



Z CZEGO ŻYJĄ POLACY?

Przemysł energochłonny: weryfikacja

Henryk Kaliś

Izba Energetyki Przemysłowej i Odbiorców Energii
Forum Odbiorców Energii Elektrycznej i Gazu

Warto przypomnieć energetykom, skąd pochodzą środki na budowę i utrzymanie infrastruktury, którą zarządzają. I może uzasadnione jest adresowane w ich kierunku oczekiwanie przemysłowych zakładów energochłonnych, by prowadząc niskoemisyjną transformację energetyczną zadbali o to, by ta nowa energetyka uwzględniała specyfikę i potrzeby polskiego przemysłu.

Bezspornie przemysł stanowi fundament polskiej gospodarki, dostarcza do budżetu państwa 23% środków, zapewnia 3 mln miejsc stabilnej i dobrze płatnej pracy, pełni rolę lidera rozwoju gospodarczego, a tworząc rozbudowane łańcuchy wartości umożliwia rozwój różnych form aktywności, zapewniając warunki do rozkwitu innych sektorów: usług, mikroprzedsiębiorstw oraz MŚP.

Przemysł jest nadal znaczącą częścią gospodarki UE, a w połączeniu z budownictwem dostarcza krajom członkowskim 26% PKB, przy czym gospodarka UE jest zdominowana przez usługi, które przynoszą 74% PKB.

Dla europejskiego przemysłu bardzo ważny jest udział krajów UE w światowym handlu towarami,

który wynosi około 14%, przy czym USA są największym odbiorcą tych towarów, podczas gdy Chiny najwięcej ich do państw UE przywożą.

Redukcja goni koszty

Na sytuację, w jakiej znalazł się obecnie europejski przemysł największy wpływ miało wprowadzenie w 2005 r. unijnego Systemu Handlu Uprawnieniami do Emisji (EU-ETS), który stał się kluczowym narzędziem realizacji celów redukcyjnych przyjętych Protokołem z Kioto w 1997 r. Jest on obecnie największym na świecie, a równocześnie generującym najwyższe koszty dla gospodarki, rynkiem emisji CO₂. Przede wszystkim wywołuje drastyczny wzrost kosztów produkcji prze-

mysłowej oraz szereg problemów z zachowaniem jej konkurencyjności na rynku globalnym, ale również europejskim.

Bardzo ważne jest, byśmy pamiętali, że wszystkie systemy redukcji kosztów produkcji przemysłowej powstawały w UE w reakcji na pojawiające się kolejne regulacje zaostrzające cele redukcyjne, co powodowało kolejne wzrosty kosztów produkcji. Warto, by o tym pamiętali aktywiści klimatyczni, eksperci od polityki klimatycznej i gospodarki, ale również – będący pod wpływem tych pierwszych – politycy, którzy nie rozumieją, na czym polega mechanizm „carbon leakage”, jakie znaczenie (przede wszystkim dla polskiego przemysłu) mają zarówno uprawnienia do emisji CO₂, jak i ceny oraz koszty różnych form energii. Należy również rozpocząć szeroką dyskusję na temat zakresu obowiązków nakładanych na przemysłowe przedsiębiorstwa energetyczne i regulacji, które odbierają zakładom produkcyjnym prawo do dysponowania swoim majątkiem na własne potrzeby czy we własnym interesie. Dotyczy to infrastruktury energetycznej, na bazie której Prezes URE wyznacza tzw. Operatorów Systemów Dystrybucyjnych (OSDn), co skutkuje między innymi obowiązkiem przyłączenia do sieci zakładowych podmiotów zewnętrznych, uniemożliwia budowę własnych magazynów energii dla prowadzenia arbitrażu cenowego czy wymusza instalację setek liczników zdalnego odczytu w stacjach SN/nN, mimo że służą wyłącznie potrzebom zakładów przemysłowych, co jest całkowicie bezcelowe i nie ma żadnego praktycznego uzasadnienia. Pragnę podkreślić, iż źródłem takich problemów często bywa wyłącznie nadmierna, niepotrzebna krajowa regulacja.

