujące instrumenty zabezpieczające oraz opcje zawierania umów długoterminowych. Model cen marginalnych stanowi efektywny system rynkowy, który udowodnił swoją odporność, w tym podczas niedawnego kryzysu energetycznego. Co istotne, ceny marginalne i umowy długoterminowe nie wykluczają się wzajemnie. W szczególności umowy PPA umożliwiają producentom i konsumentom ustalenie cen z wieloletnim wyprzedzeniem, wspierając finansowanie nowych niskoemisyjnych aktywów wytwórczych, a jednocześnie zapewniając odbiorcom przemysłowym większą stabilność cenową.

# Aleksander Tretyn

Prezes Zarządu Stowarzyszenia „Z energią o prawie” (ZEOP). Ekspert z zakresu transformacji energetycznej i polityki regulacyjnej. Stowarzyszenie ZEOP skupia praktyków prawa energetycznego i specjalistów ds. regulacji, aktywnie uczestnicząc w debacie publicznej na temat kształtu legislacji energetycznej w Polsce i Unii Europejskiej.

## *Scenariusze strategiczne w zderzeniu z rynkiem*

Krajowe dokumenty strategiczne, takie jak PEP2040 czy KPEiK, powinny wyznaczać wiarygodny kierunek transformacji energetycznej, ale w praktyce zbyt często są przyjmowane z opóźnieniem, które ogranicza ich realną wartość. Proces ich przygotowania i uzgadniania trwa tak długo, iż w momencie publikacji część założeń jest już niespójna z aktualną sytuacją rynkową, technologiczną i kosztową. W efekcie strategia, zamiast wyprzedzać rzeczywistość i porządkować proces transformacji, zaczyna ją jedynie opisywać z opóźnieniem.

Dobrym przykładem jest rozwój fotowoltaiki. Założenia przyjęte w PEP2040 bardzo szybko zostały przekroczone przez rzeczywistą dynamikę rynku, zwłaszcza za sprawą rozwoju segmentu prosumenckiego. To pokazuje, że niektóre cele strategiczne są formułowane zbyt ostrożnie i w momencie przyjęcia nie odzwierciedlają już realnego potencjału technologicznego ani inwestycyjnego.

Dobra strategia transformacji powinna spełniać jednocześnie trzy warunki: być ambitna, wykonalna i zakorzeniona w aktualnych realiach gospodarczych. Tymczasem w Polsce cele strategiczne są niejednokrotnie niedoszacowane. Rynek nie rozwija się według ścieżki zapisanej w dokumentach rządowych, lecz według własnej logiki ekonomicznej, technologicznej i regulacyjnej. To nie strategie wyznaczają dziś kierunek transformacji, lecz rynek coraz częściej weryfikuje trafność strategii. Jeżeli dokumenty rządowe mają odzyskać znaczenie, muszą być aktualizowane szybciej, opierać się na bardziej realistycznych danych i pełnić funkcję narzędzia zarządczego, a nie jedynie formalnego drogowskazu.

## ***Legalność polskiego łańcucha dostaw***

Rozwój local contentu w Polsce powinien być jednym z kluczowych celów transformacji energetycznej, ponieważ skala planowanych inwestycji będzie w najbliższych latach liczona w setkach miliardów, a docelowo nawet w bilionach złotych. W interesie Polski oraz całej Unii Europejskiej leży to, aby jak największa część tej wartości pozostawała w gospodarce europejskiej i krajowej, zamiast zasilać wyłącznie zewnętrzne łańcuchy dostaw. Dzisiejsze uwarunkowania geopolityczne jasno pokazują, że bezpieczeństwo dostaw komponentów, technologii i usług nie może być traktowane wyłącznie jako kwestia kosztowa, lecz jako element bezpieczeństwa gospodarczego i strategicznego.

Obecnie łańcuch dostaw dla inwestycji energetycznych, w tym OZE, pozostaje w dużym stopniu zglobalizowany, a istotna część komponentów nadal pochodzi z rynków azjatyckich. Z jednej strony local content w Polsce rzeczywiście rośnie, zwłaszcza w sektorze odnawialnych źródeł energii, ale z drugiej wciąż zbyt często pełni rolę podwykonawcy, a nie dostawcy kluczowych technologii o najwyższej wartości dodanej. To oznacza, że polski udział w transformacji rośnie ilościowo, ale nie zawsze przekłada się na trwałe wzmocnienie krajowych kompetencji przemysłowych i technologicznych.

Naszym celem powinno być nie tylko zwiększanie udziału krajowych firm w realizacji projektów, ale przede wszystkim budowa silnego, zintegrowanego zaplecza technologicznego i przemysłowego.

## ***Sprawiedliwa transformacja w przepisach***

Śląsk w najbliższych latach pozostanie jednym z kluczowych centrów krajowego przemysłu, jednak równolegle trzeba uwzględnić zmianę geograficznej struktury polskiego systemu elektroenergetycznego. Wraz z rozwojem morskiej energetyki wiatrowej oraz planowanych inwestycji jądrowych, coraz większa część nowych mocy wytwórczych będzie koncentrować się w północnej części kraju, co powinno skłaniać do poważnej debaty o nowym rozmieszczeniu przemysłu energochłonnego. Powinniśmy dążyć do stworzenia takich instrumentów regulacyjnych i inwestycyjnych, które pozwolą części nowych przedsięwzięć przemysłowych lokować się bliżej ośrodków wytwarzania energii.

Taki kierunek był już częściowo sygnalizowany w debacie publicznej, między innymi w kontekście postulowanych specjalnych stref energetycznych czy Stref Zrównoważonego Rozwoju Przemysłu, pojawiających się również w dyskusji deregulacyjnej. Dotychczas jednak nie przełożyło się to na wdrożenie konkretnych, trwałych rozwiązań ustawowych. A właśnie tego dziś najbardziej brakuje, nie ogólnych deklaracji, lecz mechanizmów, które w sposób przewidywalny i długoterminowy obniżą koszty energii dla odbiorców energochłonnych oraz zmniejszą ryzyka związane z lokalizacją nowych ośrodków przemysłu.

# Filip Marcinkowski

Członek Stowarzyszenia „Z energią o prawie”, radca prawny. Ekspert z szerokim doświadczeniem w sektorze energetycznym. Specjalizuje się w prawie energetycznym, zagadnieniach infrastrukturalnych oraz kwestiach środowiskowych. Doświadczenie zdobyte m.in. w Urzędzie Regulacji Energetyki pozwala mu łączyć perspektywę rynkową z głębokim rozumieniem mechanizmów nadzoru. Posiada unikalną praktykę we współpracy z organizacjami międzynarodowymi (ACER, CEER, ERRRA) oraz przy projektach finansowanych z UE. W ramach ZEOP wspiera działalność analityczną, koncentrując się na europejskim i krajowym kontekście legislacyjnym transformacji.

## ***Absolutny priorytet legislacyjny***

Nie sposób jednoznacznie ocenić, jaka zmiana ma obecnie kluczowe znaczenie dla przyspieszenia transformacji. Podejście w sektorze elektroenergetyki winno być holistyczne, zatem z perspektywy systemu należy uwzględniać synergii oraz wzajemne oddziaływanie. W ostatnim czasie – coraz częściej – projektowane akty prawne oddziałują na szereg elementów a także zróżnicowane sektory. Mowa tu m.in. o kwestiach dotyczących zarówno sektora elektroenergetycznego, ciepłowniczego czy gazowego. Perspektywa sektora elektroenergetycznego stoi obecnie przed szeregiem wyzwań. Każda ze zmian niesie ze sobą zróżnicowane skutki – rozwój sektora wiatrowego, fotowoltaicznego, czy magazynowania energii. Obok tego pojawia się również transport, jego dekarbonizacja, elektromobilność, sektor gazowy, a finalnie przemysł, który w istocie jest trzonem gospodarki krajowej. Każdy z tych aktów jest zatem ważny – istotne jest jednak, kto jest jego odbiorcą. Dziś wyzwaniem nie jest brak jednej ustawy, lecz potrzeba sprawiedliwie zaprojektowanej transformacji energetycznej, która równoważy cele klimatyczne, konkurencyjność gospodarki oraz bezpieczeństwo energetyczne.

## ***Legislacja a konkurencyjność gospodarki***

Największy problem nie polega dziś na samym wdrażaniu unijnych pakietów klimatycznych, tylko na tzw. gold-platingu, czyli projektów wykraczających ponad wymogi UE oraz wdrażających dodatkowe procedury, opłaty, warstwy sprawozdawcze i ograniczenia. Potwierdzeniem świadomości Rządu jest fakt, że od 22 maja 2025 r. wprowadzono zasadę o informowaniu w OSR na temat każdej regulacji wykraczającej poza minimum prawa UE. Problem nadregulacji został zatem rozpoznany systemowo. W Polsce można zaobserwować asymetrię między obowiązkiem dekarbonizacji a krajowymi warunkami wykonania. Prawo bowiem najpierw wdraża obowiązki kosztowe, aniżeli usuwa bariery inwestycyjne. Przykłady z brzegu obejmują zbyt długie pozwolenia, nadmiar dokumentów przyłączeniowych, restrykcje dla onshore, czy bariery dla linii bezpośrednich.

## ***Prawo a uelastycznienie ciepłownictwa***

Kwestia ciepłownictwa systemowego jest istotnym elementem, który w najbliższym czasie stanie się tematem przewodnim, wobec planów utworzenia dedykowanych dokumentów dla tego sektora zarówno na poziomie krajowym, jak i unijnym. W kontekście przedsiębiorstw ciepłowniczych kluczowe zagadnienia obejmują tzw. sector coupling oraz technologie Power 2 Heat. Innymi słowy uruchamianie technologii P2H może być uzasadnione w momencie niskich cen energii elektrycznej. W kontekście mechanizmów regulacyjnych istotne są uwzględnienie w kwalifikacji danego systemu ciepłowniczego jako efektywnego energetycznie ciepła wytworzonego w pompach ciepła, czy wprowadzenie dedykowanej taryfy dystrybucyjnej dla pomp ciepła i kotłów elektrodowych. Dedykowana taryfa mogłaby być powiązana z wymogiem sterowalności instalacji. W takim modelu pompy ciepła i kotły elektrodowe stają się nie tylko odbiorcami energii, lecz również zasobem elastyczności systemu. Jej głównym efektem byłoby przekształcenie instalacji grzewczych z pasywnego odbiorcy energii w aktywny element stabilizujący system poprzez elastyczne zarządzanie popytem.



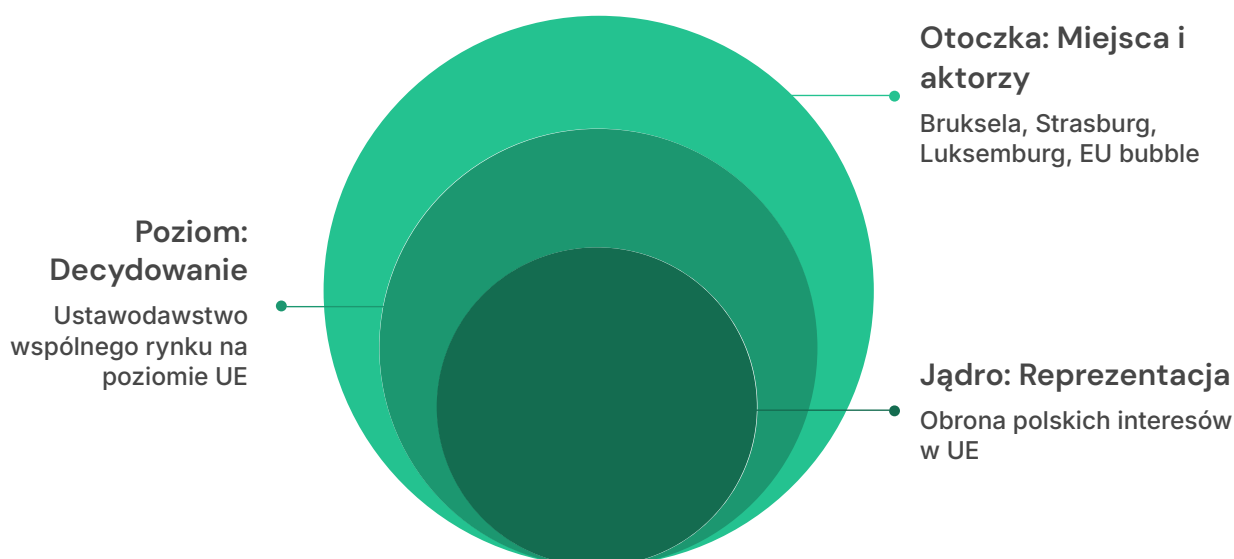
# Dariusz Dybka

Główny Doradca BSP w Brukseli. Ekspert ds. Zrównoważonego rozwoju, pracował nad Europejskim Zielonym Ładem, handlem emisjami, dekarbonizacją oraz wpływem polityk klimatycznych na zachowania konsumentów. Posiada doświadczenie pracy w administracji publicznej, dyplomacji, think tankach oraz procesie ONZ. Członek Komitetu ds. Zgodności Protokołu z Kioto (2012-2016). Stypendysta Lantosa w 2007 r. Pracował przy Konferencji UNFCCC w Poznaniu w 2008 r., brał udział w pierwszej polskiej prezydencji w Radzie UE w roku 2011 r. Od 2018 r. doradca sektora prywatnego ds. energii i klimatu. Prowadził praktykę Sustainability w brukselskim biurze Edelman Global Advisory. W 2024 r. dołączył do Business Science Poland w Brukseli jako główny doradca.

## *Jaka jest skuteczność Polskiego Lobbyingu*

Z perspektywy Brukseli dokładnie widać proces tworzenia prawa. Jak skuteczny jest polski biznes w kształtowaniu unijnych dyrektyw klimatycznych na bardzo wczesnym etapie? Czy jako kraj wyprzedzamy trendy regulacyjne, czy jedynie reagujemy na gotowe dokumenty przygotowane przez inne państwa członkowskie?

Rzecznictwo polskich interesów jest kluczowe w Brukseli. Większość ustawodawstwa dotyczącego wspólnego rynku, kształtuje się na poziomie UE. To nadal może być dyskusja pomiędzy stolicami, lecz często ma miejsce właśnie na obrzeżach rad sektorowych, na które przyjeżdżają ministrowie czy na sesjach Parlamentu Europejskiego. Same sesje mogą mieć miejsce w Strasbourgu czy w Luksemburgu, jak w przypadku ministrów, natomiast tak zwany EU bubble, to pracownicy instytucji, których większość jest jednak w Brukseli.





Na przykładzie takie wydarzenia jak Kongres ds. Konkurencyjności i Bezpieczeństwa - Competitiveness and Security Business Summit, który BSP organizuje w Brukseli - możemy pokazać jak ważne są spotkania na co dzień. Dzięki kontaktom naszym i naszych członków, jesteśmy w stanie wyselekcjonować kluczowych interesariuszy i upewnić się, że ich wypowiedzi ukształtują odpowiednią retorykę. Sukces legislacyjny to jest waga argumentów, ale także sposób ich przekazania. Dzięki naszej obecności przy Belliard 40 - jesteśmy rozpoznawani przez inne organizacje sektorowe i polityczne.

W moim wypadku, legislacja środowiskowa i gospodarcza jest kształtowana w cyklach pięcio czy dziesięcioletnich. Aby nie dać się zaskoczyć kolejnym Czystym Ładem, dzisiaj rozmawiamy już o planach na latach 2030-2040 oraz nowych ramach finansowych UE. Przełomowe legislacje dotyczą roku 2035 i staramy się brać udział w konsultacjach publicznych, które planują prawo z wyprzedzeniem.

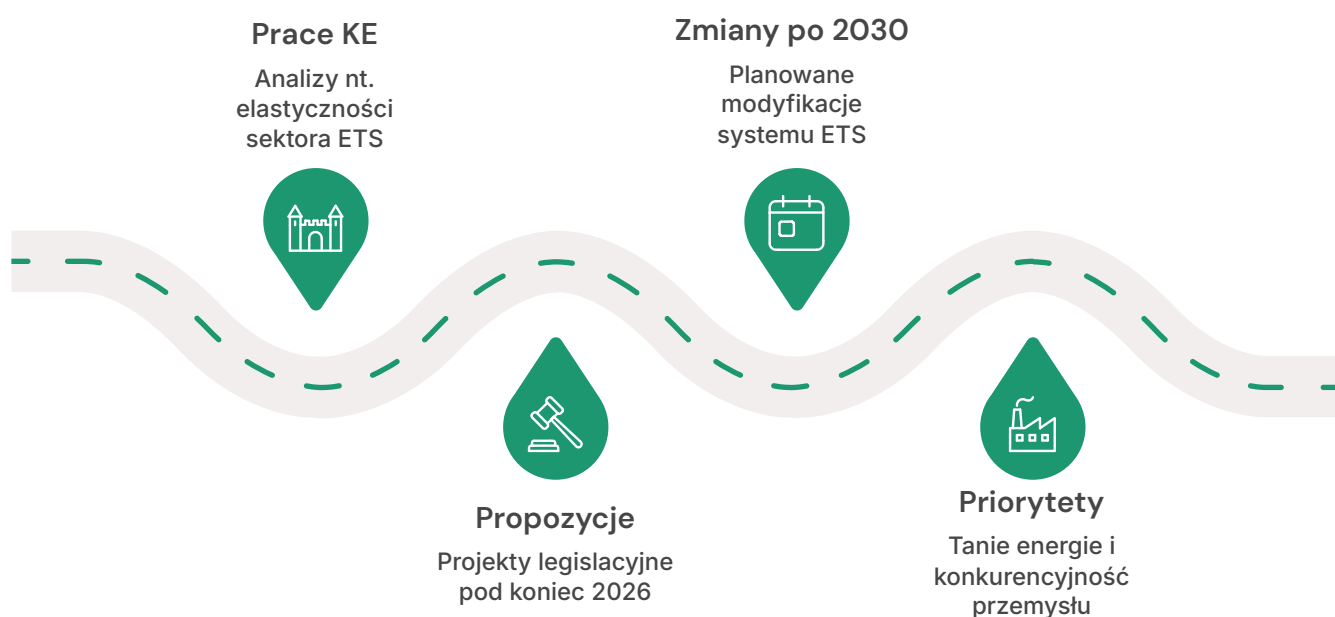


***Koszty Systemu ETS System handlu emisjami pochłania ogromne środki krajowych firm. Czy z punktu widzenia doradców w Brukseli system ten nadal stymuluje innowacje technologiczne, czy przekształcił się w narzędzie drenażu kapitału, które blokuje budżety inwestycyjne polskich przedsiębiorstw?***

Dla sektora przemysłowego najważniejsze jest, aby przychody z systemu handlu emisjami, wracały do przemysłu. Ponowne wykorzystanie środków oraz ich lewarowanie poprzez fundusze publiczne i prywatne stanowi o przewadze konkurencyjnej oraz innowacji całej gospodarki.

Prace Komisji Europejskiej oraz Rady Europejskiego wskazują, iż nowa dekada handlu emisjami powinna zaadresować dwa nowe zjawiska. Po pierwsze płynność rynku ETS powinna być zachowana po roku 2030. Nie powinno być tak, że pod koniec kolejnej dekady nie ma uprawnień do handlu oraz ich cena jest bardzo wysoka. Można tutaj wykorzystać mechanizm rezerwy cenowej oraz tzw. bank uprawnień. W podobnym celu są do wykorzystania uprawnienia międzynarodowe z Porozumienia Paryskiego. Powinny być wykorzystane właśnie jako stabilizator ceny oraz płynności na rynku uprawnień CO2.

Obecnie prowadzone w KE prace nt. elastyczności pomiędzy sektorami ETS oraz nt. uprawnień międzynarodowych, przełożą się na propozycje legislacyjne pod koniec 2026. W takim duchu będą również planowane zmiany w systemie po roku 2030 - priorytetem jest zapewnienie tańszych cen energii, konkurencyjności przemysłu oraz pośrednio także dostępu do uprawnień CO2 dla przemysłu.



**Reprezentują Państwo polski biznes bezpośrednio przy unijnych instytucjach. Jakie są główne cele Business Science Poland na trwającą kadencję Komisji Europejskiej? Co stanowi obecnie priorytet numer jeden w Państwa działaniach lobbingsowych, aby nowe prawo klimatyczne realnie wspierało polską gospodarkę, zamiast nakładać na nią kolejne bariery biurokratyczne?**

Business & Science Poland reprezentuje polski biznes przy instytucjach unijnych, koncentrując swoje działania na wzmacnianiu konkurencyjności europejskiej i polskiej gospodarki w warunkach transformacji klimatycznej i cyfrowej. Głównym celem na obecną kadencję Komisji Europejskiej jest zapewnienie, aby unijna polityka przemysłowa, klimatyczna i finansowa była spójna z realnymi potrzebami przedsiębiorstw oraz wspierała inwestycje, innowacje i rozwój łańcuchów wartości w UE (komponent lokalny oraz Made in Europe). BSP podkreśla konieczność ograniczenia nadmiernych obciążeń regulacyjnych, przeciwdziałania zjawisku gold-platingu oraz zwiększenia przewidywalności i stabilności prawa, tak aby firmy mogły podejmować długoterminowe decyzje inwestycyjne.

Priorytetem numer jeden jest dziś doprowadzenie do tego, aby nowe regulacje klimatyczne – w tym te związane z dekarbonizacją przemysłu – były wdrażane w sposób neutralny technologicznie, uwzględniający specyfikę państw członkowskich oraz realne koszty transformacji.

Oznacza to potrzebę wprowadzenia mechanizmu kontroli wpływu regulacji na konkurencyjność (tzw. competitiveness check), powiązania tempa zaostrzania wymogów z dostępnością technologii i finansowania, a także wykorzystania środków z ETS na wsparcie modernizacji przemysłu. Równolegle BSP postuluje obniżenie kosztów energii, konsolidację narzędzi ochrony rynku oraz wzmocnienie instrumentów finansowych – zarówno bankowych, jak i kapitałowych – tak, aby transformacja była możliwa do sfinansowania przez polskie firmy, w tym MŚP. Celem jest model, w którym polityka klimatyczna nie stanowi bariery biurokratycznej, lecz impuls do inwestycji, wzrostu produktywności i budowy silnej, konkurencyjnej gospodarki w ramach jednolitego rynku UE.

### Kontrola wpływu

Wprowadzenie competitiveness check, ocena skutków regulacji

### Wsparcie modernizacji

Wykorzystanie środków z ETS na modernizację przemysłu



### Dostosowanie tempa

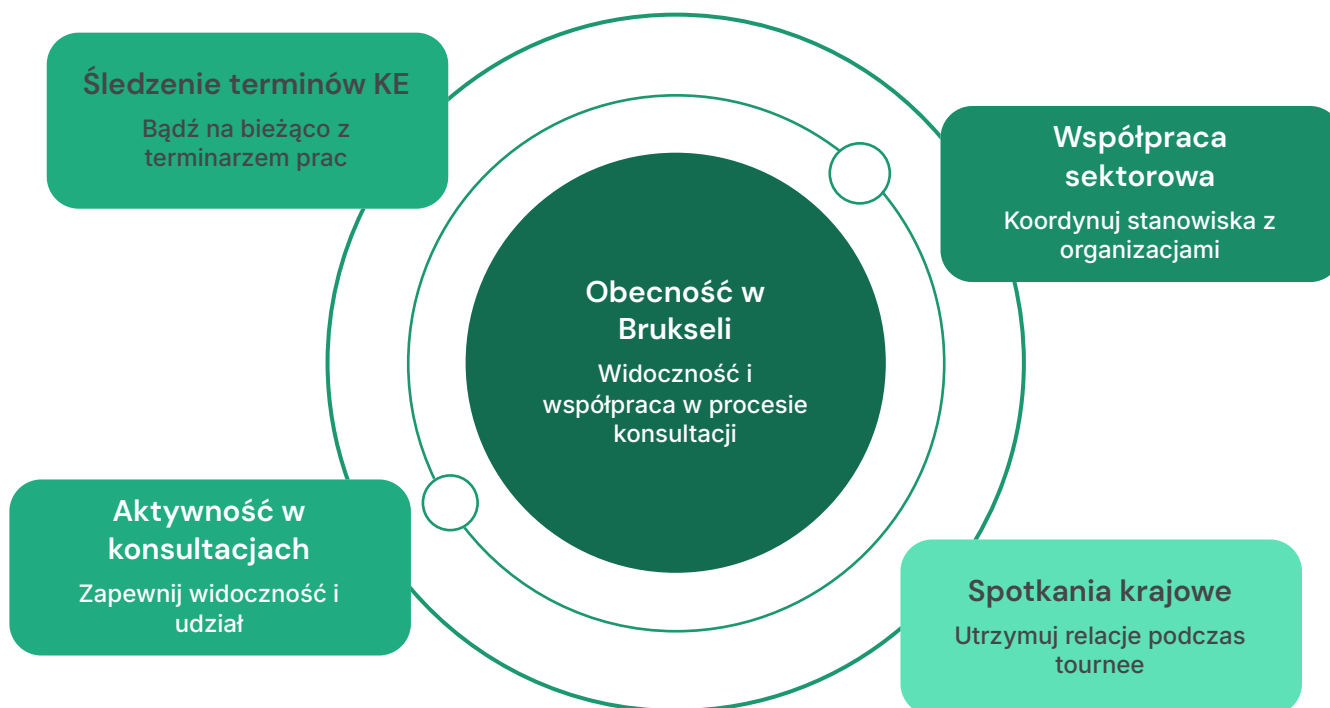
Łączenie zaostrzania wymogów z technologią i finansowaniem

### Dostęp do finansów

Obniżenie kosztów energii i wzmocnienie instrumentów finansowych

**Przywództwo w kreowaniu europejskiego prawa. Jakiego rodzaju przywództwa potrzebuje dziś krajowy przemysł, aby przestać być biorną przepisów, a zacząć aktywnie tworzyć europejską agendę klimatyczną? Czy kadry zarządzające polskimi firmami potrafią już skutecznie budować międzynarodowe koalicje w Brukseli?**

Firmy, które są obecne w Brukseli, często korzystają z pracy swoich organizacji sektorowych. W czasie konsultacji publicznych, Komisja Europejska, w pierwszej kolejności sprawdza jakie stanowisko zostało już wypracowane w organizacjach branżowych, zazwyczaj to stanowi punkt wyjścia do zmian legislacyjnych. Zatem potrzeba jest przede wszystkim współpraca oraz widoczność w procesie konsultacji. Warto być na bieżąco z terminarzem prac KE oraz od czasu do czasu pokazać się kolegom z innych organizacji krajowych. Tzw. tournee po państwach członkowskich, które wykonani komisarze np. ds budżetu czy rolnictwa, pokazuje, że instytucjom UE zależy na kontakcie z organizacjami krajowymi. Warto podtrzymywać tę współpracę. Udana wizyta w Warszawie jest często równie ważna jak dobre spotkanie w Brukseli.



Całość pracy jest widoczna w Rejestrze Transparentności UE. Firmy, które są aktywne na spotkaniach z instytucjami UE, starają się wykazać swoje postulaty również w sferze publicznej. Na przykładzie BSP, często walczyliśmy o rozpoznanie naszych stanowisk poprzez publikacje medialne, naszą stroną [www.zpbsp.com/stanowiska](http://www.zpbsp.com/stanowiska) oraz wydarzenia, które gościmy w siedzibie przy rue Belliard 40. Dobrze zaprojektowany przepis, może stanowić podstawę rozwoju całej gałęzi gospodarki. Polska już widzi swoje szanse, czy to w przestrzeni cyfrowej, bankowej czy transportowej. Obecne wsparcie nowych technologii na poziomie UE będzie owocowało także wzmocnieniem lokalnego łańcucha dostaw. Made in EUrope - to jest nowy trend rozwojowy oparty na akceleracji innowacji, ale także na podejściu wielonarodowym do biznesu, każdy oddział powinien być zorientowany na rynek lokalny, krajowy - tak żeby zostawiać tam większą część wartości dodanej.

# Część II – Biznes



# Ireneusz Fąfara

Prezes Zarządu, Dyrektor Generalny. Ekspert doskonale znający sektor paliwowy i wyzwania związane z transformacją energetyki. Praktyk zarządzania dużymi organizacjami i wielomiliardowymi projektami. W latach 2010-2017 związany z Grupą ORLEN. Jako Prezes Zarządu ORLEN Lietuva zreformował i doprowadził do zyskowności rafinerię w Możejках. Wypracował porozumienia i zakończył wieloletnie spory związane z logistyką. Znacząco zwiększył sprzedaż ORLEN Lietuva na rynkach eksportowych. Posiada wiedzę o specyfice Grupy ORLEN i zachodzących w niej procesach. Od końca lat dziewięćdziesiątych sprawował najwyższe funkcje menedżerskie w dużych spółkach publicznych i prywatnych.

## ***Jakie ryzyka dla rentowności aktywów rafineryjnych i petrochemicznych niesie ze sobą opóźnienie transformacji energetycznej własnych zakładów produkcyjnych?***

Opóźnianie transformacji energetycznej w sektorze rafineryjno-petrochemicznym oznacza narastające wyzwania ekonomiczne i regulacyjne, które w dłuższym horyzoncie mogą wpływać nie tylko na środowisko, ale też na efektywność zakładów produkcyjnych. Dlatego w realizowanej od ubiegłego roku strategii ORLENU do roku 2035 jasno wskazujemy ścieżki transformacji naszych aktywów. Przedsiębiorstwa, które nie dostosują się do zmian, będą ponosić coraz wyższe koszty związane z rosnącymi cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>. Równocześnie zaczną przegrywać z rosnącą presją konkurencyjną producentów spoza Europy. Korzystające z lokalnych surowców firmy z Bliskiego Wschodu, oparte na tanim gazie łąpkowym i objęte mniej restrykcyjnymi przepisami środowiskowymi rafinerie amerykańskie oraz instalacje azjatyckie z ich niskimi kosztami pracy i wysoką integracją z petrochemią działają w odmiennym otoczeniu kosztowym. W takich warunkach odkładanie transformacji może stopniowo ograniczać zdolność europejskich rafinerii do konkurowania cenowego.

Znaczenie mają również czynniki finansowe i wizerunkowe. Rynek kapitałowy coraz większą wagę przykładają do spójnych i wiarygodnych strategii dekarbonizacji. Brak jasno określonej ścieżki transformacji może wpływać na koszt finansowania oraz elastyczność w realizacji nowych projektów inwestycyjnych.



***Czy strategia ORLENU zakłada, że technologia SMR stanie się "game changerem" dla energetyki czy pozostanie niszowym uzupełnieniem?***

ORLEN to największy koncern energetyczny w regionie i pierwszy w Europie, który wdroży technologię BWRX-300. To element konsekwentnie realizowanej strategii wzmacniania niezależności energetycznej oraz ograniczania podatności przemysłu na zmienność rynków paliw kopalnych.

Technologia małych reaktorów modułowych (SMR) zajmuje ważne miejsce w strategii ORLEN2035 jako jeden z filarów nowoczesnej energetyki przemysłowej. Plan budowy co najmniej dwóch reaktorów BWRX 300 o łącznej mocy 600 MW do 2035 roku odzwierciedla nasze ambicje oraz długoterminową ocenę potrzeb energetycznych zakładów w Płocku i we Włocławku.

SMR-y oferują istotne korzyści środowiskowe, kosztowe i operacyjne. Szacunki wskazują, że produkcja energii w małych reaktorach jądrowych może być nawet o 30 proc. niższa niż w nowoczesnych jednostkach gazowych. Dodatkowym atutem jest wysoka stabilność dostaw energii. To kluczowe dla ciągłości procesów przemysłowych i bezpieczeństwa operacyjnego instalacji.



## ***Jak ORLEN definiuje swoją rolę w budowaniu "Bezpieczeństwa 2.0" (odporności łańcuchów dostaw) przy realizacji inwestycji energetycznych?***

W ostatnich latach bezpieczeństwo energetyczne nabrało nowego wymiaru. Dla ORLENU to jeden z trzech filarów naszej strategii. Oznacza on przede wszystkim odporność systemu i łańcuchów dostaw, opartą na dywersyfikacji źródeł energii — zwiększaniu mocy regazyfikacyjnych, rozbudowie sieci gazowych, rozwoju produkcji komponentów w kraju, a także przyspieszeniu inwestycji w źródła zeroemisyjne. Polska energetyka staje się dzięki temu największym w swojej historii placem budowy. Ten rok będzie przełomowy — z naszej pierwszej farmy wiatrowej na Bałtyku popłynie energia zdolna zasilić ponad milion polskich gospodarstw domowych. Równocześnie przyspieszamy pracę nad budową naszej kolejnej morskiej farmy wiatrowej Baltic East, która pod koniec 2025 r. wygrała aukcję mocy.

Farma Baltic Power, którą budujemy wspólnie z Northland Power, to projekt wyznaczający standardy dla całego sektora offshore w Polsce. W obecnym otoczeniu geopolitycznym ma on szczególne znaczenie - to inwestycja w niezależność oraz bezpieczeństwo energetyczne Polski i regionu. Od początku kładziemy duży nacisk na udział krajowych dostawców — zw. local content w projekcie przekroczy 21 procent. Polskie firmy dostarczają m.in. elementy fundamentów, kable czy konstrukcje stacji elektroenergetycznych. Nasza inwestycja przyczyniła się do powstania fabryki gondol dla wiatraków w Szczecinie. W ubiegłym roku w Łebie powstała baza serwisowa, która będzie obsługiwać farmę przez 30 lat. Zbudowaliśmy i uruchomiliśmy także port instalacyjny w Świnoujściu. Rodzime firmy wykonały też stację w Choczewie, badania środowiskowe oraz usługi logistyczne, zdobywając doświadczenie niezbędne do udziału w kolejnych projektach. Naszą ambicją jest podwojenie udziału local content w naszej kolejnej inwestycji offshore, czyli farmie Baltic East. Tak w praktyce wygląda nasze podejście do zapewnienia bezpieczeństwa.

Równolegle ORLEN rozwija współpracę z partnerami europejskimi, wzmacniając odporność łańcuchów dostaw w skali regionu. Doświadczenia ostatnich lat — od pandemii, przez zakłócenia na rynkach surowcowych, po ograniczoną dostępność niektórych materiałów, w tym pierwiastków ziem rzadkich — potwierdziły znaczenie dywersyfikacji i elastyczności. Połączenie krajowych kompetencji z europejską współpracą tworzy stabilne fundamenty dla długofalowego bezpieczeństwa energetycznego.

## ***W jaki sposób rosnące opłaty ETS wpływają na decyzje inwestycyjne koncernu dotyczące modernizacji istniejących aktywów energetycznych?***

Transformacja energetyczna nie jest chwilowym trendem. To długoterminowy proces, który poza celem środowiskowym ma zapewnić bezpieczeństwo i niezależność energetyczną oraz możliwie najniższe ceny energii. W naszej Strategii do 2035 roku określiliśmy gaz jako paliwo, stabilizujące system elektroenergetyczny. Dane z 2024 roku potwierdzają ten kierunek — udział odnawialnych źródeł energii w krajowej produkcji energii zbliżył się do 30 procent, a udział węgla spadł do około 57 procent.

Rosnąca rola OZE oznacza większą zmienność produkcji, dlatego kluczowe znaczenie mają stabilne i elastyczne moce bilansujące. Nowoczesne bloki gazowo-parowe (CCGT) zapewniają ciągłość dostaw energii i wysoką sprawność. Jednostki budowane przez ORLEN są przystosowane do wykorzystania wodoru i biometanu, co zwiększa ich zdolność do funkcjonowania w przyszłym, niskoemisyjnym miksie energetycznym.

Wytwarzanie energii z gazu ziemnego wiąże się z istotnie niższą emisyjnością niż produkcja oparta na węglu, co przekłada się na mniejsze obciążenia związane z systemem unijnym ETS. W krótkim i średnim okresie potrzeby bilansowania systemu oraz bezpieczeństwo dostaw uzasadniają tego typu inwestycje. Jednocześnie ORLEN uwzględnia długoterminowe trendy regulacyjne, w tym stopniowy wzrost kosztów emisji i planowane rozszerzenie systemu ETS II. Z tego względu równoległe rozwijamy odnawialne i zeroemisyjne źródła energii, z energetyką jądrową jako jednym z kluczowych kierunków.

## ***Jakie globalne trendy w dekarbonizacji przemysłu ciężkiego (hard-to-abate sectors) ORLEN zamierza wdrożyć w swoich aktywach w Polsce?***

ORLEN aktywnie działa na rzecz dekarbonizacji przemysłu ciężkiego, koncentrując się na technologiach realnych do wdrożenia. Nasze podejście opiera się na komplementarności rozwiązań: od technologii wychwytu i składowania CO<sub>2</sub>, przez rozwój odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru oraz amoniaku, po inwestycje w zero- i niskoemisyjne źródła energii.

Realizujemy największy w historii koncernu program inwestycyjny o wartości blisko 400 mld zł. Nasza strategia obejmuje projekty na różnych etapach dojrzałości technologicznej. Część rozwiązań jest już wykorzystywana operacyjnie, kolejne będą wdrażane w najbliższych miesiącach i latach.

Jednocześnie na bieżąco analizujemy zmieniające się uwarunkowania regulacyjne i mechanizmy wsparcia finansowego, które wpływają na tempo rozwoju poszczególnych technologii. Kluczowe znaczenie ma dla nas elastyczność oraz gotowość do przyspieszenia projektów istotnych z punktu widzenia transformacji. Równoległe inwestujemy w rozwój kompetencji, budując zespoły wysokiej klasy specjalistów, które są fundamentem skutecznego wdrażania innowacji.

# Rafał Kasprów

Prezes Zarządu, Orlen Synthos Green Energy (OSGE). Poza funkcją w OSGE, Rafał jest również członkiem zarządu BWRX Europe (joint venture Synthos Green Energy i GE Hitachi Nuclear) oraz BWRX Ltd w Wielkiej Brytanii. Wcześniej pełnił funkcję Prezesa Zarządu Synthos Green Energy, spółki odpowiedzialnej za dekarbonizację największej prywatnej grupy przemysłowej w Polsce, kontrolowanej przez Michała Sołowowa. Przez blisko dwie dekady był Partnerem Zarządzającym w firmie konsultingowej, doradzając wielu firmom z sektora energetycznego, naftowego, telekomunikacyjnego i towarowego, m.in.: PKN ORLEN, Synthos, Mercuria Energy Trading, Orange, Polkomtel, GE Capital, GE International, GE Hitachi Nuclear Energy, KGHM Polska Miedź i inni.

## ***Jakie przewagi ma technologia BWRX-300 nad konkurencją, że OSGE zdecydowało się właśnie na nią, mimo braku referencyjnego bloku na świecie?***

Projekt BWRX-300 to rewolucyjna technologia oparta na sprawdzonych rozwiązaniach. Może się to wydawać sprzeczne, ale to właśnie główna przewaga technologii naszego partnera GE Vernova Hitachi nad innymi SMR-ami. Rewolucyjna, bo jest to reaktor, który przez swój rozmiar i zaawansowaną modułowość konstrukcji, koszty inwestycji i czas potrzebny na jej realizację stanie się tzw. game changerem na rynku energetyki jądrowej. Reaktory i stabilna, zeroemisyjna energia dająca bezpieczeństwo energetyczne przestaje być domeną państw i państwowych gigantów energetycznych.

Sprawdzona, bo BWRX-300 jest projektem opartym na sprawdzonych rozwiązaniach. To ewolucyjny projekt (X — oznacza 10. generację reaktorów wodnych wrzących, których GE zaprojektowało blisko 100, a 67 działa do dziś). Również ważne w tym aspekcie jest to, że pierwszy blok już powstaje w Kanadzie, a niedługo prace zaczną się w USA. OSGE współpracuje z doświadczonymi podmiotami, które odpowiadają za prace w Ameryce Północnej, dzięki temu będziemy czerpać z doświadczeń niemal na gorąco i w efekcie chcemy zminimalizować liczbę możliwych problemów.

- i Postawiliśmy na BWRX-300 także dlatego, że to projekt tworzony przez nieprzypadkowe firmy — GE Vernova i Hitachi, czyli udziałowcy GE Vernova Hitachi — należą do grona największych koncernów na świecie, w samej tylko Polsce zatrudniają łącznie ponad 10 000 osób.



## ***Czy lokalizowanie SMR-ów przy zakładach przemysłowych (np. Synthos) pozwoli uniknąć kosztownej rozbudowy sieci przesyłowych?***

Zasilanie zakładów przemysłowych naszych udziałowców to tylko jeden z aspektów naszego projektu. Ale to jednocześnie kolejny argument za wyborem BWRX-300. Reaktor o mocy 300 MWe jest zbliżony mocą do większości bloków węglowych funkcjonujących w Polsce, które w perspektywie dekady czekają wyłączenia ze względów technicznych, ekologicznych, ekonomicznych. Wpasowanie się naszych reaktorów w istniejącą sieć, w miejsca które zostaną zwolnione przez węglówki, nie będzie wymagało wielomiliardowych inwestycji w rozbudowę sieci przesyłowych. A przecież te inwestycje finalnie zostaną sfinansowane przez mieszkańców i przemysł jako dodatkowa kwota w rachunku za energię. Dlatego to ważne, by na projekty energetyczne jak elektrownie jądrowe, onshore i offshore, fotowoltaika, patrzeć przez pryzmat kosztów dla całego systemu, czyli w konsekwencji dla odbiorcy energii, a nie tylko jako „suchy” koszt wybudowania 1 MWe.

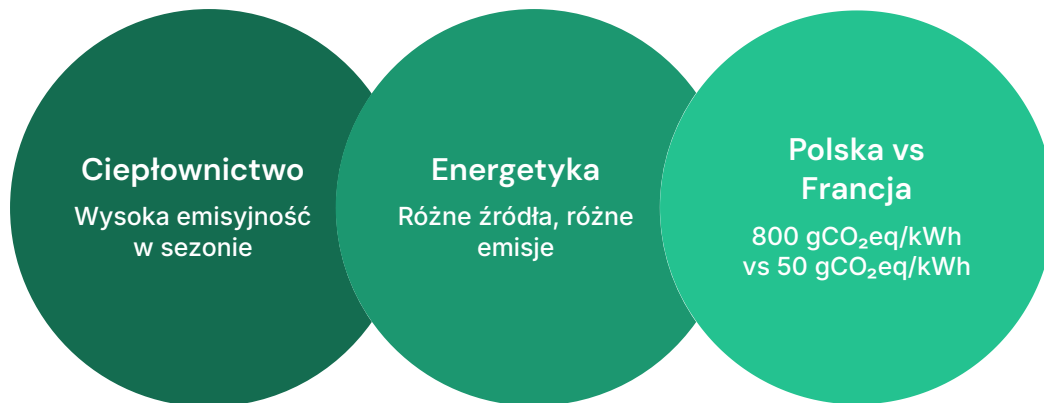
## ***Czy prywatny biznes jest w stanie udźwignąć ciężar finansowy budowy floty SMR bez mechanizmów wsparcia typu Kontrakt Różnicowy?***

Na początek ustalmy fakty: dla dużych projektów energetycznych kontrakt różnicowy w krajach UE jest standardowym instrumentem wsparcia — w tym samym modelu ma działać elektrownia jądrowa powstająca na Pomorzu, bez kontraktu różnicowego nie zaczęłaby się budowa żadnej z farm wiatrowych na Morzu Bałtyckim realizowanych zarówno przez podmioty kontrolowane przez Skarb Państwa, jak i prywatne firmy polskie, ale także zagraniczne.

To mechanizm rynkowy stabilizujący ceny i działający w całej UE. CfD działa dwukierunkowo: przy niskich cenach państwo dopłaca, przy wysokich inwestor oddaje nadwyżki. To kontrakt dzielący ryzyko i korzyści, a nie jednostronna pomoc państwa. Wspomaga realizację inwestycji, a nawet obniża jej koszty. Stanowi bowiem ważny instrument w rozmowach z instytucjami finansowymi, może przełożyć się na lepsze warunki finansowania. Bo jako prywatny inwestor, w ten właśnie sposób zamierzamy sfinansować wielomiliardowe inwestycje we flotę reaktorów BWRX-300.

## ***Czy ciepło z SMR może być realną alternatywą dla węgla w systemach ciepłowniczych największych polskich miast (Warszawa, Kraków)?***

Mijająca zima dobitnie pokazała, jakim problemem jest ciepłownictwo w Polsce. Były dni, gdy dzierżyliśmy wątpliwy tytuł światowego lidera pod względem emisyjności systemu energetycznego z emisją nawet powyżej 800 gCO<sub>2</sub>eq/kWh. Dla porównania — Francja z rozwiniętą energetyką jądrową ma emisje rzędu... 50 gCO<sub>2</sub>eq/kWh.



Chcąc zrezygnować w kraju z ogrzewania się paliwami kopalnymi, musimy de facto wymyślić ciepłownictwo na nowo. I jest to wyzwanie jeszcze większe niż transformacja energetyki. SMR-y mogą stać się częścią rozwiązania, bo reaktor jądrowy zawsze wytwarza ciepło — my dążymy do jak największej efektywności naszych elektrowni, dlatego pracujemy nad dołożeniem modułu ciepłowniczego do elektrowni z reaktorem BWRX-300 i jestem przekonany, że także w swoim domu w Warszawie będę miał ogrzewanie dzięki ciepłu z SMR-a.

### ***Jak OSGE zamierza budować kadry inżynierskie dla SMR-ów w obliczu realizacji programu "dużego atomu"?***

Tworzymy bardzo interesujący projekt, atrakcyjny dla specjalistów z branży energetyki jądrowej, nasz zespół obecnie to setka wysokiej klasy ekspertów z wszystkich niezbędnych segmentów. Ale mam pełną świadomość, że to dopiero początek, jeśli mamy sprawnie zbudować w Polsce flotę reaktorów BWRX-300. Dlatego kwestia kadr jest cały czas dla nas kluczowa — cały czas szkolimy naszych pracowników, podnosimy ich kompetencje poprzez liczne szkolenia czy to u naszych partnerów jak GE Vernova Hitachi, jak i te organizowane przez IAEA. Jestem przekonany, że OSGE to bardzo atrakcyjne miejsce pracy, które daje możliwość bycia częścią interesującego projektu.

W kontekście przyspieszenia całego projektu jądrowego w Polsce na temat pracowników trzeba patrzeć szerzej. Do zbudowania elektrowni jądrowych — zarówno pełnoskalowych, jak i SMR-ów - nie wystarczą pracownicy firm. Jeśli nie będziemy mieli kadr w instytucjach państwa zaangażowanych w proces licencjonowania i budowy, to nawet z tysiącem światowej klasy ekspertów nie ruszymy z miejsca. Tu duża rola jest do odegrania po stronie państwa w zapewnieniu odpowiednich pracowników.

# Szymon Ostrowski

Dyrektor zarządzający - zastępca CIO, PFR TFI. Doświadczony menedżer z doświadczeniem w private equity, bankowości inwestycyjnej, zarządzaniu funduszami inwestycyjnymi i fundraisingu. Od 2025 r. w PFR TFI gdzie jako dyrektor zarządzający i zastępca CIO odpowiada za nadzór nad realizacją strategii inwestycyjnych zarządzanych funduszy niepublicznych. Przed dołączeniem do PFR TFI odpowiadał za stworzenie i działanie Newport by Panattoni – luksemburskiego funduszu inwestującego w nieruchomości magazynowe w Europie.