Warto również przypomnieć energetykom, skąd pochodzą środki na budowę i utrzymanie infrastruktury, którą zarządzają. I może uzasadnione jest adresowane w ich kierunku oczekiwanie przemysłowych zakładów energochłonnych, by prowadząc niskoemisyjną transformację energetyczną zadbali o to, by ta nowa, budowana za olbrzymie pieniądze (pochodzące z kredytów!) energetyka, uwzględniała specyfikę i potrzeby polskiego przemysłu. Być może warto również część tych olbrzymich środków przekierować np. na budowę rozproszonej energetyki przemysłowej czy instalacji zwiększających elastyczność zakładów produkcyjnych, które w istotny sposób mogą zwiększyć bezpieczeństwo KSE, ograniczyć koszty jego funkcjonowania, ale i zmniejszyć potrzeby inwestowania w mało efektywne i obciążone ryzykiem powstawania kosztów osieroconych systemowe źródła wytwórcze.

Jaki był poprzedni rok, z punktu widzenia skuteczności unijnych regulacji?

Zgodnie z zapowiedziami KE rok 2025 miał stanowić przełom w zakresie regulacji wspierających konkurencyjność europejskiego przemysłu. Okazał się jednak czasem niespełnionych oczekiwań, niewy-

korzystanych możliwości i rosnących zagrożeń. Co prawda KE przygotowała, opublikowała i wdrożyła szereg nowych dokumentów, jednak w zgodnej ocenie przedstawicieli zarówno organizacji branżowych, jak i firm energochłonnych, nie stanowią one oczekiwanego przełomu.

W 2025 r., w ramach przeglądu mechanizmu CBAM, KE pracowała nad uproszczeniem zasad jego funkcjonowania i rozszerzeniem go o ulgi eksportowe. W ramach rewizji dyrektywy EU ETS rozpoczęła prace nad niezbędnymi jej zdaniem korektami i wprowadziła zmiany w europejskim prawie klimatycznym, określając między innymi pośredni cel redukcji emisji CO₂ na rok 2040. Sformułowała również nowe ramy pomocy publicznej (CISAF), mające ułatwić zakładom produkcyjnym realizację celów Clean Industrial Deal. I to właśnie miał być najważniejszy mechanizm wspierania dekarbonizacji europejskiego przemysłu – tworzący warunki do realizacji niezbędnych inwestycji, ale również umożliwiający krajom członkowskim wprowadzanie programów zmniejszania i stabilizacji cen oraz kosztów energii elektrycznej. No i bardzo ważne dla przemysłu: rozszerzenie listy sektorów uprawnionych do rekompensat pośrednich kosztów emisji. Jak wiemy, lista ta była tworzona dawno, sporo się w międzyczasie zmieniło: mieliśmy COVID-19, wybuchła wojna w Ukrainie, a sytuacja zarówno europejskiej, jak i globalnej gospodarki jest dzisiaj zupełnie inna. Należało więc rozszerzenie przeprowadzić, problem jednak w tym, że zapomniano o kilku kluczowych sektorach, między innymi: cementowym, wapienniczym czy producentów gazów technicznych.

”

Czy ostatecznie KE zweryfikuje swoje niewzruszone dotąd stanowisko i zostanie zmuszona do zaakceptowania przemysłowych emisji procesowych pochodzących z technologii, dla których nie ma alternatyw bezemisyjnych?

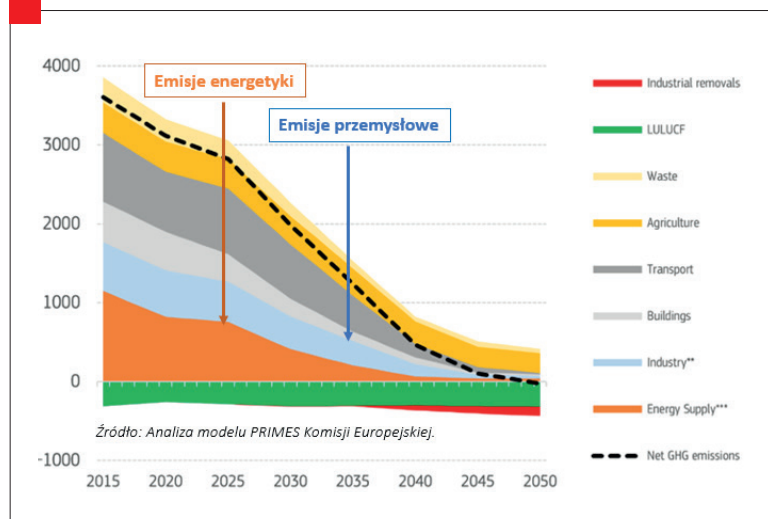
Zmarnowany rok, a dalej?