***Jaka jest Pana wizja roli polskiego kapitału w 2040 roku? Czy PFR TFI dąży do tego, by polskie oszczędności (np. z PPK) stały się głównym właścicielem nowej, zielonej infrastruktury energetycznej, uniezależniając nas od kapitału zagranicznego?***

Według szacunków do 2040 r. Polska potrzebuje ok. 1,5–1,6 bln zł na pełną transformację energetyczną. Te prognozy jasno pokazują, że bez silnego rynku kapitałowego i mobilizacji kapitału osiągnięcie celów transformacyjnych może być trudne. W mojej ocenie kluczowe jest, aby Polacy — jako oszczędzający i inwestorzy — uczestniczyli w wartości tworzonej przez transformację. Dziś duża część krajowych oszczędności pozostaje w depozytach i instrumentach o niskiej produktywności kapitału, podczas gdy nowe inwestycje energetyczne charakteryzują się przewidywalnym cash flow - idealnym dla portfeli długoterminowych. Rozwiązaniem nie jest przejście w stronę nadmiernego ryzyka, lecz dywersyfikacja — wykorzystanie instrumentów takich jak fundusze mieszane i rozwiązania cyklu życia, które już dziś (np. w ramach PPK) udowadniają swoją efektywność.

Widzę m.in. perspektywy na wykorzystanie mechanizmów, które z jednej strony pozwolą wypełnić lukę kapitałową, z drugiej natomiast umożliwią, aby Polacy zarabiali na kolejnym skoku rozwojowym Polski.





***Jaki jest najprostszy, możliwy do szybkiego wdrożenia mechanizm finansowy, który PFR TFI mógłby uruchomić w ciągu 12 miesięcy, aby odblokować inwestycje w lokalne ciepłownictwo i sieci dystrybucyjne?***

Pod koniec zeszłego roku, przyjmując Strategię Grupy Kapitałowej PFR na lata 2026-2030, zdefiniowaliśmy 6 kierunków strategicznych, które są naszą odpowiedzią na kluczowe wyzwania, przed którymi stoi krajowa i globalna gospodarka. W obszarze transformacji i bezpieczeństwa energetycznego te wyzwania dotyczą przede wszystkim adaptacji do zmian klimatu oraz konieczności dywersyfikacji źródeł energii. Modernizacja i dekarbonizacja sektora ciepłowniczego, w tym inwestycje w systemy ciepła sieciowego oparte na odnawialnych źródłach energii oczywiście wpisują się w nasze założenia. Aktualnie GK PFR prowadzi analizy w zakresie możliwości zwiększenia finansowania ciepłownictwa i sieci dystrybucyjnych, natomiast jest zdecydowanie zbyt wcześnie, by mówić o szczegółach i konkretnych rozwiązaniach.

***Czy w Pana wizji PFR powinien ewoluować z roli "dostarczyciela kapitału" w stronę "architekta rynku", który aktywnie łączy polskie start-upy technologiczne ze spółkami skarbu państwa, tworząc narodowe czempiony technologiczne?***

W mojej ocenie śmiało możemy zdefiniować Grupę Polskiego Funduszu Rozwoju jako architekta rynku. To z resztą wynika z misji instytucji rozwoju, ale też z przyjętej pod koniec roku nowej strategii Grupy Kapitałowej PFR na lata 2026-2030. Instytucje rozwoju nie ograniczają się wyłącznie do inwestowania w technologie czy infrastrukturę. Ich rola jest zdecydowanie szersza i obejmuje tworzenie całych ekosystemów, napędzających rozwój gospodarczy i wspierających innowacje. W przypadku Grupy PFR to zadanie odzwierciedla wprost naszą misję: Inwestujemy odpowiedzialnie, mobilizując kapitał i wiedzę, aby realizować ambicje gospodarcze Polaków i umacniać odporność gospodarki. W praktyce oznacza to, że dostarczamy narzędzia, które stawiają na przedsiębiorczość, inwestycje i innowacje, tworząc przestrzeń dla dynamicznych zmian i rozwoju. Mam tu na myśli konkretne rozwiązania, takie jak PFR Deep Tech czy Innovate Poland, które są wehikułami inwestycyjnymi. W zielonej transformacji instytucje takie jak PFR odgrywają kluczową rolę — działają jak katalizatory, które przyciągają prywatny kapitał i wspierają finansowanie ambitnych projektów. Innymi słowy, w Grupie PFR tworzymy inkubatory innowacji oraz fundusze wspierające rozwój technologii o strategicznym znaczeniu dla gospodarki. Taka strategia umożliwi rozwój lokalnych kompetencji i zwiększenie konkurencyjności Polski na arenie międzynarodowej.

## ***Jaki macie pomysł na przekonanie inwestorów i rynku, że warto zaakceptować niższe zwroty w krótkim terminie w zamian za stabilność i bezpieczeństwo energetyczne w długim horyzoncie?***

Zielona transformacja to jedno z największych wyzwań gospodarczych w wymiarze globalnym. Skalę i złożoność całego procesu możemy porównać do wielkiej rewolucji przemysłowej. Jest to wyzwanie pod względem technologicznym, legislacyjnym, organizacyjnym, jak i finansowym, które wymaga zarówno wielostronnej współpracy na wielu poziomach, jak i czasu. Inwestycje w projekty transformacyjne zdecydowanie wymagają cierpliwości i długoterminowego podejścia. Ale jednocześnie warto zaznaczyć, że w pierwszej połowie 2025 r. fundusze zrównoważone (Sustainable Funds) osiągnęły medianę stopy zwrotu na poziomie 12,5%, przewyższając tradycyjne fundusze, które osiągnęły 9,2%. W dłuższym horyzoncie (np. 2019-2024), fundusze zrównoważone często wypadały lepiej lub porównywalnie do tradycyjnych.

Szczególnie mocno chciałbym podkreślić, że inwestycje w transformację energetyczną to nie tylko kwestia zwrotów finansowych, ale także strategicznego bezpieczeństwa i stabilności gospodarczej. Przytoczę tu wnioski z raportu Polskiego Instytutu Ekonomicznego "Rentowność Zielonych Inwestycji", który podkreśla, że inwestowanie w zielone technologie może zmniejszyć zależność od importu paliw kopalnych, co ustabilizuje i potencjalnie obniży ceny energii oraz umożliwi budowę bardziej partnerskich relacji energetycznych. Stworzy to też możliwość rozwoju konkurencyjności polskich przedsiębiorstw i tworzenia nowych miejsc pracy, zwłaszcza w regionach dotkniętych deindustrializacją. Jednocześnie, pobudzi to innowacje i badania naukowe.

## ***Jak PFR chce budować kompetencje przemysłowe, które będą trwale budowały przewagę polskiej gospodarki – nie tylko w horyzoncie kilku lat, ale na dekady?***

Budowanie lokalnych kompetencji przemysłowych wynika wprost z kluczowych kierunków strategicznych GK PFR, które wyznaczyliśmy na lata 2026-2030. Jako organizacja koncentrujemy się na 6 filarach: odporności gospodarczej i obronnej, innowacyjności oraz autonomii technologicznej kraju, międzynarodowej konkurencyjności polskich przedsiębiorstw, długoterminowym bezpieczeństwie finansowym Polaków i właśnie transformacji energetycznej. Wspólnym mianownikiem dla każdego z tych obszarów jest fakt, że projektujemy mechanizmy finansowania w taki sposób, by realnie wspierały rozwój krajowego przemysłu i technologii. W naszym przekonaniu to właśnie taki model — finansowanie powiązane z local content, transferem technologii, budową kompetencji oraz wsparciem polskich firm w ich ekspansji zagranicznej — gwarantuje, że strumień kapitału PFR będzie tworzył nie tylko infrastrukturę, lecz przede wszystkim trwałą wartość dodaną dla polskiej gospodarki.

# Sławomir Hinc

Dr Sławomir Hinc - Prezes Gaz-System. Posiada wieloletnie doświadczenie w branży gazowniczej, będąc bezpośrednio zaangażowanym w tworzenie koncepcji funkcjonowania krajowego operatora systemu przesyłu gazu ziemnego w Polsce począwszy od 2003 roku. W latach 2004–2008 pełnił funkcję dyrektora finansowego w spółce PGNiG Przesył. W latach 2008–2014 był członkiem Rady Nadzorczej spółki EuRoPol GAZ. W 2010 r. został powołany do Rady Zarządzającej EUROGAS w Brukseli, w której zasiadał do 2015 r.

## ***Czy Terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej w pełni zabezpiecza potrzeby nowej fali inwestycji w bloki gazowo-parowe w energetyce zawodowej (Ostrołęka, Grudziądz)?***

Tak. Pływający terminal FSRU w Zatoce Gdańskiej jest kluczowym elementem zapewnienia bezpieczeństwa dostaw gazu w warunkach rosnącego zapotrzebowania, szczególnie w energetyce. Jego uruchomienie znacząco zwiększy nasze możliwości zapewnienia odpowiedniej podaży paliwa gazowego na rynku oraz bilansowania systemu energetycznego. Z analiz wynika, że po uruchomieniu terminala FSRU krajowy system przesyłowy będzie dysponował wyraźnym marginesem bezpieczeństwa - zarówno pod względem wolumenów, jak i elastyczności pracy. Umożliwi to stabilną obsługę nowych inwestycji energetycznych oraz pozwoli aktywnie reagować na zmienne potrzeby rynku. Dodatkowo bardzo dobre wyniki badania rynku, także wśród zagranicznych partnerów, potwierdzają zasadność rozważania drugiej jednostki FSRU. Dlatego uruchomiliśmy procedurę Open Season. Pozwoli ona potwierdzić zapotrzebowanie rynkowe na drugą jednostkę FSRU w Gdańsku oraz - w przypadku zgłoszenia odpowiedniego popytu - na podjęcie decyzji inwestycyjnej.

1

### **Bezpieczeństwo dostaw**

Zapewnienie stabilnej podaży gazu

2

### **Elastyczność systemu**

Margines mocy i operacyjna adaptacja

3

### **Wsparcie inwestycji**

Obsługa nowych projektów energetycznych

4

### **Open Season**

Weryfikacja popytu na drugą jednostkę



## ***Jak spółka zamierza zarządzać siecią, gdy bloki gazowe staną się "peakerami" pracującymi nieregularnie, co utrudnia bilansowanie systemu gazowego?***

Przygotowujemy system przesyłowy na zmieniającą się rolę gazu w energetyce, w której coraz częściej pełni on funkcję stabilizującą system elektroenergetyczny. Oznacza to większą zmienność zapotrzebowania i konieczność szybkiego, precyzyjnego reagowania. W tym celu realizowany jest program inwestycyjny. Jego efektem będzie zwiększenie bezpieczeństwa zasilania, przepustowości oraz wielokierunkowości przesyłu, co pozwoli zaspokoić potrzeby odbiorców. W obszarach z przyłączonymi blokami gazowymi planowane jest utrzymywanie wyższego ciśnienia roboczego, tworzącego bufor operacyjny do szybkiego bilansowania w sytuacji nagłego uruchomienia jednostek lub wzrostu poboru gazu. Spółka planuje stopniowe zwiększanie pojemności wynajmowanych w podziemnych magazynach gazu na potrzeby własne (z 50 mln m<sup>3</sup> do 80-100 mln m<sup>3</sup>), dostosowując ich skalę do tempa rozwoju rynku oraz potrzeb odbiorców.

Równolegle rozwijamy narzędzia planistyczne oraz mechanizmy operacyjne, które pozwalają lepiej przewidywać i obsługiwać nieregularną pracę jednostek gazowych. Naszym celem jest pełne bezpieczeństwo energetyczne, którego gwarantem jest między innymi elastyczny i niezawodny system gazowy, zdolny do bezpiecznego funkcjonowania nawet przy dużej zmienności rynku.

## ***Jakie bariery techniczne uniemożliwiają masowe przyłączanie biometanowni do krajowej sieci przesyłowej i jak to zmienić?***

Nie widzimy barier, które uniemożliwiłyby przesył biometanu z wykorzystaniem krajowego systemu przesyłowego. Nasza sieć ma bardzo wysoką chłonność, a biometan spełniający wymagania jakościowe może być wprowadzany do systemu bez pogorszenia jego parametrów.

Głównym wyzwaniem są kwestie ekonomiczne i skala projektów. Dlatego rozwijamy koncepcję tzw. Instalacji Przeladunku Paliwa Gazowego umożliwiających wprowadzanie do sieci biometanu dowożonego transportem kołowym, co znacząco obniża barierę wejścia dla inwestorów. Redukuje to koszty jednostkowe przyłączenia oraz ułatwia nowe inwestycje.

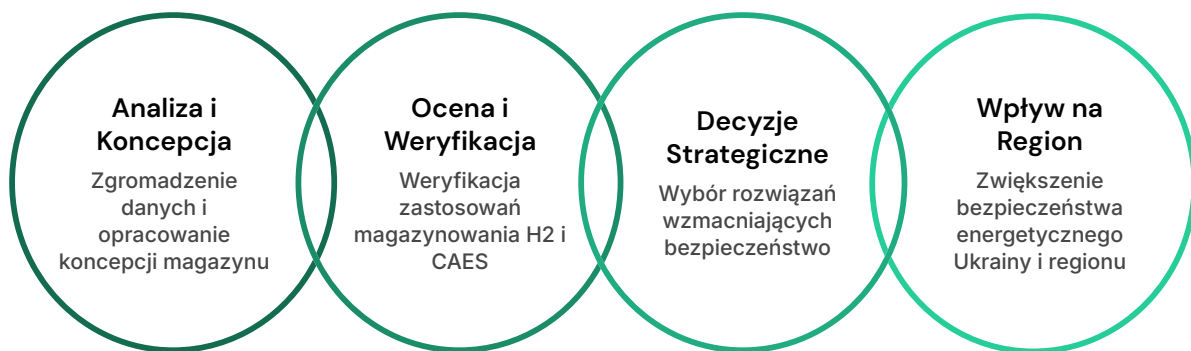
Dodatkowo planujemy wykorzystywać biometan na potrzeby własnych procesów technologicznych. Traktujemy go jako realny element transformacji i dekarbonizacji sektora gazowego, której także GAZ-SYSTEM jest aktywnym uczestnikiem.

## ***Czy GAZ-SYSTEM planuje wejście w rynek magazynowania energii (np. kawerny wodorowe) jako uzupełnienie dla tradycyjnego przesyłu?***

Analizujemy takie możliwości. Transformacja energetyczna oznacza, że magazynowanie energii będzie jednym z kluczowych elementów dla stabilizacji systemu. Rozważamy wykorzystanie wysadu solnego Damasławek jako magazynu, który w przyszłości mógłby służyć także do magazynowania wodoru lub sprężonego powietrza. Zgromadzona została dokumentacja analityczna, projektowa i biznesowa. W oparciu o te analizy będą podejmowane dalsze decyzje. Obecnie jesteśmy na etapie koncepcyjnym. Proszę jednak pamiętać, że naszym celem nie jest eksperymentowanie, lecz budowa rozwiązań realnie wzmacniających bezpieczeństwo energetyczne kraju.

## ***W jaki sposób projekty i inicjatywy gazowe GAZ-SYSTEM wpływają na bezpieczeństwo energetyczne regionu, w tym Ukrainy?***

Koncepcja „Bramy Północnej” obejmuje rozbudowany Terminal LNG w Świnoujściu, Baltic Pipe oraz - w nieodległej przyszłości - pływający terminal w Zatoce Gdańskiej. W połączeniu z rozbudową krajowego systemu przesyłowego działania te w istotny sposób wzmocniły pozycję Polski w regionie, czyniąc z naszego kraju hub gazowy. Jesteśmy już nie tylko odbiorcą, ale również ważnym węzłem energetycznym Europy Środkowo-Wschodniej. Wzrastają wolumeny gazu, które przesyłamy do innych państw w regionie. Ubiegły rok był pod tym względem rekordowy, ok. 2 mld m<sup>3</sup> gazu trafiło na eksport.



W ramach współpracy energetycznej Polski z Ukrainą kontynuujemy ofertę ciągłej przepustowości, zapewniając możliwość dostaw gazu ziemnego. W grudniu 2025 roku zakończyliśmy modernizację i rozbudowę kluczowej stacji gazowej Hermanowice przy granicy polsko-ukraińskiej, co pozwala na zwiększenie oferty przesyłowej. Jednocześnie przygotowujemy system na kolejne wyzwania związane z pełnym odejściem Unii Europejskiej od rosyjskiego gazu. LNG - zarówno z istniejącego terminala w Świnoujściu, jak i z przyszłej jednostki FSRU w Zatoce Gdańskiej - będzie kluczowym elementem wzmacniania bezpieczeństwa dostaw w skali regionalnej.

Należy jednak pamiętać, że podstawowym zadaniem GAZ-SYSTEM jest bezpieczna i stabilna eksploatacja krajowego systemu przesyłowego, co stanowi istotny element bezpieczeństwa energetycznego Polski.

## ***Czy budowany Gazociąg Gustorzyn–Wronów i inne nowe inwestycje są technicznie gotowe na przesył wodoru (H2 Ready), czy grozi im stanie się "stranded assets" (pol. „aktywa osierocone”) po 2040 roku?***

Transformacja energetyczna w Unii Europejskiej to proces, który musi łączyć ambicję klimatyczną z bezpieczeństwem dostaw i stabilnością systemu. W warunkach dynamicznego rozwoju odnawialnych źródeł energii - szczególnie wiatru i fotowoltaiki - system energetyczny potrzebuje elastycznych mocy, które mogą szybko reagować na zmienność produkcji. W tym okresie gaz ziemny pozostaje istotnym elementem stabilizującym, umożliwiającym bezpieczne bilansowanie systemu do czasu wdrożenia na szeroką skalę magazynów energii i innych równie skutecznych technologii zapewniających elastyczność na rynku.

Równoległe kluczowe znaczenie ma bezpieczeństwo energetyczne, zarówno w wymiarze krajowym, jak i regionalnym w Europie Środkowo-Wschodniej. Doświadczenia ostatnich lat wynikające z wojny na Ukrainie oraz działania podjęte w ramach programu REPowerEU pokazały, jak istotna jest dywersyfikacja kierunków dostaw, rozwój interkonektorów i integracja rynków. Infrastruktura gazowa w regionie nie tylko umożliwi solidarnościowy przepływ surowca między państwami, ale także zwiększa odporność systemów na zakłócenia geopolityczne, stanowiąc realny filar stabilności.

Nie można także pominąć aspektu konkurencyjności europejskiej gospodarki. Przemysł energochłonny - chemiczny, hutniczy czy nawozowy - wciąż potrzebuje stabilnych i przewidywalnych źródeł energii. Gwałtowne wycofanie gazu bez dostępnych technologicznych i efektywnych kosztowo alternatyw groziłoby utratą miejsc pracy i przenoszeniem produkcji poza UE. W tym kontekście gaz pełni funkcję paliwa przejściowego, pozwalającego na stopniową modernizację procesów przemysłowych bez ryzyka deindustrializacji.

Jednocześnie istniejąca infrastruktura gazowa może odgrywać ważną rolę w systemie niskoemisyjnym jako nośnik gazów odnawialnych, w szczególności biometanu. Kierunek ten został wzmocniony przez regulacje przyjęte w ramach pakietu gazowo-wodorowego UE, które przewidują rozwój rynku gazów zdekarbonizowanych i ich integrację z obecnymi sieciami. W tym kontekście wykorzystanie istniejących aktywów pozwala optymalizować koszty transformacji.

System gazowy zapewnia możliwość magazynowania energii na dużą, w tym sezonową skalę, co będzie coraz ważniejsze przy rosnącym udziale OZE. Może również wspierać sektory trudne do elektryfikacji oraz zwiększać elastyczność strategiczną UE w warunkach niepewności technologicznej i geopolitycznej.

**❶ Racjonalna transformacja nie polega na eliminowaniu istniejących zasobów, lecz na ich modernizacji i włączeniu w nowy, bardziej zrównoważony model energetyczny.**



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

**2–3 mld m<sup>3</sup>**

Potencjał biometanu

Roczny potencjał produkcji biometanu w Polsce przy odpowiednich regulacjach

**300–466 mld zł**

Transformacja ciepłownictwa

Szacowany koszt transformacji ciepłownictwa systemowego obsługującego 15 mln Polaków

**675–890 mld zł**

Inwestycje wytwórcze

Prognozowane nakłady na infrastrukturę wytwórczą energii do 2040 r. (KPEiK/PRSP)

**265–445 mld zł**

Inwestycje sieciowe

Prognozowane nakłady na modernizację sieci energetycznych do 2040 r.

**15 mln**

Odbiorcy ciepła sieciowego

Liczba Polaków korzystających z ciepłownictwa systemowego

**>2035**

Energetyka jądrowa

Planowany rok uruchomienia pierwszych mocy jądrowych (SMR/duże elektrownie) w Polsce



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

**1,5–1,7 bln zł**

**Koszt transformacji**

Łączny koszt transformacji energetycznej do 2040 r. (szacunki BGK)

**75 GW**

**Moc zainstalowana**

Moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w 2025 r.

**9 TWh**

**Wzrost zapotrzebowania**

Wzrost zapotrzebowania na energię dzięki elektromobilności do 2040 r. (ponad 5% krajowego zużycia)

**1,3–2,0 TWh**

**Utracona energia z OZE**

Energia z OZE utracona (curtailment) w 2025 roku

**30%**

**Bezpłatne uprawnienia CO<sub>2</sub>**

Dodatkowe bezpłatne uprawnienia CO<sub>2</sub> dla ciepłowni wynegocjowane przez Polskę w ramach ETS

**2%**

**Tempo renowacji**

Minimalne roczne tempo renowacji budynków zakładane w KPEiK do 2050 r.



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

# 1 bln zł

### Impuls inwestycyjny

Prognozowane inwestycje w transformację energetyczną do 2040 r. — potencjalnie największy impuls rozwojowy w historii polskiej gospodarki

# 20+

### Doświadczenie ekspertów

Średnia liczba lat doświadczenia ekspertów branżowych cytowanych w raporcie Transformacja 4.0

# 2026–2030

### Strategia GK PFR

Horyzont nowej Strategii Grupy Kapitałowej PFR definiującej 6 kierunków strategicznych, w tym transformację energetyczną

# 9,2%

### Zwrot funduszy tradycyjnych

Mediana stopy zwrotu tradycyjnych funduszy inwestycyjnych w I połowie 2025 r. — niższa niż funduszy zrównoważonych

# 12,5%

### Zwrot funduszy zrównoważonych

Mediana stopy zwrotu funduszy zrównoważonych (Sustainable Funds) w I połowie 2025 r. — wobec 9,2% dla tradycyjnych funduszy

# 2019–2024

### Dekada zielonych inwestycji

Horyzont, w którym fundusze zrównoważone wypadają lepiej lub porównywalnie do tradycyjnych — potwierdzając długoterminową opłacalność zielonej transformacji



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

**1,5 bln**

**Koszt transformacji**

Szacowany łączny koszt transformacji energetycznej Polski do 2040 r. (w zł)

**30%**

**OZE w 2025 r.**

Rekordowy udział odnawialnych źródeł energii w produkcji energii elektrycznej w Polsce

**75 GW**

**Moc zainstalowana**

Moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w 2025 roku

**15 mln**

**Odbiorcy ciepła**

Liczba Polaków korzystających z ciepłownictwa systemowego

**+50%**

**Wzrost mocy od 2010 r.**

O ponad połowę wzrosła moc zainstalowana w polskim systemie elektroenergetycznym w ciągu ostatnich 15 lat

**2050**

**Cel neutralności klimatycznej**

Rok, do którego Polska — zgodnie z celami UE — powinna osiągnąć neutralność klimatyczną

# Adam Pawluć

Członek Zarządu ds. Biznesu i Strategii w Polskiej Grupie Biogazowej, odpowiada za biznes, strategię, transformację oraz IT & Digital. Nadzoruje także rozwój nowych linii biznesowych, planowanie długoterminowe, model operacyjny i programy transformacyjne. Wcześniej pracował w Monitor Deloitte, Accenture i British American Tobacco, realizując projekty z zakresu strategii, M&A, zarządzania i finansów.

## ***Strategia rozwoju do 2030 roku: Jak PGB planuje zrealizować ambitny cel osiągnięcia 2 TWh zdolności wytwórczej ekwiwalentu biometanu do 2030 roku?***

Czterokrotny wzrost mocy wytwórczej w cztery lata to ambitne zadanie, które wymaga skupienia na trzech filarach. Pierwszy z nich to przygotowanie organizacji do absorpcji dodatkowej złożoności wynikającej z powiększenia floty wytwórczej (mówimy o ponad 40 kapitało i pracochłonnych „zakładach” na terenie całego kraju). Skalowanie to tworzenie jednolitej kultury organizacyjnej, budowanie procesów, usprawnianie przepływu informacji oraz kodyfikacja wiedzy, premiowanie odpowiednich zachowań, jasny podział obowiązków, sprawna rekrutacja i programy rozwijania talentów oraz przede wszystkim digitalizacja, która to wszystko spina. Drugi filar to wzrost: czyli pozyskiwanie odpowiednich działek i projektów, a także umiejętne i sprawne przeprowadzanie procesów administracyjnych, pozwalających tworzyć zdrową i trwałą relację ze społecznością lokalną korzystającą z naszej obecności w danym regionie. Wzrost to także umiejętność finansowania projektów i wybierania odpowiedzialnych partnerów do realizacji danej inwestycji. Trzeci filar to pozyskiwanie nowych rynków zbytu. Obecnie oferujemy klientom: energię elektryczną, ciepło, usługi pochodne, utylizację odpadów oraz biologicznie wartościowy poferment wspomagający właściwości gleby, który być stosowany zamiennie do nawozów sztucznych. W niedalekiej przyszłości chcielibyśmy by paliwo gazowe (które będzie wchodzić w nasz portfel oferowanych produktów) było wykorzystywane na różne sposoby: włączane do sieci, skraplane oraz sprężane (głównie na potrzeby transportu). To wymaga współpracy z regulatorem, klientami i konsumentami w celu skonstruowania optymalnego modelu odbioru/sprzedaży paliw, w tym każda ze stron poczuje realne korzyści z lokalnie pozyskiwanego surowca.



***Model konwersji instalacji: Jaka część planowanego wolumenu biometanu będzie pochodzić z modernizacji istniejących biogazowni CHP, a w jakim stopniu firma stawia na budowę zupełnie nowych obiektów (greenfield) dedykowanych wyłącznie zatlaczaniu gazu do sieci?***

W naszym finalnym miksie szacujemy, że ok 50-60% portfela to będzie portfel biometanowy (biogaz oczyszczony z głównie CO<sub>2</sub>). Planujemy też konwersję istniejących instalacji. Proporcje zależą w dużej mierze od regulacji (m.in. system aukcyjny dla instalacji powyżej 20 GWh), których jako branża oczekujemy.

***W obliczu niskiej chłonności sieci gazowej w Polsce, jak PGB ocenia gotowość operatorów do odbioru biometanu i jakie rozwiązania techniczne (np. gazociągi bezpośrednie) uważa za kluczowe dla odblokowania projektów w lokalizacjach o wysokim potencjale substratowym?***

Operatorzy sieci przesyłowej i dystrybucyjnej widzą korzyści wynikające z biometanu i zdają sobie sprawę z wyzwań, które to niesie. Polska Spółka Gazownictwa (OSD) jakiś czas temu opublikował mapę chłonności — to bardzo dobry krok w kierunku upowszechnienia rozwoju rynku. Pozwala ona inwestorom przygotować się na ograniczenia (np. dobowe wahania chłonności) oraz ustalić wspólnie plan dojścia do pożądanej chłonności (spinki, staje rewersyjne), która gwarantuje ekonomikę projektu. Jako branża widzimy kilka wyzwań: kwestię ciepła spalania (konieczność mieszania biometanu z gazem kopalnym w celu zapewnienia parametru ciepła spalania — są na to inne rozwiązania); przełożenie całości kosztów przyłączenia do sieci na producenta oraz brak systemowego mechanizmu popytowego, które funkcjonują w innych krajach (np. Blending obligation).

***Czy ze względu na ograniczenia sieciowe PGB planuje rozwój własnych instalacji skraplania gazu, aby skierować produkcję do sektora transportu ciężkiego i morskiego, gdzie popyt na paliwa o ujemnej emisyjności rośnie?***

Sektor transportowy to wymagający i obiecujący klient, z którym współpraca może dostarczyć obydwu stronom dużych korzyści. Dekarbonizacja flot gazem tam gdzie ma to sens (przede wszystkim transport na dłuższe dystanse, transport morski i komunikacja miejska w warunkach trudnych dla pojazdów elektrycznych) pozwoli w sposób efektywny i sprawny zapewnić cele redukcji emisji, bez jednoczesnego uszczerbku na wydajności operacyjnej flot. Dodatkowe zachęty, np. podatkowe, pozwoliłyby proces przyspieszyć.



## ***Jakie korzyści operacyjne i kapitałowe przynosi partnerstwo z norweskim funduszem HitecVision oraz w jaki sposób wiedza partnera w skalowaniu spółek energetycznych wpłynie na tempo akwizycji na polskim rynku?***

Nasi obydwaj inwestorzy (TotalEnergies i HitecVision) mają obszary kompetencyjne, które naturalnie się uzupełniają. TotalEnergies to wielki i doświadczony koncern, który ma ogromną wiedzę w zakresie doskonałości operacyjnej i przede wszystkim operowania w ramach najwyższych standardów bezpieczeństwa i zasad etycznych. HitecVision to renomowany fundusz inwestycyjny, który doskonale rozumie rynki finansowe, wyzwania płynnościowe w sektorze infrastrukturalnym i ma wiedzę w zakresie szybkiego skalowania organizacji. Partnerzy i zespoły PGB suplementują się w codziennej pracy, co pozwala nam utrzymać bardzo wysokie tempo rozwoju, jednocześnie realizując zdrową marżę EBITDA i robiąc to w sposób bezpieczny.

## ***Jak PGB zamierza zabezpieczyć łańcuch dostaw biomasy w obliczu rosnącej konkurencji o odpady rolnicze i przemysłowe, które stanowią nawet 70% kosztów operacyjnych biogazowni?***

Stawiamy na partnerskie relacje handlowe — wysoko cenimy szacunek i wzajemność. Zależy nam na budowaniu długotrwałych relacji z zakładami przetwórstwa rolno-spożywczego, producentami żywności oraz rolnikami, w których obydwie strony rozumieją swoje mocne strony i ograniczenia. Dobrze rozumiemy przepisy rynku odpadowego, a obecnie pracujemy nad elastycznością i wydajnością procesów planowania produkcji i zakupów. Dzięki temu będziemy lepiej mogli odpowiadać na potrzeby klientów, jednocześnie nie narażając własnej produkcji (musimy pilnować właściwości biologicznych i chemicznych miksów w celu zapewnienia warunków do prawidłowej fermentacji).



***Wsparcie regulacyjne i system aukcyjny: Jak firma ocenia atrakcyjność nowo wprowadzanych systemów wsparcia dla instalacji biometanowych powyżej 1 MW i jakie luki w przepisach (np. brak specustawy) stanowią obecnie największy hamulec dla inwestorów?***

System aukcyjny dla instalacji powyżej 1 MW to bardzo dobry krok w stronę rozwoju rynku. Powinniśmy iść dalej i zabezpieczyć system dla instalacji powyżej 1 MW. Trzeba pamiętać, że rozwój rynku to zadanie zarówno dla właścicieli gospodarstw rolnych (instalacje zintegrowane), jak i dla podmiotów funkcjonujących w branży energetycznej (instalacje specjalistyczne). Widzimy pewne utrudnienia wynikające z konieczności wprowadzania projektów biogazowych w MPZP, a także w mozaice przepisów dot. substratów i pofermentu (poferment jest obecnie traktowany jako odpad). W naszej ocenie obecne przepisy (pomimo wprowadzenia tzw. specustawy biogazowej, która jednak promuje realizację biogazowni przy gospodarstwach rolnych lub przy udziale własnościowym producentów rolnych) nie są dostosowane do planu rozwojowego Państwa, gdzie biogazownie mają na stałe wpisać się w mix energetyczny i być jego solidnym elementem. Biogazownie, jako instalacje relatywnie nowe i innowacyjne, wymagają dedykowanych rozwiązań w różnych gałęziach prawa. Przede wszystkim rewizji wymagają przepisy dot. planowania przestrzennego oraz przepisy z zakresu ochrony środowiska — głównie z zakresu decyzji o środowiskowych uwarunkowaniach oraz decyzji sektorowych. Obecne przepisy dotyczące energochłonnego przemysłu lub elektrowni konwencjonalnych mają w dużej mierze zastosowanie do biogazowni rolniczych o mocy 1 MW, które wedle nomenklatury prawa energetycznego należą do małych instalacji OZE.

## ***Innowacje technologiczne i AI: W jaki sposób wdrożenie sztucznej inteligencji w systemach dozowania substratów i prognozowania produkcji wpływa na efektywność kosztową Państwa instalacji w porównaniu do tradycyjnych modeli zarządzania?***

Jak wspominałem digitalizacja to gwarant realizacji jednego z filarów naszego wzrostu. Cyfryzacja nadaje strukturę i pozwala pracować w sposób bardziej przewidywalny. Obecnie jesteśmy na etapie zmiany systemu ERP i konsolidacji architektury bazodanowej, co powinno przynieść nam znaczne korzyści, w tym umożliwić wdrożenia systemów sztucznej inteligencji, które będą mieć zastosowanie w wielu miejscach w naszej firmie ze względu na złożony charakter pracy.

## ***Akceptacja społeczna i model GOZ: Jakie działania podejmuje PGB, aby zmienić postrzeganie biogazowni wśród lokalnych społeczności.***

Prowadzimy kampanie informacyjne i przede wszystkim dbamy o to, by instalacje powstawały tam, gdzie mamy do czynienia z akceptacją społeczną. Biogazownia czy biometanownia to ogromne koło zamachowe dla lokalnej społeczności — tworzymy miejsca pracy i zwiększamy aktywność gospodarczą (odbior odpadów, transport, zagospodarowanie pofermentu, budowa obiektu, prace serwisowe). Trzeba pamiętać, że fermentacja prowadzona jest w warunkach beztlenowych — co oznacza, że zbiorniki są szczelnie zamknięte. Dbamy o poprawne magazynowanie i stale usprawniamy procesy odbioru odpadów, dbamy także o to, by transporty do biogazowni odbywały się drogami do tego przeznaczonymi. Dzięki tym działaniom praca instalacji powinna mieć neutralny wpływ na lokalną społeczność. Praca instalacji to emanacją cyklu obiegu zamkniętego: odpady przetwarzamy na energię i produkty pochodne dekarbonizują i uniezależniają gospodarkę, a pozostałość procesowa, czyli poferment działa jak naturalny nawóz — nawadnia i użyźnia glebę, dzięki czemu nic się nie marnuje.

# Simona Niekrewicz

Heat Sector Transition Manager / Manager ds. Transformacji Ciepłownictwa. Doświadczona Project Managerka od wielu lat związana z branżą Odnawialnych Źródeł Energii, specjalizująca się w rozwoju i wdrażaniu innowacyjnych rozwiązań transformacji sektora ciepłowniczego. Jej obszar ekspertyzy obejmuje m.in. ciepłownie geotermalne, technologie Power-to-Heat (P2H), w tym wielkoskalowe pompy ciepła, a także dynamicznie rozwijający się obszar „sector coupling”. W Grupie E.ON Energy Infrastructure Solutions Polska pełni funkcję Development Managera w strategicznym programie Coal Exit, obejmującym transformację aktywów węglowych należących do Grupy E.ON w Polsce.

***Ocena stanu polskiego ciepłownictwa i głównych barier transformacji. Jak Państwo oceniają obecny stan polskiego sektora ciepłownictwa systemowego pod kątem gotowości do transformacji energetycznej? Jakie bariery – regulacyjne, finansowe, technologiczne czy kadrowe – stanowią w Państwa ocenie największe przeszkody dla dekarbonizacji ciepłownictwa w Polsce, a które z nich są szczególnie dotkliwe dla regionu podkarpackiego?***

Polski sektor ciepłownictwa systemowego jest drugi co do wielkości w UE pod względem dostarczanego ciepła i obsługuje ok. 15 mln osób. Sieci ciepłownicze mają ponad 22 tys. km długości, a moc zainstalowana sięga ok. 53 GW. Rzeczywiście węgiel wciąż dominuje, choć jego udział maleje — z 61,2 % w 2023 r. do 57,4 % w 2024 r. Rosną udziały gazu ziemnego (ok. 15 %) oraz OZE (ok. 14–14,7 %). Tempo wzrostu OZE w sektorze ciepła jest jednak wciąż wolne i znacznie mniejsze niż w elektroenergetyce. Sektor jest zatem wciąż silnie uzależniony od paliw kopalnych, choć trend dekarbonizacyjny jest dostrzegalny. Zgodnie z regulacjami unijnymi wymogi dotyczące udziału OZE w wytwarzaniu ciepła i efektywność systemów są wciąż zaostrzane. Polska musi zwiększyć udział odnawialnych źródeł ciepła w ciepłownictwie oraz dostosować systemy do kryteriów efektywności energetycznej.

Głównym wyzwaniem dziś w sektorze ciepłowniczym jest przede wszystkim modernizacja sieci ciepłowniczych (poprzez m.in. redukcję temperatur, zmniejszenie strat energii), ale również integracja z systemem elektroenergetycznym (tzw. sector coupling) — kluczowa dla wykorzystania nadwyżek OZE do produkcji ciepła i bilansowania KSE. Wciąż obserwujemy zbyt niski udział nowoczesnych technologii, takich jak pompy ciepła, magazyny ciepła, kogeneracja w oparciu o OZE, czy rozwiązania Power-to-Heat.

Szacunki wskazują, że transformacja polskiego ciepłownictwa systemowego do neutralności klimatycznej do 2050 r. może kosztować między PLN 300 a 466 mld (ok. USD 70–100 mld). Budżety publiczne i dostępne programy (np. granty na OZE i pompy ciepła) to stosunkowo niewielka część potrzebnych środków, w związku z tym znaczna barierą w dekarbonizacji ciepłownictwa są niewystarczające środki finansowe. Inwestorzy prywatni interesują się inwestycjami w ciepłownię zarówno w dużych, jak i mniejszych miastach dostrzegając potencjał w transformacji sektora i jego dekarbonizacji. Sam proces jest zatem opłacalny i przyniesie spodziewane korzyści, zarówno dla inwestorów, jak i samorządu lokalnego czy jego mieszkańców.

Kluczowym elementem transformacji na Podkarpaciu jest modernizacja sieci i zwiększanie efektywności energetycznej, czego przykładem jest Elektrociepłownia Rzeszów (PGE), gdzie zainstalowano kotły gazowe. Niezwykle ważne dla tego regionu jest także szybkie i sprawne odejście od węgla na rzecz paliw niskoemisyjnych (gaz) i OZE, w tym biometanu i technologii wodorowych, co ma w przyszłości zasilać lokalne ciepłownictwo (projekt ciepłowniczo-wodorowy w Sanoku- Hydro Sanok).

Podsumowując, polski sektor ciepłownictwa systemowego rozpoczął drogę transformacji, ale jego pełna gotowość do skutecznej, szybkiej transformacji energetycznej pozostaje jeszcze ograniczona z powodu dominacji paliw kopalnych, znaczących potrzeb inwestycyjnych i konieczności głębszych zmian regulacyjnych oraz technologicznych.

***Modele współpracy publiczno-prywatnej w transformacji ciepłownictwa. Jakie modele współpracy między sektorem publicznym a prywatnym uważają Państwo za najbardziej efektywne dla transformacji ciepłownictwa w polskich warunkach? Czy w regionie podkarpackim istnieją przykłady udanych partnerstw tego typu, a jeśli nie – jakie czynniki utrudniają ich powstawanie?***

W polskich warunkach transformacja sektora ciepłownictwa — czyli odejście od paliw kopalnych, modernizacja źródeł ciepła, zwiększanie udziału OZE oraz poprawa efektywności systemów sieciowych — wymaga dużych inwestycji, długoterminowego planowania i podziału ryzyka między partnerami. Jednym ze sposobów mobilizacji kapitału i know-how z sektora prywatnego przy jednoczesnym zapewnieniu kontroli publicznej są modele współpracy publiczno-prywatnej (PPP).

Oczywiście tradycyjne modele PPP mogą być stosowane tam, gdzie potrzeby inwestycyjne są duże, a publiczny budżet ograniczony. Przy dużych inwestycjach (np. budowa instalacji kogeneracyjnych, pomp ciepła, sieci OZE), gdzie prywatny inwestor wnosi kapitał i doświadczenie zarządcze, rozróżniamy modele: Build — Own — Operate (BOO) / Build — Operate — Transfer (BOT). Pierwszy model z powodzeniem funkcjonuje, gdy to podmiot prywatny buduje, posiada i eksploatuje instalację (np. nowe źródło odnawialnego ciepła lub sieć) przez długi okres, czerpiąc przychody z taryf lub długoterminowych umów z odbiorcami. Drugi zaś w sytuacji, gdy prywatny partner projektuje, buduje i przez określony czas eksploatuje instalację, po czym aktywa wracają do własności publicznej. Takie rozwiązania pozwalają przenieść część ryzyka finansowego i operacyjnego na sektor prywatny, co może być kluczowe przy transformacji dużych systemów ciepłowniczych.

Ale oczywiście obserwujemy również modele, w których wykorzystywane są koncesje czy dzierżawy infrastruktury. Publiczny podmiot może udzielić partnerowi prywatnemu prawa do zarządzania i modernizacji infrastruktury ciepłowniczej przez długi okres, przy określonych zobowiązaniach inwestycyjnych. Partner prywatny wówczas inwestuje we wzmocnienie i unowocześnienie systemu, a zwrot z inwestycji osiąga przez opłaty od operatora lub użytkowników. W przypadku dzierżawy, to partner prywatny przejmuje w zarządzanie istniejącą infrastrukturę, wprowadza modernizacje i efektywne praktyki operacyjne bez pełnego przeniesienia własności. Takie rozwiązania są efektywne wszędzie tam, gdzie sieć jest już zbudowana, a priorytetem jest modernizacja i zwiększenie efektywności operacyjnej przy ograniczonym budżecie publicznym.

Wyróżniamy także modele Energy Performance Contracting (EPC) i modele ESCO, w których partner prywatny (ESCO — Energy Service Company) przeprowadza inwestycje poprawiające efektywność energetyczną (np. termomodernizację kotłów, modernizację sieci, instalacje OZE) i gwarantuje efekty. Wynagrodzenie jest wówczas powiązane z osiągniętymi oszczędnościami lub wskaźnikami efektywności (tzw. kontraktowanie efektu energetycznego). Takie rozwiązanie z powodzeniem zafunkcjonuje przy modernizacji istniejącej infrastruktury ciepłowniczej, redukcji strat ciepła i integracji OZE bez dużego ryzyka budżetowego dla strony publicznej. Ten model może być szczególnie przydatny dla modernizacji miejskich kotłowni lub rozbudowy systemów OZE w gminach i spółkach komunalnych.

❶ Wyróżnić należy, zwłaszcza w przypadku Podkarpacia, rozwiązania hybrydowe i konsorcjalne. Wówczas publiczny podmiot, jednostki samorządowe, firmy prywatne oraz eksperci techniczni tworzą konsorcja projektowe, łącząc finansowanie, wiedzę techniczną i know-how. Takie konsorcja lub spółki celowe mogą obejmować także współpracę z jednostkami badawczymi lub międzynarodowymi partnerami technologicznymi. Takie rozwiązania przynoszą wymierne korzyści przy dużych programach transformacyjnych, gdzie wymagana jest szeroka współpraca interesariuszy (np. strategiczne plany transformacji systemów ciepłowniczych w miastach). Przykładem takiej współpracy jest realizowany w Sanoku projekt spółki celowej Hydro Sanok, w którym udziały ma zarówno miejska spółka komunalna zarządzająca ciepłownią, jak i prywatni inwestorzy.

Dobrze zaprojektowany PPP może połączyć interesy publiczne i prywatne, przyspieszając inwestycje, podnosząc efektywność i ograniczając ryzyka transformacji sektorowej. Oczywiście przekonanie lokalnych społeczności oraz wszystkich interesariuszy, a także pokonanie wszystkich barier regulacyjnych może być bardzo czasochłonne, ale wraz z upowszechnieniem takiej współpracy i dobrymi praktykami, może być to model najbardziej optymalny z punktu widzenia samorządowego.

***Jak Państwo oceniają potencjał regionu podkarpackiego w zakresie wykorzystania OZE do celów ciepłowniczych — w szczególności biomasy, geotermii oraz wielkoskalowych pomp ciepła? Które z tych technologii mają szanse na komercyjne wdrożenie i jakie warunki musiałyby zostać spełnione?***

Region województwa podkarpackiego ma interesujące, choć zróżnicowane możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) do celów ciepłowniczych — w szczególności biomasy, geotermii, fotowoltaiki oraz wielkoskalowych pomp ciepła.

Region ma relatywnie dużą dostępność biomasy stałej (głównie drewno, zrębki, odpady drzewne, słoma). Analizy wskazują, że możliwość wykorzystania lokalnej biomasy jako nośnika ciepła jest jedną z głównych przewag Podkarpacia w energetyce odnawialnej. W regionie realizowane były instalacje kotłów biomasowych (np. w elektrociepłowniach miejskich oraz obiektach samorządowych), co pokazuje praktyczną wykonalność takich inwestycji. Technologie oparte na biomase mogą być efektywne zarówno w małych kotłowniach lokalnych, jak i jako substytut paliw kopalnych w istniejących sieciach ciepłowniczych (przy odpowiedniej modernizacji).

Wstępne mapy potencjału geotermalnego dla Podkarpacia wskazują na obecność stref z zasobami wód termalnych, które mogłyby być wykorzystane do ogrzewania (temperatury wód wstępnie szacowane nawet na 85–100 °C w niektórych lokalizacjach). Geotermia wymaga jednak znaczących nakładów na odwierty i infrastrukturę — obecnie duże projekty są rzadko realizowane i często finansowane częściowo ze środków zewnętrznych (np. dotacje NFOŚiGW).

Fotowoltaika cały czas dynamicznie rośnie także na Podkarpaciu, nie tylko w gospodarstwach domowych, ale także w inwestycjach komunalnych i przemysłowych (np. w Krośnie). PV może pośrednio wspierać cele ciepłownicze poprzez zasilanie pomp ciepła, elektrycznych systemów grzewczych czy hybrydowych systemów produkcji ciepła. Fotowoltaika wciąż wykazuje się wysokim potencjałem technicznym i rosnącą popularnością, zwłaszcza w mikroinstalacjach i integracjach z innymi systemami OZE, a także wraz z rozwojem i upowszechnieniem technologii magazynowania energii.

Polska, w tym regiony wschodnie, notuje rosnące zainteresowanie i instalacje pomp ciepła (zarówno gruntowych, aerotermalnych, jak i w systemach hybrydowych). Wielkoskalowe pompy ciepła — czyli urządzenia o mocy powyżej 1 MWt — mogą być wykorzystane jako główne źródło ciepła dla sieci ciepłowniczych, integrując energię elektryczną z OZE oraz nadwyżkową energię z sieci elektroenergetycznej do produkcji ciepła. Podobnie jak w przypadku geotermii, koszty inwestycyjne są wyższe niż dla tradycyjnych źródeł ciepła. Wymagana jest infrastruktura kompleksowa (np. magazyny ciepła, systemy sterowania), co oznacza potrzebę długoterminowego planowania i finansowania. Trzeba pamiętać, że Podkarpacie jest regionem o rozproszonej zabudowie, co może ograniczać ekonomiczną opłacalność centralnych systemów ciepłowniczych z OZE. Transformacja systemów ciepłowniczych wymaga też integracji między sektorami (ciepło, sieć elektroenergetyczna, magazyny ciepła). Duże znaczenie mają dokumenty strategiczne (np. regionalne programy rozwoju OZE) i wsparcie finansowe.



***Jaką rolę powinny odgrywać samorządy lokalne w procesie transformacji ciepłownictwa i jakich instrumentów wsparcia – organizacyjnego, finansowego czy regulacyjnego – najbardziej im brakuje? Czy dostrzegają Państwo różnice w poziomie zaangażowania i kompetencji samorządów w regionie podkarpackim w porównaniu z innymi częściami kraju?***

Samorządy lokalne odgrywają kluczową rolę w procesie transformacji ciepłownictwa, zarówno w Polsce, jak i w innych krajach europejskich — ale ich działania muszą być wspierane odpowiednimi instrumentami politycznymi, finansowymi i organizacyjnymi. To właśnie samorządy, dzięki znajomości lokalnych uwarunkowań (planów zagospodarowania, potrzeb mieszkańców, infrastruktury), są w najlepszym położeniu, aby opracowywać lokalne plany energetyczne i ciepłownicze, uwzględniające charakterystykę źródeł ciepła i możliwości rozwoju OZE oraz efektywności energetycznej, a także koordynować działania między różnymi interesariuszami — operatorami sieci, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, mieszkańcami i inwestorami.

Samorządy mogą pełnić funkcję integratora i moderatora lokalnej polityki energetycznej, zarówno w skali miasta, jak i regionu. Dotyczy to m.in.: modernizacji i rozbudowy sieci ciepłowniczych, rozwoju źródeł niskoemisyjnych (OZE, kogeneracja, ciepło odpadowe), czy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła zgodnie z lokalnym zapotrzebowaniem.

Samorządy powinny w tym zakresie prowadzić kampanie informacyjne i edukacyjne na temat korzyści transformacji (np. efektywność energetyczna, obniżenie kosztów i poprawa jakości powietrza), a także wspierać świadome decyzje inwestycyjne mieszkańców (szczególnie w odniesieniu do instalacji odnawialnych i programów wsparcia). To wreszcie samorządy mogą zachęcać do tworzenia lokalnych spółdzielni energetycznych i inicjatyw OZE, partnerstw publiczno-prywatnych w inwestycjach transformacyjnych czy wymiany wiedzy i dobrych praktyk między gminami i miastami.

Mimo rosnącej liczby narzędzi, samorządy i to nie tylko na Podkarpaciu, sygnalizują istotne luki finansowe, organizacyjne czy regulacyjne. Często nie mają środków własnych na wkład własny np. do projektów unijnych lub krajowych programów. Większość gmin istotnie nie ma odpowiednich zespołów specjalistycznych do przygotowania skomplikowanych projektów inwestycyjnych i rozliczeń środków unijnych. Brakuje narzędzi doradczych, szkoleń i wsparcia eksperckiego, które mogłyby pomóc w opracowaniu biznesplanów, studiów wykonalności czy modeli finansowych projektów transformacyjnych. Obecne regulacje często wymagają od gmin tworzenia dokumentów (np. planów niskoemisyjnych), które są kosztowne i czasochłonne, a ich efekt praktyczny bywa ograniczony.

***Rekomendacje systemowe i kierunki zmian regulacyjnych. Jakie zmiany regulacyjne na poziomie krajowym byłyby w Państwa ocenie najbardziej potrzebne, aby przyspieszyć transformację polskiego ciepłownictwa? Czy obecne mechanizmy wsparcia – w tym taryfy ciepła, system EU ETS oraz dostępne programy dotacyjne – tworzą wystarczające zachęty dla inwestorów prywatnych do angażowania się w projekty dekarbonizacyjne w mniejszych ośrodkach miejskich?***

Aby przyspieszyć transformację polskiego ciepłownictwa i uczynić ją skuteczną, konieczne są głębokie zmiany regulacyjne na poziomie krajowym. Transformacja obejmuje odejście od paliw kopalnych (szczególnie węgla), zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) i integrację ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym — ale bez odpowiednich narzędzi prawnych i ram działania tempo zmian pozostanie powolne.

Pierwszą najważniejszą kwestią jest zapewnienie spójnej, aktualnej i efektywnej strategii i polityk energetycznych na poziomie państwowym. Brak kompleksowej, długofalowej strategii rządowej dla ciepłownictwa, obejmującej cele, harmonogramy i mechanizmy wsparcia — znacznie utrudnia inwestorom planowanie i finansowanie modernizacji. Dla samorządów jest to dodatkowe utrudnienie, gdyż trudno jest niejednokrotnie uzasadnić przyjętą strategię dekarbonizacji i modernizacji, jak dokumenty krajowe nie zostały stworzone, bądź zaktualizowane i brak w ich treści wskazania na kierunki dekarbonizacji polskiego ciepłownictwa w podziale na lata 2030, 2040 i 2050. Oczywiście dokumenty te powinny być powiązane strategii z celami EU i mechanizmami finansowymi UE.

- ❶ Transformacja ciepłownictwa wymaga ogromnych inwestycji — szacuje się potrzebę od kilkuset miliardów złotych do niemal pół biliona złotych do 2050 r. Najważniejszymi dziś wyzwaniami jest ograniczony dostęp do kapitału na modernizację i inwestycje. Konieczne jest stworzenie dedykowanych mechanizmów wspierających Power-to-Heat, magazyny energii i odzyskiwanie ciepła odpadowego.

Transformacja wymaga uproszczenia wielu procedur, które obecnie wydłużają inwestycje i ich koszty. Konieczne staje się dziś skrócenie procedur uzyskiwania pozwoleń środowiskowych i budowlanych dla inwestycji OZE i modernizacji sieci, ale równie ważna jest digitalizacja i usprawnienie procesu wydawania decyzji administracyjnych, czy uproszczenie zasad handlu energią ciepłą.

Aby sektor ciepłowniczy mógł się transformować efektywnie, potrzebne są jasne i ambitne wymagania dotyczące efektywności energetycznej i udziału źródeł niskoemisyjnych. Istotne jest również dostosowanie regulacji taryfowych, tak aby promowały efektywność i termomodernizację, czy wprowadzenie mechanizmów zachęcających do niskoemisyjnych inwestycji.

# Krzysztof Zamasz

Dr hab. prof. Krzysztof Zamasz. Dyrektor Handlowy Grupy Veolia w Polsce, wiceprezes zarządu Veolia Polska. Menedżer z 25-letnim doświadczeniem w zarządzaniu firmami z branży przemysłowej, ekonomista i profesor nadzwyczajny Politechniki Śląskiej. W latach 2008–2012 członek zarządu Tauron Polska Energia S.A., a w latach 2013–2015 prezes zarządu ENEA S.A.

## ***W jaki sposób obecny brak jednoznacznej strategii państwa wobec ciepłownictwa systemowego utrudnia planowanie inwestycji w horyzoncie 2030 - 2050 i jakie konkretne reformy systemowe – poza zmianą taryfowania – są według Veolii niezbędne?***

Przedsiębiorstwa ciepłownicze planują obecnie inwestycje z różnym tempem odchodzenia od paliw wysokoemisyjnych, przejścia na technologie nisko- i bezemisyjne. W praktyce czasami oznacza to odsuwanie w czasie kluczowych decyzji inwestycyjnych, krótkie horyzonty kontraktowania finansowania (zamiast perspektywy 20–25 lat) oraz wyższy koszt kapitału wynikający z niepewności regulacyjnej.

- ❶ Brak spójnej strategii utrudnia analizę i podejmowanie kluczowych decyzji, m.in.: ocenę opłacalności modernizacji istniejących jednostek, skalowanie technologii Power-to-Heat, pomp ciepła i magazynów ciepła oraz planowanie dywersyfikacji paliw. Bez klarownej ścieżki transformacji - od węgla, przez paliwa pomostowe, po miks nisko- i zeroemisyjny trudniej jest zbudować długoterminowe partnerstwa z sektorem publicznym, instytucjami finansowymi i dostawcami technologii.

Z punktu widzenia Veolii, obok reformy taryfowania, niezbędne są przede wszystkim następujące zmiany systemowe: przyjęcie i wdrożenie kompleksowej „Strategii transformacji ciepłownictwa do 2040 r.” oraz aktualizacja KPEiK, z wyraźnie określonym tempem odchodzenia od węgla i docelowym modelem zintegrowanego, hybrydowego ciepłownictwa (OZE, biometan, geotermia, kogeneracja gazowa i biogazowa, odzysk ciepła, RDF, magazyny energii). Niezbędne jest też formalne uznanie ciepła z OZE w technologii Power-to-Heat za „zielone ciepło”, stworzenie stabilnych systemów wsparcia dla magazynów ciepła, pomp ciepła, kotłów elektrodowych, modernizacji sieci i ciepła odpadowego oraz wzmocnienie roli ciepłownictwa w polityce bezpieczeństwa energetycznego państwa.

***Biorąc pod uwagę ogromną skalę potrzeb inwestycyjnych czy dostępne obecnie instrumenty wsparcia publicznego są wystarczające dla dużych graczy rynkowych, czy raczej konieczne jest wypracowanie nowych modeli finansowania, np. opartych na partnerstwie publiczno–prywatnym lub kapitałach dłużnych?***

Skala potrzeb inwestycyjnych polskiego ciepłownictwa w perspektywie 2050 r. liczona jest w setkach miliardów złotych — szacunki dla sektora sięgają od około 299 do nawet 460 mld zł, co potwierdza, że historycznie i w obszarze kosztów mamy do czynienia z transformacją bezprecedensową. Sam sektor, działając wyłącznie w oparciu o taryfy i tradycyjne finansowanie przez banki, nie jest w stanie udźwignąć takiego obciążenia bez negatywnego wpływu na odbiorców.

Obecnie kluczową rolę odgrywają środki publiczne i unijne, programy krajowe NFOŚiGW, a także finansowanie międzynarodowe. Te instrumenty są koniecznym, ale niewystarczającym elementem finansowym, dlatego — z naszej perspektywy — potrzebne jest systemowe otwarcie na partnerstwo publiczno-prywatne, projektowe finansowanie dłużne oraz zielone instrumenty dłużne powiązane z celami klimatycznymi. Po to, aby rozłożyć nakłady w czasie i dopasować strukturę długu do 20–25-letniego horyzontu. Doświadczenia Veolii pokazują, że przy takim podejściu można realizować duże projekty dekarbonizacyjne — przy akceptowalnym poziomie ryzyka i bez szoku cenowego dla mieszkańców.

***Jak bardzo realna jest wizja, w której polskie ciepłownie stają się głównym gwarantem stabilności sieci elektroenergetycznej i co stoi na przeszkodzie, aby systemowo wykorzystywać utraconą energię z OZE (o wartości ok. 260 mln zł w 2024 r.) do produkcji taniego ciepła?***

Konkretne przykłady działań zrealizowanych przez Veolię i wyniesione z nich doświadczenia pozwalają nam stwierdzić, że ta wizja jest jak najbardziej realna, również w makro skali. Warunkiem by systemy ciepłownicze mogły stać się jednym z głównych gwarantów stabilności Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) jest przełamanie barier regulacyjnych, przyłączeniowych i finansowych. Już dziś lokalne systemy — poprzez technologię Power-to-Heat, magazyny ciepła, kotły elektrodowe i duże pompy ciepła — mogą pełnić rolę „bufora” dla nadwyżek energii z OZE, ograniczając skalę redysponowania i strat energii szacowanych na setki GWh rocznie.

Veolia wdraża takie rozwiązania m.in. w Łodzi, Poznaniu i Warszawie, gdzie kotły elektrodowe, magazyny ciepła i inteligentne sterowanie siecią pozwalają przekształcać tanią energię elektryczną z okresów nadpodaży w ciepło systemowe. Projekt „Inteligentna Sieć Ciepłownicza 2.0” w Warszawie — obejmujący instalację blisko 6 tys. sterowników — pokazuje, że odpowiednio zdigitalizowana sieć może działać jak rzeczywisty magazyn energii, redukując straty o ponad 64 000 GJ rocznie i ograniczając emisje CO<sub>2</sub> o ok. 4 500 ton. Główne bariery to brak formalnego uznania ciepła z Power-to-Heat za zielone, brak mechanizmów wynagradzania elastyczności, ograniczone moce przyłączeniowe oraz niedostosowany model taryfowy.

***Czy gaz ziemny pozostanie jedynym realnym paliwem pomostowym dla polskiego ciepłownictwa w tej dekadzie, czy widzą Państwo szansę na szybsze przeskalowanie produkcji biometanu do poziomu 2 mld m<sup>3</sup>, o co apelują organizacje branżowe?***

Gaz ziemny jest i pozostanie w tej dekadzie ważnym paliwem pomostowym, co widać w rosnącym udziale gazu w miksie ciepłowniczym przy jednoczesnym szybkim odchodzeniu od węgla. Podkreślam jednak, że ciepłownictwo nie może wejść w nową „monokulturę paliwową”, tym razem gazową, bo oznaczałoby to utrwalenie wysokiej zależności importowej i podatności na szoki cenowe, zwłaszcza w obecnie niepewnych czasach.

Z tego powodu jednym z filarów programu strategicznego Veolia Green Up na lata 2024–2027 jest dywersyfikacja paliw — w tym rozwój instalacji opartych o biometan, wodór, biomasę, geotermię i ciepło odpadowe oraz technologii Power-to-Heat. W wielu miastach, gdzie Veolia term dostarcza ciepło coraz odważniej korzystamy z ciepła odpadowego, które może zwiększyć efektywność sieci nawet o 20–40%. W Lidzbarku Warmińskim 100% ciepła dla jednego z miejskich osiedli pochodzi z Ciepłowni Przyszłości — innowacyjnego systemu opartego o pompy ciepła, fotowoltaikę i magazyny energii. Z kolei na przykład w Tarnowskich Górach włączyliśmy do systemu instalacje oparte o biomasę i biogaz z miejscowej oczyszczalni ścieków. W Poznaniu realizowany jest projekt, w którym do 2030 r. system ciepłowniczy ma być całkowicie wolny od węgla, oparty na zdywersyfikowanym miksie z udziałem biometanu i wodoru w nowoczesnej kogeneracji. Osiągnięcie poziomu 2 mld m<sup>3</sup> biometanu rocznie jest możliwe, jednak wymaga stabilnych ram regulacyjnych, długoterminowych mechanizmów wsparcia, uproszczenia procedur inwestycyjnych i integracji biometanu z lokalnymi systemami ciepłowniczymi oraz siecią gazową.

***Jak w obliczu rosnących kosztów emisji CO<sub>2</sub> i paliw przekonać odbiorców, że transformacja energetyczna jest dla nich korzystna ekonomicznie i w jaki sposób angażować lokalne społeczności, by projekty takie jak budowa spalarni RDF czy biogazowni nie budziły oporu społecznego?***

Rosnące koszty emisji CO<sub>2</sub> i paliw, w tym obserwowane w tym roku wahania ich cen, to przesłanki, aby o transformacji mówić w kategoriach szerszych a nie jedynie wymiarze ekologicznym. Zgodnie ze stanem faktycznym musi być przedstawiona jako inwestycja w bezpieczeństwo, stabilność cenową oraz poprawę jakości życia w miastach. Ciepłownictwo, obok elektroenergetyki, jest fundamentem bezpieczeństwa energetycznego — czego dramatycznym przykładem jest sytuacja w Ukrainie. Dlatego modernizacja sieci i źródeł to nie tylko „zielona polityka”, a inwestycja w budowanie infrastruktury będącej fundamentem odporności państwa.

Transformacja energetyczna musi być opowieścią o bezpieczeństwie, stabilności cen i lepszej jakości życia w miastach, a nie tylko o celach klimatycznych. Dlatego Veolia łączy kampanie edukacyjne i ofertę efektywności energetycznej z inwestycjami w nowoczesne sieci, odzysk ciepła i OZE, a strategia „Głos ReGeneracji” oddaje głos samorządom i mieszkańcom.

## ***W jakim stopniu „miękkie” inwestycje w cyfryzację i algorytmy AI mogą zredukować zapotrzebowanie na budowę nowych jednostek wytwórczych i czy polskie miasta są gotowe na wdrożenie standardów sieci nowej generacji?***

„Miękkie” inwestycje w cyfryzację i algorytmy AI realnie działają jak wirtualna elektrownia: zamiast budować kolejne megawaty, odzyskujemy je z istniejącej infrastruktury poprzez redukcję strat, lepsze sterowanie i spłaszczanie szczytów. Doświadczenia z systemami inteligentnego zarządzania — jak Hubgrade i projekty typu „Inteligentna Sieć Ciepłownicza 2.0” w Warszawie — pokazują, że same tylko działania oparte na digitalizacji, telemetrii i zaawansowanej analityce potrafią wygenerować oszczędności rzędu kilkunastu procent zużycia ciepła rocznie oraz istotnie ograniczyć awaryjność sieci. W praktyce kilkanaście procent mniejszego zużycia to w wielu miastach różnica między koniecznością budowy nowej jednostki szczytowej a możliwością „wyciśnięcia” dodatkowej mocy z już istniejącego systemu, przy znacznie niższych nakładach i krótszym czasie realizacji.

Projekt Inteligentnej Sieci Ciepłowniczej 2.0, obejmujący instalację ok. 6 tys. sterowników w komorach magistralnych i węzłach w Warszawie, ilustruje ten efekt bardzo konkretnie: zakładana redukcja strat ciepła o ponad 64 000 GJ rocznie i ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> o blisko 4 500 ton to de facto odzyskana moc, której w przeciwnym razie trzeba byłoby szukać w nowych źródłach wytwórczych. Podobne rozwiązania, wsparte AI do predykcji zapotrzebowania i dynamicznej optymalizacji pracy sieci, pozwalają nie tylko ograniczać straty, ale też przenosić część produkcji na godziny poza szczytem, lepiej integrować OZE i stabilizować lokalny system. W sumie oznacza to istotne przesunięcie akcentu: z „budujemy nowe jednostki” na „wykorzystajmy maksymalnie to, co już mamy, dzięki inteligentnemu sterowaniu”.

Jeśli chodzi o gotowość polskich miast do wdrażania standardów sieci nowej generacji, odpowiedź brzmi: tak, ale pod warunkiem zapewnienia odpowiednich ram finansowych i regulacyjnych oraz partnerskiego modelu współpracy z operatorami. Veolia zarządza sieciami ciepłowniczymi w blisko 60 lokalizacjach, wdrażając cyfryzację zarówno w dużych aglomeracjach, jak Warszawa czy Poznań, jak i w mniejszych ośrodkach, co pokazuje, że kompetencje technologiczne, organizacyjne i operacyjne są dostępne właściwie wszędzie. To, czego jeszcze brakuje, to uznanie cyfryzacji i AI za pełnoprawny filar polityki energetyczno-klimatycznej — z dedykowanymi mechanizmami wsparcia na równi z nowymi źródłami wytwórczymi — oraz stabilna wizja roli sieci ciepłowniczych jako kręgosłupa odporności energetycznej miast.

# Anna Kornecka

Prezeska Hydro Sanok i Wiceprezeska SPGK. Radczyni prawna, ekspertka od zielonej energii, ESG i współpracy z samorządami. Prezes Hydro Sanok Sp. z o.o. oraz Wiceprezes Sanockiego Przedsiębiorstwa Gospodarki Komunalnej Sp. z o.o. Była wiceminister rozwoju, pracy i technologii (2020–2021) odpowiedzialna za budownictwo, planowanie i zagospodarowanie przestrzenne, mieszkalnictwo i energetykę odnawialną. Pomysłodawczyni i współautorka „Dekalogu polskiej transformacji energetycznej”. Promotorka energetyki obywatelskiej.

Polski sektor ciepłownictwa systemowego jest drugi co do wielkości w UE pod względem dostarczanego ciepła i obsługuje ok. 15 mln osób. Sieci ciepłownicze mają ponad 22 tys. km długości, a moc zainstalowana sięga ok. 53 GW. Rzeczywiście węgiel wciąż dominuje, choć jego udział maleje – z 61,2% w 2023 r. do 57,4% w 2024 r. Rosną udziały gazu ziemnego (ok. 15%) oraz OZE (ok. 14–14,7%). Tempo wzrostu OZE w sektorze ciepła jest jednak wciąż wolne i znacznie mniejsze niż w elektroenergetyce.

## 15M

**Obsługiwanych osób**

Przez polskie sieci  
ciepłownicze

## 22K

**Długość sieci**

W kilometrach

## 53GW

**Moc zainstalowana**

W gigawatach

## 57.4%

**Udział węgla (2024)**

W miksie energetycznym  
ciepłownictwa

## 14.7%

**Udział OZE**

W ciepłownictwie  
systemowym

Sektor jest zatem wciąż silnie uzależniony od paliw kopalnych, choć trend dekarbonizacyjny jest dostrzegalny. Zgodnie z regulacjami unijnymi wymogi dotyczące udziału OZE w wytwarzaniu ciepła i efektywność systemów są wciąż zaostrzane. Polska musi zwiększyć udział odnawialnych źródeł ciepła w ciepłownictwie oraz dostosować systemy do kryteriów efektywności energetycznej.

Głównym wyzwaniem dziś w sektorze ciepłowniczym jest przede wszystkim modernizacja sieci ciepłowniczych (poprzez [m.in.](#) redukcję temperatur, zmniejszenie strat energii), ale również integracja z systemem elektroenergetycznym (tzw. sector coupling) – kluczowa dla wykorzystania nadwyżek OZE do produkcji ciepła i bilansowania KSE. Wciąż obserwujemy zbyt niski udział nowoczesnych technologii, takich jak pompy ciepła, magazyny ciepła, kogeneracja w oparciu o OZE, czy rozwiązania Power-to-Heat.

Szacunki wskazują, że transformacja polskiego ciepłownictwa systemowego do neutralności klimatycznej do 2050 r. może kosztować między PLN 300 a 466 mld (ok. USD 70–100 mld). Budżety publiczne i dostępne programy (np. granty na OZE i pompy ciepła) to stosunkowo niewielka część potrzebnych środków, w związku z tym znaczną barierą w dekarbonizacji ciepłownictwa są niewystarczające środki finansowe. Inwestorzy prywatni interesują się inwestycjami w ciepłownię zarówno w dużych, jak i mniejszych miastach dostrzegając potencjał w transformacji sektora i jego dekarbonizacji.

### **Bariery Finansowe**

Niewystarczające środki publiczne i programy wsparcia w stosunku do szacowanych kosztów transformacji (300-466 mld PLN).

### **Bariery Regulacyjne**

Zaostrzone wymogi unijne dotyczące udziału OZE i efektywności, wymagające głębokich zmian.

### **Bariery Technologiczne**

Niski udział nowoczesnych technologii (pompy ciepła, magazyny ciepła, kogeneracja OZE, Power-to-Heat) oraz potrzeba modernizacji sieci.

### **Zależność od paliw kopalnych**

Dominacja węgla, mimo dostrzegalnego trendu dekarbonizacyjnego, spowalnia transformację.

Kluczowym elementem transformacji na Podkarpaciu jest modernizacja sieci i zwiększanie efektywności energetycznej, czego przykładem jest Elektrociepłownia Rzeszów (PGE), gdzie zainstalowano kotły gazowe. Niezwykle ważne dla tego regionu jest także szybkie i sprawne odejście od węgla na rzecz paliw niskoemisyjnych (gaz) i OZE, w tym biometanu i technologii wodorowych, co ma w przyszłości zasilać lokalne ciepłownictwo (projekt ciepłowniczo-wodorowy w Sanoku – Hydro Sanok).

Podsumowując, polski sektor ciepłownictwa systemowego rozpoczął drogę transformacji, ale jego pełna gotowość do skutecznej, szybkiej transformacji energetycznej pozostaje jeszcze ograniczona z powodu dominacji paliw kopalnych, znaczących potrzeb inwestycyjnych i konieczności głębszych zmian regulacyjnych oraz technologicznych.

***Jakie modele współpracy między sektorem publicznym a prywatnym uważają Państwo za najbardziej efektywne dla transformacji ciepłownictwa w polskich warunkach? Czy w regionie podkarpackim istnieją przykłady udanych partnerstw tego typu, a jeśli nie – jakie czynniki utrudniają ich powstawanie?***

W polskich warunkach transformacja sektora ciepłownictwa – czyli odejście od paliw kopalnych, modernizacja źródeł ciepła, zwiększanie udziału OZE oraz poprawa efektywności systemów sieciowych – wymaga dużych inwestycji, długoterminowego planowania i podziału ryzyka między partnerami. Jednym ze sposobów mobilizacji kapitału i know-how z sektora prywatnego przy jednoczesnym zapewnieniu kontroli publicznej są modele współpracy publiczno-prywatnej (PPP).

<b>BOO / BOT</b> Podmiot prywatny buduje, posiada i eksploatuje instalację (BOO) lub buduje i eksploatuje przez określony czas, po czym aktywa wracają do własności publicznej (BOT). Pozwala przenieść część ryzyka finansowego i operacyjnego na sektor prywatny.	<b>Koncesje i dzierżawy</b> Publiczny podmiot udziela partnerowi prywatnemu prawa do zarządzania i modernizacji infrastruktury ciepłowniczej. Partner prywatny inwestuje we wzmocnienie systemu, a zwrot osiąga przez opłaty od operatora lub użytkowników.	<b>EPC i modele ESCO</b> Partner prywatny (ESCO) przeprowadza inwestycje poprawiające efektywność energetyczną i gwarantuje efekty. Wynagrodzenie powiązane z osiągniętymi oszczędnościami lub wskaźnikami efektywności.	<b>Modele hybrydowe i konsorcjalne</b> Publiczne podmioty, jednostki samorządowe, firmy prywatne oraz eksperci techniczni tworzą konsorcja projektowe, łącząc finansowanie, wiedzę techniczną i know-how.
--	--	---	--

Przykładem takiej współpracy jest realizowany w Sanoku projekt spółki celowej Hydro Sanok, w którym udziały ma zarówno miejska spółka komunalna zarządzająca ciepłownią, jak i prywatni inwestorzy. Dobrze zaprojektowany PPP może połączyć interesy publiczne i prywatne, przyspieszając inwestycje, podnosząc efektywność i ograniczając ryzyka transformacji sektorowej.

***Jak Państwo oceniają potencjał regionu podkarpackiego w zakresie wykorzystania odnawialnych źródeł energii do celów ciepłowniczych – w szczególności biomasy, geotermii oraz wielkoskalowych pomp ciepła? Które z tych technologii mają w Państwa ocenie największe szanse na komercyjne wdrożenie w perspektywie najbliższej dekady i jakie warunki musiałyby zostać spełnione?***

Region województwa podkarpackiego ma interesujące, choć zróżnicowane możliwości wykorzystania odnawialnych źródeł energii (OZE) do celów ciepłowniczych – w szczególności biomasy, geotermii, fotowoltaiki oraz wielkoskalowych pomp ciepła.



### **Biomasa**

Region ma relatywnie dużą dostępność biomasy stałej (głównie drewno, zrębki, odpady drzewne, słoma). Technologie oparte na biomacie mogą być efektywne zarówno w małych kotłowniach lokalnych, jak i jako substytut paliw kopalnych w istniejących sieciach ciepłowniczych.



### **Geotermia**

Wstępne mapy potencjału geotermalnego wskazują na obecność stref z zasobami wód termalnych (temperatury nawet 85–100°C w niektórych lokalizacjach). Wymaga jednak znaczących nakładów na odwierty i infrastrukturę.



### **Fotowoltaika**

Dynamicznie rośnie na Podkarpaciu. PV może pośrednio wspierać cele ciepłownicze poprzez zasilanie pomp ciepła, elektrycznych systemów grzewczych czy hybrydowych systemów produkcji ciepła.



### **Wielkoskalowe pompy ciepła**

Urządzenia o mocy powyżej 1 MWt mogą być wykorzystane jako główne źródło ciepła dla sieci ciepłowniczych, integrując energię elektryczną z OZE oraz nadwyżkową energię z sieci elektroenergetycznej.

Trzeba pamiętać, że Podkarpacie jest regionem o rozproszonej zabudowie, co może ograniczać ekonomiczną opłacalność centralnych systemów ciepłowniczych z OZE. Transformacja systemów ciepłowniczych wymaga też integracji między sektorami (ciepło, sieć elektroenergetyczna, magazyny ciepła). Duże znaczenie mają dokumenty strategiczne (np. regionalne programy rozwoju OZE) i wsparcie finansowe.



***Jaką rolę powinny odgrywać samorządy lokalne w procesie transformacji ciepłownictwa i jakich instrumentów wsparcia – organizacyjnego, finansowego czy regulacyjnego – najbardziej im brakuje? Czy dostrzegają Państwo różnice w poziomie zaangażowania i kompetencji samorządów w regionie podkarpackim w porównaniu z innymi częściami kraju?***

Samorządy lokalne odgrywają kluczową rolę w procesie transformacji ciepłownictwa, zarówno w Polsce, jak i w innych krajach europejskich – ale ich działania muszą być wspierane odpowiednimi instrumentami politycznymi, finansowymi i organizacyjnymi.

To właśnie samorządy, dzięki znajomości lokalnych uwarunkowań (planów zagospodarowania, potrzeb mieszkańców, infrastruktury), są w najlepszym położeniu, aby opracowywać lokalne plany energetyczne i ciepłownicze, uwzględniające charakterystykę źródeł ciepła i możliwości rozwoju OZE oraz efektywności energetycznej, a także koordynować działania między różnymi interesariuszami – operatorami sieci, przedsiębiorstwami ciepłowniczymi, mieszkańcami i inwestorami.

Samorządy mogą pełnić funkcję integratora i moderatora lokalnej polityki energetycznej, zarówno w skali miasta, jak i regionu. Dotyczy to m.in.: modernizacji i rozbudowy sieci ciepłowniczych, rozwoju źródeł niskoemisyjnych (OZE, kogeneracja, ciepło odpadowe), czy zapewnienia bezpieczeństwa dostaw ciepła zgodnie z lokalnym zapotrzebowaniem.

#### **Luki finansowe**

Często nie mają środków własnych na wkład własny np. do projektów unijnych lub krajowych programów.

#### **Braki kadrowe**

Większość gmin nie ma odpowiednich zespołów specjalistycznych do przygotowania skomplikowanych projektów inwestycyjnych i rozliczeń środków unijnych.

#### **Brak wsparcia eksperckiego**

Brakuje narzędzi doradczych, szkoleń i wsparcia eksperckiego, które mogłyby pomóc w opracowaniu biznesplanów, studiów wykonalności czy modeli finansowych projektów transformacyjnych.

#### **Obciążenia regulacyjne**

Obecne regulacje często wymagają od gmin tworzenia dokumentów (np. planów niskoemisyjnych), które są kosztowne i czasochłonne, a ich efekt praktyczny bywa ograniczony.

***Jakie zmiany regulacyjne na poziomie krajowym byłyby w Państwa ocenie najbardziej potrzebne, aby przyspieszyć transformację polskiego ciepłownictwa? Czy obecne mechanizmy wsparcia – w tym taryfy ciepła, system EU ETS oraz dostępne programy dotacyjne – tworzą wystarczające zachęty dla inwestorów prywatnych do angażowania się w projekty dekarbonizacyjne w mniejszych ośrodkach miejskich?***

Aby przyspieszyć transformację polskiego ciepłownictwa i uczynić ją skuteczną, konieczne są głębokie zmiany regulacyjne na poziomie krajowym. Transformacja obejmuje odejście od paliw kopalnych (szczególnie węgla), zwiększenie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) i integrację ciepłownictwa z systemem elektroenergetycznym — ale bez odpowiednich narzędzi prawnych i ram działania tempo zmian pozostanie powolne.

01

---

### **Spójna strategia energetyczna**

Brak kompleksowej, długofalowej strategii rządowej dla ciepłownictwa, obejmującej cele, harmonogramy i mechanizmy wsparcia — znacznie utrudnia inwestorom planowanie i finansowanie modernizacji. Dokumenty powinny wskazywać kierunki dekarbonizacji w podziale na lata 2030, 2040 i 2050.

02

---

### **Dostęp do kapitału**

Konieczne jest stworzenie dedykowanych mechanizmów wspierających Power-to-Heat, magazyny energii i odzyskiwanie ciepła odpadowego. Transformacja wymaga od kilkuset miliardów do niemal pół biliona złotych do 2050 r.

03

---

### **Uproszczenie procedur**

Konieczne skrócenie procedur uzyskiwania pozwoleń środowiskowych i budowlanych dla inwestycji OZE i modernizacji sieci. Digitalizacja i usprawnienie procesu wydawania decyzji administracyjnych.

04

---

### **Regulacje taryfowe i efektywność**

Dostosowanie regulacji taryfowych, tak aby promowały efektywność i termomodernizację. Wprowadzenie mechanizmów zachęcających do niskoemisyjnych inwestycji oraz jasnych wymagań dotyczących udziału źródeł niskoemisyjnych.

# Piotr Arak

Dr Piotr Arak jest głównym ekonomistą VeloBanku, adiunktem na Wydziale Nauk Ekonomicznych Uniwersytetu Warszawskiego oraz Non-Resident Senior Fellow w Atlantic Council. Ma kilkunastoletnie doświadczenie w analizach ekonomicznych i współtworzył Polski Instytut Ekonomiczny, którym kierował w latach 2018–2023.

„Polski miks” jest dziś wyceniany przez pryzmat kosztu osieroconych aktywów (stranded assets). Banki nie boją się tylko tego, że elektrownia węglowa przestanie działać, ale że firma korzystająca z „brudnej” energii straci miejsce w łańcuchu dostaw globalnych korporacji, co zniszczy jej zdolność do spłaty kredytu.



Firmy wysokoemisyjne zderzają się z dwoma barierami: płynnościową i cenową. Wiele funduszy inwestycyjnych i banków komercyjnych ma w statutach twarde daty graniczne (exit dates) dla sektorów węglowych. Już dzisiaj dla tych firm po prostu finansowania komercyjnego nie będzie. Dla podmiotów bez jasnej strategii dekarbonizacji, które do tej pory były mocno węglowe, koszt kredytu może być o 200–300 punktów bazowych wyższy.

Dla polskich przedsiębiorstw „brudna energia” to dziś ryzyko egzystencjalne. Jeśli nie zdywersyfikują źródeł zasilania, staną się niebankowalne nie dlatego, że banki są „zielone”, ale dlatego, że ich model biznesowy w świecie z wysokimi cenami uprawnień do emisji po prostu przestaje się spinać w Excelu. Na szczęście coraz mniej jest firm produkcyjnych, czy usługowych które tego nie wiedzą.

## ***Czy „zielona inflacja” (greenflation) to zjawisko przejściowe, czy nowa norma, do której musimy przyzwycząć portfele?***

Musimy odejść od iluzji, że transformacja energetyczna będzie bezkosztowa. Greenflation ma charakter strukturalny w krótkim i średnim terminie, ale jest inwestycją w niższy wzrost cen w długim terminie. Obecnie płacimy „podatek od zapóźnienia”. Wyższe koszty wynikają z wąskich gardeł dostaw, ETS i amortyzacji kosztów. Popyt na miedź, lit czy rzadkie metale ziem alkalicznych rośnie szybciej niż możliwości wydobywcze, co podbija ceny technologii OZE. Dorzućmy do tego geopolityczną zależność od Chin i okazuje się, że jesteśmy bardzo wrażliwy na zerwanie dostaw i napięcia polityczne na Morzu Południowochińskim.

Przez dekady ceny energii nie uwzględniały kosztów klimatycznych. Mechanizm ETS to po prostu „wstawienie” tych kosztów do faktury, a przez to, że węgiel to nadal 60% energii, jest on dla Polaka o wiele bardziej bolesny. To też sprawia, że cena energii na rynku w Polsce jest wyższa.

Mamy też „capex-heavy transition”. Budowa nowej infrastruktury wymaga gigantycznych nakładów kapitałowych „z góry”, podczas gdy korzyści z niskich kosztów operacyjnych (tańsza energia ze słońca, wiatru i atomu) przychodzą z odroczeniem. Więc płacimy dzisiaj za OZE także więcej.

W perspektywie dekady, po przejściu przez „szczyt inwestycyjny”, energia z OZE i atomu ustabilizuje ceny na niższym poziomie. Jednak do 2030 roku musimy przywyknąć do tego, że energia będzie droższym komponentem koszyka zakupowego, co wymusza na nas skokową poprawę efektywności. Pytanie jak przyzwycząć do tego biznes i czy to w ogóle możliwe?

## ***Jaką rolę powinno odgrywać państwo w de-riskingowaniu inwestycji w nowe technologie, aby stały się one atrakcyjne dla banków komercyjnych?***

Banki z natury są konserwatywne — nie finansują technologii, które nie mają track record. Państwo musi pełnić rolę „pierwszego inwestora” i gwaranta, który bierze na siebie ryzyko technologiczne i polityczne. Można do tego wykorzystywać, i zresztą to się w Polsce na różnym poziomie dzieje, zabezpieczenie cash flow (kontrakty różnicowe), czy gwarancje (jak BGK), choć najbardziej by się przydała przewidywalność regulacyjna.

Największym ryzykiem w Polsce nie jest technologia, lecz zmienność prawa. Państwo musi stworzyć „korytarz legislacyjny” — jeśli inwestor podejmuje decyzję dzisiaj, musi mieć pewność co do reguł gry za 10 lat. Nie muszą to być kwestie pewności ceny, ale by wiedzieć, że strategia nie będzie się zmieniać. Na to najbardziej narzekają analitycy ryzyka i w zasadzie wszyscy inni uczestnicy rynku.

Bez aktywnej roli państwa jako „ubezpieczyciela ostatniej instancji”, kapitał prywatny będzie płynął tylko w sprawdzone rozwiązania (jak fotowoltaika), a my potrzebujemy przełomów w magazynowaniu energii i małym atomie (SMR).



## ***Który model transformacji – niemiecki, francuski czy skandynawski – jest najbardziej kompatybilny z polskim DNA gospodarczym?***

Polska nie powinna kopiować jeden do jednego żadnego z tych modeli, ale szukać „drogi środka” z silnym akcentem francuskim.

Energiwende w Niemczech to pomyłka.

Model skandynawski jest godny podziwu pod względem rozproszenia i lokalnych wspólnot energetycznych, ale opiera się na specyficznych warunkach geograficznych (hydroenergia), których w Polsce brakuje. Francuski atom wyprzedził epokę i dał dzisiaj temu krajowi przy rosnących kosztach pracy, niższe koszty energii. Polska potrzebuje stabilnej „podstawy” (base load) dla energochłonnego przemysłu (stal, chemia), a to może zapewnić tylko atom. Nasze „DNA” to gospodarka oparta na produkcji i eksporcie. Potrzebujemy do tego OZE na lądzie, na morzu, ale też trochę węgla dla bezpieczeństwa.

## ***Termomodernizacja to „nisko wiszący owoc”, którego nie umiemy zerwać. Jak zaprojektować instrumenty finansowe, by to zmienić?***

Problem nie leży w braku pieniędzy, ale w ich rozproszeniu i barierze wejścia. Przeciętny właściciel domu czy mała wspólnota nie są w stanie zarządzać skomplikowanym procesem inwestycyjnym.

Wydaje mi się, że potrzebujemy w tym obszarze zrywu podobnego jak w latach 70. XX wieku w epoce gierkowskiej. Modernizacja wsi polegała wtedy na tym, że blacha zastąpiła strzechę.

Banki nie chcą finansować tysiąca małych kredytów na ocieplenie ścian. Potrzebujemy wehikułów finansowych, które „pakują” te mikrokredyty w duże portfele (sekurytyzacja), które mogą być następnie finansowane przez rynki kapitałowe i częściowe gwarancje państwa. Projektem tym powinna zawiadywać któraś z agend rozwoju, jakich mamy wiele, i także dofinansować proces dla osób najuboższych. Problem strat energii dotyczy przede wszystkim najuboższych, którzy zdolności kredytowych nie mają. To w ich domach trzeba wymienić okna, źródło ogrzewania, ewentualnie podłączyć do sieci i docieplić ściany. Musimy przestać dotować tylko „sprzęt” (kotły, pompy), a zacząć finansować „efekt”.



## ***Czy ubóstwo energetyczne to nowy zapalnik niepokojów społecznych? Jak systemowo temu zapobiec?***

Ubóstwo energetyczne to największe zagrożenie dla poparcia społecznego dla Unii Europejskiej. „Zielony ład” kojarzy się z zimnymi kaloryferami i jest odrzucany przez wyborców. Elity europejskie ośmieszyły ideę transformacji energetycznej, dlatego trzeba to zrobić z sensem, a nie tak jak proponuje system ETS2. Dalsze brnięcie tą ścieżką jest niebezpieczne dla całego projektu europejskiego i może oznaczać rozpad UE.

Zamiast doraźnych dopłat (tzw. tarcz), które tylko pudrują problem i napędzają inflację, potrzebujemy systemowej terapii. Musimy dać priorytet najbardziej potrzebującym i dotacje w 100% pokrywające koszty termomodernizacji i zmiany źródła energii dla gospodarstw o najniższych dochodach. Do tego taryfy socjalne i ochrona przed odłączeniem, ale połączone z obowiązkiem poddania się audytowi energetycznemu.

Musimy przesunąć środki z „konsumpcji” - z dopłat do rachunków - na „inwestycje” i poprawę standardu energetycznego budynków.

# Emad Zand

Emad Zand jest dyrektorem generalnym i założycielem firmy Tavion. Wcześniej pełnił funkcję prezesa Northvolt Systems, gdzie odpowiadał za tworzenie produktów ESS dla wiodących globalnych dostawców. Posiada również doświadczenie w McKinsey & Co. Tavion koncentruje się na wielkoskalowym magazynowaniu energii (BESS), łącząc dogłębną wiedzę techniczną z doskonałością operacyjną. Firma zbudowała już dwie fabryki w Polsce.

***Przenoszenie DNA – opanowanie aktywów i dyscyplina. Przeszedł Pan od produkcji europejskich akumulatorów w Northvolt do wdrażania aktywów magazynowania energii w Tavion. W jaki sposób wykorzystuje Pan DNA gigafabryki na rynku infrastruktury sieciowej?***

Ta zmiana dotyczy przede wszystkim realizacji. W Northvolt tworzyliśmy światowej klasy produkty ESS dla wiodących dostawców; w Tavion wykorzystujemy tę szczegółową wiedzę techniczną w odniesieniu do sieci energetycznej. Rozumiemy system akumulatorów aż do poziomu ogniw — wiemy, jak ulegają one degradacji, jak reagują i jak je zoptymalizować. Większość funduszy infrastrukturalnych po prostu kupuje „czarną skrzynkę”. Co najważniejsze, wnosimy kulturę zarządzania złożonymi projektami ze świata gigafabryk. Posiadamy dogłębną wiedzę techniczną, która pozwala nam realizować złożone wdrożenia szybciej niż przewiduje to standard rynkowy i to właśnie jest przewaga konkurencyjna, którą wnosimy do Polski.

***Polska jako punkt wyjścia dla Europy. Firma Tavion wybrała Polskę jako swój główny rynek startowy. Czy jest to jedynie inwestycja lokalna, czy też za tą decyzją stoi szersza strategia?***

- ① Polska stanowi fundament, ale nasze ambicje mają zasięg kontynentalny. Wybraliśmy Polskę, ponieważ panujące tu warunki wymagają natychmiastowej interwencji na dużą skalę w celu zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego i konkurencyjności przemysłowej. Nasza strategia polega jednak na udoskonaleniu naszego modelu wdrożeniowego tutaj, a następnie rozszerzeniu go na całą Europę. Rozwiązując najpierw trudne wyzwania związane z bilansowaniem w polskiej sieci energetycznej, tworzymy plan stabilności sieci, który wdrożymy na innych rynkach. Polska to dla nas nie tylko rynek; to centrum, w którym definiujemy przyszłość odporności europejskiej sieci energetycznej.



## ***Biznes stabilności a importowane paliwa. Czym model Tavion różni się od tradycyjnych rozwiązań bilansujących?***

Historycznie rzecz biorąc, bilansowanie sieci oznaczało spalanie gazu, co naraża gospodarkę krajową na ryzyko geopolityczne i wahania cen. Tavion wdraża wielkoskalowe systemy BESS, które wykorzystują krajową energię elektryczną do świadczenia kluczowych usług w zakresie regulacji częstotliwości, kontroli napięcia oraz zapewnienia bezwładności. Oferujemy wyższy poziom suwerenności energetycznej. Nasze aktywa znajdują się na miejscu, w Polsce, i są odporne na zewnętrzne wstrząsy podażowe.

## ***Szybkość, tempo i lokalna zawartość. Jak szybko firma Tavion może wdrożyć tę infrastrukturę i w jaki sposób zamierza wykorzystać lokalny łańcuch dostaw?***

Bezpieczeństwo nie może czekać. Podczas gdy tradycyjna infrastruktura energetyczna boryka się z długimi terminami realizacji, naszym celem jest wdrożenie magazynów energii na skalę przemysłową w ciągu 12 do 18 miesięcy. W realizacji tych projektów opieramy się na polskiej inżynierii, lokalnych pracach budowlanych oraz krajowej wiedzy specjalistycznej w zakresie sieci energetycznej. Polska dysponuje ogromnym potencjałem talentów technicznych. Łącząc naszą własną wiedzę specjalistyczną z silnym udziałem lokalnych podmiotów w realizacji, możemy budować tę kluczową infrastrukturę w tempie wymaganym przez rynek.



***Wizja na rok 2030 – konkurencyjny hub. Jak wygląda Pańska wizja europejskiej sieci energetycznej w 2030 roku i jaką rolę odegra do tego czasu firma Tavion w polskim ekosystemie?***

Do 2030 r. najbardziej konkurencyjne gospodarki będą tymi, które będą dysponowały najbardziej odpornymi sieciami energetycznymi. Moja wizja dla firmy Tavion w Polsce zakłada obsługę głównych centrów elastyczności, które będą stanowić kręgosłup systemu. Chcemy być zaufanym partnerem dla polskiego operatora, zapewniając, że pomimo zmieniającego się koszyka energetycznego światła pozostaną włączone, a fabryki będą działać z pełną wydajnością. Naszym celem jest udowodnienie, że Polska może posiadać jeden z najbezpieczniejszych i najbardziej opłacalnych systemów energetycznych w Europie.



# Tomasz Buraś

W DHL Express od 2002 r. — początkowo jako Wiceprezes Zarządu ds. Operacyjnych, a od 2007 r. jako Prezes Zarządu DHL Express. Jego kariera zawodowa związana jest z branżą logistyczną od ponad 20 lat. Pracował jako menadżer operacyjny biura zakupów w IKEA Hanim Poland S.A. (od 1992 r.), Dyrektor ds. Logistyki na Centralną i Wschodnią Europę w Sony Poland (w latach 1994–2001) oraz Dyrektor ds. Logistyki i Rozwoju w P&O Trans European Poland. Ukończył Wydział Transportu Politechniki Warszawskiej. Był wykładowcą w Zakładzie Eksploatacji i Utrzymania Pojazdów na Wydziale Transportu Politechniki. Jego pasją są sport i podróże.





Wzmacnianie lokalnych kompetencji oraz krajowych łańcuchów dostaw nie oznacza ograniczania współpracy międzynarodowej. Wręcz przeciwnie — wiele lokalnych firm potrzebuje dostępu do rynków zagranicznych, co jest warunkiem dalszego rozwoju. Nowoczesne rozwiązania logistyczne umożliwiają firmom szybkie, bezpieczne i przewidywalne dostarczanie produktów do klientów na całym świecie, niezależnie od skali działalności. Warto przy tym podkreślić, że logistyka ekspresowa przestała dotyczyć wyłącznie niewielkich przesyłek. Dziś pozwala ona sprawnie i szybko — wraz z pełną obsługą celną — eksportować i importować także znacznie większe gabaryty, sięgające nawet do trzech ton. W DHL Express możliwość obsługi przesyłek o takiej wadze stanowi jeden z elementów wyróżniających naszą ofertę na rynku międzynarodowych usług ekspresowych. Dzięki temu staje się ona istotnym elementem łańcuchów dostaw firm produkcyjnych i dystrybucyjnych, które potrzebują niezawodnych i szybkich połączeń z rynkami zagranicznymi.

Szczególne znaczenie ma także logistyka ekspresowa oparta na transporcie lotniczym, która pozwala skracać czas dostaw i szybciej reagować na potrzeby rynku. Dane z raportu DHL Global Connectedness Report 2026 pokazują również, że handel międzynarodowy obejmuje coraz większe odległości — w 2025 r. średni dystans pokonywany przez towary w handlu międzynarodowym osiągnął rekordowe 5 tys. kilometrów. Sprawne połączenia logistyczne stają się więc jednym z fundamentów funkcjonowania współczesnej gospodarki.