Jeśli więc ubiegły rok, z punktu widzenia konkurencyjności europejskiego przemysłu, uznać za zmarnowany, to może KE w trybie autorefleksji zechce ten stracony czas nadrobić?

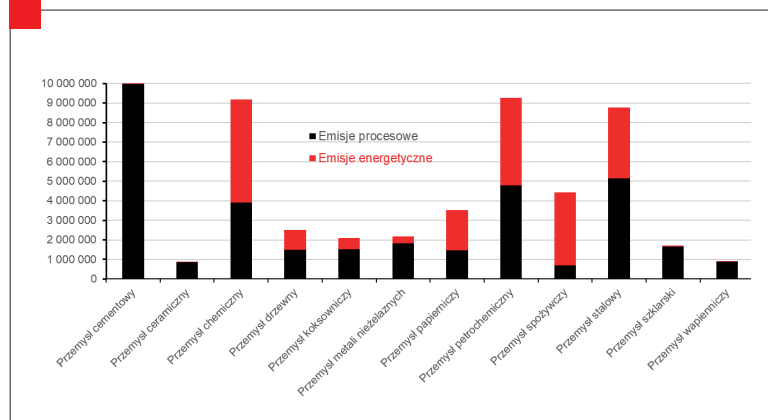
Przemysłowi odbiorcy energochłonni oczekują informacji o harmonogramie rozszerzenia mechanizmu CBAM o nowe sektory. Dlaczego? Bo KE bezpośrednio łączy ten mechanizm z rekompensatami pośrednich kosztów emisji oraz przydziałami darmowych upraw-

nień do emisji CO₂, a to są, na dziś, dwa najważniejsze mechanizmy redukcji kosztów polityki klimatycznej w przemyśle. Kluczowe dla wyrównywania kosztów produkcji przemysłowej w UE i innych częściach świata. Odnosnie wprowadzenia ulg eksportowych, które są oczekiwane oraz postulowane przez zakłady produkcyjne – nadal nie wiadomo, od kiedy i w jaki sposób będą działać. Przemysł pilnie potrzebuje odpowiedzi na pytanie: czy będą utrzymane przydziały darmowych uprawnień do emisji CO₂ dla podmiotów, które zostały objęte mechanizmem CBAM i jak ostatecznie ukształtują się zależności pomiędzy CBAM a rekompensatami pośrednich kosztów emisji. Wdrożenia celu 90% redukcji emisji nie trzeba komentować – od lat europejski przemysł musi sobie radzić w warunkach systematycznie zaostrzanej polityki klimatycznej i to jest kolejny na to przykład. Trudno jednak nie zapytać, co to ma wspólnego z poprawą konkurencyjności i w jaki sposób europejscy producenci mają sobie kompensować rosnące z tego tytułu koszty produkcji?

RYS. 1
Historyczne i prognozowane emisje gazów cieplarnianych w latach 2015-2050 w podziale na sektory gospodarki UE (w mln ton ekw. CO₂)
(źródło: Analiza modelu PRIMES Komisji Europejskiej)



RYS. 2
Emisje CO₂ w wybranych branżach polskiego przemysłu w roku 2024 [ton CO₂]
(źródło: analiza własna na podstawie danych KOBIZE)



Czego się spodziewać?

Najwięcej fundamentalnych pytań i wątpliwości rodzi jednak rewizja dyrektywy EU-ETS. Jako przemysł chcielibyśmy wiedzieć, czy po 2039 r., w ramach ETS-u będą jeszcze wydawane uprawnienia do emisji CO₂, bowiem ich bilans wskazuje na to, że nie. Czy po 2030 r. uprawnienia te będą darmowe oraz czy będą mogły być wydawane tylko w przypadku reinwestowania równoważnych środków w dekarbonizację? I dalej, czy nowe na liście uprawnionych sektory, po objęciu ich produktów mechanizmem CBAM, będą mogły korzystać z rekompensat pośrednich kosztów emisji?

Najważniejsze jednak, fundamentalne pytanie brzmi (a obecnie jeszcze nikt go nie zadaje): czy ostatecznie KE zweryfikuje swoje niewzruszone dotąd stanowisko i zostanie zmuszona do zaakceptowania przemysłowych emisji procesowych pochodzących z technologii, dla których nie ma alternatyw bezemisyjnych?

Data wymaganej przez KE pełnej dekarbonizacji elektroenergetyki to rok 2040, a przemysłu 2050. Przy czym w przemyśle jej osiągnięcie fizycznie jest możliwe jedynie poprzez deindustrializację, ponieważ aktualnie w wielu branżach nie istnieją bezemisyjne technologie produkcji, a tam, gdzie się pojawiają, nie ma uzasadnienia ekonomicznego dla zastępowania instalacji tradycyjnych zeroemisijnymi. Są one nie tylko kilkukrotnie droższe, ale wymagają znacznie większych ilości energii. Dotąd KE, formułując cele polityki klimatycznej, nie brała pod uwagę, że produkty europejskiego przemysłu muszą być sprzedawalne. Nie potrafią również skutecznie chronić własnego rynku przed zalewem tanich towarów wyprodukowanych poza obszarem UE, przy znacznie niższych kosztach.

Technologie wychwytu a opłacalność

By jednak mimo wszystko wykazać, że całkowita likwidacja emisji przemysłowych jest możliwa, KE uwzględniła w ich bilansie masowe stosowanie nieistniejących na skalę przemysłową technologii:

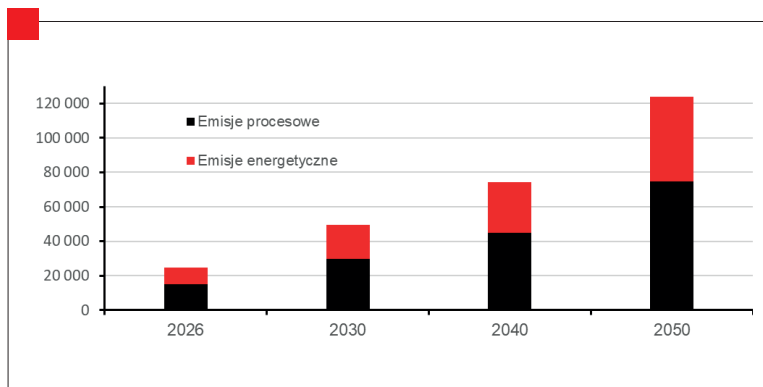
- wychwytywania i magazynowania lub utylizacji CO₂ (CCS/CCU),
- wychwytywania CO₂ z biomasy (BECCS),
- wychwytywania CO₂ z powietrza (DACCS),

a już poza energetyką i przemysłem w bilansie tym uwzględniła pochłanianie CO₂ z atmosfery (LULUCF). Nie przedstawia jednak ani rachunku ekonomicznego uzasadniającego ich stosowanie, ani bilansów energetycznego i emisyjnego, z których wynikałoby, że środowisku naturalnemu upowszechnienie tych technologii rzeczywiście przyniesie korzyści.

Jakkolwiek w każdej branży europejskiego przemysłu stosowane są procesy technologiczne, których nie da się w 100% zdekarbonizować, to przykładem całych sektorów związanych ze swą naturą z emisjami CO₂ jest produkcja wapna i cementu. Co prawda KE dąży do wykreowania rynku bezemisyjnych technologii, nie uwzględnia jednak praw fizyki w przekonaniu, że wy-

RYS. 3

Wzrost kosztów emisji CO₂ w wybranych branżach polskiego przemysłu w kolejnych latach
(źródło: analiza własna na podstawie danych KOBIZE)



starczy tak sterować rynkiem uprawnień do emisji CO₂, by zapewnić ich niską podaż i bardzo wysokie ceny.

Wykres zamieszczony na rys. 2 zawiera dane o wielkości emisji dwutlenku węgla w wybranych energochłonnych branżach polskiego przemysłu w 2024 r. z podziałem na emisje w procesach technologicznych i energetyce.

Emisje procesowe, których likwidacja może stanowić problem, to 60%, a energetyczne 40% emisji całkowitych. Ich prognozowane koszty w latach 2026, 2030, 2040 i 2050 pokazuje rysunek 3.