W działalności międzynarodowej kluczową rolę odgrywa także wsparcie doświadczonego i zaufanego operatora logistycznego, który pomaga firmom poruszać się w złożonym środowisku regulacyjnym. Dotyczy to m.in. procedur celnych, lokalnych przepisów czy formalności związanych z eksportem i importem towarów. Dostęp do wiedzy, doświadczenia i globalnej infrastruktury logistycznej znacząco ułatwia przedsiębiorstwom rozwój działalności na rynkach zagranicznych.

Transport lotniczy umożliwia również szybkie dostarczanie towarów na duże odległości, także w przypadku przesyłek o większej wadze. Dla wielu branż — szczególnie tych, w których liczy się szybki czas dostawy — możliwość sprawnego transportu międzykontynentalnego stanowi istotny czynnik konkurencyjności i pozwala firmom skuteczniej funkcjonować w globalnym handlu.

Budowanie konkurencyjnej gospodarki opartej na silnych lokalnych kompetencjach wymaga współpracy wielu uczestników rynku — od przedsiębiorstw i instytucji publicznych po partnerów technologicznych i operatorów logistycznych. Logistyka ekspresowa, która łączy lokalnych producentów z globalną siecią transportową, umożliwia polskim firmom szybsze docieranie na rynki międzynarodowe i skuteczniejsze konkurowanie w globalnej gospodarce.

# Witold Witkowicz

Witold Witkowicz — przedstawiciel ICEYE Polska, globalnego lidera w dziedzinie technologii satelitarnej SAR (radar z syntetyczną aperturą). ICEYE to fińsko-polski sukces w obszarze „New Space” — firma operuje największą na świecie komercyjną konstelacją satelitów SAR, dostarczając dane i analizy dla sektora obronnego, zarządzania kryzysowego oraz monitorowania infrastruktury krytycznej. *Wojna na Ukrainie pokazała, że infrastruktura energetyczna stanowi główny cel ataków. W jaki sposób technologia SAR (radar z syntetyczną aperturą) może w praktyce pomóc operatorom sieci przesyłowych (takim jak PSE czy Gaz-System) w ochronie tysięcy kilometrów sieci i rurociągów przed sabotażem i zagrożeniami hybrydowymi?*

Satelity SAR zapewniają aktywne obrazowanie radarowe, które działa w dzień i w nocy i na które nie ma wpływu pogoda. Konstelacje SAR umożliwiają ciągłe monitorowanie określonych obszarów zainteresowania i wspierają zaawansowaną analitykę, taką jak wykrywanie zmian, w celu sygnalizowania podejrzanych ruchów, pojawiających się wzorców aktywności, a nawet ruchów gruntu lub naruszeń gleby. W rezultacie mogą one służyć do monitorowania kluczowych obiektów, w tym tras rurociągów i infrastruktury energetycznej, a także aktywności morskiej, dostarczając informacje i dane, które wzmacniają systemy bezpieczeństwa i wczesnego ostrzegania operatorów oraz wspierają odpowiednie organy.

***Polska buduje ogromne morskie farmy wiatrowe na Morzu Bałtyckim. Czy konstelacje satelitów mogą skutecznie monitorować bezpieczeństwo tych instalacji przez całą dobę, wykrywając nieuprawnione statki w ich pobliżu niezależnie od warunków pogodowych lub zachmurzenia?***

Konstelacja satelitów SAR firmy ICEYE doskonale nadaje się do ciągłego monitorowania morskich instalacji wiatrowych na Morzu Bałtyckim. Ponieważ system SAR działa niezależnie od pogody i oświetlenia dziennego, może niezawodnie wykrywać statki i aktywność w pobliżu farm wiatrowych. System SAR zapewnia ciągłe obrazowanie w każdych warunkach pogodowych, podczas gdy system AIS, radary przybrzeżne i systemy lokalne wspierają identyfikację i reagowanie. Połączenie tych elementów daje operatorom i władzom realistyczny, skalowalny sposób monitorowania dużych instalacji morskich oraz wykrywania nieuprawnionej lub podejrzanej aktywności.



***Zmiany klimatyczne prowadzą do częstszych klęsk żywiołowych. Jak szybko dane ICEYE mogą dotrzeć do zespołów zarządzających kryzysami energetycznymi, aby umożliwić ocenę uszkodzeń sieci i przyspieszyć przywrócenie dostaw energii?***

System i rozwiązania ICEYE zostały stworzone z myślą o szybkim pozyskiwaniu informacji operacyjnych – dzięki czemu zespoły ds. zarządzania kryzysowego mogą podjąć działania w ciągu kilku godzin, gdy tylko dostępne są pierwsze zdjęcia wykonane po zdarzeniu. Dostarczanie danych jest też zaprojektowane z myślą o operacyjności: dane ICEYE mogą być przekazywane za pośrednictwem zautomatyzowanych potoków danych i bezpiecznych interfejsów API, co umożliwia bezpośrednią integrację z procesami zarządzania kryzysowego (automatyzacja przydzielania zadań, statusu i dostarczania), zamiast ręcznego, doraźnego pobierania danych. ICEYE wykazało się już taką szybkością podczas ostatnich kryzysów. Podczas niżu genueńskiego Boris, który spowodował powódź w Polsce w 2024 r. analiza wczesnego ostrzegania została dostarczona przed wystąpieniem zdarzenia, a obserwacje powodziowe były udostępniane w ciągu pierwszych godzin i aktualizowane co sześć godzin w celu wsparcia działań ratowniczych. Podczas pożarów w Los Angeles w styczniu 2025 r. dostarczyliśmy pierwsze dane w ciągu 24 godzin i działaliśmy nieprzerwanie dostarczając użyteczne dane odpowiednim służbom.

***Czy w kontekście budowania „Security 2.0” Polska powinna dążyć do posiadania własnej krajowej konstelacji satelitów przeznaczonej do celów energetycznych i obronnych, czy też wystarczające jest poleganie na dostawcach komercyjnych?***

Optymalnym podejściem jest rozwijanie jak największych suwerennych zdolności, przy jednoczesnym uznaniu, że dokładny zakres i architektura powinny być określone przez Siły Zbrojne i odpowiednie instytucje państwowe, ponieważ to one definiują potrzeby i wymagania operacyjne. Z technologicznego punktu widzenia osiągnięcie częstej aktualizacji danych dla wielu rodzajów zadań - rozpoznania, poszerzenia świadomości sytuacyjnej czy potencjalnego wskazywania celów - może wymagać konstelacji liczącej kilkadziesiąt satelitów. Do niedawna eksploatacja niewielkiej liczby dużych satelitów rozpoznawczych była zarezerwowana dla najbogatszych państw, a 10–15 lat temu programy te często wiązały się z wydatkami rzędu wielu miliardów dolarów. Obecnie, dzięki takim rozwiązaniom jak nasze, koszty są znacznie niższe, co sprawia, że większe konstelacje są bardziej osiągalne.

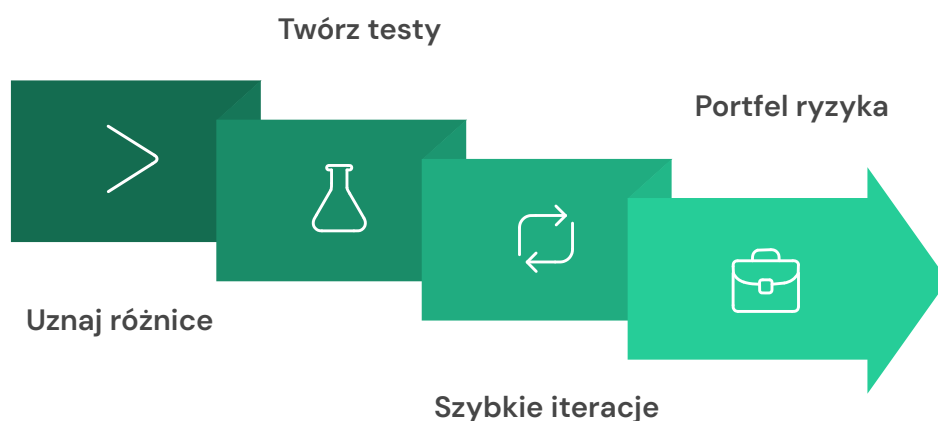
w związku z tym uzasadniony jest model hybrydowy, w ramach którego opracowuje się suwerenne zasoby tam, gdzie niezbędna jest kontrola krajowa, podczas gdy ICEYE może zarówno realizować dedykowane misje satelitarne dla klientów, jak i zapewniać natychmiastowy dostęp do danych i analiz z własnej konstelacji SAR, rozszerzając zasięg obserwacji, skracając czas rewizyty i wypełniając operacyjną lukę przed pełnym wdrożeniem systemu klienta

***Sam obraz często nie wystarcza. W jaki sposób łączycie dane satelitarne ze sztuczną inteligencją, aby automatycznie ostrzegać operatorów sieci o konkretnych zagrożeniach, takich jak osiadanie gruntu pod rurociągami lub wkraczanie roślinności na linie wysokiego napięcia?***

Obecnie wykorzystujemy sztuczną inteligencję w zastosowaniach obronnych oraz w analizie obrazów SAR, koncentrując się na klasyfikacji obiektów w czasie zbliżonym do rzeczywistego, takich jak pojazdy wojskowe itp.

***ICEYE to globalny sukces w dziedzinie „deep tech”. Jakie wnioski powinien wyciągnąć polski sektor energetyczny, często postrzegany jako tradycyjny i biurokratyczny, z sektora „New Space” w zakresie tempa innowacji i zarządzania ryzykiem?***

Sektor energetyczny nie może funkcjonować jak zwinna firma z branży deep tech, ponieważ środowiska operacyjne są zasadniczo różne. Oba wymagają wysokiej niezawodności i nadmiarowości, ale droga do osiągnięcia wyników jest inna – podobnie jak ryzyko. Jednak strategiczna konieczność jest taka sama: wprowadzać innowacje albo pozostać w tyle. Sektor energetyczny może uczyć się od bardziej zwinnych firm technologicznych, tworząc kontrolowane środowisko testowe do szybkich eksperymentów (np. cyfrowe bliźniaki i testy laboratoryjne), realizując krótkie cykle rozwoju z mierzalnymi wynikami oraz zarządzając ryzykiem poprzez portfel niewielkich, szybko wdrażanych inicjatyw.



# Ewa Kapis

Ewa Kapis jest Wiceprezesem Zarządu Transition Technologies-Systems, odpowiedzialną za strategiczny rozwój spółki i nadzór nad kluczowymi projektami w sektorze energetycznym. Specjalizuje się w cyfrowej transformacji energetyki oraz wykorzystaniu AI, łącząc doświadczenie menedżerskie i techniczne w IT i energetyce. Pod jej kierownictwem TT-Systems zostało wyróżnione Nagrodą Gospodarczą Prezydenta RP w kategorii „Odpowiedzialny biznes”.

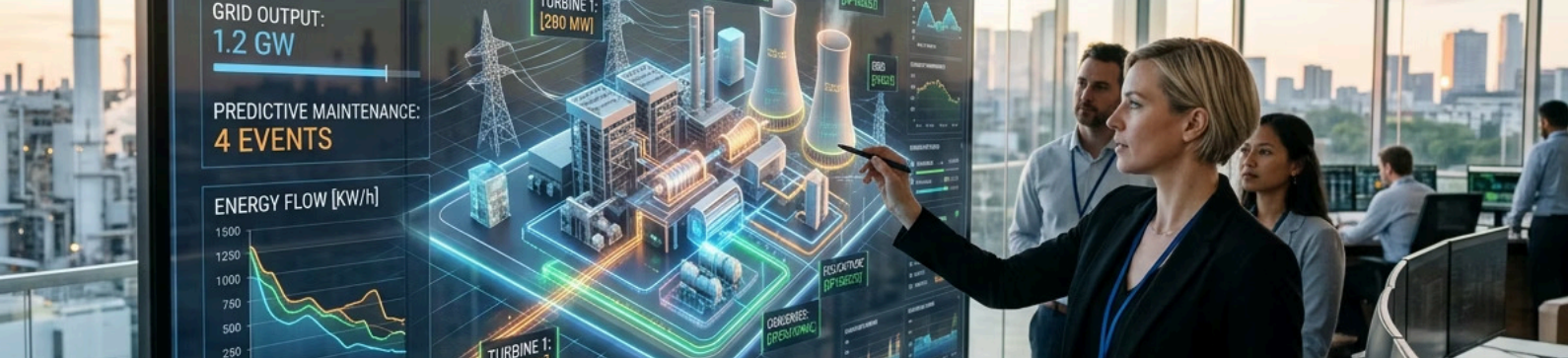
## ***W jaki sposób zaawansowane algorytmy sztucznej inteligencji (AI) mogą tchnąć „drugie życie” w istniejące bloki energetyczne, optymalizując ich pracę w trudnym reżimie podążania za źródłami OZE (elastyczność)?***

Zastosowanie zaawansowanych algorytmów AI w energetyce to proces znacznie wykraczający poza prostą modernizację IT — to strategiczny mechanizm stabilizacji systemu w dobie transformacji.

Pewne techniki utożsamiane ze sztuczną inteligencją są stosowane w przemyśle i energetyce od lat. Sztuczne sieci neuronowe, uczenie maszynowe połączone z efektywnymi algorytmami optymalizacji to rozwiązania, które pomagają przestarzałym już technologicznie obiektom zwiększyć sprawność wytwarzania czy zredukować emisję. Są to techniki również wykorzystywane w zakresie prognozowania, planowania produkcji i innych zadań wpływających na wydajność produkcji i ekonomikę produkcji i obrotu energią.

Gwałtowny rozwój nowoczesnych metod AI wesprze proces transformacji energetycznej, skutkujący pojawianiem się coraz większej liczby źródeł OZE, magazynów energii, w dużej mierze rozproszonych i utrudniających zarządzanie systemem elektroenergetycznym jako całość. Bez skutecznych modeli i algorytmów zarządzanie tymi źródłami to trudne zadanie. System zmienia się w dobie transformacji bardzo dynamicznie — nie tylko dochodzą nowe źródła i technologie, ale i nowe usługi i możliwości generowania przychodów. To wymaga elastycznego podejścia i szybkiej adaptacji do zmieniających się warunków, co dobrze wspierają algorytmy AI.

W mojej ocenie nie mówimy tu o „drugim życiu” dla samej idei przedłużania pracy starych bloków, ale zabezpieczeniu stabilności systemu elektroenergetycznego w okresie transformacji, zanim dotychczasowe technologie generacji zostaną zastąpione nowymi.



## ***Czy polskie oprogramowanie dla energetyki i przemysłu ma szansę stać się naszą „narodową specjalizacją” eksportową i konkurować z gigantami z USA czy Niemiec na rynkach globalnych?***

Zdecydowanie tak. Polska już dziś posiada silną kartę przetargową w globalnym wyścigu technologicznym. Obecne zmiany rynkowe, zmierzające w stronę głębokiej standaryzacji i dostosowania do norm europejskich czy najlepszych światowych standardów, stanowią dla polskich firm technologicznych bezprecedensową szansę na globalne skalowanie rozwiązań. Dowodem na to jest sukces Grupy Transition Technologies, gdzie nasze autorskie rozwiązania oparte o algorytmy AI w zakresie analizy danych, modelowania termodynamicznego, optymalizacji produkcji, zarządzania majątkiem i naprawami, skutecznie konkurują z ofertą gigantów z USA czy Azji. Rozwiązania TT zostały wdrożone na ponad 1 tys. elektrowni m.in. w Ameryce Południowej, USA, Europie, Afryce, Bliskim i Dalekim Wschodzie, kończąc w Nowej Zelandii. Najbardziej wyróżniającymi wdrożeniami są elektrownie jądrowe w USA, Chinach, Hiszpanii, czy na Bliskim Wschodzie.

## ***Jak technologia „Digital Twin” (cyfrowego bliźniaka) zmienia paradygmat zarządzania nowymi inwestycjami (np. bloki gazowe, offshore) – czy pozwala ona realnie obniżyć koszty operacyjne (OPEX) już na etapie projektowania?***

Wdrażanie technologii Cyfrowego Bliźniaka (Digital Twin) redefiniuje sposób planowania nowoczesnych inwestycji energetycznych, takich jak bloki gazowo-parowe czy morskie farmy wiatrowe. Kluczową zmianą jest przejście od statycznego projektowania do dynamicznego modelowania całego cyklu życia obiektu.

Cyfrowy bliźniak, czyli model instalacji/procesu, który przygotowuje się do odzwierciedlenia kluczowych komponentów instalacji i ich wpływu na proces eksploatacji pozwala na dokładniejszą analizę kosztów OPEX, które będą towarzyszyć późniejszej pracy instalacji, związanych z np. kosztami utrzymania, kosztami mediów itp.

Możliwość wykonania scenariuszy „what-if” bazując na cyfrowym bliźniaku pozwala na uwzględnienie szacowanych kosztów OPEX w czasie eksploatacji instalacji w procesie decyzyjnym, związanym z daną inwestycją i pozwoli na optymalny dobór komponentów instalacji nie tylko przez pryzmat kosztów CAPEX inwestycji. Cyfrowy bliźniak to narzędzie, które „sprowadza przyszłość do teraźniejszości”, co realnie obniża ryzyko inwestycyjne i przyszłe koszty operacyjne nowych bloków i instalacji offshore już na starcie projektu.

## ***Jak zabezpieczyć infrastrukturę krytyczną w dobie konwergencji IT (informatyki) z OT (automatyką przemysłową), gdy systemy sterowania elektrowni otwierają się na świat zewnętrzny?***

W dobie konwergencji IT i OT kluczowe wyzwanie brzmi: jak utrzymać bezpieczeństwo i ciągłość pracy elektrowni, gdy systemy sterowania — projektowane jako izolowane — muszą dziś komunikować się ze światem zewnętrznym. Odpowiedź jest dość oczywista: otwierając OT na integrację, musimy podnieść poziom ochrony do standardu infrastruktury krytycznej — bez kompromisów między dostępnością i bezpieczeństwem. Po pierwsze w TT realizując wdrożenia zakładamy, że elektrownia jest celem i wdramy podejście Zero Trust w OT. To oznacza, że nie ufamy żadnemu połączeniu „bo jest nasze”. Każdy dostęp jest kontrolowany, ograniczony i weryfikowany. Po drugie, bezwzględnie rekomendujemy swoim klientom bezzwłoczne aktualizacje urządzeń i systemów na ścieżce dostępu z zewnątrz, bo tam najczęściej zaczyna się skuteczny atak. Jeśli brama do elektrowni nie jest aktualna, reszta zabezpieczeń może nie mieć znaczenia. Po trzecie, konwergencja nie oznacza jednej sieci — konieczna jest segmentacja, strefowanie i bariery komunikacyjne pomiędzy IT i OT. Po czwarte, elektrownie muszą monitorować online ruch wchodzący i wychodzący z obiektów, aby szybko wykrywać anomalie i potencjalnych intruzów. Jako TT wspieramy ten proces poprzez integrację systemów klasy NIDS oraz SIEM w nowych oraz istniejących elektrowniach. Ten monitoring następnie integrujemy z zewnętrznym SOC'iem danej grupy energetycznej, działającym w modelu 24/7, aby umożliwić natychmiastową reakcję i izolację zagrożeń. Po piąte, nawet przy najlepszej ochronie elektrownie muszą mieć Plany Ciągłego Działania i procedury odtworzeniowe, aby zespół wiedział, jak szybko i bezpiecznie przywrócić infrastrukturę do pracy po cyberataku.

- ① Zabezpieczenie elektrowni w dobie konwergencji IT/OT wymaga odpornej architektury dostępu, rygorystycznych aktualizacji elementów brzegowych, ciągłego monitoringu ruchu oraz gotowych Planów Ciągłego Działania — tak, aby nawet w przypadku skutecznego cyberataku szybko i bezpiecznie przywrócić pracę infrastruktury krytycznej.

## ***Jakiego „inżyniera przyszłości” potrzebuje polska transformacja i jak zmienić system kształcenia, by absolwenci rozumieli zarówno termodynamikę, jak i data science?***

Współczesna energetyka przestała być domeną wyłącznie „twardej” mechaniki. Dziś stoimy przed koniecznością wykształcenia Inżyniera Hybrydowego, który z równą biegłością porusza się w obszarze termodynamiki, co w świecie Data Science i Sztucznej Inteligencji. Sukces polskiej transformacji energetycznej zależy nie tylko od dostępności kapitału i technologii, ale przede wszystkim od radykalnej redefinicji profilu kompetencyjnego kadr inżynierskich. Transformacja energetyczna i cyfrowa wymaga dziś inżyniera przyszłości, który nie jest już „specjalistą od jednego wzoru czy jednej technologii”, ale integratorem wiedzy – rozumiejącym zarówno prawa fizyki, jak i możliwości nowoczesnych narzędzi cyfrowych, w tym AI.

Po pierwsze, inżynier przyszłości musi umieć adaptować się do dynamicznych zmian technologicznych – zarówno w energetyce, jak i w IT. Transformacja energetyczna nie jest projektem jednorazowym, lecz procesem ciągłym, w którym zmieniają się regulacje, miks technologiczny, modele rynku i sposoby zarządzania systemem. Równolegle obserwujemy rewolucję cyfrową: od klasycznych systemów IT przechodzimy do rozwiązań opartych na chmurze, danych i sztucznej inteligencji. Absolwent uczelni technicznej musi być przygotowany nie na „stan obecny”, lecz na ciągłe uczenie się i świadome wdrażanie nowych narzędzi.

Drugim kluczowym elementem jest umiejętne wykorzystanie GenAI w procesie kształcenia i pracy inżynierskiej. Nie chodzi wyłącznie o korzystanie z modeli językowych, ale o pełne spektrum kompetencji: od poprawnego formułowania zapytań (prompt engineering), przez krytyczną ocenę i weryfikację wyników, eliminację błędów i halucynacji, aż po wykorzystanie modeli wbudowanych, analizy danych, data science i budowę agentów wspierających procesy projektowe czy operacyjne. AI powinna być traktowana jako „wzmacniacz kompetencji inżyniera”, a nie ich substytut — narzędzie, które przyspiesza analizy, symulacje i decyzje, ale nie zwalnia z odpowiedzialności.

Jednocześnie fundamentem pozostaje rozumienie procesów fizycznych. Termodynamika, mechanika płynów, elektroenergetyka czy teoria spalania nie tracą na znaczeniu — wręcz przeciwnie. Bez ich głębokiego zrozumienia nie da się poprawnie interpretować wyników modeli, danych ani symulacji generowanych przez AI. Kluczowe jest jednak połączenie tych obszarów: uczenie studentów, jak wykorzystywać narzędzia AI do rozwiązywania realnych problemów fizycznych, optymalizacji procesów, analizy pracy instalacji czy prognozowania zachowania systemów energetycznych.

Istotne są umiejętności inżynierskie tam, gdzie AI wciąż jest niewystarczająca – na przykład w projektowaniu złożonych schematów technologicznych w energetyce, analizach bezpieczeństwa, doborze zabezpieczeń czy integracji wielu technologii w jednym obiekcie. To obszary, w których doświadczenie, intuicja inżynierska i odpowiedzialność za decyzje pozostają kluczowe.

Oczywiście nie można pominąć kompetencji stricte energetycznych. Inżynier przyszłości musi rozumieć aktualny stan transformacji energetycznej w Polsce i Europie, znać uwarunkowania systemowe i regulacyjne oraz kluczowe technologie: obiekty gazowe jako źródła bilansujące, fotowoltaikę, turbiny wiatrowe, magazyny energii (BESS) i ich rolę w stabilizacji systemu elektroenergetycznego. Ważne jest nie tylko „jak działają”, ale jak współpracują ze sobą w nowoczesnym, cyfrowo zarządzanym systemie.

Ostatnim elementem jest przygotowanie do pracy projektowej i zespołowej. Transformacja energetyczna realizowana jest w interdyscyplinarnych zespołach — inżynierów, analityków danych, programistów, prawników i ekonomistów. System kształcenia powinien więc kłaść nacisk na pracę projektową, komunikację, odpowiedzialność za wspólny rezultat i zrozumienie całego cyklu życia projektu — od koncepcji, przez projekt i wdrożenie, po eksploatację.

Podsumowując, polska transformacja potrzebuje inżyniera, który łączy twardą wiedzę fizyczną z kompetencjami cyfrowymi, rozumie energetykę i potrafi świadomie korzystać z AI. Zadaniem uczelni jest odejście od silosowego nauczania na rzecz integracji dziedzin, pracy na realnych przypadkach i kształcenia postawy ciągłego uczenia się. Tylko wtedy absolwenci będą gotowi nie tylko „nadażać” za transformacją, ale realnie ją współtworzyć.

### ***Czy koncepcja Wirtualnych Elektrowni (VPP) w Polsce wyjdzie poza fazę pilotaży i stanie się narzędziem biznesowym agregującym rozproszone źródła energii na rynku bilansującym?***

Zdecydowanie tak. Przejście z fazy pilotaży do pełnowymiarowych wdrożeń biznesowych systemów VPP (Virtual Power Plant) nie jest już tylko opcją, ale technologiczną koniecznością wymuszoną przez strukturę współczesnego rynku energii. To przede wszystkim konieczność z uwagi na potrzebę spójnego zarządzania flotą zróżnicowanych technologicznie jednostek wytwórczych, które już dziś stanowią składnik portfeli jednostek zarządzanych przez duże koncerny energetyczne jak i mniejsze spółki obrotu, współpracujące z wieloma właścicielami jednostek różnych typów.

TT ma już skuteczne produkcyjne wdrożenie własnego rozwiązania VPP i obserwujemy w ostatnich latach istotne zwiększenie zainteresowania tymi rozwiązaniami, także w największych koncernach energetycznych. Istotnym jest również obsługa jednostek grafikowych agregatu w procesach związanych z dostarczaniem usług bilansujących system elektroenergetyczny, które wymagają zaawansowanych narzędzi do obsługi procesu agregacji i dezagregacji. Dzięki takim narzędziom nawet niewielkie i rozproszone aktywa mogą przyczynić się do stabilizacji systemu.

VPP pozwalające na strategiczną optymalizację i skorelowanie działań handlowych z wytwórczymi zwiększą konkurencyjność spółek zarządzających zróżnicowanym majątkiem wytwórczym i magazynującym energię dzięki efektywnemu wykorzystaniu potencjału i elastyczności zapewnianej przez różne technologie. Wirtualne Elektrownie stają się fundamentem nowoczesnego obrotu energią. To narzędzia, które zmieniają rozproszony, zmienny potencjał OZE w przewidywalny i stabilny produkt biznesowy.

# Alberto Mendez

Alberto Mendez jest współzałożycielem i dyrektorem generalnym Plexigrid — firmy technologicznej specjalizującej się w oprogramowaniu do optymalizacji sieci dystrybucyjnych. Plexigrid współpracuje już z największymi polskimi operatorami, w tym z Energa i Tauronem.

***Polscy operatorzy systemów dystrybucyjnych (DSO) tradycyjnie koncentrują się na fizycznej rozbudowie sieci (CAPEX). W jaki sposób rozwiązanie Plexigrid pozwala operatorom na natychmiastowe uwolnienie istniejącej przepustowości sieci?***

Plexigrid zmienia tradycyjny, kapitałochłonny model, przechodząc od fizycznej rozbudowy sieci do optymalizacji cyfrowej. Zamiast powolnego i kosztownego wzmacniania infrastruktury fizycznej, operatorzy mogą wykorzystać elastyczne połączenia, aby natychmiast uwolnić istniejącą przepustowość. Takie podejście pozwala operatorom systemów dystrybucyjnych dynamicznie zarządzać przeciążeniami sieci w ciągu miesięcy, a nie lat. Dzięki priorytetowemu traktowaniu elastyczności opartej na oprogramowaniu rozwiązanie Plexigrid sprawia, że sieci energetyczne są nawet o 35% mniej kapitałochłonne, co pozwala polskim operatorom dystrybuować więcej energii przy znacznie mniejszych nakładach kapitałowych.

***Wielu tradycyjnych operatorów obawia się, że nie są „gotowi cyfrowo” na zaawansowane oprogramowanie. Jakie są minimalne wymagania techniczne, które polski operator musi spełnić, aby wdrożyć Plexigrid?***

Bariera wejścia jest znacznie niższa, niż większość sądzi. Plexigrid został zaprojektowany z myślą o obecnej sytuacji operatorów, a nie o tym, gdzie chcieliby być za pięć lat. Powszechnym błędnym przekonaniem jest to, że do rozpoczęcia wdrożenia konieczne jest 100-procentowe wdrożenie inteligentnych liczników. W rzeczywistości Plexigrid może modelować sieć przy użyciu syntetycznych profili obciążenia, które stanowią wysoce wiarygodną podstawę dla operatorów na wczesnych etapach cyfryzacji. Wraz z wdrażaniem inteligentnych liczników dokładność modelu w naturalny sposób wzrasta.

Najwięksi polscy operatorzy, tacy jak Energa i Tauron, już współpracują z Plexigrid, udowadniając, że można osiągnąć natychmiastową poprawę w zakresie widoczności sieci, zaawansowanej analityki i zarządzania zasobami energii rozproszonej.

***Polska boryka się z ogromnym problemem odłączania falowników fotowoltaicznych spowodowanym lokalnymi przekroczeniami napięcia. W jaki sposób Państwa algorytmy radzą sobie z tymi wąskimi gardłami?***

Obecny paradygmat sieciowy często prowadzi do paradoksu, w którym falowniki fotowoltaiczne odłączają się z powodu wysokiego napięcia dokładnie w momencie szczytowej produkcji energii odnawialnej. Plexigrid rozwiązuje ten problem, zapewniając dynamiczną warstwę koordynacyjną, która w czasie rzeczywistym dostosowuje elastyczny popyt i magazynowanie energii do produkcji. Przesuwając działanie pomp ciepła, pojazdów elektrycznych i akumulatorów tak, aby dopasować je do szczytów, eliminujemy przekroczenia napięcia i znacznie ograniczamy ograniczenia dostaw. Takie podejście zamienia zmarnowaną energię w cenny zasób dla operatora.

***Jak harmonogram wdrożenia rozwiązania sieciowego opartego na oprogramowaniu ma się do harmonogramu modernizacji infrastruktury fizycznej?***

Szybkość jest główną zaletą podejścia opartego na oprogramowaniu. Tradycyjne wzmocnienie sieci trwa zazwyczaj od jednego do pięciu lat i wymaga ogromnych nakładów kapitałowych z góry. Natomiast wdrożenie rozwiązania Plexigrid można zrealizować w ciągu kilku miesięcy, a konkretne elastyczne połączenia są analizowane i zatwierdzane w ciągu kilku dni. Technologia wzmacniająca sieć pozwala operatorom strategicznie opóźnić realizację dużych projektów inwestycyjnych i nadać priorytet modernizacjom fizycznym tylko tam, gdzie są one absolutnie konieczne.



## ***W jaki sposób Państwa technologia przekształca operatora sieci dystrybucyjnej z biernego zarządcy infrastruktury w aktywnego operatora systemu?***

Plexigrid przekształca operatora, zapewniając warstwę inteligencji, która przewiduje zachowanie sieci w oparciu o zaawansowaną analitykę. Zamiast reagować na awarie, operator może prognozować przeciążenia i planować elastyczność. Wspieramy tę transformację, pomagając operatorom w tworzeniu „centrum kontroli elastyczności” — wyspecjalizowanych centrów operacyjnych, dzięki którym przedsiębiorstwo energetyczne przechodzi od reaktywnej konserwacji do proaktywnej koordynacji sieci w czasie rzeczywistym.

## ***Jakie zmiany w europejskich ramach regulacyjnych są konieczne, aby wynagradzać operatorów za efektywność i innowacyjność, a nie tylko za budowę kolejnych aktywów?***

Tradycyjny model „Cost-Plus” zachęca do wysokich nakładów inwestycyjnych, ponieważ zyski są powiązane z wielkością regulowanej bazy aktywów. Aby skalować innowacje, musimy przejść w kierunku wynagrodzenia opartego na wynikach. Doskonałym przykładem są nowe ramy prawne w Hiszpanii, które oferują zwrot podstawowy oraz dodatkowe 2% uzależnione od poprawy wykorzystania mocy. Opublikowany w grudniu 2025 r. pakiet regulacyjny UE dotyczący sieci energetycznych wzmacnia tę zmianę, ustanawiając elastyczne przyłącza i dynamiczne taryfy jako nowy standard.



# Piotr Maciołek

Z rynkiem energetycznym związany od ponad 20 lat. Obecnie współzarządza EnercoNet S.A., odpowiadając za finanse. Wcześniej przez dwie dekady pracował w Grupie Polenergia jako członek zarządu, COO i CCO, zajmując się energetyką przemysłową, operacjami i komercjalizacją. Absolwent UW, posiada tytuł MBA University of Minnesota oraz ukończył Akademię Psychologii Przywództwa.

## Elastyczność, głupcze!

Polska stoi przed narastającym ryzykiem niezbilansowania Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE) po 2030 r. - wskazują na to najnowsze analizy ERAA z 2025 r. Dotychczasową elastyczność podaży zapewniały przede wszystkim bloki węglowe, które błyskawicznie reagowały na wahania popytu. Ich systematyczne wycofywanie tworzy lukę, której nie da się zastąpić wyłącznie nowymi mocami OZE - konieczna jest elastyczność po stronie popytu i magazynowania.

W roku 2025 zmarnowano w Polsce blisko 1400 GWh potencjalnej produkcji OZE z powodu braku elastycznych odbiorców i pojemności magazynowych. Jednocześnie gwałtowny wzrost mocy fotowoltaicznych generuje coraz częstsze epizody ujemnych lub bliskich zera cen w godzinach szczytowej produkcji, co podkopuje rentowność inwestycji i wypacza sygnały rynkowe.

## **Dynamiczne źródła elastyczności w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym** **Konwergencja sektorów jako kluczowy mnożnik elastyczności**

Poza powszechnie znanymi źródłami elastyczności systemu elektroenergetycznego (gazowymi jednostkami szczytowymi, magazynami energii, elektrolizerami, systemami DSR, taryfami dynamicznymi) to elektryfikacja ciepłownictwa i transportu to największy i najszybciej rosnący rezerwar elastyczności dla KSE. Integracja sektorów (sector coupling) oznacza, że te same zasoby energetyczne mogą służyć jednocześnie kilku rynkom.

## → Pompy ciepła i zasobniki ciepła

Pompy ciepła i zasobniki ciepła w miejskich systemach ciepłowniczych mogą pracować jak wirtualne baterie - absorbować nadwyżkę taniej energii elektrycznej i oddawać ciepło bez bieżącego poboru prądu. Polska ma blisko 23 tys. km sieci ciepłowniczej, z czego kogeneracja wytwarza aż 20% krajowej energii elektrycznej, co daje wyjątkowo szeroki potencjał integracji.

## → Ładowarki pojazdów elektrycznych

Ładowarki pojazdów elektrycznych z funkcją V2G (vehicle-to-grid) lub zarządzanym ładowaniem (smart charging) mogą masowo przesunąć pobór na godziny nadwyżki OZE. Szacuje się, że kilkaset tysięcy pojazdów elektrycznych wystarczy, by stworzyć elastyczność rzędu kilku GW.

## → Elektrolizery i procesy przemysłowe

Elektrolizery, wielkie piece elektryczne, huty aluminium i zakłady chemiczne mogą uczestniczyć w DSR, oferując skokowe redukcje mocy w czasie rzeczywistym - bez istotnej straty produkcyjnej, jeśli procesy są odpowiednio buforowane.

Kluczowym warunkiem uruchomienia tego potencjału jest agregacja - możliwość łączenia małych zasobów (pojazdy elektryczne, pompy ciepła, instalacje fotowoltaiczne z baterią) w wirtualne elektrownie (VPP) zdolne do uczestnictwa w rynkach hurtowych i bilansujących.

## Wpływ elastyczności na efektywność rynku i koszty energii

A dlaczego ta elastyczność jest tak ważna? Bo odpowiednio rozwinięta obniża systemowe koszty energii przez kilka mechanizmów — zmniejszenie redysponowania jednostek, spłaszczenie krzywej zapotrzebowania (czyli zmniejszenie różnic między okresami minimalnego i maksymalnego zapotrzebowania). Dzięki temu, rynkowy punkt równowagi znajdujący się przy niższych poziomach cen — zatem wszyscy na tym korzystają.

## Bariery regulacyjne w rozwoju rynku elastyczności

Skoro elastyczność podaży i popytu jest naturalnym niezbędnym elementem uzupełniającym nową architekturę wytwórczą i odbiorczą na rynku energii to co nas powstrzymuje przed dalszym dynamicznym rozwojem? Mimo że polskie regulacje przeszły w ostatnich dwóch latach istotny postęp, ale rynek elastyczności wciąż napotyka na szereg konkretnych barier prawnych, technicznych i instytucjonalnych.

## 1 Brak inteligentnych liczników

Taryfa dynamiczna bez licznika AMI to przepis martwy. Harmonogram wdrożenia liczników smart w Polsce zakłada wyposażenie większości gospodarstw domowych do 2028 r. - tymczasem przepisy o taryfach dynamicznych obowiązują już od 2024 r. Oznacza to co najmniej 2–3 letni okres, w którym prawo istnieje, ale większość odbiorców nie ma technicznej możliwości z niego skorzystać.

## 3 IRIESP i zasady bilansowania

Instrukcja Ruchu i Eksploatacji Sieci Przesyłowych jest dokumentem operacyjnym PSE, który de facto określa dostęp do rynku. Dokument został przygotowany z perspektywy operatora i w konsekwencji brakuje w nim precyzyjnych produktów elastyczności dla zasobów rozproszonych (prosumenci, małe BESS, agregaty pompowe). Zasady weryfikacji redukcji DSR są skrojone pod duże jednostki przemysłowe, a dla mniejszych podmiotów agregowanych koszty administracyjne i pomiarowe są nieproporcjonalnie wysokie. Ponadto brakuje standardu agregacji rozproszonych zasobów po stronie OSD (operatorzy dystrybucji).

## 5 Niespójność na poziomie dystrybucji

Operatorzy systemów dystrybucyjnych nie mają spójnych zasad zakupu usług elastyczności lokalnej. Unia Europejska wymaga od OSD opracowania planów pozyskiwania elastyczności do 2026 r. - Polska formalnie ma ten obowiązek, ale brak jest centralnego nadzoru nad jego realizacją i harmonogramem.

## 2 Rynek mocy skrojony pod moce wytwórcze, a nie elastyczność

Rynek mocy w obecnej formie promuje duże jednostki i faworyzuje moc dostępną nad elastyczność rzeczywistą. Równie ważne są progi wejścia na ten rynek utrudniające bardziej masowe budowanie uczestnictwa na tym rynku małych i średnich przedsiębiorców. Horyzont kontraktacji dostosowany jest do wielkich inwestycji energetycznych a nie małych, zwinnych pomysłów i wdrożeń. Rynek nie rozróżnia źródeł oferujących moc dyspozycyjną od mocy elastycznej.

## 4 Brak ram dla elastyczności sektorowej (sector coupling)

To najistotniejsza luka na dziś — gdyż działania w tych obszarach przyniosą największe efekty w odniesieniu do ponoszonych nakładów. Pompy ciepła i zasobniki ciepła połączone z kotłami elektrodowymi mogłyby stać się uczestnikami rynku energii elektrycznej - urządzenia te technicznie mogą świadczyć DSR, ale nie mają statusu prawnego pozwalającego na udział w programach PSE. Z kolei na styku branży energetycznej i transportu brakuje modelu rozliczeniowego dla V2G (vehicle-to-grid) - właściciel pojazdu elektrycznego zwracającego energię do sieci nie ma podstawy do rozliczenia w obecnych taryfach OSD.

## Co wymaga pilnych zmian

Reforma produktów rynku mocy -  
wyodrębnienie produktu elastyczności z  
własną ceną

Przyspieszenie wdrożenia liczników AMI lub  
dopuszczenie estymacji redukcji dla  
mniejszych jednostek bez fizycznego  
licznika AMI

Ujednolicone zasady agregacji na poziomie  
OSD - jeden standard zamiast czterech  
różnych podejść czterech głównych  
dystrybutorów

Ramy prawne dla V2G, pomp ciepła i  
elektrolizerów jako pełnoprawnych  
uczestników rynku elastyczności

Elastyczność systemu elektroenergetycznego w Polsce znajduje się w decydującej fazie rozwoju. Z jednej strony istnieją już działające programy DSR o łącznej mocy blisko 1.500 MW, rozbudowana infrastruktura ciepłownicza sprzyjająca integracji sektorów oraz rosnąca świadomość wśród odbiorców przemysłowych. Z drugiej strony utrzymują się istotne bariery regulacyjne - brak inteligentnych liczników, nieadekwatna konstrukcja rynku mocy, luki w przepisach dotyczących konwergencji sektorów - które hamują wykorzystanie pełnego potencjału.

Bez tych zmian Polska ryzykuje rosnące koszty bilansowania, marnotrawstwo energii z OZE oraz wyższe ceny dla odbiorców końcowych - mimo posiadania jednej z lepszych baz wyjściowych w regionie do budowy rynku elastyczności.

# Michał Sobczyk

Ekspert energetyki, innowacji i finansów. Obecnie odpowiada za rozwój OZE i BESS. Jest wiceprezesem Stowarzyszenia Energii Odnawialnej oraz członkiem Rady Energetyki Odnawialnej przy Konfederacji Lewiatan. W Fundacji Pułaskiego zajmuje się bezpieczeństwem energetycznym. Współzałożyciel think tanku Power2Future. Wcześniej związany z EDPR, EIT InnoEnergy i Ambasadą Brytyjską.

Cleantech jako szansa dla Polskiego Przemysłu - jak Polska może stać się zielonym hubem technologicznym Europy.

Eksperci są zgodni co do kierunku, rozbieżni co do tempa i właśnie ta rozbieżność odsłania najważniejszą lukę technologiczną polskiej transformacji: brak elastyczności systemu jako całości, przy jednoczesnym dynamicznym przyroście mocy zmiennych.

Polska debata o transformacji energetycznej skupia się niemal wyłącznie na kosztach: ile zapłacimy za prąd, ile będzie kosztować elektrownia jądrowa, czy stać nas na magazyny energii. To zrozumiałe, ale strategicznie błędne jako punkt wyjścia. Transformacja energetyczna to nie tylko rachunek do zapłacenia - to największa fala reindustrializacji od czasu rewolucji przemysłowej, która przetacza się przez globalne łańcuchy dostaw i poszukuje nowych lokalizacji dla fabryk, centrów kompetencji i inwestycji. Polska jest w tej fali już dziś. Problem w tym, że nie zarządza tym aktywnie.

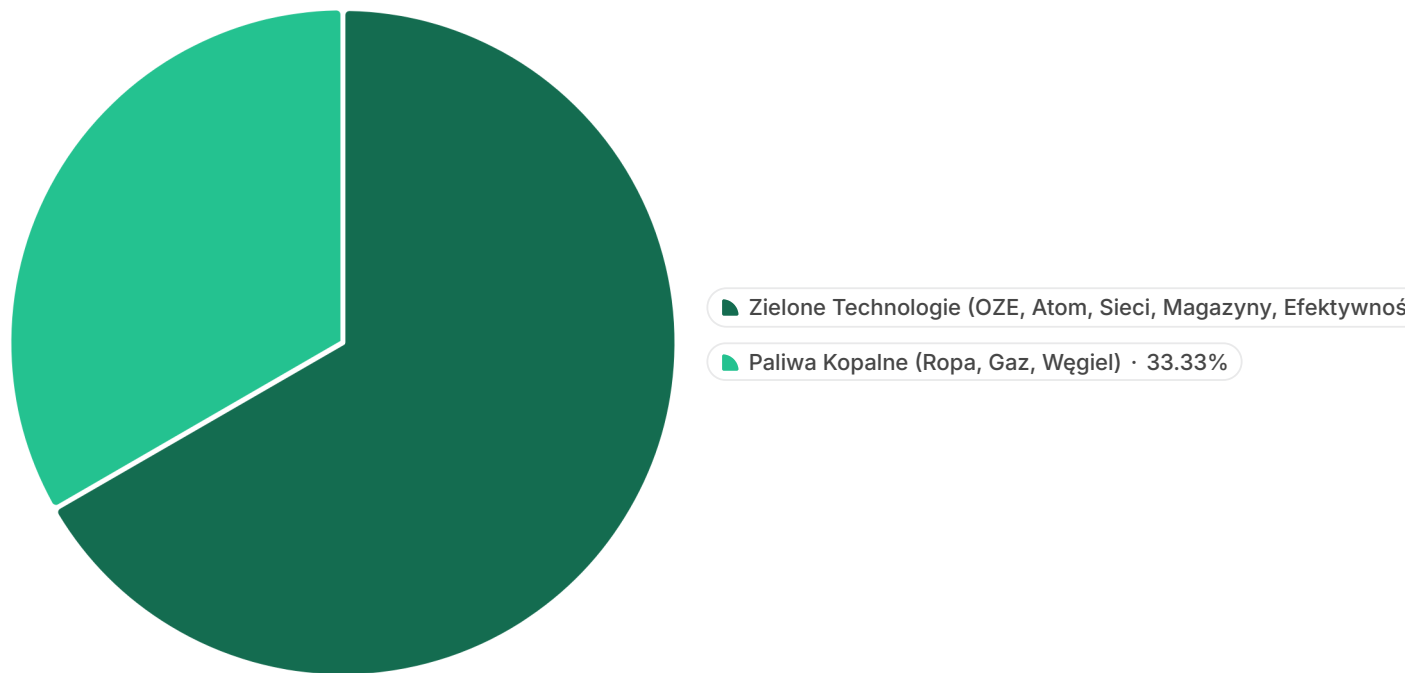
## Finansowe Aspekty Transformacji Energetycznej

### I. Globalny kontekst: wchodzimy w erę elektryfikacji i to jest nieodwracalne

Zgromadzone wypowiedzi ekspertów tworzą spójny, choć niepokojący obraz wyzwań finansowych stojących przed Polską. Debata o kosztach transformacji energetycznej toczy się zbyt często w zamkniętym kręgu krajowych argumentów, bez odniesienia do rewolucji zachodzącej na poziomie globalnych przepływów kapitału. Dane IEA z World Energy Investment 2025 są jednoznaczne: globalne przepływy kapitału do sektora energetyki osiągnęły w 2025 roku 3,3 bln dolarów, z czego około 2,2 bln kierowane jest łącznie do OZE, atomu, sieci, magazynów i efektywności energetycznej - dwukrotnie więcej niż do ropy, gazu i węgla razem wziętych. Inwestycje w sektor elektroenergetyczny (wytwarzanie, sieci, magazyny etc.) osiągnęły poziom 1,5 bln dolarów, czyli o 50% więcej niż łączne nakłady na wydobycie ropy, gazu i węgla.

Dzieje się to pomimo geopolitycznych napięć i niepewności ekonomicznej. Transformacja energetyczna przestała być kwestią klimatycznych poglądów, to globalny kierunek alokacji kapitału, który generuje efekty skali obniżające koszty technologii dla wszystkich.

Poniższy wykres przedstawia globalne inwestycje w sektor energetyczny w 2025 roku, podkreślając dominację zielonych technologii.



Dane NFOŚiGW potwierdzają tę logikę liczbami: sam NFOŚiGW planuje w 2026 r. wydać rekordowe 37 mld zł na zieloną transformację o 12 mld zł więcej niż rok wcześniej. Skala rośnie, lecz nadal stanowi ułamek całkowitych potrzeb.



Inwestycje w elektryczność - wytwarzanie, sieci, magazyny - osiągną w 2025 r. poziom 1,5 tryliona USD rocznie, o 50% więcej niż łączne nakłady na ropę, gaz i węgiel. To już nie jest trend - to nowy porządek globalnego kapitału.