”

Brak koordynacji pomiędzy polityką dekarbonizacji a polityką konkurencyjności przemysłowej prowadzi wprost do deindustrializacji Europy

Ten wzrost kosztów emisji liczony jest przy założeniu ich wielkości z 2024 r. i wynika jedynie ze zwiększenia cen uprawnień do emisji CO₂. Trudno zakładać, że prezentowane na wykresach branże polskiego przemysłu będą w stanie konkurować na rynkach globalnych po 2030 r. przy prognozowanej skali wzrostu kosztu uprawnień do emisji CO₂, skoro już dzisiaj są one zagrożone przez globalną konkurencję. Z pewnością część emisji: zarówno procesowych, jak i energetycznych, można w przemyśle ograniczyć, jednak całkowite ich wyeliminowanie nie jest możliwe.

Jeśli europejski przemysł będzie jednak musiał się dekarbonizować, to trzeba mu zapewnić, podobnie jak energetyce, dostęp do bezemisyjnych technologii oraz odpowiednie środki na inwestycje. Niezbędnym więc staje się uruchomienie nowych instrumentów finansowych, które byłyby w stanie skutecznie tę

dekarbonizację wspierać. Nadzieje na to, że się pojawią, rozbudziły w 2025 r. zapowiedzi przewodniczącej KE Ursuli von der Leyen dotyczące powołania Europejskiego Funduszu Konkurencyjności i Banku Dekarbonizacji Przemysłu. Wydawało się oczywiste, iż fundusz ów zacznie funkcjonować jako mechanizm centralny na poziomie UE, że będzie mógł finansować wymianę technologii tradycyjnych na zeroemisyjne oraz że polski przemysł z tych środków skorzysta. Niestety, nadzieje okazały się złudne.

Raport Mario Draghiego a możliwości UE

Wrzesień 2024 r. to przełom w myśleniu o konkurencyjności europejskiego przemysłu. Były prezes Europejskiego Banku Centralnego, a jednocześnie premier Włoch w latach 2021-2022, Mario Draghi, sformułował cały szereg postulatów, które zawarł w swoim raporcie pt. „Przyszłość europejskiej konkurencyjności” (opublikowany 9 września 2024 r.). Dokument ten odnosi się do przyszłości europejskiej gospodarki i wskazuje wyraźnie katastroficzną wizję przyszłości Europy, jeśli Unia Europejska nie podejmie natychmiastowych działań – reform i skoordynowanych inwestycji.

Kluczowym przesłaniem dokumentu jest teza, że nasz kontynent stoi na krawędzi poważnego kryzysu gospodarczego, społecznego i politycznego. Jeśli szybko nie zmieni swojego podejścia do inwestycji, innowacji i integracji politycznej, grozi mu powolna agonia, a jego globalna pozycja może zostać utracona na rzecz Stanów Zjednoczonych i Chin.

Raport zawiera szereg uwag i zaleceń, których realizacja mogłaby wpłynąć na poprawę globalnej konkurencyjności Unii Europejskiej. Mario Draghi przede wszystkim określił poziom środków niezbędnych, by skutecznie przeprowadzić dekarbonizację całej europejskiej gospodarki. Jego zdaniem nie mogą być one mniejsze niż 750 do 800 miliardów EUR rocznie.

Z raportu wynika również, że konieczne jest pilne ograniczenie cen i kosztów energii elektrycznej oraz paliw, utrzymanie darmowych przydziałów uprawnień do emisji czy utrzymanie rekompensat pośrednich kosztów emisji – czyli zachowanie systemu ochrony europejskiego przemysłu, który się sprawdził, i który funkcjonuje jeszcze dzisiaj.