Kluczowa lekcja z raportu IEA dotyczy proporcji między wytwarzaniem a sieciami. Raport Draghiego wskazuje, że na każde euro wydane na czystą energię w Europie w latach 2022–2040 potrzeba 90 centów inwestycji sieciowych, aby zrealizować unijne ambicje klimatyczne. Polska przez całą minioną dekadę ignorowała tę proporcję - i płaci za to dziś w postaci kosztownych redukcji OZE i wąskich gardeł przyłączeniowych. To nie jest wyłącznie polski błąd - Niemcy dopuścili się analogicznego zaniechania - ale w Polsce jest szczególnie dotkliwy, bo punkt startowy jest słabszy.

Komisja Europejska planuje zwiększenie finansowania infrastruktury elektrycznej z 6 do 30 mld euro w budżecie UE 2028–2034. To sygnał, że Europa wie, gdzie leży klucz do transformacji. Polska powinna być w centrum tych inwestycji, nie na ich peryferiach.

## Finansowe Aspekty Transformacji Energetycznej

### II. Europejski dylemat finansowy: skala wyzwania przekracza możliwości jednego kraju

Raport Mario Draghiego z września 2024 r. i następujące po nim dokumenty unijne tworzą bezpośredni kontekst dla polskiej debaty. Draghi szacuje, że UE potrzebuje wzrostu inwestycji o około pięć punktów procentowych PKB - do poziomu ostatni raz widzianego w latach 60. i 70. XX wieku - i porównuje tę skalę do Planu Marshalla. Łącznie Europa potrzebuje 750–800 mld euro dodatkowych inwestycji rocznie. Z perspektywy polskiej oznacza to, że środki unijne (KPO, Fundusz Modernizacyjny, FEnIKS, Fundusze Norweskie) nie są „bonusem” do budżetu krajowego - są integralnym filarem całej architektury finansowania, bez którego transformacja nie domknie się matematycznie.

#### Roczne Inwestycje UE

Potrzeba 750–800 mld euro dodatkowych inwestycji rocznie, aby osiągnąć cele transformacji energetycznej, zgodnie z raportem Mario Draghiego.

#### Środki Unijne

KPO, Fundusz Modernizacyjny, FEnIKS, Fundusze Norweskie są integralnym filarem finansowania, a nie "bonusem", dla polskiej transformacji energetycznej.

Kluczowe ostrzeżenie Draghiego dotyczy ryzyka wyścigu subsydiów między krajami UE. Każda pomoc publiczna dla energochłonnego przemysłu w formie utrzymywania niskich cen energii rodzi niebezpieczeństwo: zamiast obniżyć koszty dla przemysłu, podtrzymuje ona popyt na energię i utrzymuje ceny na wysokim poziomie, tworząc de facto fragmentację europejskiego rynku energii. Polska, projektując programy wsparcia w ramach transformacji, musi świadomie unikać pułapki subsydiowania status quo kosztem finansowania rzeczywistej restrukturyzacji systemu.

Komisja Europejska w Affordable Energy Action Plan z lutego 2025 r. i w Clean Industrial Deal zaakceptowała propozycje Draghiego dotyczące kontraktów różnicowych (CfD) i długoterminowych umów zakupu energii (PPA) jako narzędzi stabilizacji przychodów inwestorów i cenowej przewidywalności dla odbiorców. Polska, wdrażając swój system CfD dla OZE i atomu - kontrakt na elektrownię jądrową zatwierdzony przez KE z ceną poniżej 500 zł/MWh przez 40 lat - działa zgodnie z europejskim nurtem. Kluczowym pytaniem pozostaje jednak, czy model CfD zostanie rozszerzony na magazyny energii i elastyczne moce gazowe, bez których cały system traci stabilność.

Równolegle trwa dyskusja o naprawie strukturalnej. Draghi wskazuje, że do integracji europejskiego systemu elektrycznego potrzeba zarówno „hardware”, jak i „software” - nie tylko fizycznych połączeń transgranicznych, ale fundamentalnej reformy zarządzania Unią Energetyczną, w ramach której kluczowe decyzje systemowe o znaczeniu transgranicznym muszą być podejmowane na poziomie centralnym. Polska przez lata blokująca integrację europejskiego rynku energii - w obawie przed utratą kontroli nad cenami i mixem - staje dziś przed paradoksem: bez tej integracji nie jest w stanie efektywnie zbilansować rosnącego wolumenu OZE, co prowadzi do kosztownych redukcji i niższej rentowności całego systemu.

Raport Banku Światowego o UE z grudnia 2024 r. dodaje kolejny wymiar. Wskazuje, że globalne inwestycje w cleantech, prowadzone głównie przez Chiny (ponad 620 mld dolarów w 2025 r.), drastycznie obniżają koszty technologii dostępnych dla wszystkich krajów - co jest dobrą wiadomością dla polskich inwestorów OZE, ale jednocześnie tworzy zależność technologiczną i surowcową, którą Europa musi systemowo zaadresować. Polska, kupując chińskie panele i magazyny, finansuje ten model - i powinna jednocześnie budować własne ogniwa łańcucha wartości, by nie pozostać wyłącznie nabywcą cudzych technologii.

### III. Polska: 2,5 biliona złotych oszczędności i bilion na lokatach – zmarnowany potencjał

Tu przechodzimy do najważniejszego i najstąbiej zagospodarowanego zasobu polskiej transformacji energetycznej. Wartość zgromadzonych przez Polaków zasobów finansowych na koniec 2025 r. sięgnęła niemal 2,52 bln zł - o 254 mld zł więcej niż rok wcześniej, przy czym depozyty bankowe stanowią 1,44 bln zł, a depozyty bieżące po raz pierwszy przekroczyły 1 bln zł. To ogromna pula kapitału, która w warunkach spadających stóp procentowych (średnie oprocentowanie nowych depozytów terminowych wynosi dziś 3,3%, przy inflacji przewyższającej ten poziom) pracuje realnie ujemnie lub marginalnie.





Dane GPW i PFR są w tej kwestii diagnostycznie bezlitosne. Prezes GPW Tomasz Bardziłowski wskazuje, że ponad połowa oszczędności Polaków jest trzymana w gotówce i na depozytach bankowych - i że gdyby Polska zbliżyła się do średniej europejskiej, gdzie udział gotówki i depozytów wynosi około 30%, oznaczałoby to przesunięcie na rynek kapitałowy środków rządu ponad 700 mld zł. Według szacunków GPW obniżenie udziału gotówki i depozytów do poziomu szwedzkiego mogłoby uwolnić nawet 1,2 bln zł. Prezes PFR TFI Piotr Dmuchowski diagnozuje problem wprost: mamy ponad bilion złotych, które Polacy trzymają na kontach oszczędnościowych, a kluczowe jest stworzenie pasa transmisyjnego od oszczędzania do inwestycji - bez niego ten potencjał pozostanie zablokowany. Jednocześnie sama tylko transformacja energetyczna będzie potrzebować do 2030 roku około 800 mld zł inwestycji. Zbieżność tych liczb jest trudna do zignorowania.

2,52 bln zł oszczędności Polaków, z czego 1,44 bln zł na lokatach bankowych pracuje realnie ujemnie. Polska transformacja energetyczna potrzebuje 800 mld zł do 2030 r. To nie jest przypadkowa zbieżność — to niedokończony rachunek.

To nie jest problem wyłącznie polski - jest to pan-europejski dylemat strukturalny, który Draghi opisuje jako jeden z głównych hamulców unijnej konkurencyjności. Parlament w rezolucji z 2025 r. wzywa do mobilizacji wszystkich instrumentów w celu wzmocnienia odporności infrastruktury krytycznej - właśnie poprzez budowę Unii Oszczędności i Inwestycji. Polska ma jednak dwa dodatkowe wymiary: niższą niż średnia europejska wiedzę finansową społeczeństwa i głęboko zakorzenioną awersję do ryzyka, wzmocnioną historycznymi doświadczeniami piramid finansowych lat 90. Szacunki Polskiego Funduszu Rozwoju wskazują, że utracone korzyści Polaków wynikające z niechęci do aktywnego inwestowania na rynku kapitałowym wynoszą około 10 mld zł rocznie.

## Jak przedstawić kierunek oszczędności – trzy ścieżki



### Green bonds i infrastructure bonds

Po pierwsze, green bonds i infrastructure bonds emitowane przez PSE czy Orlen, notowane na GPW i dostępne dla inwestorów detalicznych. Inwestor detaliczny kupujący obligację PSE na budowę linii HVDC Północ-Południe realizuje jednocześnie cel finansowy (stały kupon) i strategiczny (bezpieczeństwo energetyczne). To model sprawdzony w Niemczech i Francji. Indeks WIG wzrósł w 2025 roku o rekordowe 47%, co oznacza, że apetyt inwestycyjny Polaków rośnie. Trzeba zaproponować im właściwe produkty.



### Pracownicze Plany Kapitałowe (PPK)

Po drugie, PPK - Pracownicze Plany Kapitałowe - mają potencjał, który jest wciąż dramatycznie niezagospodarowany. Prezes GPW wskazuje, że diagnoza dotycząca braku kapitału w funduszach emerytalnych jest wskazywana jako główny problem rozwoju rynku kapitałowego w Europie, a PPK może być wzorem dla całej UE. Jednocześnie partycypacja pozostaje niewystarczająca - co oznacza, że wciąż nie udało się przekonać milionów Polaków, że systematyczne inwestowanie jest lepsze niż trzymanie środków na koncie bieżącym.



### Dedykowane produkty IKE/IKZE

Po trzecie, dedykowane produkty IKE/IKZE pozwalające na alokację w fundusze infrastruktury energetycznej. Reformując system zachęt podatkowych dla długoterminowego oszczędzania, Polska może skierować strumień polskich oszczędności bezpośrednio do finansowania projektów transformacyjnych — jednocześnie realizując cele emerytalne obywateli i cele strategiczne państwa.



#### IV. Jak przyciągnąć globalne fundusze infrastrukturalne do Polski

Polska jest rynkiem o rozmiarze interesującym dla globalnych funduszy infrastrukturalnych, lecz wciąż nie potrafi skutecznie się im zaprezentować. Globalny rynek private equity infrastrukturalnego osiąga dziś skalę bez precedensu. GIP (Global Infrastructure Partners, przejęty przez BlackRock) zamknął w lipcu 2025 r. piąty fundusz przy rekordowych 25,2 mld dolarów, z udziałem największych funduszy emerytalnych świata - CalPERS (850 mln dolarów), WSIB (400 mln dolarów), Oregon Investment Council (300 mln dolarów). Brookfield Asset Management zarządza ponad 1 bln dolarów aktywów alternatywnych. Macquarie, KKR, Stonepeak, Copenhagen Infrastructure Partners - to podmioty z dziesiątkami miliardów gotowych do lokowania w infrastrukturę energetyczną na rynkach oferujących atrakcyjny profil ryzyka do zwrotu.

Pytanie brzmi: dlaczego Polska nie jest na radarze tych funduszy jako kluczowy rynek? Odpowiedź jest precyzyjna: nie ze względu na brak projektów, lecz ze względu na przewidywalność regulacyjną. Globalne fundusze SWF i publiczne fundusze emerytalne zarządzają łącznie 32,8 bln dolarów aktywów. Są szczególnie dobrze pozycjonowane do finansowania transformacji energetycznej ze względu na długi horyzont inwestycyjny i zdolność do akceptowania ryzyka wczesnych etapów - ale ich decyzje są w decydującym stopniu uzależnione od minimalizacji ryzyka regulacyjnego i politycznego. Te fundusze nie wchodzi na rynki, gdzie zasady gry mogą się zmienić z kadencji na kadencję. Polska przy każdej zmianie rządu generuje taką niepewność.

Eksperti mówią o potrzebie stabilnych regulacji, a dane rynkowe im przyznają rację. Wskazują, że transformacja energetyczna w Polsce nabrała tempa przede wszystkim z powodów biznesowych, wynikających z potrzeb polskiego przemysłu, a w mniejszym stopniu z czynników zewnętrznych. To paradoksalnie pozytywna obserwacja: gdy transformacja staje się biznesowym imperatywem, nie potrzebuje tak intensywnego wsparcia dotacyjnego, potrzebuje przede wszystkim przewidywalności prawa.



### Model blended finance

Model blended finance - łączonego finansowania publiczno-prywatnego - jest kluczowym narzędziem. IFC (ramię inwestycyjne Banku Światowego) zaangażowało 100 mln dolarów jako inwestycję kotwiczącą w Brookfield Catalytic Transition Fund o docelowej wielkości 5 mld dolarów, skierowany na rynki wschodzące w Azji, Ameryce Łacińskiej, Europie Wschodniej i na Bliskim Wschodzie. BGK i PFR powinny aktywnie poszukiwać takich struktur koinwestycji - łącząc kapitał IFC, globalnych funduszy infrastrukturalnych i krajowych instytucji publicznych dla projektów offshore wind, sieci przesyłowych i magazynowania energii.



### Model Independent Transmission Project (ITP)

Szczególnie instruktywny jest model Independent Transmission Project (ITP), sprawdzony w Indiach i Brazylii. Prywatni inwestorzy zapraszani do przetargów na finansowanie, budowę i eksploatację konkretnych linii przesyłowych z powodzeniem przyciągali tani kapitał funduszy emerytalnych i ubezpieczycieli z apetytem niski profil ryzyka długoterminowych inwestycji. W Indiach aktywa ITP okazały się wysoce płynne, umożliwiając monetyzację portfela i uwalnianie kapitału na nowe projekty. PSE mogłoby adaptować ten model - otwierając część programu inwestycyjnego (5000 km nowych linii 400 kV) na prywatnych inwestorów na zasadach koncesji regulowanej, co automatycznie stałoby się atrakcyjne dla globalnych funduszy infrastrukturalnych poszukujących stabilnych zwrotów w bezpiecznej jurysdykcji UE.

## Cleantech jako szansa dla Polskiego Przemysłu

### Jak Polska może stać się zielonym hubem technologicznym Europy

Dane Bruegel Clean Tech Tracker z 2025 r. są jednoznaczne: Polska i Węgry są lokomotywami europejskich zdolności produkcyjnych w obszarze ogniw bateryjnych. Polska posiada zakład LG Energy Solution pod Wrocławiem, który rozrósł się do szacowanej pojemności 86 GWh - dla porównania szacunkowe unijne zapotrzebowanie na ogniwa bateryjne w 2025 r. wynosi około 200 GWh. To znaczy, że jeden zakład przemysłowy w Polsce odpowiada za niemal połowę europejskiego zapotrzebowania na baterie do pojazdów elektrycznych. Polska produkuje więcej baterii niż Francja, Niemcy i Szwecja razem wzięte. Jednak ani rząd, ani sektor energetyczny nie traktuje tego konsekwentnie jako strategicznego atutu w debacie o transformacji.

Raport Strategic Perspectives „Poland, a strategic cleantech hub for Europe” jest w tej kwestii bezlitosny: pomimo bycia szóstą największą gospodarką UE, Polska zajmuje ósme miejsce pod względem inwestycji w transformację zero-emisyjną, inwestując 14,2 mld dolarów w 2023 r., podczas gdy Niemcy inwestowały 95,4 mld dolarów, a Francja 55,5 mld dolarów. Skala różnic wskazuje na ryzyko dwuprędkościowej Europy, w której Polska pozostaje producentem komponentów dla cudzych technologii, zamiast stać się ich właścicielem.

Polska produkuje niemal połowę europejskich ogniw bateryjnych - i nie zarządza tym aktywnie jako strategicznym atutem. To jest błąd, który Polska musi naprawić.

Tymczasem okno możliwości jest otwarte. Globalny rynek technologii zero-emisyjnych ma się potroić w wartości do ponad 2 bln dolarów do 2035 roku. Komisja Europejska w Clean Industrial Deal z lutego 2025 r. wprost wskazuje, że odwołania projektów cleantech w Stanach Zjednoczonych - wynikające z demontażu federalnego wsparcia przez administrację Trumpa - otwierają rynki, które Europa może i powinna wypełnić. Polska, aktywnie uczestnicząca w Prezydencji UE na pierwszą połowę 2025 r., miała unikalną pozycję do kształtowania tej agendy. Pytanie, czy to możliwości zostały właściwie wykorzystane.

## II. Cleantech to nie wydatek na klimat – to największa szansa gospodarcza pokolenia

Polska debata o transformacji energetycznej jest obciążona fundamentalnym błędem narracyjnym. Opozycja między „klimatem” a „gospodarką” jest fałszywa - i to nie w sensie filozoficznym, lecz czysto ekonomicznym. Cleantech nie jest kosztem, który Polska ponosi na rzecz planety. Jest branżą przemysłową o globalnym rynku szacowanym na ponad 2 bln dolarów do 2035 roku, w której Polska ma realną pozycję wyjściową i w której - przy odpowiedniej strategii - może zbudować trwałą przewagę generującą miejsca pracy o wysokiej wartości dodanej, eksport i wzrost PKB. Niemówienie o tym językiem ekonomicznym, a wyłącznie klimatycznym, jest jednym z największych błędów komunikacyjnych polskiej polityki energetycznej.

### Pułapka średniego dochodu i cleantech jako droga wyjścia

Bank Światowy w raporcie z 2024 r. opisał Polskę jako przykład kraju, któremu udało się uniknąć pułapki średniego dochodu - PKB per capita wzrosło z 13,5% do 26% poziomu USA. Jednocześnie raport wskazuje, że 93% innowacyjnych technologii ulokowanych jest w zamożnych krajach i że kluczowym mechanizmem utrzymania wzrostu jest zdolność do generowania własnych innowacji, a nie wyłącznie absorpcji cudzych. Polska dotychczasowy wzrost zbudowała na nadrabianiu zapóźnień: import technologii, tania siła robocza, fundusze europejskie. Te motory zaczynają wygasać. Kolejny etap wzrostu wymaga jakościowego skoku w górę łańcucha wartości. Cleantech jest jednym z niewielu sektorów, w którym ten skok jest dziś realistyczny - Polska posiada przemysłową bazę wyjściową.

### Europejskie dane potwierdzają ekonomiczną siłę cleantech

Eurostat wskazuje, że wartość dodana brutto działalności związanych z ochroną środowiska wzrosła z 96 mld euro w 2000 r. do 280 mld euro w 2022 r., a sektor zasobów odnawialnych rozwinął się z 31 mld euro (0,4% PKB) do 258 mld euro (1,6% PKB). W tym samym czasie gospodarka środowiskowa wzrastała szybciej niż całkowita gospodarka UE pod względem zatrudnienia i wartości dodanej. To nie są abstrakcyjne liczby klimatyczne - to trwały trend ekonomiczny przez dwie dekady.

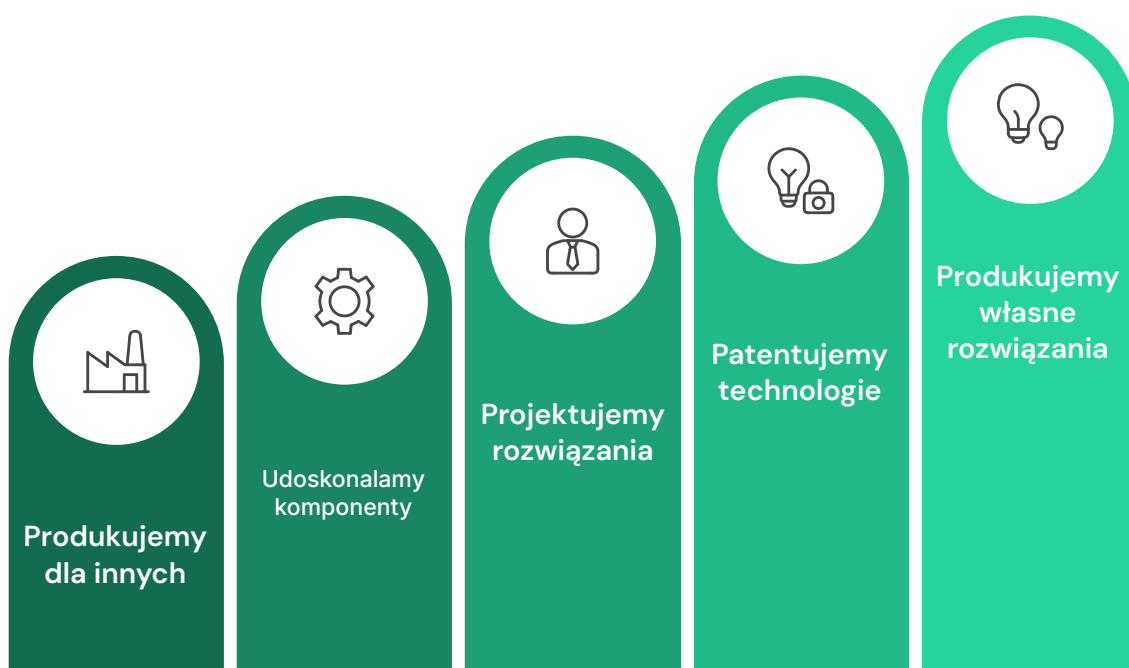
Badania Wiedeńskiego Instytutu Ekonomii Międzynarodowej (WIIW) precyzują potencjalną korzyść dla Polski: repatriacja produkcji pięciu kluczowych zielonych technologii - fotowoltaiki, turbin wiatrowych, baterii, silników elektrycznych i pojazdów elektrycznych - zwiększyłaby PKB UE o 18,4 mld euro i tworzyłaby 242 000 nowych miejsc pracy. Co kluczowe, kraje Europy Środkowo-Wschodniej będące hubami produkcyjnymi czerpałyby nieproporcjonalnie duże korzyści z tych zmian.

Bank Światowy szacuje, że eksport cleantech z Europy Środkowej i Wschodniej - w tym Polski - może potroić się przy zachowaniu obecnych udziałów rynkowych. To kilkadziesiąt miliardów złotych dodatkowego eksportu rocznie. Polska powinna walczyć o ten wzrost, nie czekać aż go zgarnie Węgry lub Czechy.

### III. Cleantech jako dźwignia transformacji gospodarczej Polski

#### Cleantech jako awans w globalnych łańcuchach wartości

Polska gospodarka od lat boryka się z „pułapką podwykonawcy” - polskie firmy produkują głównie komponenty i półprodukty dla zachodnioeuropejskich korporacji, zatrzymując u siebie relatywnie niską wartość dodaną na jednostkę pracy. Raport PARP z 2024 r. wskazuje, że w latach 2004–2022 łączne przychody polskich przedsiębiorstw wzrosły 3,6-krotnie, ale wartość dodana wzrosła jedynie 3,3-krotnie - intensywność wartości dodanej rośnie wolniej niż skala działalności. Eksport baterii z zakładu LG Energy Solution jest tego paradoksem: Polska jest globalnym liderem produkcji baterii EV, ale własność technologii, marże innowacyjne i centra decyzyjne leżą w Korei i Japonii. Cleantech jako strategia gospodarcza musi oznaczać przejście od „produkujemy dla innych” do „projektujemy, patentujemy i produkujemy własne rozwiązania”.



Ta fundamentalna zmiana w podejściu do technologii czystych jest kluczowa dla budowania długoterminowej przewagi konkurencyjnej Polski na rynku globalnym.

#### Zielone miejsca pracy – nie zagrożenie, lecz szansa dla całej gospodarki

Polska debata zbyt często redukuje kwestię zatrudnienia w transformacji do konfliktu między „górnikami a wiatrakami”. Eurostat pokazuje, że zatrudnienie w sektorze czystej energii w UE przekroczyło 2 mln miejsc pracy w 2021 r. i stale rośnie, przy czym produkcja cleantechowa odpowiadała za około jedną trzecią tych stanowisk. W Polsce sektor energii odnawialnej zatrudnia dziś dziesiątki tysięcy osób, a każdy GW nowej mocy OZE, każda linia 400 kV, każdy zakład produkcji pomp ciepła tworzy miejsca pracy trwałe, lokalnie zakorzenione i lepiej płatne niż te, które zastępują. Raport Strategic Perspectives szacuje, że fabryka baterijną o pojemności 30–40 GWh tworzy bezpośrednio i pośrednio między 3200 a 12 300 miejsc pracy - jeden zakład tej skali w Polsce Wschodniej lub na Śląsku jest ekonomicznie równoważny utrzymaniu całej kopalni przez dekadę, ale bez subwencji, bez kosztów środowiskowych i bez daty wygaśnięcia.



### Fabryka Baterii

3200-12300 miejsc pracy

- Trwałe, lokalne
- Wysoka wartość dodana
- Bez subwencji
- Bez kosztów środowiskowych



### Kopalnia Węgla

Równoważna skala zatrudnienia

- Wymaga subwencji
- Znaczące koszty środowiskowe
- Ograniczony czas funkcjonowania

Rozwój sektora cleantech oferuje Polsce możliwość tworzenia stabilnych, przyszłościowych miejsc pracy, które przyczynią się do zrównoważonego rozwoju gospodarczego.

## **Polska płaci za importowane paliwa – to realne marnotrawstwo wartości dodanej**

Dane PSE potwierdzają: Polska zapłaciła 112 mld zł za import paliw kopalnych w 2024 roku, mimo zerowego udziału rosyjskiego surowca. Każda złotówka zainwestowana w OZE produkujące prąd w Polsce zamiast w importowany gaz jest złotówką, która pozostaje w polskiej gospodarce, generując krajową wartość dodaną zamiast zasilać budżety zagranicznych eksporterów. To prostszy i bardziej przekonujący argument dla polskiego wyborcy niż jakikolwiek wskaźnik klimatyczny.

Wreszcie zielona stal, zielony cement, zielona chemia to nie ekologiczny luksus, lecz warunek przetrwania polskiego przemysłu ciężkiego. Firma, która jako pierwsza w regionie wyprodukuje stal o niemal zerowym śladzie węglowym - na wzór projektu HYBRIT w Szwecji, o którym mówi Izba Szwedzko-Polska uzyska trwałą przewagę cenową na rynkach europejskich, gdzie Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) faworyzuje niskoemisyjnych producentów.

# Część III – Doradcy, eksperci i analitycy

Opinie niezależnych ekspertów, doradców strategicznych, analityków rynkowych i naukowców.



# Deloitte | Komentarz Eksperski

Finansowanie transformacji, technologie i local content

Transformacja energetyczna w Polsce nie jest dziś wyłącznie projektem środowiskowym — to strategiczna decyzja inwestycyjna, która zadecyduje o konkurencyjności całej gospodarki. Aby przyspieszyć jej tempo, potrzebujemy jednocześnie stabilnych mechanizmów finansowania, wdrażania nowoczesnych technologii oraz realnego budowania local content, tak by wartość dodana z tej zmiany pozostawała w kraju.

Jako Deloitte widzimy, że firmy, które połączą dostęp do kapitału, kompetencje technologiczne i silne łańcuchy dostaw w Polsce, będą najlepiej przygotowane do wykorzystania tej dekady zmian.

The Deloitte logo is displayed in a large, bold, white font on a black rectangular background. The word "Deloitte" is written in a sans-serif typeface, and the period at the end is a solid green circle.

# Tomasz Gasiński

## *Jak przygotować Polskie firmy, aby były gotowe wykorzystać środki przeznaczone na transformację energetyczną?*

Z każdym rokiem rośnie wolumen środków wspierających transformację energetyczną, czy to w zakresie finansowania unijnego, czy też Krajowego Programu Reform, jak również finansowania komercyjnego w którym uczestniczą zarówno instytucje międzynarodowe tj. jak World Bank, IFC, EBRD, EBI, jak również banki komercyjne. Zamiarem EU jest aby transformacja energetyczno-klimatyczna postępowała w zgodzie z zasadami i celami zrównoważonego rozwoju oraz poszanowaniem praw człowieka. W tym celu ustanowiono zbiór zasad w przepisach o taksonomii w odniesieniu specyficznych rodzajów działalności mających wpływ na zrównoważony rozwój (zgodnie z Rozporządzeniem Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2020/852 z dnia 18 czerwca 2020 r. w sprawie ustanowienia ram ułatwiających zrównoważone inwestycje). Pierwotnie było to ponad 80 rodzajów działalności gospodarczej, ale ilość ta sukcesywnie rozszerza się o nowe działalności.

## **Zakres i znaczenie wymagań Taksonomii UE**

Zakres wymagań Taksonomii EU obejmuje szereg kryteriów potwierdzających zrównoważony charakter danej działalności, obejmując m.in.:

- emisyjność instalacji / działalności,
- efektywność energetyczną,
- ograniczenia w zakresie stosowania substancji niebezpiecznych dla ludzi i środowiska,
- ocenę wpływu na projekt fizycznych ryzyk klimatycznych oraz posiadanie odpowiedniego planu adaptacji do fizycznych ryzyk klimatycznych w przypadku stwierdzenie istotnego wpływu tych ryzyk na projekt i aktywo w cyklu życia,
- brak istotnego oddziaływania na prawa człowieka,
- brak istotnego oddziaływania na pozostałe cele zrównoważonego rozwoju (wypełnienie tzw zasady „DNSH – do no significant harm”).

## **Przełożenie wymagań na praktykę operacyjną przedsiębiorstw**

Z punktu widzenia operacjonalizacji ww. postulatów, istotne jest, aby przełożyć powyższe wymagania na codzienne procesy i projekty realizowane w przedsiębiorstwach. W ramach powyższych kryteriów – dwa z nich (niska emisyjność i efektywność energetyczna) są kluczowe nie tylko z punktu widzenia kierunku polityk transformacji energetycznej, ale również strategicznej konkurencyjności kosztowej i technologicznej firm.

Inwestycje w aktywa energetyczne i przemysłowe, charakteryzują się długim horyzontem zwrotu – dlatego też obecnie projektowane i realizowane inwestycje muszą zapewnić długoterminową konkurencyjność w danej branży. Częstym błędem, jest traktowanie wymagań transformacji energetycznej oraz przepisów o taksonomii jako obligo czysto „zgodnościowego” (ang. compliance) zapominając o strategicznym znaczeniu benchmarkowania do konkurencji i podążania do ograniczania kosztów oraz emisji CO<sub>2</sub>. Ograniczanie zużycia energii poprzez podnoszenie efektywności energetycznej, jak również ograniczanie wykorzystania paliw kopalnych staje się kluczowym aspektem niezależności energetycznej (w ramach EU) oraz konkurencyjności kosztowej – w ujęciu regionalnym i globalnym.

## **Wpływ gotowości i zgodności na finansowanie projektów**

Analizując doświadczenia współpracy, nawet w kontekście dużych przedsiębiorstw – możliwe jest w ramach kilku-miesięcznego projektu, wyedukować i wyposażyć w narzędzie kadrę menadżerską oraz pracowników operacyjnych w zakresie oceny i dostosowania istniejących procesów i projektów do ww. wymagań. Niechęć do wdrażania nowych rozwiązań nie bierze się w tym przypadku ze szczególnej trudności implementacji tych wymagań – ale ich ilości. Odpowiednie usystematyzowanie wiedzy i dopasowanie wymagań do istniejących procesów i procedur w organizacji, ułatwia ich zrozumienie i wdrożenie na poziomie procesu / projektu czy stanowiska pracy.

Celem takiego podejścia zapewnienie, aby wszystkie nowo realizowane projekty inwestycyjne, w odniesieniu do których organizacja może w przyszłości oczekiwać zewnętrznego finansowania – były już na etapie wyboru koncepcji realizacyjnej gotowe do zapewnienia zgodności z wymaganiami finansowania transformacji. Oznacza to, że osoby decyzyjne np.: na etapie podejmowania Decyzji Inwestycyjnej miały wiedzę dotyczącą możliwych opcji realizacyjnych oraz kosztów projektu, jak również potencjału dostępnego finansowania zarówno w przypadku zgodności, jak i potencjalnej niepełnej zgodności z wymaganiami taksonomii.

W wielu branżach – szczególnie wysokoemisyjnych (tj. Energetyka, Przemysł, Logistyka, Budownictwo) już dziś nie jest możliwe uzyskanie konkurencyjnego finansowania komercyjnego lub uzyskania gwarancji (np.: KUKE) w przypadku braku zgodności z kryteriami technicznymi taksonomii. Dlatego też gotowość do spełnienia ww. kryteriów staje się nieodłącznym elementem realizacji projektów na wczesnych etapach planowania – znacząco wcześniej niż podjęcie ostatecznej decyzji inwestycyjnej czy momentu uzyskania finansowania.



## Rola instytucji finansujących oraz dokumentowanie zgodności

W powyżej wymienionych branżach wysokiego ryzyka środowiskowego i społecznego, międzynarodowe instytucje finansowe kierują się również wytycznymi Equator Principles. Jednocześnie, znacząca część instytucji finansujących – w tym instytucje międzynarodowe, mając na celu długoterminowe zaangażowanie w finansowanie rozwoju Przedsiębiorstw – oczekuje zarówno od banków oraz Przedsiębiorstw posiadania Planów Transformacji, które potwierdzają bezpieczeństwo i zdolność obecnej i przyszłej działalności w kontekście wymagań i ryzyk regulacyjnych, jak również odporności na potencjalne klimatyczne ryzyka fizyczne. Dodatkowo, warto zauważyć, że na Polskim rynku, jednym z warunków uzyskania Gwarancji KUKE, a tym samym istotnego ograniczenia ryzyka inwestycyjnego i koncentracji dla Banków uczestniczących w finansowaniu, jest zgodność danej inwestycji z technicznymi kryteriami klasyfikacji – czyli zapewnienie, że dana inwestycja jest w zgodzie z celami łagodzenia zmian klimatu.

## Kluczowe działania przygotowujące przedsiębiorstwa do transformacji

Zgodność z tymi wymaganiami – pochodzącymi z Taksonomii EU, znacząco zwiększa podaż i konkurencyjność parametrów finansowania z punktu widzenia kredytobiorcy i pomaga realizować strategiczne inwestycje infrastrukturalne w sektorach wysokiego ryzyka / wysokoemisyjnych.

Aby zapewnić gotowość polskich przedsiębiorstw do uczestnictwa w transformacji energetycznej oraz na równych warunkach korzystać z dostępu do finansowania, kluczowe staje się aby kadra Zarządzająca oraz Rady Nadzorcze aktywnie wspierały proces dostosowania się do nowych warunków, poprzez ugruntowanie zrozumienia, jak również wdrożenie wymagań taksonomii w procesach decyzyjnych i projektach inwestycyjnych przedsiębiorstw. Szczególnie kluczowe staje się uwzględnienie wymagań Unijnej Taksonomii w procesach przygotowania inwestycji t.j.:

- odpowiednie definiowanie kryteriów technicznych na etapach planowania i przygotowania inwestycji (już na etapach analiz biznesowych, analiz wykonalności - feasibility czy też wyboru koncepcji realizacyjnej),
- rozszerzenie i udokumentowanie procesu zgodności z taksonomią / w ramach wewnętrznych procedur (czy instrukcji) - w ramach zasad obowiązujących w organizacji – jako niezbędnego elementu planowania, oceny i akceptacji wewnętrznych projektów inwestycyjnych,
- przeszkolenie personelu odpowiedzialnego za prowadzenie procesów przygotowania projektów, jak również osób biorących udział w procesach akceptacji inwestycji (t.j. Komitetów Inwestycyjnych w Spółkach),
- przeprowadzenie wewnętrznego procesu analizy i oceny zgodności z Taksonomią i w efekcie udokumentowanie powyższych działań oraz zebranie dowodów potwierdzających spełnianie przez projekt inwestycyjny wszystkich kryteriów Taksonomii (pod potrzeby finansowania oraz badania biegłych, jak również komunikacji z Partnerami biznesowymi – Klientami),
- uwzględnienie powyżej wymienionych działań w ramach harmonogramowania i budżetowania projektów inwestycyjnych jak również przeniesienie kluczowych wymagań na poziom dostawców i podwykonawców uczestniczących w realizacji projektów – co jest szczególnie ważne z punktu widzenia rozwijania local content.

# Piotr Hałoń

## Technologie i nowe źródła energii

### Fundamenty elastycznej transformacji

Transformacja energetyczna to proces budowania nowego, rozproszonego ekosystemu, w którym kluczową rolę odgrywa nie tylko samo wytwarzanie, ale przede wszystkim integracja różnych nośników energii i zarządzanie ich zmiennością. Co najistotniejsze, wspomniana wyżej budowa i nowa architektura odbywają się w trakcie trwającej na wschodzie wojny, przy wielu nowych wyzwaniach natury geopolitycznej, a także rosnącej gospodarce Polski mającej znaczący wpływ na rosnące zapotrzebowanie w media energetyczne.

Poniżej przedstawiam kluczowe filary technologiczne, które powinny być poddawane regularnej weryfikacji strategicznej zarówno przez wytwórców, jak i odbiorców zróżnicowanych nośników energetycznych.

1

Odnawialne Źródła Energii (OZE) i  
Magazynowanie

2

Ciepłownictwo: Skala wyzwań oraz  
Power-to-Heat

3

Stabilizacja systemu: Peakery  
Gazowe

4

Technologie Przełomowe: SMR,  
Wodór i CCS

## 1. Odnawialne Źródła Energii (OZE) i Magazynowanie

Fundamentem dekarbonizacji pozostają odnawialne źródła energii (fotowoltaika, lądowa oraz morska energetyka wiatrowa), jednak ich systematycznie rosnący udział w miksie energetycznym wymusza paradygmatyczną zmianę podejścia: przejście od prostej generacji wolumenów energii ku zaawansowanemu zarządzaniu profilem dostaw.

Jeszcze w niedalekiej przeszłości kwestia profilowania produkcji była marginalizowana, a koszty bilansowania nie wpływały w sposób krytyczny na jednostkowy koszt energii dla jej odbiorcy. Obecna dynamika rynkowa i systemowa znajduje się jednak w punkcie zwrotnym. Rosnąca zmienność podaży wymusza dążenie do stabilizacji poprzez dywersyfikację technologiczną oraz integrację aktywów.

W tym kontekście wielkoskalowe magazyny energii (BESS) stają się kluczowym komponentem stabilizującym parametry sieci. Ich rola ewoluuje w stronę narzędzia do:

- efektywnego arbitrażu cenowego,
- mitygowania ryzyka ujemnych cen energii w okresach szczytowej generacji z OZE,
- zapewnienia ciągłości dostaw w okresach niedoboru mocy.

Z perspektywy strategicznej, kluczowym zadaniem dla przedsiębiorstw staje się obecnie ewaluacja rentowności instalacji hybrydowych. Takie rozwiązanie nie tylko maksymalizuje poziom autokonsumpcji i optymalizuje koszty operacyjne, ale również stanowi realne odciążenie dla krytycznej infrastruktury przesyłowej i dystrybucyjnej.

## 2. Ciepłownictwo: Skala wyzwań oraz Power-to-Heat

Polski sektor ciepłowniczy znajduje się obecnie w fazie krytycznej transformacji strukturalnej. Wyzwania stojące przed przedsiębiorstwami mają charakter wielowymiarowy i wykraczają poza sferę technologiczną, obejmując rygorystyczne ramy regulacyjne UE, presję ekonomiczną oraz konieczność całkowitej redefinicji dotychczasowych modeli biznesowych.

### Ramy regulacyjne i bezpieczeństwo finansowe

Kluczowym determinantem zmian jest dyrektywa EED (Energy Efficiency Directive), wprowadzająca rygorystyczną definicję efektywnego systemu ciepłowniczego.

- Ryzyko operacyjne: Utrzymanie tego statusu jest warunkiem koniecznym do korzystania z mechanizmów pomocy publicznej oraz preferencyjnych funduszy modernizacyjnych.
- Konieczność dekarbonizacji: Ze względu na obecną dominację paliw węglowych, sektor musi dokonać gwałtownego zwrotu w kierunku odnawialnych źródeł energii (OZE), ciepła odpadowego oraz wysokosprawnej kogeneracji.
- Konsekwencje finansowe: Utrata statusu systemu efektywnego skutkuje odcięciem od taniego finansowania dłużnego, co w obliczu ogromnych potrzeb inwestycyjnych (CAPEX) stanowi bezpośrednie zagrożenie dla płynności finansowej podmiotów.

## Technologie i Nowe Źródła Energii: Ciepłownictwo i Stabilizacja Systemu

### Synergia sektorów: Sector Coupling i technologie P2H

Integracja sektora elektroenergetycznego z ciepłownictwem (tzw. sector coupling) staje się jednym z najbardziej optymalnych kosztowo kierunków transformacji.

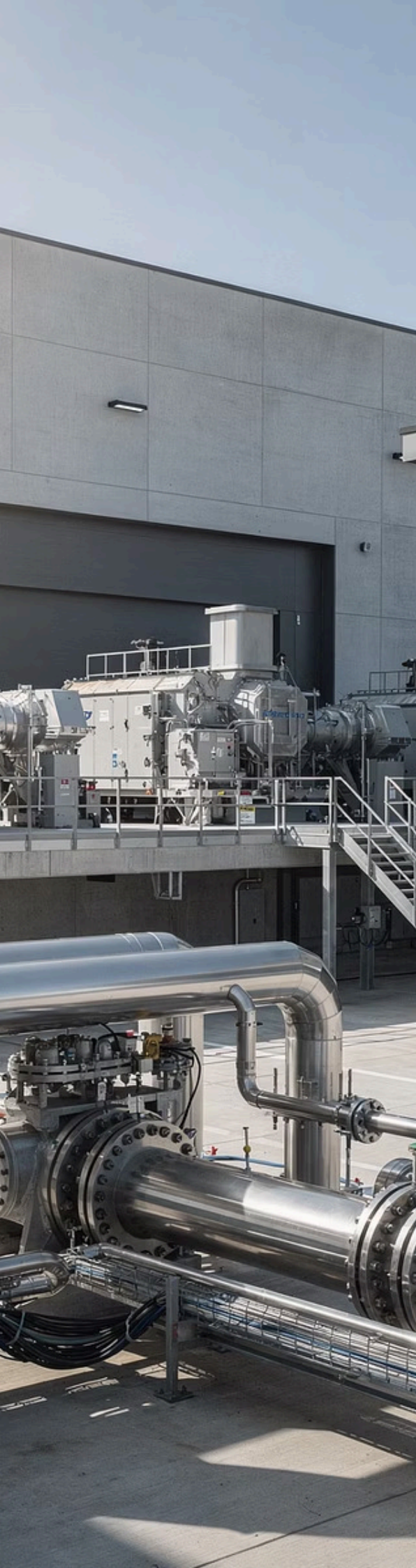
- Technologie Power-to-Heat (P2H): Implementacja kotłów elektrodowych oraz wielkoskalowych pomp ciepła pozwala na efektywną konwersję nadwyżek energii elektrycznej z OZE na energię ciepłą.
- Elastyczność systemu: Wykorzystanie akumulatorów ciepła w połączeniu z technologiami P2H umożliwia magazynowanie energii w okresach niskich cen rynkowych, co znacząco optymalizuje koszty produkcji i zwiększa odporność systemu na zmienność rynkową.

### Ewolucja infrastruktury przesyłowej (4. i 5. Generacja)

Modernizacja sektora nie ogranicza się wyłącznie do źródeł wytwórczych, lecz wymaga kompleksowej przebudowy systemów dystrybucji.

- Obniżenie parametrów pracy: Budowa sieci 4. i 5. generacji wymusza przejście z systemów wysokoparametrowych na niskoparametrowe (obniżenie temperatury czynnika).
- Modernizacja infrastruktury: Proces ten wiąże się z kapitałochłonną wymianą węzłów cieplnych oraz izolacji, co jest niezbędne dla poprawy ogólnej sprawności przesyłowej oraz integracji niskotemperaturowych źródeł OZE.

📄 **Wniosek strategiczny:** Podniesienie efektywności całego systemu ciepłowniczego – od generacji po dystrybucję – jest jedyną drogą do utrzymania konkurencyjności cenowej ciepła systemowego oraz zapewnienia długofalowej stabilności operacyjnej w nowym reżimie klimatycznym.



### 3. Stabilizacja systemu: Peakery Gazowe

Pomimo przyjętej trajektorii dekarbonizacji na poziomie regulacyjnym i strategicznym, wysokoefektywne jednostki gazowe o krótkim czasie rozruchu (tzw. jednostki szczytowe lub peakery) pozostają fundamentalnym elementem bezpieczeństwa systemowego. Ich rola jest krytyczna w procesie transformacji, gdyż stanowią one niezbędne zabezpieczenie mocy w okresach tzw. Dunkelflaute (jednoczesny deficyt generacji wiatrowej i słonecznej), gwarantując stabilność operacyjną oraz ciągłość procesów biznesowych w fazie przejściowej.

Nowoczesne inwestycje w aktywa gazowe realizowane są obecnie w standardzie H2-Ready. Projektowanie jednostek pod kątem przyszłej adaptacji do współpalania lub całkowitego przejścia na wodór pozwala na:

- Mitygację ryzyka powstania osieroconych aktywów (stranded assets), co zabezpiecza wartość inwestycji w długim terminie.
- Pozyskanie „zielonego finansowania”, dzięki zgodności projektów z rygorystycznymi kryteriami Taksonomii UE.

Choć wysoka kapitałochłonność (CAPEX) oraz znaczące bariery wejścia sprawiają, że inwestycje te są tradycyjnie domeną liderów rynkowych, obserwowany jest wzrost zainteresowania tą technologią na poziomie lokalnym. Kluczowym czynnikiem stymulującym ten trend jest synergia z sektorem ciepłowniczym (wspomniany wcześniej sector coupling), która pozwala na optymalizację ekonomiczną projektów i zwiększenie efektywności energetycznej lokalnych systemów.

## 4. Technologie Przełomowe: SMR, Wodór i CCS

W perspektywie długoterminowej, transformacja opiera się na technologiach o wyższym stopniu skomplikowania infrastrukturalnego.

### SMR

SMR jako stabilne, zeroemisyjne źródło energii o dużej gęstości mocy, idealne dla dużych zakładów przemysłowych oraz do systemów ciepłowniczych. W Europie transformacja nabiera tempa dzięki nowym strategiom regulacyjnym. Na początku marca 2026 Komisja Europejska ogłosiła plan przyspieszenia wdrożeń SMR, wyznaczając cel uruchomienia pierwszych europejskich jednostek na początek lat 30. XXI. OSGE 25 lutego 2026 r. podpisano kluczową umowę z GE Vernova Hitachi na stworzenie polskiej wersji projektu BWRX-300. Polska celuje w rok 2030/2031 jako datę uruchomienia pierwszej jednostki. W lutym 2026 r. podjęto ostateczną decyzję inwestycyjną (FID) dla projektu NuScale w Doicești (Rumunia), co stawia ich w czołówce europejskiego wyścigu.

### Wodór i technologie CCS/CCUS

Wodór i technologie CCS/CCUS są niezbędne do dekarbonizacji procesów, w których elektryfikacja jest niemożliwa lub nieekonomiczna. Wdrożenie technologii wodorowych oraz systemów wychwytu, składowania i utylizacji dwutlenku węgla (CCS/CCUS) stanowi fundament zachowania długofalowej konkurencyjności polskiego przemysłu ciężkiego. W obliczu progresywnych cen uprawnień do emisji w systemie EU ETS, rozwiązania te stają się jedyną technologiczną alternatywą pozwalającą na radykalną redukcję kosztów emisyjnych w sektorach o wysokim śladzie węglowym, takich jak hutnictwo czy produkcja cementu. Implementacja tych technologii wykracza jednak poza samą redukcję emisji, stymulując powstawanie zupełnie nowych łańcuchów wartości. Jednocześnie technologie te odgrywają kluczową rolę w budowaniu bezpieczeństwa energetycznego państwa. Wykorzystanie nadwyżek energii z OZE w procesie elektrolizy pozwala na konwersję prądu w wodór, co umożliwia magazynowanie energii na skalę masową. Jest to rozwiązanie komplementarne wobec magazynów bateryjnych (BESS), oferujące pojemności i czasy retencji niedostępne dla technologii elektrochemicznych, co jest niezbędne dla stabilizacji krajowego systemu energetycznego w realiach gospodarki niskoemisyjnej.