Autor raportu w szczególności wskazuje na konieczny dostęp dla energochłonnych branż europejskiego przemysłu do taniej energii. Podkreśla, że co najmniej do 2030 r. źródła energii elektrycznej, oparte na paliwach kopalnych, będą wyznaczać na terenie Unii Europejskiej cenę krańcową (mechanizm *merit order*), co stanie się źródłem wysokich kosztów produkcji przemysłowej i spowoduje dalszą utratę konkurencyjności. Dlatego konieczne staje się wprowadzenie zmiany w mechanizmie ustalania cen energii elektrycznej na rynkach hurtowych. Stwierdza, że korzyści wynikające z transformacji energetycznej staną się odczuwalne dla europej-

skiego przemysłu dopiero wtedy, gdy technologie inframarginalne, takie jak OZE i atom, będą regularnie wyznaczać cenę krańcową, a inwestycje w sieci energetyczne, magazynowanie energii i usługi elastyczności zostaną nie tylko ukończone, ale także zamortyzowane.

Draghi stwierdza, iż brak koordynacji pomiędzy polityką dekarbonizacji a polityką konkurencyjności przemysłowej prowadzi wprost do deindustrializacji Europy.

Konkurujmy, ale uczciwie

Obecnie europejskie energochłonne zakłady przemysłowe ponoszą dużo wyższe koszty operacyjne i inwestycyjne niż ich konkurenci spoza Europy, tylko ze względu na potrzebę finansowania celów narzuconych w ramach unijnych regulacji klimatycznych.

Koszty zakupu uprawnień do emisji pozostają znacznie wyższe w UE niż w USA (zobowiązania mają tylko nieliczne stany) czy w Chinach, gdzie większość z nich jest alokowana bezpłatnie.

Pomimo okresowych spadków cen gazu ziemnego na giełdzie TTF, w UE przemysł nadal płaci za niego znacznie więcej niż globalni konkurenci. W trudnej

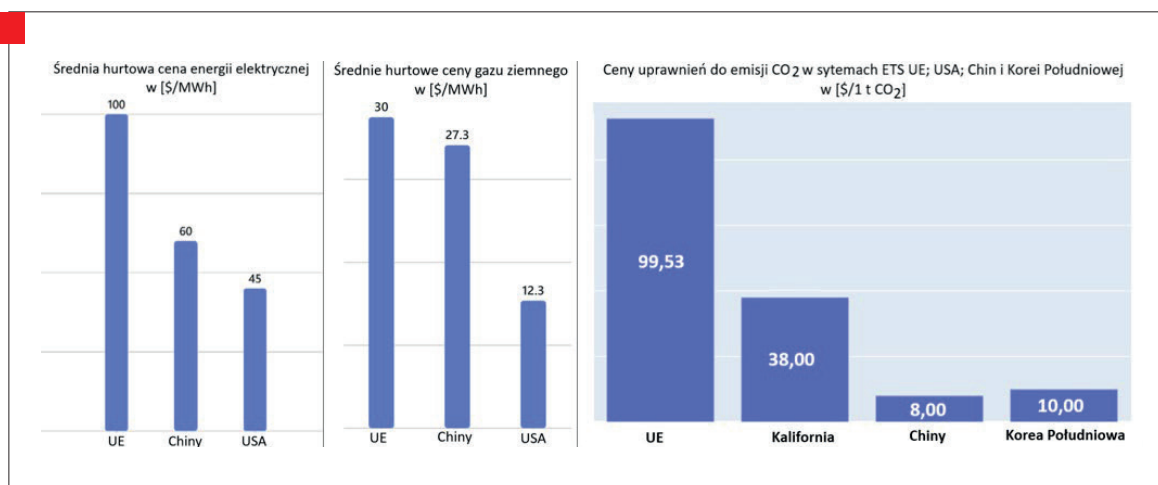
sytuacji są teraz przemysłowi odbiorcy gazu w Polsce, gdzie do wyżej wskazanych różnic dochodzą kolejne, tj. wyższe nawet o 30% ceny odniesione do płaconych przez europejskich konkurentów, co wynika ze struktury polskiego rynku gazu oraz stosowanych mechanizmów jego wyceny. Podobne relacje cenowe ukształtowały się na rynku energii elektrycznej. Różnice jej hurtowych cen w kontraktach terminowych na lata 2027 i 2028 w Polsce, w stosunku do takich krajów jak Francja czy Hiszpania, dochodzą do 50 EUR/MWh. Do tego również należy doliczyć prawie dwukrotnie wyższe koszty przesyłu i dystrybucji energii w Polsce.