### Strategiczne zarządzanie technologią (Cykl 3-5 lat)

Zmienność cen oraz dostępności technologii sprawia, że sztywne strategie energetyczne stają się niebezpieczne dla rentowności biznesu.

- ❏ Transformacja energetyczna to proces realizowany metodą „kolejnych przybliżeń”. Firmy muszą zachować czujność technologiczną, aby nie przeinwestować w rozwiązania, które zostaną wyparte przez bardziej efektywne alternatywy, a jednocześnie zapewniać sobie konkurencyjność poprzez stopniową redukcję śladu węglowego zgodnie z trendami globalnymi.

Dr inż. Andrzej Tyszecki ukończył studia na Politechnice Gdańskiej (1974 r.) i zdobył doktorat (1993 r.) z metody lokalizacji elektrowni jądrowych. Założyciel i właściciel firmy konsultingowej EKO-KONSULT (1992–2019). Autor i współautor kilkuset raportów OOS, wydawca i redaktor Kwartalnika Problemy Ocen Środowiskowych (1998–2009).

**EKO-KONSULT**  
**ASE GROUP**



***Koncentracja infrastruktury a bezpieczeństwo państwa. W analizach wskazuje Pan na ryzyko lokalizacji elektrowni jądrowej i wyprowadzenia mocy z morskich farm wiatrowych na wąskim odcinku wybrzeża. Twierdzi Pan publicznie, że jeden atak może odciąć połowę zasilania państwa. Jakie podejście do planowania przestrzennego należy przyjąć dla zminimalizowania tego zagrożenia?***

Planowana EJ w gm. Choczewo oraz przyszłe morskie farmy wiatrowe zostały zlokalizowane w odległości co najmniej 20 km, niebudzącej wątpliwości w kwestiach ryzyka jednoczesnego zakłócenia ich funkcjonowania. Natomiast w rejonie wybrzeża elementy otwartego systemu chłodzenia EJ i przyłącza morsko-łądowe planowane są do zlokalizowania w odległości nie większej niż 3 km. Wpięcie tych nowych źródeł do systemu przesyłowego o docelowej mocy rzędu 10 GW, spowoduje w gminie Choczewo budowę nowych stacji elektroenergetycznych, linii WN oraz innych obiektów elektroenergetycznych. Wysoka koncentracja infrastruktury elektroenergetycznej w sytuacjach kryzysowych będzie zagrożeniem dla stabilnej pracy KSE, mającej fundamentalne znaczenie dla bezpieczeństwa państwa.

***Gotowość państwa na technologię jądrową. Zwraca Pan uwagę na nieprzygotowanie polskich struktur administracyjnych do obsługi energetyki jądrowej. Czego brakuje w kompetencjach inspekcji sanitarnej lub żywnościowej oraz jak szybko musimy te luki uzupełnić przed uruchomieniem reaktora?***

Rolą Państwa jest pełna odpowiedzialność za bezpieczeństwo energetyczne, w przypadku energetyki jądrowej ta odpowiedzialność jest jeszcze większa. Nie można ograniczać się do kwestii związanych z przygotowaniem i realizacją budowy elektrowni jądrowych, a w dalszej perspektywie ich eksploatacji i likwidacji, związanych ze szczególnymi kompetencjami dozoru jądrowego, dozoru budowlanego i dozoru technicznego. Funkcjonowanie EJ może w różny sposób wpływać nie tylko na bezpieczeństwo jądrowe, ale również na bezpieczeństwo żywnościowe i bezpieczeństwo zdrowotne. W przypadku pierwszej elektrowni jądrowej dotyczy to nie tylko regionu lokalizacji EJ (powiaty: lęborski, wejherowski i pucki), ale również np. tras przewozu paliwa jądrowego lub opieki zdrowotnej (specjalistyczne badania mieszkańców w obszarze oddziaływań EJ). Wymaga to przygotowania fachowych kadr w bardzo wielu dziedzinach.

***Wpływ chłodzenia elektrowni na Bałtyk. Wybór otwartego systemu chłodzenia dla polskiej elektrowni jądrowej budzi obawy oceanologów. Jak ocenia Pan ryzyko powstawania stref beztlenowych w Morzu Bałtyckim z perspektywy ocen oddziaływania na środowisko i czy oszczędności finansowe uzasadniają to ryzyko?***

Budowa pierwszej EJ z otwartym układem chłodzenia spowoduje wyłączenie z użytkowania ok. 2500 ha terenów nadmorskich i przyległych akwenów z utratą walorów przyrodniczych, krajobrazowych, rekreacyjno-turystycznych. Ścieki z placu budowy EJ, z odwodnień wykopów, wody opadowe i roztopowe oraz wody chłodnicze zanieczyszczone substancjami chemicznymi spowodują m.in. wzrost temperatury wód przybrzeżnych na odcinku co najmniej kilku kilometrów oraz dalszą eutrofizację akwenu. Proces oceny oddziaływania na środowisko EJ nie rozstrzygnął kwestii wyboru systemu chłodzenia mniej uciążliwego dla środowiska morskiego; przeważały argumenty ekonomiczne za wyborem m.in. otwartego układu chłodzenia.

***Bariery środowiskowe dla transformacji. Firma EKO-KONSULT od trzydziestu lat opiniuje inwestycje przemysłowe. Co stanowi dzisiaj główną barierę środowiskową spowalniającą rozwój odnawialnych źródeł energii oraz sieci przesyłowych w Polsce?***

Swoistą barierą „środowiskową” dla transformacji energetycznej jest brak stabilności prawa. Dotyczy to wielu wymagań prawa środowiskowego ograniczającego możliwości rozmieszczenia np. farm wiatrowych. Również zmiany przepisów ze sfery planowania przestrzennego ograniczyły możliwości lokalizacji np. linii energetycznych średniego i niskiego napięcia.



**Rozwój infrastruktury morskiej. Wspomina Pan o wyzwaniach technologicznych związanych z zagospodarowaniem obszarów morskich. Jaką rolę w stabilizowaniu systemu powinny odgrywać wielkoskalowe magazyny energii oraz czy obecne przepisy wspierają ich budowę w stopniu wystarczającym?**

Rozwój morskich farm wiatrowych będzie swoistym kołem zamachowym rozwoju infrastruktury offshore, takich jak podmorskie kable i rurociągi. Tworzy to warunki do lokalizowania w obszarach morskich instalacji i urządzeń, nie tylko związanych z wytwarzaniem energii elektrycznej (zielonej), ale także z rozładunkiem ropy, paliw, gazu ziemnego, albo produkcji zielonego wodoru. Energia z MFW mogłaby służyć do zasilania elektrolizerów, a wytwarzany wodór mógłby być magazynowany w kawernowych zbiornikach w pokładach soli kamiennej na terenach nadmorskich. Zmienność produkcji energii wiatrowej i słonecznej może być kompensowana poprzez magazynowanie energii w formie sprężonego powietrza (CAES). Jest to jedna z najbardziej opłacalnych opcji dostępnych do zastosowania w przypadkach wymagających zapotrzebowań energii liczonej w setkach megawatogodzin.

**Ryzyko odcięcia zasilania elektrowni jądrowej. Ostrzegają Pan przed problemem utrzymania zasilania zewnętrznego dla elektrowni jądrowej. Jakie będą skutki odcięcia reaktorów od systemu przesyłowego w wyniku działań wojennych i czy posiadamy odpowiednie rezerwy w źródłach konwencjonalnych na taki wypadek?**

Bezpieczeństwo funkcjonowania elektrowni jądrowej zależeć będzie od wielu czynników, jednym z kluczowych jest niezawodne zasilanie bloków jądrowych ze źródeł zewnętrznych dla podtrzymania procesów technologicznych, związanych z odstawieniem reaktorów. Zasilanie to ma być zapewnione z dwóch niezależnych źródeł (stacji elektroenergetycznych o napięciu 110 kV, podziemnymi liniami kablowymi). Na wypadek odcięcia EJ od systemu dystrybucyjnego, przewidywane jest zasilanie rezerwowe ze źródła awaryjnego usytuowanego na terenie elektrowni.



# Anna Mikulska

Dr Anna Mikulska jest szefem działu badań i analiz strategicznych w CGCN Group, gdzie kieruje zespołem zajmującym się rynkami energii, ryzykiem geopolitycznym i strategiami regulacyjnymi. Od ponad dekady działa na styku amerykańskiej i międzynarodowej polityki energetycznej, doradzając administracji, biznesowi i środowiskom akademickim w obszarze bezpieczeństwa energetycznego i transformacji technologicznej. Wcześniej pracowała naukowo w STPI/IDA, Baker Institute for Public Policy na Uniwersytecie Rice oraz Kleinman Center for Energy Policy na Uniwersytecie Pensylwanii. Jej główne zainteresowania badawcze obejmują rynki gazu ziemnego i LNG, transformację energetyczną w Europie, globalne bezpieczeństwo energetyczne oraz krytyczną infrastrukturę energetyczną.

## ***Jak w świetle wojny w Ukrainie powinniśmy redefiniować pojęcie krytycznej infrastruktury energetycznej?***

Wojna w Ukrainie pokazała, że krytyczna infrastruktura energetyczna nie ogranicza się wyłącznie do fizycznych obiektów, takich jak elektrownie, sieci czy gazociągi. Coraz wyraźniej widać, że trzeba ją rozumieć całościowo jako cały system zapewniania usług energetycznych w warunkach presji militarnej i hybrydowej. Celem ataku nie musi być bowiem fizyczne zniszczenie państwa, lecz również osłabienie poprzez rozchwianie gospodarki i nastrojów społecznych, uderzenia w dostawy ciepła, prądu, a nawet w koszty energii. W tym ujęciu definicja krytyczności powinna obejmować także plany odtworzenia możliwości infrastrukturalnych. Ataki oraz okupacja rosyjska sprowadziły ukraińskie moce dyspozycyjne do znacznie niższych poziomów, a kluczowe okazały się naprawy, mobilne moce, elastyczność sieci oraz zdolność do ogrzewania miast. Dlatego elementami krytycznymi są również: zapas transformatorów, ekipy naprawcze, dostęp do paliw, sterowanie siecią, a także lokalne źródła ciepła lub mocy, które mogą, choćby czasowo, zastąpić rozwiązania centralne. Kolejna warstwa, która coraz częściej wchodzi do definicji krytyczności, wiąże się z cyberbezpieczeństwem. Wynika to z cyfrowej natury wielu elementów obecnej infrastruktury energetycznej. Ryzyko rozciąga się na znacznie większy krąg uczestników rynku, na przykład producentów i dostawców oprogramowania oraz sprzętu. W praktyce przesuwają to rozumienie „krytycznej infrastruktury” z rzeczowego na funkcjonalne. Warto również wspomnieć o krytycznym elemencie, jakim są łańcuchy dostaw. Ich utrzymanie bywa wyjątkowo trudne, ale jest konieczne, a zatem trzeba uwzględniać znaczenie strategicznych zapasów oraz lokalnej produkcji.

## ***Jakie wnioski dla Polski płyną z amerykańskiej doktryny bezpieczeństwa energetycznego w kontekście wykorzystania SMR dla baz wojskowych i przemysłu strategicznego?***

Amerykańskie podejście jest bardzo pragmatyczne: energia ma przede wszystkim „nie zawieść misji”. W prawie USA wprost widać nacisk na odporność instalacji wojskowych, w tym na mikro sieci (microgrids) i rozwiązania, które utrzymają zasilanie nawet po utracie połączenia z zewnętrznej sieci, a także na ograniczenie zależności od częstych dostaw paliw z zewnątrz. Kluczowa jest ciągłość działania: baz, węzłów logistycznych, obrony powietrznej, infrastruktury teleinformatycznej oraz przemysłu obronnego i chemicznego. W tym kontekście SMR i mikroreaktory nie są tylko dodatkowym elementem energetycznego miksu, ale również narzędziem autonomii. Projekt Pele, prowadzony przez Departament Obrony Stanów Zjednoczonych, jest tego symbolem. Chodzi o transportowalny reaktor demonstracyjny, budowany w Idaho National Laboratory, który ma pokazać, że można dostarczyć stabilną moc dla odizolowanych lub wrażliwych odbiorców strategicznych. Dla Polski wniosek jest prosty: jeśli myślimy o bezpieczeństwie sojuszniczym poważnie, to energetyka dla infrastruktury wojskowej powinna być projektowana podobnie jak systemy łączności, z redundancją, energią rozproszoną i własnym źródłem dostaw.

## ***Czy budowa „Bezpieczeństwa 2.0” wymaga zaakceptowania trwale wyższych cen energii (premii za bezpieczeństwo) i jak ten koszt dzielić w modelu sojuszniczym?***

Myślę, że zbyt długo, szczególnie w Europie Zachodniej, bezpieczeństwo energetyczne było traktowane jako „dane”. W Polsce oraz innych krajach Europy Środkowej i Wschodniej było ono bardziej doceniane w związku z doświadczeniami podległości Związkowi Radzieckiemu, a następnie bliskością Rosji i ograniczonymi możliwościami przesyłu energii. Po 2022 r. trudno jednak bronić tezy, że bezpieczeństwo energetyczne można osiągnąć za darmo. Musimy budować redundancję, magazyny, elastyczność, dyspozycyjne moce, cyberochronę i dodatkowe połączenia, czyli wszystko to, co zmniejsza podatność na szantaż i sabotaż. Wiąże się to z kosztami: budowy, użycia oraz konserwacji, nawet jeśli infrastruktura taka nie jest wykorzystywana na co dzień, a jedynie zapewnia zabezpieczenia. Polityka, która ignoruje koszty i realia systemu energetycznego, w kryzysie kończy się dużo drożej, bo płaci się nagle i zazwyczaj wtedy, gdy podaż jest ograniczona, a ceny wysokie. Wystarczy przypomnieć, jak gwałtownie podskoczyły ceny gazu naturalnego, kiedy gaz z Rosji przestał płynąć szerokim strumieniem i jak przełożyło się to na wzrost cen pozostałej energii. Kluczowe nie jest więc pytanie „czy będzie drożej”, tylko „jak uczynić koszty przewidywalnymi i jak je rozłożyć, aby ceny były przystępne”. Taka przewidywalność jest możliwa, jeżeli dostawy są zabezpieczone przez wspomniane już redundancję dostaw, magazyny, elastyczność podaży itd. W elektroenergetyce jednym z narzędzi są mechanizmy mocowe, czyli płatność nie tylko za energię, ale za gotowość do wytwarzania wtedy, gdy system tego potrzebuje. W modelu sojuszniczym zasada powinna być podobna jak w obronności: państwo finansuje to, co jest dobrem publicznym i elementem zabezpieczenia (sieci przesyłowe, ochrona infrastruktury krytycznej, rezerwy strategiczne, zdolności naprawcze, standardy cybernetyczne), a rynek finansuje to, co jest efektywnością operacyjną i inwestycją, o ile ma stabilne reguły zwrotu.

## ***W jaki sposób uzależnienie od importu technologii OZE z Chin wpływa na suwerenność państw NATO i czy grozi nam zamiana zależności surowcowej od Rosji na zależność technologiczną od Azji?***

Tu warto myśleć o tej samej logice, którą opisywałam wiele razy w kontekście gazu i Rosji: zależność nie musi oznaczać „braku dostaw”, wystarczy możliwość narzucania warunków, ograniczeń, opóźnień i niepewności. Związane jest to z możliwością odbioru dostaw z różnych kierunków oraz z możliwością użycia innych środków energii. W technologiach OZE ryzyko jest dwuetapowe. Po pierwsze, wiele łańcuchów produkcyjnych zostało silnie skoncentrowanych w Chinach. IEA podaje, że udział Chin przekracza 80 procent na wszystkich kluczowych etapach wytwarzania paneli fotowoltaicznych (od polisilikonu po moduły). To oznacza, że NATO może redukować zależność od rosyjskich „molekuł”, ale jednocześnie budować zależność od azjatyckich „fabryk”. Po drugie, i możliwe, że będzie to trudniejsze do przewyciężenia, w tle technologii stoi jeszcze trudniejsza do przewyciężenia zależność surowcowa: minerały krytyczne i ziemie rzadkie, bez których nie da się skalować OZE, magazynów energii i sieci. IEA pokazuje koncentrację w obszarze magnezów ziem rzadkich, a jednocześnie ostrzega, że wraz z nowymi kontrolami eksportowymi ryzyka koncentracji przestają być teoretyczne. Dlatego to pytanie łączy się z pozostałymi. Jeśli w pytaniu 1 redefiniujemy infrastrukturę krytyczną, to łańcuchy dostaw technologii i surowców stają się jej częścią. Jeśli w pytaniu 3 mówimy o premii za bezpieczeństwo, to dywersyfikacja dostaw minerałów, recykling i budowa mocy przemysłowych w państwach sojuszu będą realnym kosztem tej premii. UE odpowiada na to już wprost poprzez Critical Raw Materials Act, z benchmarkami na 2030 r. dla wydobycia, przetwarzania i recyklingu oraz limitem zależności od pojedynczego państwa trzeciego, a równolegle przez Net Zero Industry Act, który ma zwiększać europejską zdolność produkcyjną technologii czystych. To nie jest tylko polityka klimatyczna, to polityka suwerenności technologicznej i bezpieczeństwa energetycznego w warunkach rywalizacji i braku alternatywnych lokalnych źródeł energii.

### **Strategic Minerals Minerals**

- Constans
- Strategic Minerals

### **Advanced manufacturing piat**

- High-tech production
- Built canders

## ***Czy konwergencja rynków europejskich sprzyja odporności na ataki hybrydowe, czy zwiększa ryzyko kaskadowych awarii?***

Odpowiedź jest jednocześnie „tak” i „tak”, bo integracja działa w obie strony. Z jednej strony konwergencja rynków i infrastruktury daje ogromną wartość w kryzysie: można przekierować wolumeny, lepiej bilansować system, uruchamiać połączenia transgraniczne, a w gazie nawet formalizować solidarność. Z drugiej strony, im bardziej system jest spleciony, tym bardziej rośnie ryzyko efektu domina, zwłaszcza przy celowym sabotażu albo cyberataku. Dobrym ostrzeżeniem są zdarzenia, w których awaria na liniach i automatyczne zabezpieczenia potrafią wywołać kaskadowe wyłączenia na większym obszarze, co opisywano przy dużych przerwach zasilania obejmujących Ukrainę i Mołdawię. W praktyce oznacza to, że konwergencja sprzyja odporności tylko wtedy, gdy jest „uzbrojona” w redundancję, segmentację, zdolność do pracy wyspowej oraz wspólne standardy cyber i łańcuchów dostaw. I tu znowu wraca pytanie 4: jeśli elementy systemu, w tym sprzęt i oprogramowanie, są importowane z jednego kierunku i trudno je szybko zastąpić, to integracja może szybciej przenosić problem przez granice. Dlatego „Bezpieczeństwo 2.0” to nie rezygnacja z integracji, ale dobudowanie do niej warstwy odporności, tak aby powiązania były przewagą, a nie ułatwiały kaskady.



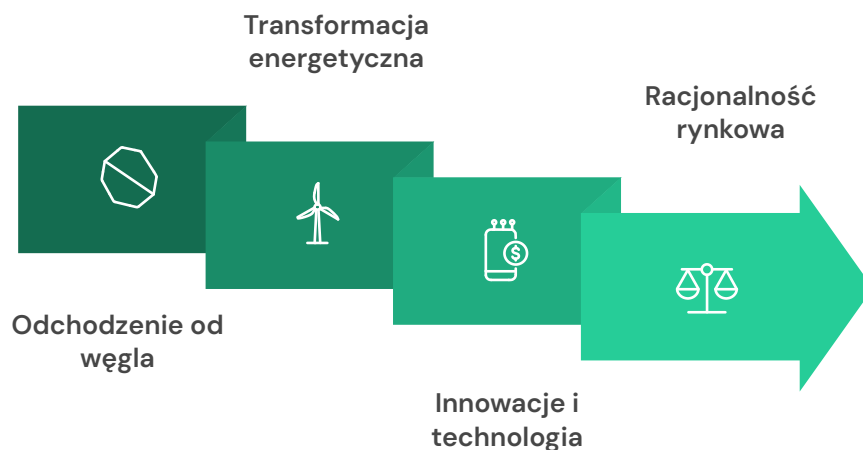
# Waldemar Skomudek

Waldemar Skomudek – prof. dr hab. inż., z wieloletnim doświadczeniem w energetyce zawodowej i akademickiej. Uczestniczył w powołaniu grup kapitałowych EnergiaPro Koncern Energetyczny S.A. oraz TAURON S.A., a także w wydzieleniu Operatora Systemu Dystrybucyjnego ze struktur EnergiaPro. Obecnie pracuje naukowo na Akademii Górniczo-Hutniczej w Krakowie. Jego główne obszary badawcze to rynek energii elektrycznej, zarządzanie dużymi projektami, innowacje w energetyce oraz stabilność pracy KSE.

## ***Czy w najbliższych latach grozi nam blackout z powodu odstawiania bloków węglowych z produkcji energii elektrycznej, zanim powstaną nowe moce gazowe i jądrowe?***

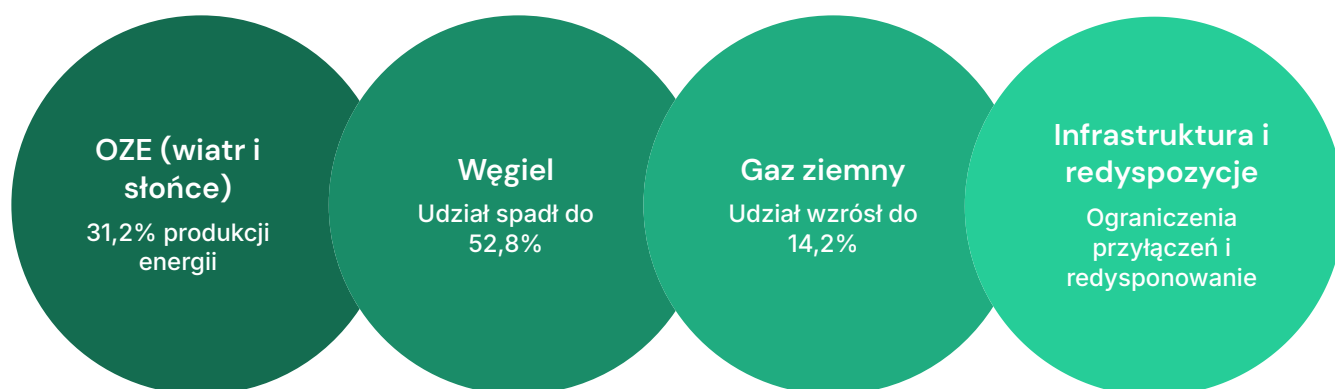
Lata minionej dekady, to okres głębokiej przemiany krajowej, europejskiej i światowej energetyki. Na przykładzie wcześniejszych dekad, ostatnia szczególnie wyróżnia się pełnym determinacji odejściem od paliw kopalnych, dotychczas traktowanych jako główne nośniki różnych form energii. Motywacją tego wielkiego przedsięwzięcia są postępujące zmiany klimatyczne, spowodowane działalnością człowieka, który jednocześnie stał się ich ofiarą. Obecnie, z przekonaniem uznajemy trwający proces transformacji energetycznej jako działanie słuszne, traktując je jako odpowiedź na powstały kryzys klimatyczny i inwestycję w bezpieczeństwo oraz konkurencyjność gospodarki, zmniejszającą m.in. ryzyko utraty stabilności dostaw energii.

Niewątpliwym wsparciem tego procesu są innowacje i nowe technologie. Ich zastosowanie wymaga jednak zachowania racjonalności technicznej podejmowanych zamierzeń i rynkowych zasad ekonomiki. W przeciwnym razie uzyskiwane rezultaty przekształceń nie tylko nie przyniosą spodziewanych efektów, ale mogą również wywołać chaos w systemie, poddanym przemianom.





Przeprowadzając, w świetle postępującego procesu przemian, ocenę kilku wybranych danych systemowych można stwierdzić, że wkroczyliśmy w okres przyspieszonej transformacji. Świadczą o tym (stan na koniec 2025 r.): znaczący przyrost produkcji energii z wiatru i słońca, który osiągnął 31,2% produkcji energii, spadek udziału węgla w krajowym miksie energetycznym do poziomu 52,8% produkcji energii, wzrost udziału gazu ziemnego w krajowym miksie energetycznym do poziomu 14,2% produkcji energii, gwałtowny wzrost nierynkowego redysponowania jednostek wytwórczych (ograniczenie produkcji OZE w roku ubiegłym o 1,4 TWh), ograniczenie zdolności przyłączeniowych do sieci dystrybucyjnej, postępujący proces dekapitalizacji majątku generacji węglowej (jednostki wytwórcze, w których następuje spalanie paliw kopalnych w wieku 40 lat i więcej stanowią blisko 60% aktywów) oraz sieci przesyłowej i dystrybucyjnej.



W indywidualnej ocenie danych można uznać, że tworzą one katalog wyzwań, przed którymi stoi dzisiejsza elektroenergetyka. Ocena ich współzależności wprowadza niepewność w zakresie zachowania ciągłości i niezawodności zaspokojenia potrzeb energetycznych oraz bezpieczeństwa dostaw energii dla gospodarki i społeczeństwa. Dla przykładu znaczący przyrost energii produkowanej przez OZE jest dla systemu cechą korzystną. Jednak wrażliwość tej generacji na zmienność warunków pogodowych sprawia, że proces ten jest nieciągły i nie można na tego rodzaju źródłach opierać wymaganej systemowo dyspozycyjności mocy. Z kolei generacja konwencjonalna oparta na paliwie węglowym, choć zapewnia pokrycie zapotrzebowania na energię w sposób stabilny bez względu na zmienność warunków pogodowych, jest wytwarzana w aktywach wyeksploatowanych i nie przystosowanych do nagłego i częstego równoważenia wahań produkcji energii odnawialną. Redysponowanie jednostek wytwórczych, to kolejny przykład znaczącego ograniczenia efektywności produkcji z OZE. Z powodu braku wymaganej elastyczności krajowego systemu elektroenergetycznego mechanizm ten jest uruchamiany, gdy pojawia się nadprodukcja energii elektrycznej, aby umożliwić zbilansowanie systemu.

Przywołane i krótko skomentowane niektóre dane systemowe bezpośrednio wpływają na stabilność pracy systemu elektroenergetycznego. Występując w formie splotu zdarzeń mogą stanowić poważne zagrożenie przekroczenia krytycznych wartości podstawowych parametrów technicznych pracy systemu, jakimi są częstotliwość i napięcie. A wówczas mamy już do czynienia z bezpośrednim zagrożeniem wystąpienia awarii systemowej, która może doprowadzić do utraty zasilania na znacznym obszarze.

Ocena prawdopodobieństwa faktycznego wystąpienia rozległej awarii systemowej, kwalifikowanej jak blackout wymaga także zwrócenia szczególnej uwagi na podejmowane działania zapobiegawcze, obejmujące inwestycje w aktywa wytwórcze (elektrownie gazowe, jądrowe), sieci elektroenergetyczne przesyłowe i dystrybucyjne, magazyny energii, generację wiatrową, cyfryzację i automatyzację procesów produkcji, dostarczania i zarządzania energią elektryczną, a także służące rozwojowi rynku energii. R

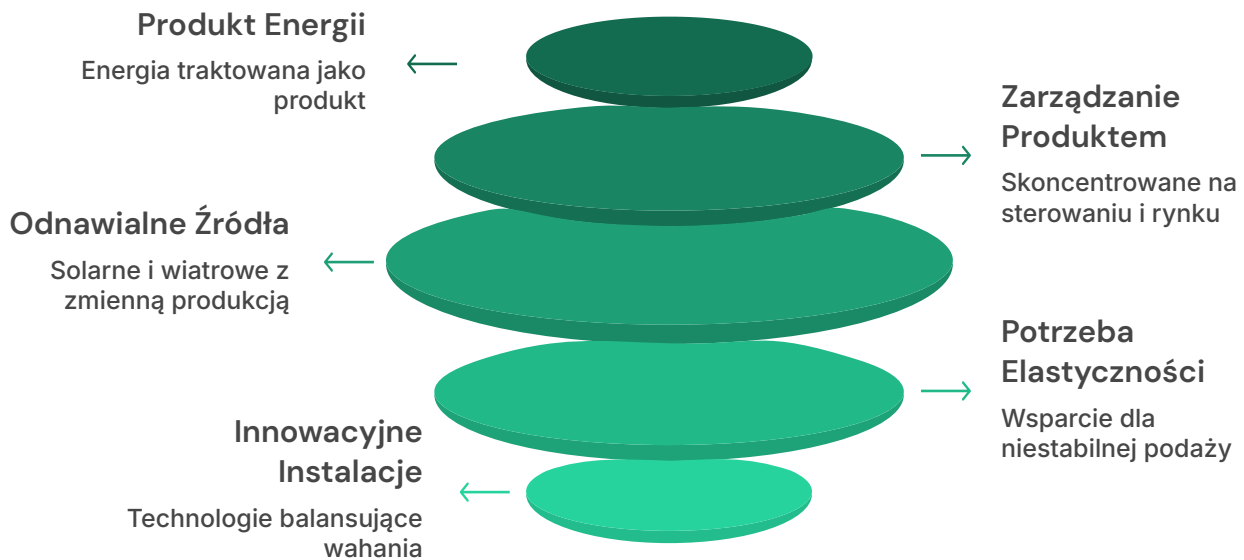
Podsumowując, w ocenie stopnia prawdopodobieństwa wystąpienia w krajowym systemie elektroenergetycznym blackoutu dominującą rolę odgrywa utrzymanie bieżącej równowagi między energią wytwarzaną, a zużywaną przez odbiorców. W praktyce oznacza to m.in. sukcesywne zastępowanie bloków węglowych (poczynając od bloków najstarszych) generacją alternatywną poprawiającą elastyczność pracy systemu elektroenergetycznego (np. generacja gazowa), zwiększenie zdolności magazynowania i/lub eksportu energii elektrycznej, tworzenie warunków do korelacji generacji odnawialnej z magazynami energii, z procesami produkcji paliw alternatywnych oraz konieczność pilnej odbudowy zdolności przyłączeniowych elektroenergetycznej sieci dystrybucyjnej. Realizacja wymienionych działań i innych, tutaj nie przywołanych nie eliminuje całkowicie możliwość wystąpienia blackoutu w krajowym systemie, ale zdecydowanie ogranicza prawdopodobieństwo jego wystąpienia.

Sądzę, że jeśli realizacja inwestycji w elektroenergetyce będzie przebiegała zgodnie z założeniami planistycznymi, to w ciągu najbliższych kilku lat prawdopodobieństwo wystąpienia blackoutu powinno utrzymywać się na niskim poziomie. Nie oznacza to jednak możliwości zmarginalizowania wystąpienia tych spektakularnych awarii systemowych. W tym okresie należy dołożyć wszelkich starań, aby rezultaty procesu transformacji energetycznej pozwoliły także w kolejnych dekadach utrzymać niski stopień zagrożenia blackoutem.

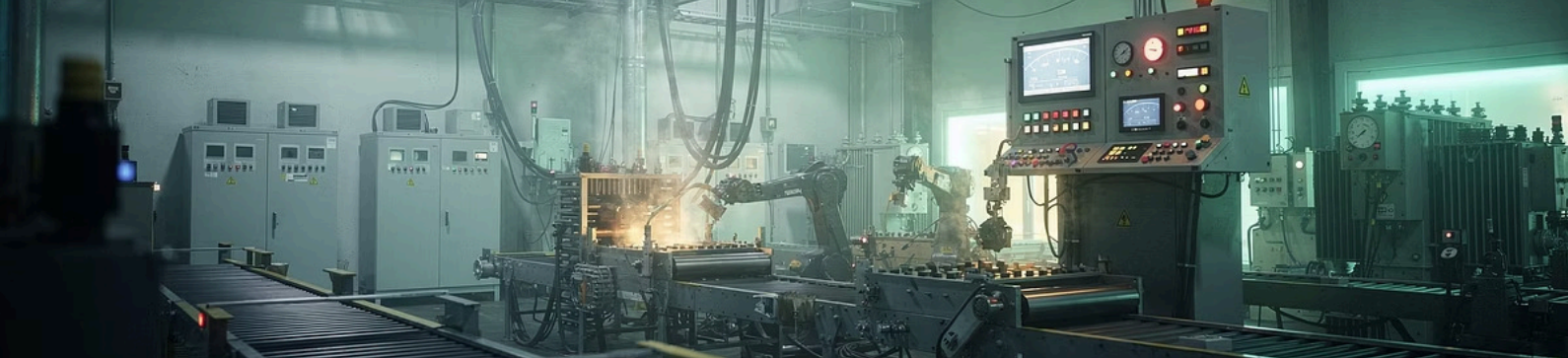
### ***Czy wizja "wysp energetycznych" i klastrów energii jest słusznym kierunkiem?***

Współczesny świat w gospodarczych strategiach rozwojowych stawia na rozwój zrównoważony, w którym energetyka będzie oparta na generacji odnawialnej (OZE), będą rozwijały się technologie przemysłowego, wielkoskalowego magazynowania energii, a urządzenia i instalacje OZE będą funkcjonowały w strukturze rozproszonej.

Obecnie trwająca transformacja energetyki w znacznym stopniu przestawiła koncentrację procesu z produkcji energii (energię należy traktować jako produkt), na zarządzanie tym produktem. A co za tym idzie, w ciągu ostatnich kilku lat tworzenia nowego modelu krajowej energetyki – wreszcie zdano sobie sprawę z tego, że na obecnym etapie solarne i wiatrowe źródła energii nie mogą efektywnie funkcjonować samodzielnie i wymagają elastycznego wsparcia ze strony innowacyjnych instalacji energetycznych, opartych na technologiach zdolnych zrównoważyć wahania w czasie produkcji energii generowanej przez te źródła.



Tym samym, dostrzeżono także potrzebę systemowej integracji różnych technologicznie instalacji OZE i magazynowania energii, co niewątpliwie wiąże się z wzrostem poziomu skomplikowania zarządzania siecią elektroenergetyczną. Aby uniknąć chaosu w tworzeniu krajowej energetyki rozproszonej, w której generacja odnawialna, magazynowanie energii oraz spełnienie potrzeb bilansowych są objęte priorytetem, należy bezwzględnie mieć na uwadze rozwiązania oparte na lokalnych społecznościach energetycznych, takich jak klastry energii, spółdzielnie energetyczne i inne, prawem dopuszczone, autonomii i samodzielności energetyczne. Skoordynowane prawnie, technicznie i ekonomicznie lokalnie sterowalne społeczności energetyczne mogą odegrać w kraju kluczową rolę zarówno w ograniczeniu kosztów energii i usługi dystrybucyjnej, jak i w poprawie ciągłości dostaw. Ma to bezpośredni związek z ukształtowaniem lokalnych rozplądów energii, jednak nie należy utożsamiać tego z zapewnieniem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Zatem, istotność i słuszność tworzenia lokalnych inicjatyw energetycznych, począwszy od budowy własnej infrastruktury energetycznej, operatywnego zarządzania tą infrastrukturą, po lokalne bilansowanie energii należy uznać za właściwy kierunek rozwoju nowoczesnej energetyki. Jest to jednak warunkowane utrzymaniem odpowiedniego zaplecza stabilizującego krajowy system elektroenergetyczny wobec nadal postępującego gigantycznego przyrostu mocy zainstalowanej pogodowo zależnej generacji odnawialnej. Brak właściwego zrównoważenia generacji OZE źródłami zdolnymi do stabilizacji pracy systemu elektroenergetycznego może niestety prowadzić do zwiększenia ryzyka awarii systemowej.



## ***Jakie są największe błędy w planowaniu rozwoju sieci popełnione w ostatniej dekadzie, których skutki odczuwamy dzisiaj? Jakich unikać w przyszłości?***

Miniona dekada w krajowej elektroenergetyce została naznaczona koniecznością przyłączenia do sieci elektroenergetycznej wcześniej niespotykanej liczby różnych technologicznie źródeł odnawialnych i magazynów energii elektrycznej, w rozwiązaniach indywidualnych prosumenckich i wielkoskalowych, a także o charakterystyce mono technologicznej, jak i hybrydowej. Przyjęty kierunek rozwoju elektroenergetyki nie pozostaje obojętny wobec sieci przesyłowej i dystrybucyjnej. Stwarza on konieczność przyspieszenia jej rozwoju, a także wpływa na ukształtowanie nowej roli zwłaszcza Operatorów Sieci Dystrybucyjnej na rynku energii.

Poza budową nowych i utrzymaniem istniejących sieci spółki dystrybucyjne stają się podmiotami wspierającymi rozwój rynku w strukturach rozproszonych. Tworzą warunki do zarządzania siecią elektroenergetyczną gwałtownie nasycaną generacją odnawialną, jej cyfryzacji i automatyzacji, poprawy elastyczności i rozwoju sieci inteligentnych. Jednocześnie, doświadczana w tym okresie dynamika wyzwań stawianych elektroenergetyce sieciowej odświeża jej zasadniczą słabość, polegającą na korzystaniu z przestarzałej i znacznie zdekapitalizowanej infrastruktury, zaprojektowanej głównie z myślą o energetyce węglowej i przystosowanej do „jednokierunkowego przepływu energii”, tj. od źródła do odbiorcy. Wynikłe w tym czasie potrzeby przyłączeniowe oraz konieczność utworzenia efektywnej technicznie i ekonomicznie, elastycznej i zdecentralizowanej struktury sieci potwierdziły pilną konieczność jej ulepszenia. I choć w wielu dostępnych wówczas dokumentach strategicznych ten problem był dostrzegany, to jednak nie można uznać stopnia rozwoju sieci elektroenergetycznych dystrybucyjnych w tym okresie za w pełni zadowalający.

Z perspektywy lat minionej dekady wynika jednoznacznie, że tempo budowy nowej i modernizacja istniejącej infrastruktury sieciowej oraz utrzymanie użytkowanych aktywów sieciowych wymaga zasobów finansowych. Stojąc przed wyzwaniem przyłączenia do sieci kolejnych kilkudziesięciu gigawatów generacji odnawialnej, poprawy parametrów jakości energii elektrycznej oraz zapewnienia bezpieczeństwa funkcjonowania sieci, powinniśmy dołożyć wszelkich starań, aby stworzyć realne możliwości finansowania zidentyfikowanych i na bieżąco urealnianych potrzeb sieciowych.



Problematyka ta, choć była znana w minionych latach, to jednak w przełożeniu na alokację wydatków na sieć elektroenergetyczną pozostawiała wiele do życzenia. W dobie podejmowania w grupach energetycznych m.in., słusznego w założeniach, zielonego kierunku transformacji polegającego na wejściu w posiadanie aktywów OZE, zachwiano konieczną do utrzymania w tego rodzaju działaniach autonomii i transparentności finansowania rozwoju tej energetyki, zważywszy na to, że uczestnikiem bilansowym grup byli także operatorzy sieci dystrybucyjnych, borykający się z ograniczaniem wydatków na rozwój i utrzymanie sieci elektroenergetycznych.

Minione dziesięciolecie to także okres czasu, w którym znacząco obniżyła się wartość wskaźnika odtworzenia majątku (WOM), określona w dokumentach uzupełniających i analitycznych powiązanych z PEP2040, takich jak KET na poziomie 1,5%, a w rzeczywistości osiągająca wartość poniżej 1%. Kolejnym, istotnym elementem procesu planistycznego jest objęcie w należynej proporcji wydatków na utrzymanie istniejącej infrastruktury sieciowej.

W minionej dekadzie ten obszar działalności operatorskiej, pomijając wydatki na rozwój i modernizację sieci związanych z przyłączeniem nowych odbiorców i źródeł, mógł liczyć jedynie na kilka lub kilkanaście procent udziału w wydatkach inwestycyjnych ogółem. Przywołane wcześniej wybrane organizacyjne i planistyczne (raczej w ujęciu finansowym) niedomagania minionej dekady w zakresie inwestycji sieciowych, to jak sądzę istotniejsze czynniki, które nie były obojętne wobec procesów inwestycyjnych, i które w kolejnych latach, przy znacząco zwiększonych nakładach inwestycyjnych powinny być eliminowane.

# Tomasz Chmal

Partner Trzeciak|Chmal Regulatory and Strategic Advisory. Adwokat, specjalista w zakresie sektorowych regulacji prawnych, były partner w dużej międzynarodowej kancelarii prawnej zarządzający praktyką energetyczną i surowcową.

***Transformacja energetyczna i inwestycje w sektorze wymagają współdziałania inwestorów z administracją państwową. Jakie modele współpracy i dobre praktyki pozwalają inwestorom optymalizować procedury urzędowe i zauważalnie przyspieszać harmonogramy realizacji projektów energetycznych?***

Częstym postulatem poprawy klimatu inwestycyjnego zgłaszanym przez inwestorów jest przewlekłość procedur administracyjnych. Jakkolwiek jest ona faktem, to bardzo często prawdziwym powodem jest niedoinwestowanie administracji (brak etatów, zbyt niskie wynagrodzenia, słaba motywacja, wypalenie zawodowe, etc.). Dążąc do zwiększenia inwestycji w energetyce należałoby postulować zwiększenie liczby osób odpowiedzialnych za wydawanie decyzji w szeregu organach administracji (URE, RDOŚ, Wody Polskie, etc.) oraz wprowadzenie motywacyjnego systemu wynagradzania.

Truizmem jest podkreślanie dobrej komunikacji administracji z inwestorami. Jakkolwiek komunikacja ta ma miejsce, to dość często postrzegana jest w kategoriach ryzyka dla administracji (np. obawa posądzenia o korupcję, podejrzenie o zbyt dużą przychylność dla inwestora). Kwestia ta ma często charakter absurdalny i dochodzi np. do wymiany szeregu pism (przez Poczta Polską) w prostej sprawie. Bardzo dobre przykłady, gdzie urzędnik kontaktuje się z inwestorem telefonicznie, mailowo należałoby promować i zmienić paradygmat z „pisma w sprawie” na „załatwienie sprawy”. Postulować należy także jaśniejsze formułowanie oczekiwań przez stronę publiczną w stosunku do inwestorów. Nadal (na skutek ograniczonej komunikacji) dochodzi do odgadywania intencji strony publicznej przez inwestorów.

W systemie demokratycznym wizje rozwoju sektora energetycznego mogą się różnić. Wydaje się jednak, że z punktu widzenia każdej polityki, istotnym kryterium oceny mógłby być poziom przyciągania inwestycji krajowych i zagranicznych oraz wzrost bezpieczeństwa energetycznego w danej kadencji parlamentu. Niezrozumiałą jest np. brak regulacji biometanowych, które mogłyby doprowadzić do wyprodukowania w Polsce kilku miliardów m<sup>3</sup> metanu rocznie, zwiększenia bezpieczeństwa energetycznego oraz rozwoju całego sektora. Brak jest tych regulacji pomimo deklarowanej zgody rządu i Prezydenta, co do zasadności ich wprowadzenia.



***Rozwój projektów infrastrukturalnych ściśle zależy od relacji z władzami gmin. W jaki sposób inwestorzy powinni od samego początku kształtować dialog z samorządami, aby zyskiwać stabilnych partnerów i wspólnie stymulować rozwój regionu?***

Setki godzin rozmów z samorządowcami prowadzą do wniosków, że inwestorzy nadal, i to dość często, nie potrafią komunikować się z samorządowcami zarówno na poziomie lokalnej polityki jak i lokalnej administracji. Zamiast przedstawiać wiarygodne wyliczenia i ekspertyzy nakierowane na interes gminy (podatki, inwestycje na rzecz społeczności lokalnej, wspólne działania, komunikacja z mieszkańcami, etc.), inwestorzy mówią o globalnych celach klimatycznych, własnych dokonaniach w różnych państwach Europy. Kwestie te nie robią wielkiego wrażenia na samorządowcach. Samorządowcy oczekują konkretów, mniejszej liczby, ale wartościowych spotkań. Należy promować zawieranie umów społecznych pomiędzy inwestorami a samorządowcami.

Inwestorzy powinni mieć świadomość, że na rynku funkcjonują różni deweloperzy. Część z nich ma niską wiarygodność z punktu widzenia samorządowców, ponieważ nie dotrzymali zobowiązań, nie potraktowali samorządu poważnie. To, co z punktu widzenia inwestora jest tylko jednym ze stu projektów w Polsce, często dla wójta czy burmistrza jest jedynym projektem, i to lokalni władarze będą odpowiadać za wszelkie uciążliwości związane z inwestycją przed lokalną społecznością. Nie wszyscy inwestorzy mają świadomość tego, że nieprofesjonalne działania niektórych z nich mają negatywny skutek dla całej branży np. wprowadzenie zasady 10h na skutek arogancji kilku podmiotów. Postulować należy wprowadzenie dobrych praktyk branżowych.

Dużym problemem z punktu widzenia samorządu są „różnice potencjału” pomiędzy inwestorami, a samorządowcami. Za inwestorami, stoją często duże grupy kapitałowe z solidnymi budżetami prawnymi, doradczymi. Takimi kapitałami nie dysponują samorządowcy. Wydaje się, że Państwo powinno mieć tego świadomość i np. wspierać samorząd w przygotowaniu standardów dokumentacji, dofinansowywać nie tylko „twarde” inwestycje, ale także zakup „miękkich” usług. Założenie, że samorząd sobie jakoś poradzi sam (bez możliwości wsparcia) jest z gruntu błędne. Skutkiem takiego stanu jest, że samorządowcy w obawie o zbyt niskie oczekiwania wobec inwestora starają się je eskalować do poziomu nieakceptowalnego dla inwestorów.

***Uwolnienie potencjału wspólnych projektów. Formuła partnerstwa publicznego i prywatnego oferuje potężne możliwości dla sektora energetycznego. Jakie konkretne rozwiązania organizacyjne lub legislacyjne skłonią kapitał zewnętrzny oraz jednostki samorządowe do częstszego inicjowania wspólnych przedsięwzięć?***

Współpraca w ramach PPP nie może zostać realnie wprowadzona w Polsce z kilku powodów. Jednym z nich są spore koszty. Każdy doskonale wie, że aby wynegocjować umowę o współpracy potrzebny jest szereg doradców (prawnych, technicznych, ekonomicznych etc.), którzy pozwolą na profesjonalną obsługę projektu i właściwy podział ryzyk. Aby to miało sens, obie strony publiczna i prywatna powinny dysponować podobnym potencjałem doradczym. Bardzo często tak jednak nie jest, ponieważ albo strony publicznej nie stać na profesjonalnych doradców albo trudno jej zaakceptować wysokie koszty takiego doradztwa. Chcąc doprowadzić do rozwoju w PPP w Polsce, w pierwszej kolejności należałoby rozwiązać ten problem. Państwo, dążąc do realizacji projektów PPP w energetyce powinno wspierać jednostki zainteresowane takimi projektami. Organami, które mogłyby stanowić wsparcie powinny być NFOŚiGW, Prokuratoria Generalna RP, inne.

Konsekwencją problemu kosztów doradztwa jest trudność w akceptacji wynegocjowanego ryzyka. Stąd często pół żartem pół serio mówi się o czwartym P (prokurator). Z oczywistych względów wieloletnia współpraca w ramach PPP wiąże się z ryzykiem obu partnerów. Ryzykiem tym da się jednak zarządzać w przypadku dysponowania profesjonalnym doradztwem. Doradztwo to jest niezbędne zarówno na etapie wstępnym związanym z właściwym ukształtowaniem warunków umowy PPP, ale także na etapach późniejszych tj. w trakcie realizacji inwestycji jak i po uruchomieniu (np. renegocjacje). Oczekiwanie od samorządowców, że zgodzą się na projekty PPP korzystając z własnych zasobów albo po minimalnych kosztach jest naiwnością. Nie inaczej jest w przypadku kontraktów PPA dla samorządów (zakup tańszej energii bezpośrednio od inwestora). Akceptacja takich umów wymaga profesjonalnego wsparcia jednostki samorządu terytorialnego w negocjacjach.