Dziś nie wiadomo jak, i czy w ogóle, na obszarze UE będą mogły funkcjonować firmy energochłonne po 2039 r., gdy (zgodnie z prognozami KOBIZE) ceny uprawnień do emisji CO₂ wzrosną do ok. 200 EUR/t już w 2030 r., osiągając w 2040 r. poziom od minimum 300 EUR/t w scenariuszu Fit+, do 750 EUR/t w scenariuszu Fit55 S3+.

Raport Dragiego wskazuje również na konieczność pilnego przeprowadzenia działań wspierających unijny eksport. Jednak największy problem z realizacją założeń tego raportu stanowi skala wymaganych środków finansowych. Mario Draghi nie wskazał wprost, skąd należy je wziąć.

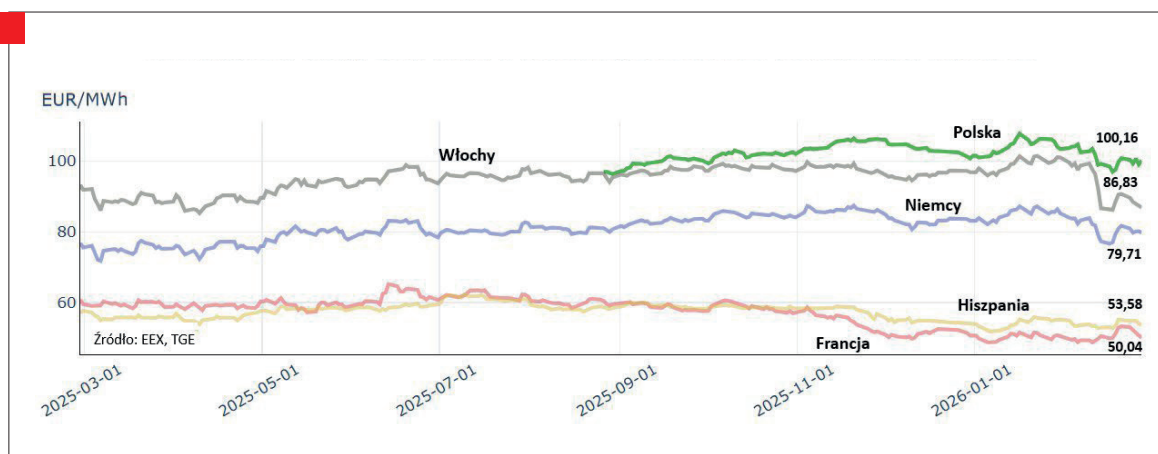
RYS. 4

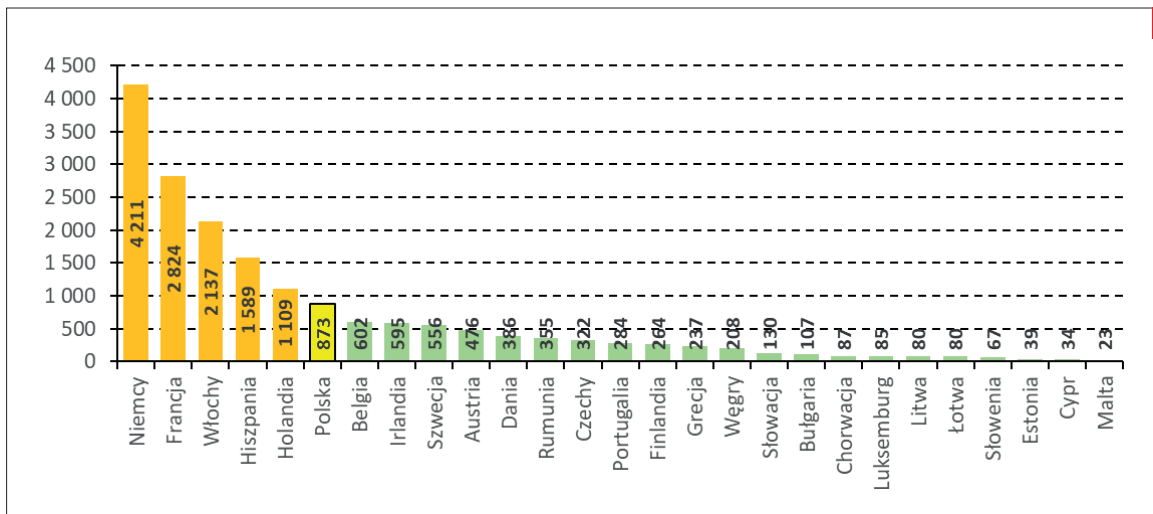
Różnice w cenach: energii elektrycznej, gazu ziemnego i uprawnień do emisji CO₂ w UE, Chinach i USA (źródło: opracowanie na podstawie raportu „Przyszłość europejskiej konkurencyjności” M. Dragiego)