- ① Dążąc do zwiększenia projektów PPP w Polsce możliwe jest także wypracowanie w większym zakresie standardów porozumień. Na świecie i w Polsce funkcjonuje szereg umów standardowych EFET, FIDIC, AIPN, Incoterms etc. Nie ma najmniejszych przeszkód, aby dążyć do opracowania takich standardów dla umów inwestycyjnych w sektorze OZE. Wymagają one precyzyjnego zbalansowania interesów. Umowy takie mogłyby mieć zastosowanie dla projektów OZE (wiatr, PV, magazyny, biogaz, biometan, etc.). Powyższe nie ma jednak sensu bez wyrównania potencjałów negocjacyjnych stron. Nawet wypracowanie standardowej umowy wymagać będzie jej zrozumienia i ostatecznego wynegocjowania przez profesjonalistów.

## ***W jakich sprawdzonych modelach kapitał prywatny może skutecznie partycypować w rozbudowie publicznej infrastruktury w celu udrożnienia warunków przyłączeniowych?***

Jednym z większych wyzwań polskiego sektora energetycznego jest duża liczba wydanych warunków przyłączenia do sieci. Kwestię próbuje się załatwić na poziomie legislacyjnym (UC84). Na dzień 16.03.2026 r. nie wiadomo, czy ustawa wejdzie w życie, a jeżeli tak, w jakim stopniu przyczyni się do rozwiązania problemu warunków przyłączenia. Dobrą praktyką, niezależną od kwestii ustawowych jest zawieranie porozumień komercyjnych, gdzie dochodzi do porozumienia pomiędzy inwestorem a operatorem sieci w oparciu o rzeczywiste koszty przyłączenia. Należy zdecydowanie promować takie rozwiązanie, aby inwestor po zbudowaniu infrastruktury przenosił ją na rzecz operatora w zamian za zwrot kosztów lub gwarancję mocy przyłączeniowej. Można jednak odnieść wrażenie, że operatorzy również w wypadku chęci inwestora do pokrycia całych kosztów przyłączenia unikają takich realizacji wyszukując przeszkody formalne, ze szkodą dla rozwoju sieci.

Operatorzy sieci muszą dbać o bezpieczeństwo dostaw. Tym niemniej, bezpieczeństwo dostaw łatwiej jest zapewnić w sytuacji nadmiaru mocy aniżeli w sytuacji niedoboru mocy. Co więcej, konfiguracja (rozproszenie) sieci w sytuacji przedwojennej winna zostać gruntownie przemyślana i internalizowana przez operatorów systemu. W nowej sytuacji geopolitycznej wszelkie inicjatywy inwestorów jak np. współdzielenie łącza (Cable Pooling), hybrydowe instalacje OZE, linie bezpośrednie powinny być przez operatorów promowane i rozwijane. Łączenie instalacji PV, elektrowni wiatrowych oraz lokalnego magazynu energii pozwala na optymalnie wykorzystanie sieci bez przeciążania, a źródło energii odnawialnej staje się bardziej stabilnym.

## ***Krajowa transformacja wymaga budżetów przekraczających możliwości naszych instytucji finansowych. Jakie konkretne zachęty rynkowe oraz mechanizmy gwarancyjne muszą wypracować podmioty publiczne, aby skutecznie i trwale przyciągnąć globalne fundusze do budowy nowej infrastruktury energetycznej w Polsce?***

Transformacja energetyczna w Polsce odbywa się w sposób spontaniczny i mało planowy. Często, jest to niezrozumiałe dla dużych funduszy infrastrukturalnych. Polska była także pozywana przez inwestorów, których prawa (ich zdaniem) zostały naruszone przez zmianę zasad w trakcie procesu. Pomimo tego doszło do szeregu inwestycji zarówno wiatrowych jak i fotowoltaicznych. Nastąpił masowy rozwój mikro-instalacji PV. Wraz z rozwojem sektora i jeszcze głębszą elektryfikacją procesów przemysłowych czy ciepłownictwa konieczny będzie jeszcze większy napływ inwestycji zagranicznych. Niezbędne będzie stabilizowanie inwestycji przez większą przewidywalność na poziomie regulacyjnym i umownym. W tym celu zasadne będzie np. wprowadzenie racjonalnych klauzul waloryzacyjnych, które zautomatyzują mechanizmy korekty cen oparte na wskaźnikach GUS oraz indeksach cen surowców (stal, miedź), chroniąc rentowność projektu. Wprowadzony zostanie arbitraż techniczny polegający na powoływaniu niezależnych ekspertów do bieżącego rozstrzygnięcia sporów na budowie, bez konieczności kierowania spraw na ścieżkę sądową. Oczekiwana będzie jeszcze większa stabilizacja regulacyjna np. w zakresie gwarancji utrzymania systemów wsparcia (np. aukcyjnych) w niezmiennym kształcie przez cały okres zwrotu z inwestycji.

# Anna Szczodra

Partner współzarządzający | KPMG Law. Anna jest radcą prawnym, posiada ponad 15-letnie doświadczenie zawodowe w sektorze energetycznym. Specjalizuje się w doradztwie prawnym, obejmującym realizację transakcji w sektorze odnawialnych źródeł energii oraz prowadzeniu złożonych procesów inwestycyjnych dotyczących energetyki konwencjonalnej. Aktywnie działała na rzecz rozwoju energetyki nuklearnej w Polsce.

***Inwestorzy nienawidzą niepewności. Patrząc na częstotliwość zmian prawa w Polsce (np. zamrożenie cen energii, ustawa wiatrakowa, zmiany w aukcjach), jak rynki finansowe wyceniają dziś „polskie ryzyko regulacyjne”? Czy koszt kapitału (WACC) dla projektu OZE w Polsce jest znacząco wyższy niż dla bliźniaczego projektu w Niemczech czy Hiszpanii właśnie przez niestabilność prawa?***

Jednym z czynników wpływających na koszt pozyskania kapitału jest niepewność regulacyjna - ale bynajmniej nie jedynym. Na koszt kapitału wpływają również np. koszty długu, warunki sieciowe, profil obciążenia, różnice w ratingu czy nawet bezpieczeństwo inwestycji.

Wiadomym jest, że kraje z dużo silniejszym i dojrzałszym sektorem finansowym, jak kraje „starej Unii” będą miały z tego tytułu większą łatwość z pozyskaniem finansowania, a tym samym koszt kapitału może być dla nich potencjalnie mniejszy. Polska w porównaniu do nich jest rynkiem młodym. Tym samym jesteśmy rynkiem gdzie i koszt kapitału może być wyższy ale i tym samym możemy spodziewać się potencjalnie wyższych zwrotów.

Pamiętać trzeba, że duża część regulacji w zakresie energetyki, a szczególnie odnawialnych źródeł energii jest regulowana na poziomie unijnym. Tym samym w stosunku do państw unijnych w tym zakresie regulacje będą podobne. Ryzyko regulacyjne różne dla tych krajów będzie się odnosiło się najczęściej do kwestii implementowania tego prawa lub wybranych regulacji krajowych. Ten czynnik zaś ogranicza również skalę wpływu ryzyka regulacyjnego na koszty.

Prawdą jest że, w Polsce mieliśmy od czasu pandemii i wojny na Ukrainie dużą zmienność przepisów prawa — na przykład w zakresie zniesienia zasady 10h. Jednak po rozmowie z naszymi kolegami z innych krajów widzimy, że nie ten problem nie dotyczy tylko nas. W wielu krajach w dobie kryzysu, dochodziło do szybkich i często nieprzemyślanych zmian prawa.

Natomiast założmy, że w Polsce zapanujemy nad częstotliwością wprowadzanych regulacji — czy zatem obniżyłoby to znacznie koszt kapitału? Moim zdaniem nie. Chociażby dlatego, że wszyscy wiemy, w jakim miksie energetycznym funkcjonujemy, jakie mamy warunki sieciowe oraz, jak skonstruowany jest rynek energii w Polsce. To jest szerokie spektrum okoliczności, które mają znacznie większe przełożenie na wysokość kosztu kapitału dla projektów OZE w Polsce

Biorąc to wszystko pod uwagę, nie wskazywałabym że polskie ryzyko regulacyjne jest głównym powodem wyższych kosztów kapitału na naszym rynku. Jest jego elementem składowym, ale nie jest to czynnik decydujący. Natomiast niewątpliwie pewna większa przewidywalność w otoczeniu regulacyjnym, to może być pierwszy z kroków w docelowym obniżeniu kosztów pozyskiwania kapitału. Istotny problem jaki tu należy naświetlić, to oczywiście tak nagły wzrost redysponowań nierynkowych i sposób wyliczania za nie rekompensat finansowych. Powiem tak, jeżeli redysponowania nierynkowe winny być wyjątkiem, bo zasadą jest redysponowanie rynkowe wynagradzane DUBom, konkurującym ze sobą ofertami na rynki bilansującym, to i wynagrodzenia/rekompensaty finansowe za redysponowania nierynkowe powinny być w wysokościach „wyjątkowych”. Obecna skala redysponowań nierynkowych znacząco obniża atrakcyjność naszego krajowego rynku OZE.

***Wszyscy mówią o magazynach energii, ale banki są konserwatywne. Czy w obecnym otoczeniu regulacyjnym (rynek mocy, brak oddzielnych taryf za usługi systemowe), projekty bateryjne w Polsce są już „bankowalne” (bankable) w modelu Project Finance, czy wciąż wymagają finansowania z bilansu spółek (corporate finance), co drastycznie ogranicza skalę inwestycji?***

Magazyny energii stanowią obecnie jeden z najbardziej obiecujących segmentów rynku. Z perspektywy banków wciąż są traktowane jako nowość jednak widzimy, że banki zaczynają się przekonywać do tej technologii. Musimy pamiętać że banki podejmując decyzje analizują liczne czynniki w tym ryzyko przychodów czy chociażby stan rynku.

Natomiast co do skali spójrzmy na dane od URE. Obecnie mamy trzy wydane koncesje na magazynowanie energii elektrycznej, z czego tylko jedna dotyczy magazynu BESS. Mamy dodatkowo złożone cztery wnioski o koncesje MEE oraz 26 promes wydania takich koncesji. Nie jest to jeszcze wielka skala.

Obecna sytuacja regulacyjna sprawia, że źródła przychodów dla takich projektów opierają się perspektywicznie na trzech filarach: usługi bilansujące, arbitraż cenowy i rynek mocy. Chociaż trzeba pamiętać, że niedługo skończy się rynek mocy w takim kształcie jaki znamy. Tym samym odpadnie jedno z możliwych źródeł przychodów magazynów BESS.

W grudniu 2025 r. Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej ogłosił, że zatwierdził wnioski o dofinansowanie projektów polegających na budowie 174 magazynów energii opiewające na kwotę ponad 4 mld złotych. Takie programy dotacyjne mogą pokazywać, że projekty BESS jeszcze nie są w pełni bankowalne jako że potrzebują pomocy publicznej do rozwoju.

Myślę, że wraz z rozwojem rynku magazynowania i powstawaniem nowych projektów, wytworzy się odpowiedni klimat inwestycyjny i banki będą chętniej udzielały finansowania dla wielkoskalowych magazynów BESS. Jednakże chwilowo, podobnie jak miało to miejsce kilka lat temu w przypadku fotowoltaiki czy lądowych farm wiatrowych, kluczową rolę odgrywać będą instrumenty publiczne, takie jak dotacje lub pożyczki preferencyjne.

## ***Kto jest dziś głównym kupującym polskie aktywa wiatrowe i słoneczne: czy są to polskie spółki Skarbu Państwa próbujące zazielenić miks, czy zagraniczne fundusze infrastrukturalne szukające bezpiecznej przystani? Co to mówi o atrakcyjności naszego rynku?***

Polski sektor energetyki odnawialnej wyróżnia się dużą aktywnością na tle krajów Europy Zachodniej i Centralnej. Szczególnie lata 2021 i 2022 były okresem intensywnego rozwoju, kiedy to na rynku OZE w Polsce odnotowano rekordową liczbę transakcji M&A. Jednak po tym dynamicznym okresie nastąpiło zauważalne spowolnienie. Wpłynęło na to wiele czynników, takich jak rosnąca skala redysponowania nierynkowego, wojna na Ukrainie czy ogólna niestabilność regulacyjna.

W tym czasie zaczęła się również zmieniać struktura inwestorów na rynku. Do 2022 roku polskie projekty OZE cieszyły się dużym zainteresowaniem ze strony inwestorów zagranicznych, którzy dostrzegali w Polsce atrakcyjne możliwości inwestycyjne związane z transformacją energetyczną, relatywnie niskimi cenami energii oraz dużym potencjałem rozwoju. Krajowi inwestorzy również byli obecni, zarówno prywatni, jak i ci z udziałem skarbu państwa, jednak ich udział był mniejszy. Natomiast po 2022 r. zauważamy mniejszy udział zagranicznego kapitału za to większe zaangażowanie spółek krajowych z udziałem Skarbu Państwa. Ogólnie od 2019 r., według analiz banku Pekao, zagraniczni inwestorzy odpowiadali za około 60% nabytych projektów OZE.

Wybuch wojny na Ukrainie sprawił, że Polska zaczęła być postrzegana przez część zagranicznych inwestorów jako kraj graniczący z regionem niestabilnym, co zwiększyło postrzegane ryzyko inwestycyjne, zwłaszcza wśród bardziej konserwatywnych funduszy. Dodatkowo rynek nie nadążał za potrzebami - najatrakcyjniejsze projekty zostały już sprzedane i wybudowane, zaś na rynek nie zdążyły jeszcze wejść nowe „odblokowane” projekty wiatrowe (po zniesieniu zasady 10h) czy projekty OZE rozwijane z magazynami energii. Priorytety niektórych inwestorów zaczęły się też zmieniać - obok transformacji klimatycznej coraz większego znaczenia nabrało bezpieczeństwo energetyczne i stabilność dostaw.

Na szczęście od początku 2025 roku można zaobserwować powrót do tendencji wzrostowych w sektorze OZE. Polska ponownie zaczyna przyciągać zagranicznych inwestorów, zwłaszcza fundusze private equity, które poszukują nowych możliwości inwestycyjnych. Ceny energii zaczynają się stabilizować, a spółki z udziałem skarbu państwa coraz śmielej inwestują w zieloną energetykę, wyznaczając ambitne cele transformacyjne i modernizując swoje aktywa.

Wśród projektów cieszących się największym zainteresowaniem inwestorów znajdują się obecnie inwestycje w magazyny energii, biogazownie oraz instalacje biometanowe. Większość z tych projektów jest jednak na wczesnym etapie rozwoju, przez co ich liczba nie dorównuje jeszcze na przykład fotowoltaice, która dominowała na rynku OZE. Są to jednak technologie przyszłościowe, które mogą w kolejnych latach jeśli nie zdominować polski rynek to przynajmniej stanowić jego znaczną część.

Na rosnącą atrakcyjność rynku OZE w Polsce wpływają takie czynniki, jak:



***Wchodzi dyrektywa CSRD, która wymusza na spółkach szczegółowe raportowanie niefinansowe. Czy z perspektywy doradcy widzi Pani, że polskie spółki energetyczne traktują to jako przykry obowiązek biurokratyczny, czy zaczynają rozumieć, że wysoki rating ESG jest dziś twardym warunkiem dostępu do tańszego finansowania dłużnego?***

Wprowadzenie dyrektywy CSRD rzeczywiście znacząco zmienia podejście do raportowania niefinansowego, zwłaszcza w sektorze energetycznym. Z mojej perspektywy doradczej obserwuję, że polskie spółki energetyczne są obecnie na etapie przejściowym. Wciąż wiele z nich postrzega nowe obowiązki raportowe przede wszystkim jako dodatkowe obciążenie administracyjne i wyzwanie organizacyjne. Wynika to zarówno ze skali wymaganych zmian i danych podlegających raportowaniu, jak i z konieczności wdrożenia nowych procesów oraz narzędzi do zbierania i raportowania danych ESG.

Dodatkowym wyzwaniem dla podmiotów objętych obowiązkiem raportowania jest niepewność regulacyjna wynikająca przede wszystkim ze zmian wprowadzanych w ramach tzw. Omnibus. Częste aktualizacje przepisów oraz zmiany interpretacyjne powodują, że firmy muszą stale monitorować otoczenie prawne i dostosowywać swoje działania do nowych wymogów. Ta niepewność utrudnia planowanie długoterminowych strategii ESG i zwiększa ryzyko operacyjne związane z raportowaniem niefinansowym.

Jednocześnie jednak coraz więcej spółek zaczyna dostrzegać, że transparentność w zakresie ESG i wysoki rating w tym obszarze stają się kluczowymi czynnikami warunkującymi dostęp do finansowania na korzystnych warunkach. Instytucje finansowe, zarówno krajowe, jak i międzynarodowe, coraz częściej uzależniają warunki finansowania od poziomu dojrzałości ESG spółki. Wysoki rating ESG przekłada się nie tylko na tańszy dług, ale także na lepszy wizerunek wśród inwestorów i partnerów biznesowych.



***Projekty morskich farm wiatrowych (Offshore) wchodzą w fazę realizacji, ale koszty materiałów i usług poszybowały w górę. Czy widzi Pani ryzyko, że przy obecnym poziomie wsparcia (kontrakty różnicowe) i kosztach finansowania, część projektów utraci rentowność i nie dopnie finansowania (financial close), co opóźni transformację o lata?***

Niedawno, w grudniu, zakończyła się pierwsza aukcja w ramach drugiej fazy wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej w Polsce. Zainteresowanie inwestorów tą formą wsparcia było widoczne, a efektem czego jest przyznanie wsparcia trzem projektom: Morska Farma Wiatrowa Baltic East, MFW Baltica 9 oraz MFW Bałtyk I. To bardzo dobra informacja, ponieważ powstałe dzięki temu farmy wiatrowe będą dysponować łączną mocą prawie 3,5 GW. Pokazuje to, że przewidziany system wsparcia okazał się odpowiedni dla inwestorów, natomiast sama aukcja stanowiła kolejny pozytywny sprawdzian dla polskiego rynku offshore.

Jednocześnie nie można zapominać o rosnących kosztach realizacji takich inwestycji, które - w połączeniu z wahaniami cen energii oraz niepewnością co do przyszłego miksu energetycznego kraju - mogą rodzić pytania o możliwość opłacalnej realizacji tych projektów. Morskie farmy wiatrowe to ogromne przedsięwzięcia, wymagające znacznie większych nakładów niż tradycyjne farmy wiatrowe na lądzie, dlatego kluczowe jest właściwe zabezpieczenie finansowania i dobre perspektywy inwestycyjne.

W związku z tym niezwykle istotne jest, aby mechanizmy wsparcia dla projektów offshore były dostosowywane do aktualnych warunków rynkowych i potrzeb inwestorów.

Po okresie pewnych wahań można zaobserwować ponowne wzrost zainteresowania realizacją morskich farm wiatrowych w Polsce. Mamy nadzieję, że jest to dobry sygnał na przyszłość i już niedługo będziemy świadkami uruchomienia pierwszych farm offshore na polskim Bałtyku.

# Angelika Szufel

Adwokatka i counsel w CMS, specjalizująca się w inwestycjach infrastrukturalnych, prawie zamówień publicznych i PPP w transporcie i energetyce. Doradzała przy budowie dworców i blokach energetycznych. Obsługuje projekty OZE oraz wspiera firmy we wdrażaniu Europejskiego Zielonego Ładu i raportowania ESG. Rekomendowana w rankingu Legal 500 i wyróżniona tytułem „Rising Stars”.

Jak wielokrotnie podkreślono w raporcie, Polska stoi przed bezprecedensowym wyzwaniem, koniecznością głębokiej przebudowy systemu energetycznego w perspektywie najbliższych dwóch dekad. Według szacunków Banku Gospodarstwa Krajowego łączny koszt transformacji do 2040 r. wyniesie 1,5–1,7 bln zł. Transformacja przestała być projektem przyszłości, to proces, który dziś decyduje o tempie wzrostu gospodarczego, konkurencyjności przemysłu i bezpieczeństwie państwa. Kluczowym zagadnieniem staje się także local content, udział polskich przedsiębiorstw w łańcuchu dostaw. Strategiczne inwestycje w najbliższej dekadzie, obejmujące OZE, sieci przesyłowe, morskie farmy wiatrowe oraz budowę elektrowni jądrowej, to szansa dla polskich firm, pod warunkiem świadomego zarządzania tym procesem.

## Diagnoza wyzwań rynkowych

Potencjał polskich dostawców w łańcuchu dostaw dla energetyki wiatrowej szacuje się na 55-60%, jednak z uwagi na bariery regulacyjne, w tym restrykcyjną zasadę 10H, wykorzystanie tego potencjału wynosi realnie około 40%. W morskiej energetyce wiatrowej udział krajowy na etapie realizacji I fazy nie przekracza 15-20%. Główne bariery to: brak stabilnych ram regulacyjnych, niestabilność harmonogramów inwestycyjnych, ograniczony dostęp do łańcuchów dostaw dużych producentów turbin oraz wysokie koszty certyfikacji.

## Kierunki działań wzmacniających udział krajowego przemysłu

Transformacja energetyczna w Polsce oznacza inwestycje liczone w setkach miliardów złotych. Odpowiednio zaprojektowana polityka local content może sprawić, że środki te przełożą się nie tylko na modernizację systemu energetycznego, ale także na trwały rozwój gospodarczego i technologicznego kraju. Warunkiem jest świadome zarządzanie procesem: rozwój kompetencji przemysłowych, budowa krajowych łańcuchów dostaw, wsparcie dla certyfikacji i innowacji oraz integracja wymiaru gospodarczego z celami bezpieczeństwa – w tym cyberbezpieczeństwa i odporności infrastruktury krytycznej.

W takim modelu transformacja energetyczna staje się nie tylko zmianą technologiczną, ale również strategicznym projektem wzmacniającym suwerenność gospodarczą i bezpieczeństwo państwa.

## Local content w polskiej transformacji energetycznej: Rekomendacje

### Rekomendowane działania

Analiza sygnałów rynkowych oraz doświadczeń państw europejskich wskazuje na rosnącą potrzebę wdrożenia skoordynowanych działań wzmacniających udział krajowych przedsiębiorstw w realizacji strategicznych inwestycji publicznych. Wśród rekomendowanych działań wskazuje się:

01

#### **Wieloletni plan inwestycyjny państwa**

Zapewnienie przewidywalności portfela zamówień publicznych pozwala firmom podejmować decyzje inwestycyjne – w tym rozwijać moce produkcyjne, budować zaplecze technologiczne oraz pozyskiwać kapitał niezbędny do wejścia na nowe rynki.

02

#### **Kodeks dobrych praktyk local content dla spółek Skarbu Państwa**

Kodeks powinien określać transparentne mechanizmy wspierania krajowego łańcucha dostaw – w szczególności poprzez rozwój współpracy z lokalnymi dostawcami, transfer technologii oraz rozwój kompetencji przemysłowych.

03

#### **Ograniczenie barier wejścia w przetargach**

Racjonalizacja nadmiernych wymogów dotyczących gwarancji finansowych, doświadczenia czy certyfikacji – przy zachowaniu pełnej zgodności z prawem UE – mogłaby zwiększyć udział krajowych przedsiębiorstw.

04

#### **Kryteria pozacenowe w zamówieniach publicznych**

Odejście od modelu opartego wyłącznie na kryterium ceny. Net-Zero Industry Act zobowiązuje instytucje publiczne do stosowania kryteriów zrównoważoności środowiskowej i odporności łańcuchów dostaw.

05

#### **Koncepcja Buy European**

Większe uwzględnianie pochodzenia technologii i komponentów w zamówieniach publicznych oraz programach wsparcia przemysłu. Do 2030 r. UE zakłada, że co najmniej 40% zapotrzebowania na kluczowe technologie będzie produkowane w Europie.

## Local content jako warunek bezpieczeństwa i odporności państwa

Silny local content w projektach energetycznych to nie tylko kwestia ekonomiczna, ale także element bezpieczeństwa państwa. Rozbudowany krajowy łańcuch dostaw zmniejsza zależność od importu komponentów, technologii i usług, które w sytuacjach kryzysowych – konfliktów geopolitycznych, przerw w handlu czy napięć gospodarczych – mogą okazać się trudno dostępne. Oparcie kluczowych inwestycji energetycznych na krajowych dostawcach zwiększa odporność infrastruktury krytycznej oraz skraca czas reakcji w przypadku awarii, sabotażu lub katastrof naturalnych.

Szczególne znaczenie ma to w kontekście bezpieczeństwa cybernetycznego i technologicznego. Rozbudowane i zweryfikowane krajowe łańcuchy dostaw ograniczają ryzyko wprowadzenia podatnych na ataki komponentów cyfrowych, oprogramowania czy systemów sterowania pochodzących z niepewnych źródeł.

W wymiarze gospodarczym potencjał krajowych łańcuchów dostaw jest znaczący. Szacuje się, że całkowita wartość przychodów dla polskiego łańcucha dostaw w energetyce wiatrowej może wynieść 50–80 mld zł do 2030 r. Już dziś w projektach sieci dystrybucyjnych udział polskich firm sięga 85–90%. Local content generuje silne efekty mnożnikowe: nowe miejsca pracy, wpływy podatkowe, rozwój kompetencji technologicznych oraz wzrost innowacyjności przedsiębiorstw, które pozostają w krajowej gospodarce.

## Energetyka jądrowa – nowy front local content

Budowa pierwszej elektrowni jądrowej w Choczewie stanowi kolejny strategiczny obszar dla rozwoju krajowego łańcucha dostaw. Zgodnie z aktualizacją Programu Polskiej Energetyki Jądrowej udział polskich firm w realizacji inwestycji ma wynieść około 40%. Jednocześnie analiza Polskiego Instytutu Ekonomicznego wskazuje, że ponad 70% badanych przedsiębiorstw deklaruje doświadczenie w sektorze energetycznym, które może zostać wykorzystane w projektach jądrowych – od produkcji komponentów, przez usługi inżynieryjne, po budownictwo przemysłowe.

Skala projektu będzie wymagała znaczących zasobów kadrowych i technologicznych – szacuje się, że w szczytowym okresie budowy potrzebnych będzie nawet 800 wyspecjalizowanych spawaczy oraz tysiące pracowników sektora budowlanego i inżynieryjnego. Jednym z kluczowych wyzwań pozostaje jednak terminowe uruchomienie mechanizmów wsparcia oraz systemów certyfikacji umożliwiających polskim firmom spełnienie rygorystycznych wymogów sektora jądrowego. Bez ich wdrożenia część przedsiębiorstw może nie zdążyć przygotować się do udziału w projekcie.

# Anna Lutek

Anna Lutek — magister prawa, magister psychologii, absolwentka Szkoły Biznesu Uniwersytetu Stanforda, gdzie studiowała strategię zrównoważonego rozwoju. Píše pracę doktorską nt modelu zrównoważonego rozwoju w przedsiębiorstwach sektora elektroenergetycznego. Ukończyła również studia Executive Master of Business Administration oraz studia podyplomowe z administracji i finansów publicznych. W latach 2017 - 2022 odpowiadała za PR, komunikację oraz obszar CSR/ESG w takich spółkach, jak Grupa LOTOS, Unipetrol, Enea.

***Strategia czy Ucieczka? Píše Pani pracę doktorską o modelu zrównoważonego rozwoju w spółkach energetycznych i strategiach odchodzenia tych podmiotów od paliw kopalnych. Patrząc na polski sektor (wydzielenie aktywów węglowych, NABE), czy mieliśmy do czynienia z rzeczywistą transformacją modelu biznesowego w kierunku zrównoważonego rozwoju, czy jedynie z inżynierią finansową i "kreatywną księgowością" mającą na celu ucieczkę przed kosztami emisji?***

Wydzielenie aktywów węglowych — projekt NABE — było dobrym pomysłem kilka lat temu patrząc przez pryzmat pozyskiwania finansowania. Banki nie chciały finansować aktywów węglowych (w konsekwencji inwestycji OZE), a spółki skarbu państwa musiały pozyskiwać środki na transformację i utrzymanie konkurencyjności. Łatwość uzyskiwania kredytów na odnawialne źródła energii od banków i pozyskiwania inwestorów, którzy stawiają na OZE były oczywiście korzyścią wydzielenia, na którą czekały SSP. Zmieniła się jednak sytuacja ekonomiczna i obecnie spółki nie odczuwają już takiej presji na wydzielenie aktywów węglowych. Ostatecznie rząd wycofuje się z tego pomysłu, ponieważ zniknęły (lub przynajmniej osłabły) bodźce ekonomiczne motywujące do takiego kroku. Coraz więcej banków wraca do finansowania energetyki węglowej. JPMorgan Chase, Bank of America, Citigroup, Wells Fargo, Goldman Sachs, Morgan Stanley, RBC, HSBC, Barclays, UBS i inne wycofały się z ONZ-owskiej inicjatywy Net-Zero Banking Alliance.

***Czy dla polskich firm, które wciąż mają „brudne” aktywa w bilansie, drzwi do prywatnego kapitału są już definitywnie zamknięte? Czy jedynym ratunkiem jest finansowanie publiczne/państwowe, czy widzi Pani jeszcze na rynku "apetyt" na finansowanie transformacji tradycyjnych aktywów?***

Rzeczywiście, często instytucje finansowe zastrzegają politykę wykluczeń, zwłaszcza wobec aktywów węglowych posiadanych przez podmioty, które nie mają przyjętych właściwych dróg transformacji klimatycznej. Naturalnie ogranicza to takim spółkom dostęp do finansowania, co przekłada się na ich rosnące koszty i spadające perspektywy.

Pamiętajmy, że na banki są nakładane także dodatkowe obowiązki w przypadku finansowania inwestycji niezgodnych z celami klimatycznymi UE (niezgodnymi z Taksonomią UE) — dlatego też są one naturalnie mniej chętne do finansowania takich projektów.

To nie jest tak, że drzwi do prywatnego kapitału dla podmiotów z węglowymi aktywami są definitywnie zamknięte. Natomiast te możliwości stają się dostępne dla tych podmiotów, które wiarygodnie pokazują drogę wyjścia z źródeł emisyjnych i mają konkretne, policzalne plany transformacji. Obserwujemy na rynku cały czas wyraźny apetyt na finansowanie zielonej transformacji. Sektor finansowy oczekuje konkretnych planów i celów odejścia od źródeł emisyjnych z jasno wyznaczonymi współczynnikami i terminami. Widzimy, że podmioty które nie mają konkretnych planów, tylko generalne deklaracje coraz częściej napotykają problemy z uzyskanie finansowania.

Podmioty, które zakładają, że wystarczy przeczekać transformację klimatyczną lub liczyć wyłącznie na finansowanie państwowe, będą miały coraz większe problemy. Natomiast spółki, które potrafią przełożyć transformację na konkretny plan inwestycyjny i wyniki, nawet pomimo posiadania aktywów węglowych - nadal znajdują na rynku prywatny kapitał.



***ESG – Koszt czy Inwestycja? W polskiej debacie publicznej dekarbonizacja jest często przedstawiana jako koszt i zagrożenie dla konkurencyjności. Jakie wnioski płyną z Pani studiów na Stanfordzie? Czy w globalnym łańcuchu wartości bycie "niezielonym" jest w ogóle opłacalne, czy też strategia (nie strategia) zrównoważonego rozwoju stała się twardym warunkiem dostępu do taniego kapitału i rynków zbytu?***

Żaden racjonalny podmiot gospodarczy nie podważa potrzeby realizowania wymogów klimatycznych ale patrząc na politykę surowcową Polski i jej bezpieczeństwo energetyczne, droga odejścia od węgla jest wciąż długa, niezależnie od ambicji. Każde zasoby są wyczerpywalne (wg Państwowego Instytutu Geologicznego zasoby węgla kamiennego możliwe do wydobywania wystarczą na ok. 50 lat, a w przypadku brunatnego na ok. 20) ale skoro są i przynoszą zysk (spółkom, państwu), to całkowite odchodzić od nich wobec niestabilnych OZE w Polsce wydaje się na dzień dzisiejszy niezasadne ekonomicznie, tym bardziej, że polskie sieci przesyłowe nie są przystosowane do modelu energetyki rozproszonej opartej na OZE i bez gigantycznych, trudnych obecnie do oszacowania, inwestycji gotowe nie będą (PSE opublikowały właśnie plan rozwoju i modernizacji sieci na lata 2027-2036 do odbioru energii z nowych źródeł wytwórczych zlokalizowanych na północy Polski, którego koszt to ok. 66 mld zł.). Biorąc te warunki pod uwagę, opowiadam się za neutralnością klimatyczną w perspektywie do 2050 r., a nie dekarbonizacją per se. Studia na Stanfordzie umocniły w przekonaniu, że interesariusze oczekują zielonych projektów, ale równocześnie zachęcały do racjonalnego zarządzania portfelem. Istotą transformacji jest progres. Stawiamy sobie ambitne, ale realne cele, pokazujemy naszą strategię odejścia od paliw kopalnych/ zwiększania aktywów OZE (wygaszanie nierentownych i wysokoemisyjnych bloków węglowych i inwestowanie w to miejsce w OZE). Gdyby OZE dawało większe zyski, wszystkie duże podmioty sektora już dawno odeszłyby od węgla. Póki co, tak nie jest.

***Mierzalność Transformacji Spółki energetyczne publikują obszernie raporty niefinansowe (ESG). Jako badaczka, na jaki jeden, konkretny wskaźnik (KPI) powinniśmy patrzeć, aby ocenić, czy spółka realnie się transformuje, a nie uprawia greenwashing? Czy jest to CAPEX na OZE, intensywność emisji, czy może struktura bonusów zarządu?***

Jeśli celem byłaby dekarbonizacja, mierzalność byłaby prosta, ponieważ wystarczyłoby przeanalizować emisje w tonach, a obserwacja spadków rok do roku dawałaby faktyczny obraz działań. KPI-em byłoby ustalenie wskaźnika, który mierzyłby wzrastające zyski przy dekarbonizacji, a na dzień dzisiejszy to niemożliwe. Koncern BP zakładał odejście od węgla w swojej strategii, ale wyniki finansowe kazały ją skorygować już w 2023 r. Tłumaczono to działaniem w interesie akcjonariuszy i „bardziej pragmatycznym podejściem do dekarbonizacji”. Gdybym miała postawić na któryś z wymienionych czynników, skupiłabym się na emisji dwutlenku węgla w zakresach 1, 2, 3. To dobry wyznacznik nie tylko dla rynku, ale i dla samego podmiotu, pozwalający jeszcze skuteczniej ograniczać ślad węglowy.

***Lekcje z Doliny Krzemowej Stanford to serce innowacji. Jakie globalne trendy w zarządzaniu energetyką (np. nowe modele biznesowe, podejście do ryzyka) są obecnie standardem w USA, a w Polsce są wciąż traktowane jako science-fiction lub zbytnia ekstrawagancja?***

Wydawałoby się, że w USA rozwijają się nowe modele biznesowe ale Stany Zjednoczone istotnie wyhamowały ze zrównoważonym rozwojem. Obecna administracja wycofała federalne dopłaty wobec czego firmy przestały w takim stopniu, jak planowały, inwestować w zielone projekty. Po rekordowym trzecim kwartale 2025 r., z powodu wycofania ulg podatkowych na początku października, sprzedaż pojazdów elektrycznych w USA gwałtownie spadła. Nie inaczej było w Norwegii — państwo nie chciało dłużej tracić ogromnych dochodów z podatków więc na początku 2023 r. wycofało ulgi. To pokazuje, że firmy i konsumenci stawiają na zrównoważony rozwój, jeśli się opłaca. Kwestia sprawiedliwości międzypokoleniowej schodzi niestety na dalszy plan. Choć nie nowy, model Triple Bottom Line (people, planet, profit) służy do pomiaru, oceny i komunikowania zrównoważonych wyników organizacji. Pokazuje ewolucję wyników związanych ze zrównoważonym rozwojem oraz to, jaką tworzą wartość dla organizacji. Model pozwala określić najważniejsze cele strategiczne organizacji w kontekście wspierania długoterminowych celów SDG. To moja „zdobycz” ze Stanforda w kontekście przekształcenia organizacji na zrównoważoną. W myśl tego modelu opracowałam też strategię dla nowo powstającego podmiotu.

***Kompetencje Liderów Transformacja 4.0 wymaga nowego typu przywództwa. Czy badając polskie spółki energetyczne, dostrzega Pani lukę kompetencyjną w organach zarządczych (Zarządy, Rady Nadzorcze) w zakresie rozumienia ESG i nowoczesnych technologii? Czy brak różnorodności (także w kontekście Energii Kobiet) wpływa na jakość decyzji strategicznych?***

Istotnie, brakuje tych kompetencji w organach zarządczych. Laureat nagrody Nobla w dziedzinie ekonomii z 1976 r. Milton Friedman powiedział, że społeczną odpowiedzialnością biznesu jest tworzenie zysku. Uważał, że menadżerowie zatrudnieni przez właściciela realizują jego cele biznesowe przez co w pierwszej kolejności odpowiadają przed nim, a nie przed społeczeństwem, środowiskiem, czy inną kategorią interesariuszy. Wydawało się, że zrównoważony rozwój stanie się naturalnym modelem zarządzania, ale póki co, z umiarkowanym efektem. Obowiązek raportowania to stosunkowo nowe narzędzie wywołujące w organizacjach sporo stresu. Sprzyja temu chaos, który wyniknął z wprowadzenia w 2025 r. pakietu Omnibus i dyrektywy stop-the-clock. W czerwcu 2025 r. Komisja Europejska ogłosiła wycofanie dyrektywy Green Claims, która miała przeciwdziałać greenwashingowi. Rynek nie ukrywał zaskoczenia. Być może organy zarządcze dostrzegą wzrost znaczenia kompetencji w zakresie ESG ponieważ wg Raportu The LinkedIn Green Skills 2025 — odsetek specjalistów, którzy dodali tę umiejętność był o 17,4% wyższy w 2025 r. niż w roku wcześniejszym. Obszar, który w największym sensie wykorzystuje potencjał zielonych kompetencji to produkcja energii odnawialnej, a zarządzanie energią to najszybciej rozwijająca się kategoria green skills. A czy niedobór kobiet na stanowiskach kierowniczych wpływa na jakość decyzji strategicznych? Sukcesy kobiet z organizacji Energia Kobiet pokazują, że tak!

***Model Docelowy Jaki model zrównoważonego rozwoju jest optymalny dla polskiego przedsiębiorstwa energetycznego w 2030 roku: (A) wielki, zintegrowany koncern multienergetyczny, czy (B) zwinny podmiot skupiony na usługach systemowych i cyfryzacji, a nie na posiadaniu ciężkich aktywów wytwórczych?***

To trudne pytanie. Mamy nieoptymalne sieci, co stanowi wyzwanie dla obu modeli. Optymalny dla 2030 r. byłby model hybrydowy — silny kapitałowo, ale elastyczny organizacyjnie. W istocie to spór o strukturę rynku, tempo transformacji i zdolność adaptacyjną wobec regulacji UE. Wielki koncern ma efekt skali i dostęp do kapitału, co jest kluczowe przy kosztownych inwestycjach w OZE. Ma możliwość bilansowania portfela (OZE + źródła konwencjonalne). Ma też lepszą pozycję negocjacyjną względem regulatorów i instytucji finansowych. Zwinny podmiot, tak go skrótowo nazwę, cechuje elastyczność w dostosowaniu się do rynku oraz mniejsze ryzyko regulacyjne związane z emisjami i o tyle lepiej wpisuje się w logikę transformacji 4.0.



# Paweł Łączkowski

Menedżer i prawnik z ponad 20-letnim doświadczeniem. Karierę zaczynał w Deloitte. Pełnił funkcję General Counsel w ENEA Operator. Koordynował prace Rady Dyrektorów ds. Prawa przy PTPIREE. Jest ekspertem współpracującym z White&Case. Doradza m.in. przy transakcjach i pozyskiwaniu finansowania dla branży energetycznej. Specjalizuje się w zakresie doradztwa regulacyjnego obejmującego także technologie wodorowe oraz sektor jądrowy. Należy do International Nuclear Law Association.

Niewątpliwie Polska może uchodzić za państwo-symbol udanej transformacji. Sukces transformacji społeczno-gospodarczej jaka dokonała się w Polsce po 1989 roku niesie za sobą jednak nie tylko efekt w postaci coraz lepszych parametrów ekonomicznych i rosnącego poziomu życia, ale także unikalne umiejętności adaptacji oraz powszechną świadomość, że efektywna transformacja to nie "przemijający trend", ale przede wszystkim konsekwentnie prowadzony długotrwały proces. Taka świadomość przewija się również w licznych wypowiedziach dotyczących transformacji energetycznej, z którymi można zapoznać się w niniejszym Raporcie. Nasi rozmówcy podkreślają, że obecnie nie wiąże się już ona wyłącznie z celami klimatycznymi, ale po okresie kryzysu energetycznego wywołanego pełnoskalową wojną w Ukrainie, dążyć powinna przede wszystkim do zapewnienia możliwie najniższych oraz stabilnych cen energii. Co więcej poprzez osiągnięcie energetycznej niezależności, jednym z nadrzędnych celów tej transformacji stało się dążenie do zagwarantowania szczególnie deficytowej w obecnych czasach wartości, którą niewątpliwie jest bezpieczeństwo.

Warto zauważyć, że bezpieczeństwo nie jest pojęciem absolutnym (posiada swoją dynamikę i jest trudno mierzalne), posiada również swoje ograniczenia i uwarunkowania. Nade wszystko definicja bezpieczeństwa energetycznego i wskaźniki jakimi może być ono potencjalnie wartościowane zależą w głównej mierze od tego z jakiej perspektywy to bezpieczeństwo jest postrzegane:

Z punktu widzenia odbiorcy energii (zarówno w gospodarstwach domowych jak i dla potrzeb przemysłu oraz usług) podstawową wartością jest przede wszystkim zachowanie **ciągłości zasilania**.

Ze względu na funkcjonowanie Krajowego Systemu Energetycznego – nadrzędnym czynnikiem staje się **stabilność pracy KSE**.

Z perspektywy **inwestorów** – kluczowym będzie bezpieczeństwo prowadzonego biznesu, czyli **optymalnie stabilne i przewidywalne warunki jego prowadzenia**.

Świadomość powyższych perspektyw również przebija się z wypowiedzi naszych rozmówców, którzy akcenty swoich wypowiedzi rozkładają w zależności od pełnionych ról i przypisanych funkcji, implikujących bliskość jednego z tych trzech ww. punktów widzenia.

## 1. Bezpieczeństwo energetyczne z punktu widzenia odbiorcy energii

Perspektywa odbiorcy, choć oczywiście nie pozbawiona komponentu biznesowego (np. przemysł związanych z własnymi zdolnościami wytwórczymi w obszarze energii, nieruchomości komercyjne itp.) bez wątpienia ma najsilniejszy element społeczny. Wiąże się również z dostępnością do obecnie już powszechnego dobra, jakim na przestrzeni ostatniego stulecia stała się energia elektryczna. Postępujące uzależnienie codziennego funkcjonowania od możliwości zużywania prądu sprawiło, że w tym przecież dosyć krótkim okresie od energii elektrycznej jako dobra de facto luksusowego doszliśmy do pojęcia ubóstwa energetycznego, związanego z brakiem lub ograniczeniem do niej dostępu co wiąże się z ryzykiem społecznego marginalizowania. Stąd kwestie związane z energetyką stały się przedmiotem wyborczych oczekiwań i w konsekwencji istotnym elementem prowadzonej polityki.

Eksperti wskazują jednak, że świadomie i konsekwentnie realizowana transformacja energetyczna nie musi oznaczać, iż odbiorcy mają być wyłącznie jej beneficjentami, ale poprzez stosowane zachęty i środki motywujące można ich również zaangażować w ten proces i stworzyć z odbiorców aktywnych uczestników tej transformacji, efektywnie przyczyniających się do osiągnięcia jej zamierzonych celów.

### → Stosowanie taryf dynamicznych

Promuje zmianę profilu zużycia energii na bardziej odpowiadające okresom największej jej generacji (powszechność źródeł pogodozależnych).

### → Promowanie efektywności energetycznej

Np. obecnie projektowane przepisy zmieniające ustawę o efektywności energetycznej, które przewidują promowanie takich działań również w obszarach występowania ubóstwa energetycznego.

### → Rewizja systemu białych certyfikatów

Postulat dostosowania go do trendów rynkowych i zwiększenia efektywności.

### → Nowa odsłona programu „Czyste powietrze”

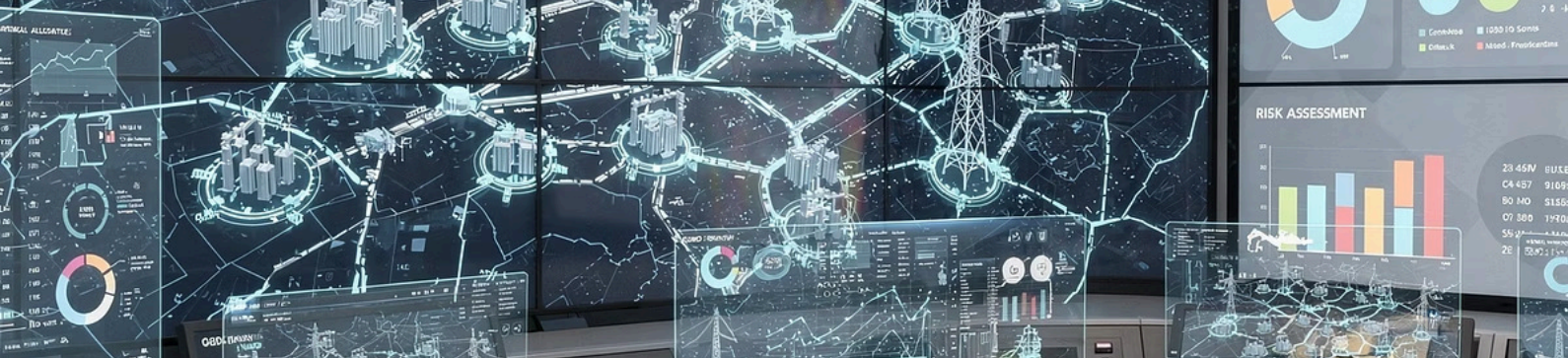
Główny cel to efektywniejsze wykorzystanie środków z tego programu, także poprzez uniknięcie błędów i słabości pierwowzoru.



## 2. Bezpieczeństwo Krajowego Systemu Energetycznego (KSE)

Kwestia bezpieczeństwa KSE nierozdzielnie wiąże się z jego służebną rolą względem odbiorców. Ta służebność oznacza jednak, iż ciężar kosztów utrzymania KSE ponoszą właśnie odbiorcy i nie zawsze jest on proporcjonalny do stopnia wykorzystywania tego systemu przez poszczególnych odbiorców lub ich kategorie. W dobie coraz intensywniej rozwijanej energetyki rozproszonej oraz budowania niezależności energetycznej na poziomie lokalnym (np. w ramach zakładu, klastra, spółdzielni czy społeczności energetycznej) paradygmat wyłączności KSE jako jedynego gwaranta zasilania energią również powinien ulec pewnym modyfikacjom. Właściwym wydaje się w tym kontekście odkurzenie koncepcji już nieco zapomnianej zasady pomocniczości (subsydiarności), która była jednym z filarów Unii Europejskiej. W kontekście KSE mogłoby to być stopniowe przeorientowanie modelu centralnego gwarantowania powszechności dostaw energii, w kierunku modelu, w którym KSE działa tam, gdzie lokalnie generacja sprzężona z systemami magazynowania energii nie może zapewnić pokrycia profilu zużycia i w tym znaczeniu KSE mógłby docelowo stawać się subsydiarny. Adaptując na potrzeby energetyczne słynne hasło "myśl globalnie, działaj lokalnie", można by to ująć w słowach "bilansuj lokalnie, zabezpiecz globalnie".

Taka ewolucja funkcjonowania KSE musiałaby się jednak wiązać nie tylko z umożliwieniem realnego wykorzystywania nowych rozwiązań i instytucji (wspomniane klastry, a także np. linie bezpośrednie), ale wręcz promowania rozwiązań związanych z lokalnym bilansowaniem się systemu czy umożliwiających np. pracę układów wyspowych (efektywność takich rozwiązań unaoczniała wojna w Ukrainie). W wymiarze ekonomicznym musiałoby to wiązać się z premią za lokalne bilansowanie, która miałaby charakter proinwestycyjnego impulsu wraz z uwidocznionym kosztem zapewniania bezpieczeństwa przez KSE. Obecnie trwające prace nad modyfikacją systemu taryfowego (przede wszystkim w części przesyłowo-dystrybucyjnej) mogą sprzyjać stopniowemu wdrażaniu takich rozwiązań, choć z pewnością będzie to miało bardziej charakter ewolucyjny niż rewolucyjny.



W kontekście bezpieczeństwa KSE warto również zwrócić uwagę na ewolucję postrzegania energetycznej infrastruktury krytycznej, którą coraz częściej nie ogranicza się jedynie do elementów fizycznych (źródeł wytwórczych, sieci i jej punktów węzłowych), ale raczej jako cały „system zapewniania usług energetycznych w warunkach presji militarnej i hybrydowej”. W takim szerszym ujęciu obok samych obiektów na energetyczną infrastrukturę krytyczną składają się także:



**Niezbędne  
zapasy  
urządzeń i  
sprzętu**



**Dostępne  
zasoby ludzkie**



**Dostęp do  
paliw**



**Elementy  
sterowania  
siecią**

W tym kontekście przewija się koncepcja przynajmniej tymczasowej wystarczalności lokalnej, która wynika z wyżej opisanej zmiany paradygmatu funkcjonowania KSE, a dotychczasowe podejście do infrastruktury krytycznej jako obiektów w konkretnej lokalizacji ustępuje świadomości krytycznego znaczenia zapewniania ciągłości łańcucha dostaw. Podstawą zapewnienia bezpieczeństwa energetycznego jest bowiem zdolność zachowania ciągłości działania zarówno w wymiarze lokalnym jak i całego systemu.

Z punktu widzenia szeroko pojętej energetyki coraz częściej dostrzega się również, że dawne ryzyko zależności surowcowej jest uzupełniane lub wręcz zastępowane przez rosnące ryzyko zależności technologicznej.

### 3. Bezpieczeństwo w obszarze inwestycji energetycznych

Eksperti dosyć zgodnie zaznaczają, że należy zerwać z iluzją bezkosztowej transformacji energetycznej, co nie oznacza, że ze względu na koszty należy jej zaniechać. Wręcz przeciwnie wskazuje się, że „polityka, która ignoruje koszty i realia systemu energetycznego, w kryzysie kończy się dużo drożej, bo płaci się nagle i zazwyczaj wtedy, gdy podaż jest ograniczona, a ceny wysokie”.

W wypowiedziach zwraca się uwagę np. na strukturalny charakter tzw. Greenflation (w krótkim i średnim terminie), a także fakt, iż już obecnie płacimy tzw. „podatek od zapóźnienia” wynikający z wąskich gardeł dostaw i amortyzacji kosztów oraz postępujący rozwój systemu ETS. Eksperti wskazują, iż polski miks energetyczny wycenia się już obecnie przez pryzmat tzw. kosztu osieroconych aktywów (stranded assets).

Z uwagi na powyższe palącą i kluczową kwestią staje się ustrukturyzowanie i ustabilizowanie strumieni przychodowych zarówno dla nowych źródeł wytwórczych jak i systemów magazynowania energii, które umożliwią efektywniejsze korzystanie z energii generowanej przez źródła pogodozależne. W tym zakresie naturalnym jest pytanie o przyszłość rynku mocy - czy pozostanie systemem wsparcia (który będzie jednak wymagał nowej notyfikacji ze strony Komisji Europejskiej), czy jak podnoszą niektórzy winien wyewoluować w rzeczywistości dwutowarowy rynek energii i mocy, o którym mówi się od lat. Otwartą pozostaje również kwestia stworzenia tego rynku jako nie tyle dwutowarowego co wręcz multiusługowego. Tymczasem na razie wydaje się, że usługi systemowe mają dosyć ograniczone zastosowanie, a np. usługi elastyczności wdrażane są raczej lokalnie i nie w znaczeniu używanym w ustawie. Tym bardziej warto przyglądać się rozwojowi takich inicjatyw jak porozumienie PSE S.A., Tauron Dystrybucja S.A. i TGE S.A. w sprawie prac nad stworzeniem platformy usług elastyczności, która może być docelowo przyczynkiem do ich standaryzacji, a także upowszechnienia z użyciem narzędzi giełdowych.

### **Przyszłość Rynku Przyszłość Rynku Mocy**

System wsparcia czy ewolucja w rzeczywistości dwutowarowy rynek energii i mocy

### **Usługi Systemowe i Elastyczności**

Obecne ograniczone zastosowanie usług systemowych, w tym usług elastyczności wdrażanych lokalnie, powinno ustępować wykreowaniu docelowego modelu rynku multiusługowego.

### **Nowe strumienie przychodów dla branży energetycznej**

Powszechność świadczenia usług i ich standaryzacja powinny sprzyjać bankowości projektów energetycznych i w konsekwencji łatwiejszemu pozyskiwaniu ich finansowania.

Jak podkreślają eksperci „inwestorzy nienawidzą niepewności”, którą pogłębia brak możliwości policzenia wspomnianych wyżej potencjalnych, nowych strumieni przychodów, zwłaszcza w zderzeniu z coraz częściej stosowanym nierynkowym redysponowaniem źródeł wytwórczych, obniżającym przychody zaprojektowane wcześniej ze sprzedaży energii elektrycznej.

W zgodnej opinii, bezpieczeństwo energetyczne powinny wzmocnić nowe technologie, ale w tym kontekście zwraca się również uwagę na dosyć powszechną i konserwatywną praktyką instytucji finansujących, które zdecydowanie chętniej angażują się w inwestycje posiadające już tzw. track record umożliwiający prognozowanie produktywności oraz potencjalnych przychodów. Dlatego w obszarze innowacji energetycznych kluczową jest dwojaka rola państwa, z jednej strony jako tzw. „pierwszego inwestora” przecierającego szlaki, ale zarazem jako gwaranta łagodzącego ekspozycję na ryzyko np. poprzez zabezpieczanie cash flow (kontrakty różnicowe) czy system gwarancji (np. BGK).



### Państwo jako aktywny uczestnik i kreator rynku

Przecieranie szlaków dla nowych technologii i innowacji energetycznych.



### Państwo jako Gwarant

Łagodzenie ryzyka inwestycyjnego poprzez zabezpieczanie cash flow i system gwarancji.

Od lat za jedną z głównych barier procesu inwestycyjnego w Polsce, zwłaszcza w sektorze energetycznym, uznaje się niestabilność regulacyjną, która implikuje wysokie ryzyko regulacyjne. Z drugiej zaś strony, zarówno na poziomie krajowym jak i przede wszystkim europejskim, nowe akty prawne skupiają się głównie na wyznaczaniu nowych celów i harmonogramów ich realizacji. W coraz powszechniejszej opinii powinno się więc odejść od takiego modelu legislacji i dążyć do tworzenia ram prawnych, które w wymiarze praktycznym umożliwią osiągnięcie tych celów.

#### → Niestabilność Regulacyjna

Uznawana za główną barierę procesu inwestycyjnego w Polsce, implikuje wysokie ryzyko.

#### → Fokus na Cele i Harmonogramy

Nowe akty prawne często koncentrują się jedynie na wyznaczaniu celów, ale nie uwzględniają praktycznych aspektów ich osiągnięcia.

#### → Potrzeba Praktycznych Ram Prawnych

Przepisy powinny być bardziej zakorzenione w w praktykach rynkowych i wspierać rozwój technologii, a nie je ograniczać.

Jak uczy historia, trudne oraz wymagające czasy kreują silnych liderów i właśnie na jakość przywództwa, czyli „zdolność liderów do podejmowania decyzji w oparciu o dane, a nie krótkoterminowe impulsy”, eksperci stawiają bardzo silny akcent. W tym kontekście warto również nawiązać do teorii gier i uznać za zasadne odejście w obszarze energetyki od realizacji transformacji energetycznej w ramach tzw. gry o sumie zerowej, w której wygrana jednego gracza jest równa przegranej drugiego, a raczej przejść do modelu kooperacyjnego uwzględniając zarazem, że gra, która toczy się o energetykę ma charakter strategiczny i toczyć się będzie w trakcie wielu tur, a nie jednego decydującego ruchu..

# S&P GLOBAL RATINGS

S&P Global Ratings to jedna z trzech największych, wiodących agencji ratingowych na świecie, należąca do S&P Global Inc. Publikuje analizy i nadaje oceny wiarygodności kredytowej (ratingi) państwom, bankom i przedsiębiorstwom w skali od „AAA” do „D”. Agencja posiada oddział w Warszawie, a rating Polski jest utrzymywany na poziomie „A-”

## CBAM – Mechanizm Granicznego Dostosowania Węglowego

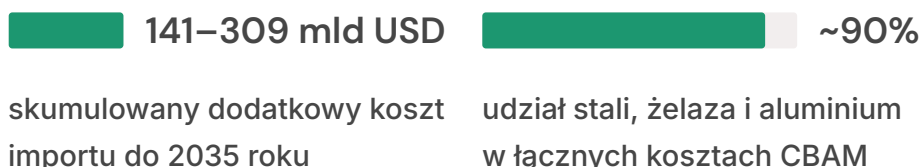
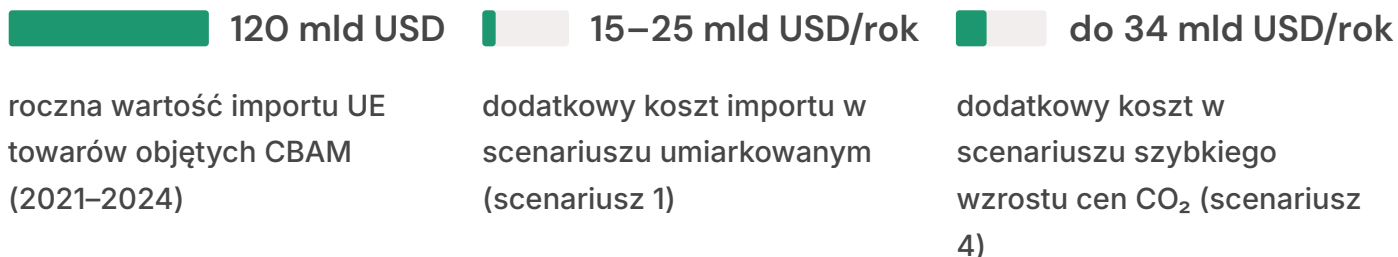
### Podsumowanie analizy scenariuszowej S&P Global Ratings (listopad 2025)

Od 2026 roku unijny mechanizm CBAM wchodzi w fazę definitywną – importerzy towarów objętych regulacją (aluminium, cement, nawozy, stal i żelazo) będą musieli deklarować emisje wbudowane w importowane produkty i nabywać odpowiednie certyfikaty po cenach powiązanych z EU ETS. Analiza S&P Global Ratings modeluje potencjalne koszty w czterech scenariuszach cenowych na najbliższą dekadę.

### Skala importu objętego CBAM

W latach 2021–2024 UE importowała średnio około 9 mln ton aluminium, 11 mln ton cementu, 17 mln ton nawozów oraz 76 mln ton wyrobów stalowych i żelaznych rocznie. Łączna wartość tego importu wynosiła około 120 mld USD rocznie. Zależność UE od importu jest szczególnie wysoka w przypadku aluminium (70–80% popytu), nawozów (40–60%) i stali (około 27%). Import cementu pokrywa zaledwie 3–4% zapotrzebowania. Źródła importu są zróżnicowane geograficznie – głównymi dostawcami aluminium są Chiny (11%), Turcja (10%) i ZEA (5%), natomiast w nawozach dominują Rosja, Egipt, Maroko i Algieria (65% importu UE). Ta dywersyfikacja daje europejskim importerom pewną elastyczność w zmianie dostawców.

### Prognozowane koszty – kluczowe liczby



## Mechanizm działania i struktura kosztów

Koszt CBAM dla importera zależy od trzech czynników: (1) intensywności emisyjnej importowanego produktu w porównaniu z benchmarkiem UE, (2) tempa wycofywania darmowych uprawnień w EU ETS oraz (3) różnicy między ceną CO<sub>2</sub> w UE a ceną w kraju producenta. Jeśli emisyjność produktu jest niższa od benchmarku UE – opłata nie jest naliczana. W praktyce ponad 90% importu stali, żelaza i nawozów oraz 50–60% aluminium przekracza unijne benchmarki emisyjne.

Intensywność emisyjna producentów spoza UE jest średnio 3,1 razy wyższa od benchmarków unijnych w sektorze aluminium, 1,8 razy w stali i żelazie, 1,7 razy w nawozach i 1,1 razy w cementcie. To oznacza, że aluminium i stal będą ponosić największe koszty CBAM. I rzeczywiście około 90% szacowanych skumulowanych kosztów w dekadzie przypada na te dwa sektory. Darmowe uprawnienia w EU ETS będą szybko zredukowane do 2034 roku, co oznacza, że efektywny benchmark będzie mały, a opłaty rosły zarówno dla producentów europejskich, jak i importerów.

## Cztery scenariusze – rozpiętość prognoz

S&P Global Ratings modeluje przyszłość CBAM w oparciu o stochastyczną symulację 10 000 ścieżek cenowych. W scenariuszu 1 (umiarkowany wzrost cen CO<sub>2</sub> w UE, brak zmian za granicą) roczne dodatkowe koszty importu wynoszą 16–25 mld USD, a skumulowane do 2035 roku – 141–222 mld USD. Scenariusz 4 (szybki wzrost cen CO<sub>2</sub>, +15%/rok, odpowiadający dynamice EU ETS z lat 2021–2023) podnosi te szacunki do 22–34 mld USD rocznie i 194–309 mld USD skumulowanie. Już w 2026 roku, pierwszym roku pełnego wdrożenia, dodatkowy koszt importu szacowany jest na 7–8 mld USD – co odpowiada około 15% rocznych przychodów z aukcji EU ETS.

## Znaczenie dla Polski i Europy Środkowej

CBAM zmieni krajobraz konkurencyjny w sektorach energochłonnych. Kraje Europy Wschodniej o dużym udziale eksportu tych towarów do UE są szczególnie narażone – analiza wskazuje na wysoką ekspozycję Bośni i Hercegowiny, Serbii, Macedonii i Ukrainy. Jednocześnie producenci z niskim śladem węglowym – w tym z Ukrainy, Maroka, Chin i Brazylii – mogą przejmować udziały rynkowe od bardziej emisyjnych dostawców (ZEA, Turcja, Algieria, Rosja).

Dla polskiego przemysłu stalowego, chemicznego i cementowego CBAM stanowi zarówno wyzwanie kosztowe, jak i szansę. Polscy producenci, którzy już inwestują lub planują inwestycje w dekarbonizację, będą mogli wykazać niższą intensywność emisyjną, co poprawi ich pozycję konkurencyjną wobec importerów spoza UE. Równocześnie rosnące koszty uprawnień emisyjnych – zarówno w ramach EU ETS, jak i CBAM – będą przenosić się na ceny produktów końcowych, co wzmacnia argument za priorytetową dekarbonizacją sektora przemysłowego jako warunkiem utrzymania konkurencyjności.

## Kontekst globalny i perspektywy

CBAM nie działa w próżni – coraz więcej krajów wprowadza własne mechanizmy wyceny emisji. Chiny rozszerzyły swój ETS w 2025 roku na cement, stal i aluminium. Turcja, Brazylia i Indie złożyły propozycje wdrożenia własnych systemów. Wielka Brytania i Kanada planują wprowadzenie własnych mechanizmów granicznych. Im wyższe ceny CO<sub>2</sub> za granicą, tym niższe efektywne koszty CBAM dla importerów – scenariusz 3 (umiarkowany wzrost cen globalnie) generuje najniższe łączne koszty. Na poziomie firm, kluczowe będą elastyczność i strategiczne pozycjonowanie – międzynarodowe koncerny z zakładami w UE i poza nią będą mogli optymalizować miks produkcji w zależności od intensywności emisyjnej i benchmarków.

## CBAM a cła amerykańskie

Nawet w najbardziej agresywnym scenariuszu cenowym (scenariusz 4) średni roczny wzrost cen importowych wynosi 3–5%, co jest znacząco mniejsze niż 10-procentowe cło bazowe wprowadzone przez administrację amerykańską czy 50-procentowe cła specjalne na stal i aluminium. CBAM działa jednak inaczej – nagradza produkcję niskoemisyjną i tworzy trwałą zachętę do dekarbonizacji, podczas gdy cła są instrumentem protekcjonistycznym nieodróżnionym pod kątem emisyjności.

📄 Źródło: S&P Global Ratings, „Scenario Analysis: CBAM Could Add At Least \$15 Billion To Europe's Yearly Import Bill”, 4 listopada 2025 r.

## Kamila Król

Prezeska EFIZ. Absolwentka MBA na Uniwersytecie Lineausza oraz studiów na Uniwersytecie Warszawskim i Uczelni Łazarskiego. Organizuje Forum Liderów PPP oraz Polski Kongres Klimatyczny z udziałem instytucji, takich jak Komisja EU i agencja CINEA. Założycielka klubu Women on Boards Poland. Współpracuje z UNECE ONZ oraz z organizacją WAPPP. Popularyzuje naukę w biznesie poprzez współpracę z PAN, SGH i UW.

Wprowadzenie Mechanizmu Granicznego Dostosowania Węglowego (CBAM) od 2026 r. będzie miało istotne konsekwencje dla kosztów produkcji w Unii Europejskiej. Dodatkowe opłaty za emisje CO<sub>2</sub> zawarte w imporcie stali, aluminium, cementu i nawozów mogą przełożyć się na wyższe ceny komponentów na rynku wewnętrznym, co w krótkim okresie zwiększy presję inflacyjną w sektorach energochłonnych, takich jak budownictwo, motoryzacja czy przemysł chemiczny.

Równocześnie CBAM może pełnić rolę katalizatora inwestycji w lokalną produkcję komponentów i rozwój local content – czyli zwiększenie udziału komponentów wytwarzanych w UE w całkowitej wartości produktów. Wyższy udział produkcji lokalnej ogranicza ekspozycję na wzrosty cen komponentów w wyniku CBAM, stabilizuje koszty i zwiększa odporność europejskich firm na wahania cen importu oraz globalne ryzyka geopolityczne.

W efekcie CBAM staje się zarówno narzędziem klimatycznym, jak i ekonomicznym bodźcem do modernizacji przemysłu, przy czym jego pełna skuteczność zależy od strategicznego wsparcia lokalnej produkcji i uwzględnienia różnic w potencjale poszczególnych gospodarek UE.

# Kamil Moskwik

Absolwent AGH w Krakowie i Akademii Leona Koźmińskiego, posiada ponad 10 lat doświadczenia w realizacji projektów doradczych dla sektora energetycznego, finansowego i administracji publicznej. Uczestnik kursów m.in. Columbia University. Kluczowe kompetencje Kamila wpisują się w obszar modelowania matematycznego, analityki biznesowej i doradztwa strategicznego.

## Scenariusze rozwoju krajowej elektroenergetyki

Postępująca transformacja energetyczna w Polsce jest procesem wieloaspektowym o bardzo wysokim poziomie skomplikowania. Zmiany w krajowej energetyce dokonują się na poziomie struktury wytwarzania energii elektrycznej, w obszarze sieciowym, a także oraz po stronie odbiorców, którzy coraz częściej wpływają oraz reagują na pracę systemu elektroenergetycznego poprzez własne źródła oraz magazyny energii, a także poprzez inteligentne technologie zarządzania zużyciem. Obserwowane zjawiska każą zadać pytanie o scenariusze rozwoju polskiej elektroenergetyki oraz o to, który z tych scenariuszy jest najbardziej korzystny z punktu widzenia strategicznego.

## Dokumenty strategiczne

Aktualne scenariusze rozwoju krajowej elektroenergetyki przedstawione są w następujących dokumentach:

- Opublikowanym w grudniu 2025 przez Ministerstwo Klimatu i Środowiska (MKiŚ) projekcie „Krajowego Planu w dziedzinie Energii i Klimatu” (KPEiK),
- Opublikowanym w styczniu 2026 roku przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE) projekcie „Planu rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2027-2036” (PRSP).

### Scenariusz WEM

With Existing Measures — transformacja oparta o obecne polityki. Najniższe tempo wzrostu KZEE, osiągające ok. 227 TWh w 2040 roku.

### Scenariusz WAM

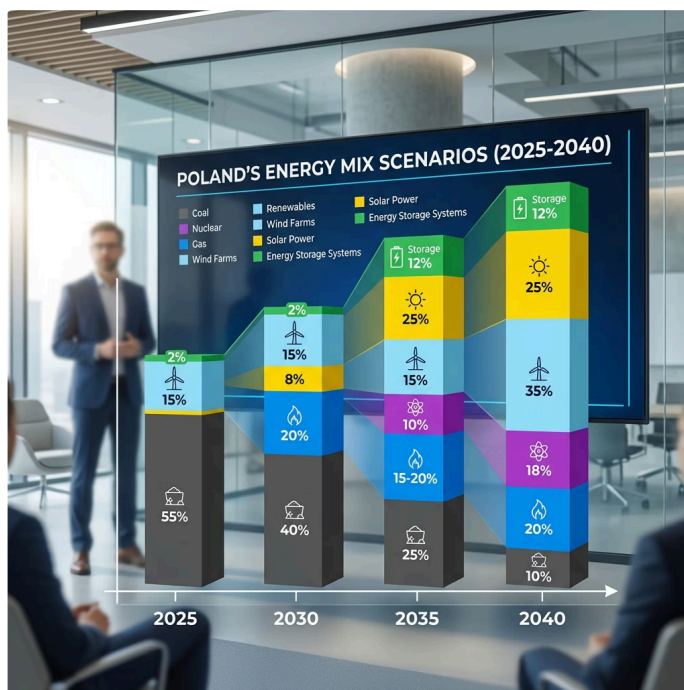
With Additional Measures — przyspieszona transformacja. Szybsze tempo wzrostu KZEE (239 TWh w 2040 roku), realizacja zobowiązań Fit for 55.

### Scenariusz SWS

Severe Weather Scenario (PSE) — modelowy rok pogodowy odzwierciedlający wymagające warunki klimatyczne. Najszybsze tempo wzrostu KZEE (264 TWh w 2040 roku).

## Strategiczne aspekty scenariuszy

Przedstawione scenariusze mixu mocowego MKiŚ oraz PSE opierają się przede wszystkim o pogodozależne OZE, takie jak lądowe farmy wiatrowe, morskie farmy wiatrowe oraz fotowoltaika. Moce oparte o paliwa kopalne (rozwój mocy na gaz ziemny, zmniejszenie ilości mocy węglowych), a także moce jądrowe łącznie stanowią ok. 20-25% mixu. Uzupełnieniem są magazyny energii elektrycznej.



- ❏ KPEiK przedstawia dwa scenariusze mixu energetycznego Polski (WEM i WAM), natomiast PRSP przedstawia jeden scenariusz SWS. Wszystkie trzy scenariusze zakładają dominującą rolę OZE w przyszłym mixie energetycznym Polski, przy stopniowym wycofywaniu węgla i rosnącej roli gazu jako paliwa pomostowego.



KOMENTARZ EKSPERTA

## Piotr Maciołek

Wiceprezes EnercoNet S. A. Z rynkiem energetycznym związany od ponad 20 lat. Obecnie współzarządza EnercoNet S.A., odpowiadając za finanse. Wcześniej przez dwie dekady pracował w Grupie Polenergia jako członek zarządu, COO i CCO, zajmując się energetyką przemysłową, operacjami i komercjalizacją. Absolwent UW, posiada tytuł MBA University of Minnesota oraz ukończył Akademię Psychologii Przywództwa.

### Jak naprawdę przyspieszyć rozwój przemysłu w Polsce?

Polski przemysł stoi wobec podwójnego wyzwania: musi jednocześnie szybko się dekarbonizować i bronić konkurencyjności kosztowej. Europejskie instrumenty - system handlu emisjami ETS, fundusze unijne, Net Zero Industry Act (NZIA) oraz nowy Industrial Accelerator Act (IAA) - tworzą ważne ramy, ale same z siebie nie zmieniają pozycji Polski w europejskim podziale pracy. Bez własnej, konsekwentnej polityki przemysłowej Polska pozostanie głównie podwykonawcą, a nie dostawcą zaawansowanych produktów i technologii.

Kluczowe źródła przewag i barier są dobrze rozpoznane w analizach OECD, renowanych doradców i krajowych ośrodków badawczych. Główne problemy to:

- wysoki i niestabilny koszt energii,
- znaczna luka produktywności względem krajów UE 15,
- chroniczny niedobór wykwalifikowanych kadr,
- skomplikowane i niestabilne otoczenie regulacyjne oraz
- niski poziom „osadzenia” w łańcuchach wartości - polskie zakłady częściej odpowiadają za montaż i komponenty niż za projektowanie, IP i produkty finalne.

Na poziomie unijnym Polska ma do dyspozycji kilka kluczowych narzędzi.

### 1 ETS i Modernisation Fund

Okolo 34 procent puli tego funduszu przypada krajom o niższym PKB, w tym Polsce, co pozwala finansować np. sieci przesyłowe i dystrybucyjne, OZE, magazyny energii oraz infrastrukturę dla przemysłu, taką jak wodór, ciepło procesowe czy przyłącza energetyczne.

### 2 Innovation Fund, InvestEU, kredyty i gwarancje EBI

Mechanizmy IPCEI mogą domykać finansowanie dużych projektów dekarbonizacji w przemysłach energochłonnych - od CCS po zielony wodór i procesy niskoemisyjne w stali, cemencie i chemii.

### 3 Zmienione ramy pomocy publicznej

W ramach „Clean Industrial Deal” dają państwom członkowskim możliwość silniejszego wsparcia inwestycji przemysłowych, obejmując nie tylko CAPEX, ale częściowo także koszty operacyjne wybranych technologii.

Aby te instrumenty przełożyć na realną poprawę konkurencyjności, potrzebne są trzy twarde filary krajowej polityki.



#### Otoczenie Regulacyjne i Priorytety Sektorowe

Realny one stop shop dla większych inwestycji, stabilne zasady podatkowe i ulg inwestycyjnych w horyzoncie kilkunastu lat oraz koncentracja na kilku kluczowych łańcuchach wartości (np. zielona stal i cement, baterie, zielona chemia) zamiast rozpraszania środków na dziesiątki niespójnych inicjatyw.



#### Instrumenty Finansowe pod Dekarbonizację

Kontrakty różnicowe na CO<sub>2</sub> (CCfD) dla hutnictwa, cementu, chemii i innych dużych procesów przemysłowych, finansowane z wpływów ETS i Modernisation Fund, zastępujące lub uzupełniające klasyczne dotacje i zdejmujące z inwestorów ryzyko cenowe CO<sub>2</sub>.



#### Energia i Infrastruktura

Przyspieszony rozwój OZE, sieci i magazynowania tak, by przemysł miał przewidywalny, relatywnie tani dostęp do niskoemisyjnej energii, m.in. poprzez długoterminowe PPA i taryfy dla odbiorców energochłonnych powiązane z inwestycjami w efektywność oraz uczestnictwo w DSR.



Industrial Accelerator Act (IAA) jest najnowszą propozycją Komisji Europejskiej z marca 2026r., której celem ma być wsparcie reindustrializacji UE przez tworzenie stref przyspieszenia przemysłowego, preferencje „Made in EU” w zamówieniach publicznych oraz wzmocnioną kontrolę bezpośrednich inwestycji zagranicznych. W polskiej debacie IAA oceniany jest jako narzędzie politycznie głośne, ale słabe jako realny silnik transformacji przemysłu. Wiodące think tanki, w tym np. Fundacja Instraat, wskazują kilka głównych problemów IAA. Główne problemy to:

### 1 „Paradoks deregulacji”

akt ma upraszczać procedury, ale w praktyce dokłada nową warstwę regulacji, kategorii projektów i certyfikatów, nie eliminując istniejących wymogów krajowych. Dla inwestorów w Polsce szukających prostoty oznacza to kolejny poziom złożoności, a nie realne ułatwienie procesu inwestycyjnego.

### 2 Słabe powiązanie popytu i podaży

IAA łączy retorykę wsparcia podaży i popytu, ale nie tworzy wystarczająco silnych, gwarantowanych rynków zbytu na produkty niskoemisyjne - minimalne progi udziału „low carbon” i „Made in EU” w przetargach publicznych są zbyt niskie, by uzasadnić wielomiliardowe inwestycje w nowe, niskoemisyjne procesy produkcyjne.

### 3 Dokładany do istniejącej matrycy regulacji i programów

od ETS i Modernisation Fund po Innovation Fund, NZIA, Foreign Subsidies Regulation i unijną kontrolę FDI - co raczej komplikuje krajobraz wsparcia niż go porządkuje.

### 4 Słabe ukierunkowanie na dekarbonizację

brak ostrych, wiążących definicji produktów niskoemisyjnych oraz brak klarownej ścieżki redukcji emisji w przemyśle powoduje, że w ramach IAA mogą być wspierane projekty „nieco bardziej zielone”, zamiast takich, które wymuszają głęboką zmianę technologii, co może wydawać się podejściem pragmatycznym, ale może też wepchnąć UE w aktywa i technologie które staną się już po chwili nieprzystające do Przemysłu 4.0.

### 5 Ryzyko pogłębienia nierówności w UE

najwięcej z IAA skorzystają bogate państwa członkowskie, które stać na agresywne pakiety pomocy publicznej, podczas gdy kraje peryferyjne, takie jak Polska, mogą pozostać głównie lokalizacją montowni i podwykonawców.



W praktyce IAA może nieco poprawić warunki dla wybranych projektów w państwach dysponujących silnymi budżetami i dobrze przygotowaną infrastrukturą, ale z polskiej perspektywy nie dotyka wprost podstawowych barier konkurencyjności: wysokiego kosztu energii, luki produktywności, rozproszonej polityki przemysłowej i krajowej nadregulacji. Dlatego ten akt należy traktować raczej jako ramowe tło - potencjalnie użyteczne w pojedynczych przypadkach, np. przy tworzeniu jednej sensownie zaprojektowanej strefy przyspieszenia przemysłowego - niż jako główny instrument budowania przewag.

Strategia Polski zatem powinna więc opierać się na trzech kierunkach.

01

### **Wykorzystanie funduszy unijnych**

jak najpełniejsze, efektywne i szybkie wykorzystanie istniejących już funduszy unijnych (ETS, Modernisation Fund, Innovation Fund) do finansowania dekarbonizacji przemysłu przy użyciu prostych, przewidywalnych narzędzi, takich jak CCfD i preferencyjne finansowanie długoterminowe.

02

### **Uproszczenie procedur inwestycyjnych**

bezwzględne uproszczenie krajowych procedur inwestycyjnych oraz stabilizacja systemu podatkowego i ulg inwestycyjnych w horyzoncie odpowiadającym cyklowi życia inwestycji przemysłowych.

03

### **Wybór kluczowych sektorów**

jasny wybór kilku sektorów i łańcuchów wartości, w których Polska chce awansować z roli podwykonawcy do roli dostawcy technologii i produktów o wysokiej wartości dodanej, oraz skoordynowanie wokół nich energii, finansowania, kadr i regulacji.



## PODSUMOWANIE

# Katarzyna Suchcicka

Katarzyna Suchcicka, Prezes Tavion Polska. Liderka z 18-letnim doświadczeniem w energetyce. Specjalizuje się w skalowaniu biznesu, wprowadzaniu firm na nowe rynki oraz zarządzaniu projektami z odpowiedzialnością za P&L. Buduje skuteczne zespoły. Nagrodzona statuetką Manager Roku 2024 i Energia Przyszłości 2024. Posiada ExMBA oraz dyplom inżyniera zdobyty w Danii.

## Transformacja 4.0: Podsumowanie. Czas na odczarowanie pojęć i strategiczne przywództwo

Współczesny dyskurs o zmianach gospodarczych wymaga odczarowania. Ekologiczny wymiar gospodarki stał się trendem o przegrzanej komunikacji. Zmiany systemowe nie wynikają wyłącznie z pobudek środowiskowych. Narracja sprowadzająca ten proces do tak zwanej zieloności rodzi opór społeczny i niezrozumienie istoty problemu. Tłumaczenie pojęcia sustainability jako rozwój zrównoważony zatarło jego właściwy sens. Chodzi o tworzenie ustroju gospodarczego, który jest samopodtrzymujący się i działa bez zakłóceń w długim horyzoncie czasowym. Gospodarka ma być konkurencyjna, bezpieczna i służąca obywatelom. Ekologia stanowi tu warunek brzegowy. Transformacja to twarda konieczność ekonomiczna i strategiczna.

## Kontekst Strategiczny

Polski przemysł energochłonny mierzy się z najwyższymi cenami w Unii Europejskiej. Samo wytwarzanie to zaledwie ułamek kosztów. Gospodarka ugina się pod ciężarem importu paliw oraz obciążeń z tytułu emisji dwutlenku węgla i mechanizmów granicznych. Utrzymywanie nierentownych aktywów węglowych generuje straty dla całego systemu. Sytuacja ta ilustruje klasyczny dylemat więźnia. Uczestnicy rynku opóźniają modernizację, co obniża konkurencyjność całego państwa. Jean Tirole dowiódł, że w takich warunkach konieczna jest stanowcza regulacja eliminująca monopole. Priorytety państwa:

- **Odporność systemowa:** Klasyczna suwerenność paliwowa musi ustąpić miejsca gotowości na ataki hybrydowe i cybernetyczne. Thomas Schelling definiował to jako budowę wiarygodnego potencjału odstraszania poprzez mądre rozproszenie ryzyka.
- **Nowa konkurencyjność:** Niska cena prądu to za mało. Warunkiem utrzymania łańcuchów dostaw jest stabilny dostęp do energii niskoemisyjnej.
- **Konwergencja sektorowa:** Krajowe polityki muszą integrować się z europejskim rynkiem w obszarach transportu i ciepłownictwa.

### Odporność systemowa

Gotowość na ataki hybrydowe i cybernetyczne

### Nowa konkurencyjność

Stabilny dostęp do energii niskoemisyjnej



### Rozproszenie ryzyka

Budowa wiarygodnego odstraszania

### Konwergencja sektorowa

Integracja z rynkiem europejskim

Zdolność adaptacji globalnych rozwiązań wymaga przekazania kompetencji decyzyjnych klastrom i społecznościom energetycznym.



## Sieci i Stabilizacja Systemu

System przesyłowy stanowi krytyczne wąskie gardło. Dokumenty PSE wskazują na ryzyko naruszenia wskaźników bezpieczeństwa. Odwrócenie geografii wytwarzania wymusza przesył energii z północy na uprzemysłowione południe, co wymaga natychmiastowej budowy linii stałoprądowych HVDC. Rządowy plan zakłada nakłady rzędu 64 miliardów złotych, podczas gdy realne potrzeby wynoszą około 500 miliardów złotych. Brak inwestycji wygeneruje aktywa pozbawione wartości rynkowej.

Rynek dystrybucji ewoluje w stronę modelu wielouługowego. Główną barierą jest konflikt regulacyjny. Urząd promuje zwrot z inwestycji w infrastrukturę fizyczną CAPEX, podczas gdy system potrzebuje finansowania inteligencji sieciowej OPEX. Wymagane jest wdrożenie inteligentnych liczników AMI i specustawy skracającej procedury.

Stabilizacja wymaga koordynacji technologii jądrowych, gazowych i magazynowych. Relacja między wielkoskalowym atomem a reaktorami SMR musi zostać uporządkowana. Inwestycje w infrastrukturę gazową nie mogą kanibalizować rentowności magazynów energii. Należy pilnie stworzyć modele biznesowe dla usług systemowych.

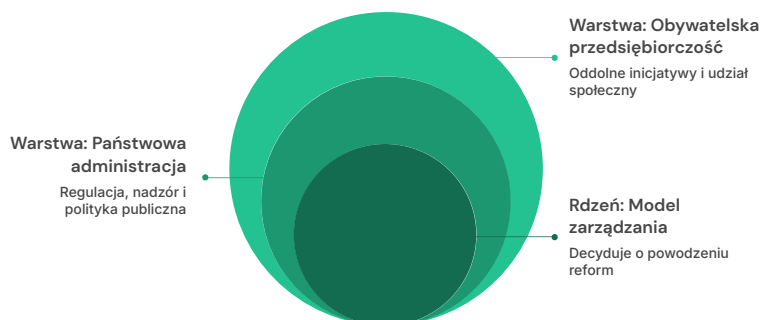
## Pięć Filarów Wzrostu

Budowa przewag opiera się na pięciu fundamentach:

- **Konkurencyjność i innowacje:** Wykorzystanie sztucznej inteligencji jest niezbędne do bilansowania zmiennej produkcji. Centra danych należy traktować jako potężnych konsumentów oraz elastyczne bufory stabilizujące sieć.
- **Bezpieczeństwo i odporność:** Rozproszona struktura podnosi bezpieczeństwo fizyczne państwa. Wymaga to tworzenia układów wyspowych i kooperacji z obroną cywilną.
- **Efektywność finansowa:** Należy uruchomić mechanizmy gwarancyjne w bankach komercyjnych odblokowujące kapitał prywatny dla średnich przedsiębiorstw. Zastąpi to opieranie się wyłącznie na trudnych w absorpcji dotacjach.
- **Polski łańcuch dostaw:** Realizacja celu połowy udziału w sektorze offshore po 2030 roku wymaga legalizacji kryteriów pozacenowych w zamówieniach publicznych. Firmy muszą zyskać transparentny harmonogram inwestycji.
- **Sprawiedliwa transformacja:** Demografia wymusza skalowanie programów edukacyjnych dla pracowników kopalni. Zabezpieczenie najuboższych grup społecznych jest warunkiem bezwzględny modernizacji infrastruktury.

## Przywództwo i Zarządzanie Zmianą

Sukces reform zależy od modelu zarządzania. Administracja państwowa zderza się z oddolną przedsiębiorczością obywateli. Zostawienie transformacji wyłącznie mechanizmom wolnorynkowym doprowadzi do zawłaszczenia dóbr publicznych.



Zarządzanie wymaga liderów łączących wiedzę inżynierską z empatią społeczną. Obecny model rozproszonego nadzoru paraliżuje optymalizację. Wymagane jest powołanie silnego ośrodka decyzyjnego potrafiącego przewyciężyć silosowe myślenie resortów. Należy zbudować energetyczną pamięć instytucjonalną gwarantującą ciągłość celów ponad cyklami wyborczymi.

Strategia państwa służy wczesnemu planowaniu niewygodnych reform. Rozłożenie kosztów zapobiega szokom społecznym, co wpisuje się w założenia Richarda Thalera o przewyciężaniu ludzkiej krótkowzroczności. Zarządzanie zmianą wymaga zastosowania modeli głosowania Kennetha Arrowa i markiza de Condorceta. Pozwala to na wybór rozwiązań najmniej rozczarowujących dla ogółu. Obywatele muszą zostać włączeni w proces poprzez edukację i rozwój krytycznego myślenia.



# Zintegrowane Priorytety Strategiczne



## Hybrydowy Model Przywództwa

Konsolidacja nadzoru w jednym ośrodku usprawnia zarządzanie transformacją i ogranicza silosowe myślenie. Lider łączący kompetencje techniczne, finansowe i społeczne tworzy wiarygodne warunki dla inwestorów.



## Utworzenie Energetycznego Deep State

Stabilne kadry eksperckie chronią realizację celów strategicznych przed rotacją polityczną. Taka pamięć instytucjonalna zapewnia ciągłość inwestycji i konsekwencję decyzji.



## Harmonogramowanie Trudnych Decyzji

Planowanie reform z wyprzedzeniem pozwala rozłożyć ich koszty społeczne na wiele etapów. Stopniowe wdrażanie ogranicza szok i wspiera długofalową modernizację gospodarki.



## Konsensualny Model Legislacyjny

Prawo powinno powstawać w sposób minimalizujący polaryzację i ryzyko odrzucenia reform. Najtrwalsze są rozwiązania odporne na szoki polityczne, wspierane przez aktywnych obywateli.

## Pozostałe priorytety strategiczne

### Inteligentne Inwestycje Pomocowe

Środki państwowe i unijne powinny wspierać cyfrową automatykę zamiast tradycyjnej infrastruktury. Konieczny jest audyt i lepsze ukierunkowanie wydatków na automatykę sieciową, magazyny energii i inteligentne liczniki. Takie inwestycje przygotowują system na rosnącą liczbę pomp ciepła i aktywniejszych prosumentów.

### Uwolnienie Rynkowej Elastyczności

Potrzebna jest deregulacja dla agregatorów, magazynów energii i linii bezpośrednich. Uproszczenie przepisów odblokuje tani prąd dla przemysłu, a jasne ramy dla wirtualnych elektrowni zwiększą konkurencję. Równolegle trzeba pobudzić inwestycje w wielkoskalowe magazyny, by chronić system przed paraliżem.

### Reforma Prawa Zamówień Publicznych

Przetargi powinny uwzględniać nie tylko cenę, lecz także innowacyjność, ślad węglowy i wkład lokalnych firm. Potrzebna jest zmiana archaicznych procedur, by strategiczne zakupy wspierały krajowych dostawców i nowoczesne technologie. Taki mechanizm ograniczy odpływ polskiego kapitału za granicę.

### Synergia Technologii Jądrowych

Trzeba zakończyć konkurencję między projektami dużych i małych reaktorów oraz wymusić ścisłą współpracę. Synergia pozwoli lepiej wykorzystać zasoby finansowe i kadrowe, zwłaszcza fizyków i inżynierów. To zmniejszy marnotrawstwo publicznych pieniędzy.

### Instrumenty Gwarancyjne Zamiast Dotacji

Takie narzędzia ograniczają biurokrację, obniżają ryzyko dla banków i ułatwiają dostęp do kapitału prywatnego. Dzięki temu średnie firmy łatwiej inwestują w zieloną i tanią energię.

### Elektryfikacja jako Akcelerator Rozwoju

Powszechna elektryfikacja powinna być głównym motorem modernizacji państwa. Ogranicza import paliw, przyspiesza transformację i zwiększa popyt na lokalne usługi. Elektryfikacja transportu i ogrzewania poprawia też jakość powietrza, a OZE staje się elementem szerszej zmiany cywilizacyjnej.



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

### 86 GWh

**Polska — fabryka baterii Europy**

Szacowana pojemność zakładu LG Energy Solution pod Wrocławiem — niemal połowa europejskiego zapotrzebowania na ogniwa bateryjne (ok. 200 GWh w 2025 r.)

### 14,2 mld USD

**Inwestycje cleantech Polski**

Wartość polskich inwestycji w transformację zero-emisyjną w 2023 r. — wobec 95,4 mld USD w Niemczech i 55,5 mld USD we Francji

### >2 bln USD

**Globalny rynek cleantech**

Szacowana wartość globalnego rynku technologii zero-emisyjnych do 2035 roku — potrojenie względem obecnego poziomu

### 242 000

**Nowe miejsca pracy**

Liczba miejsc pracy, które stworzyłaby repatriacja produkcji 5 kluczowych zielonych technologii do UE (WIIW) — kraje CEE czerpałyby nieproporcjonalnie duże korzyści

### 18,4 mld EUR

**Wzrost PKB UE**

Szacowany wzrost PKB UE z repatriacji produkcji fotowoltaiki, turbin wiatrowych, baterii, silników elektrycznych i pojazdów elektrycznych (WIIW)

### 14. miejsce

**Polska w rankingu high-tech**

Pozycja Polski w UE pod względem udziału high-tech w eksporcie towarowym — mimo rosnącej innowacyjności (32,5% firm aktywnych innowacyjnie w 2022 r.)



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

**2,52 bln zł**

**Oszczędności Polaków**

Wartość zgromadzonych zasobów finansowych Polaków na koniec 2025 r. — o 254 mld zł więcej niż rok wcześniej

**1,44 bln zł**

**Depozyty bankowe**

Wartość depozytów bankowych Polaków — pracujących realnie ujemnie przy inflacji przewyższającej oprocentowanie (3,3%)

**800 mld zł**

**Potrzeby inwestycyjne do 2030 r.**

Szacowane nakłady na transformację energetyczną Polski do 2030 roku — zbieżne z pulą oszczędności na lokatach

**700 mld zł**

**Potencjał rynku kapitałowego**

Środki, które przesunęłyby się na rynek kapitałowy, gdyby Polska zbliżyła się do średniej europejskiej (30% udział gotówki i depozytów)

**1,2 bln zł**

**Potencjał „poziomu szwedzkiego”**

Szacunek GPW — tyle kapitału mogłoby zostać uwolnione, gdyby Polska osiągnęła poziom udziału depozytów jak w Szwecji

**10 mld zł**

**Utracone korzyści rocznie**

Szacowane przez PFR roczne straty Polaków wynikające z niechęci do aktywnego inwestowania na rynku kapitałowym



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

### 227–264 TWh

**Krajowe zużycie energii 2040**

Prognozowane krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną w 2040 r. w zależności od scenariusza (WEM: 227 TWh, WAM: 239 TWh, SWS: 264 TWh)

### 64 mld zł

**Plan inwestycji sieciowych PSE**

Rządowy plan nakładów na infrastrukturę przesyłową — wobec realnych potrzeb szacowanych na ok. 500 mld zł

### 500 mld zł

**Realne potrzeby sieciowe**

Szacowane rzeczywiste nakłady niezbędne na modernizację i rozbudowę sieci przesyłowych i dystrybucyjnych w Polsce

### 34%

**Udział Polski w Modernisation Fund**

Szacowany udział krajów o niższym PKB (w tym Polski) w puli Modernisation Fund z systemu ETS — finansowanie OZE, sieci, magazynów

### 100 mld EUR

**Industrial Decarbonisation Bank**

Proponowany budżet Industrial Decarbonisation Bank w ramach Clean Industrial Deal KE

### 50 mld EUR

**Mobilizacja InvestEU**

Planowana mobilizacja środków przez rozszerzony InvestEU na cleantech, czystą mobilność i redukcję odpadów



KLUCZOWE DANE Z RAPORTU

## Transformacja w liczbach

### 32,5%

**Firmy aktywne innowacyjnie**

Udział przedsiębiorstw aktywnych innowacyjnie w Polsce w 2022 r. — wzrost z 22,5% w 2006 r. (13. rok wzrostu eksportu high-tech z rządu)

### 2–3 mld zł

**Fundusz Transformacji Energetycznej**

Postulowana wielkość dedykowanego Funduszu Cleantech pod egidą PFR — kotwica kapitałowa dla polskich i środkowoeuropejskich spółek cleantech

### 620 mld USD

**Chińskie inwestycje w cleantech**

Wartość chińskich inwestycji w cleantech w 2025 r. — drastycznie obniżających koszty technologii, ale tworzących zależność technologiczną i surowcową

### 280 mld EUR

**Wartość dodana sektora środowiskowego UE**

Wartość dodana brutto działalności związanych z ochroną środowiska w UE w 2022 r. — wzrost z 96 mld EUR w 2000 r.

### 1,5 bln USD

**Globalne inwestycje w elektryczność**

Roczne globalne nakłady na wytwarzanie, sieci i magazyny energii elektrycznej w 2025 r. — o 50% więcej niż łączne nakłady na ropę, gaz i węgiel

### 52,8%

**Udział węgla w miksie**

Udział węgla w krajowym miksie energetycznym na koniec 2025 r. — wobec 31,2% udziału wiatru i słońca