RYS. 5

Różnice w cenach energii elektrycznej w kontraktach BASE na 2027 r. w krajach UE (źródło: EEX, TGE)





RYS. 6
Wysokość PKB krajów członkowskich UE
(źródło: <https://pl.tradingeconomics.com/country-list/gdp?continent=europe>)

No więc skąd te środki?

Unijny Fundusz Dekarbonizacji planowany na lata 2028-2034 może dysponować sumą w wysokości 632 mln EUR, będzie więc „zatrważająco niski”. Z kolei środki Europejskiego Funduszu Konkurencyjności, które jako jedyne mogą być w całości przeznaczone na energochłonne branże europejskiego przemysłu, mogą wynieść zaledwie 67 mld EUR. Pamiętajmy, że nowa unijna perspektywa budżetowa to 7 lat. Wnioski nasuwają się same.

Unia Europejska posiada własną samodzielność finansową. Jeśli zderzy się sumy środków niezbędnych dla przeprowadzenia dekarbonizacji całej unijnej gospodarki, wskazane w raporcie Dragiego, z całym budżetem, którym będzie dysponowała Unia Europejska w latach 2028-2034 (wyniesie zaledwie 1,98 biliona euro na 7 lat), to trudno zaprzeczyć, że budżet ten, z punktu widzenia celów stawianych europejskiej gospodarce, jest dalece niewystarczający.

Źródła własne UE to cła, opłaty nakładane na import artykułów rolnych, część podatku pośredniego, Europejski System Handlu Emisjami, w przyszłości również przychody z CBAM, ale przede wszystkim

wpłaty państw członkowskich w wysokości 1,26% ich dochodu narodowego brutto. Stanowią one około 51% całościowych środków budżetowych UE.

PKB wszystkich krajów UE wynosi 19,99 bln USD i jest nieznacznie większy od PKB Chin – 19,23 bln USD, ale znacznie mniejszy od PKB Stanów Zjednoczonych Ameryki Północnej w wysokości 30,51 bln USD (dane MFW z 2025 r.). Warto pamiętać, że 66,8% tego budżetu tworzy pięć państw: Niemcy, Francja, Hiszpania, Włochy i Holandia. PKB Polski nieznacznie przekracza 1 bln USD, a wkład w tworzenie unijnego PKB to zaledwie 4,9%.

KE chce, by w perspektywie budżetowej na lata 2028 do 2034, 30% przychodów ze sprzedaży na aukcjach uprawnień do emisji CO₂ trafiało do budżetu UE (70% do budżetów krajowych), co przez 7 lat daje 75,6 mld EUR, tj. 3,8% budżetu UE oraz przychody z mechanizmu CBAM, które przez 7 lat przyniosą 10,8 mld EUR, 0,5% budżetu UE. W sumie więc stanowią one niewiele, bo zaledwie 4,3 budżetu UE.

Wydatki na klimat i środowisko wyniosą nie mniej niż 35% kwoty budżetu, tj. 693 mld EUR i będą one wspierać cele Zielonego Ładu. Wydatki na kon-

WPŁYWY		2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Całkowite
Zasoby własne w % dochodu narodowego brutto UE*		2,35%	2,35%	2,35%	2,35%	2,35%	2,35%	2,35%	16,45%
Pułap zasobów własnych wyrażony w [mld EUR]		483,1	498,9	514,4	530,2	546,3	562,7	579,5	3 715,1
CAŁKOWITE ZASOBY WŁASNE	a	266,7	297,7	294,1	289,9	274,5	271,8	264,3	1 959,0
w tym kwota netto tradycyjnych zasobów własnych**		34,5	35,7	36,8	38,0	39,2	40,4	41,6	266,3
Zasoby własne oparte na VAT		26,6	27,5	28,3	29,2	30,1	31,0	31,9	204,4
Własne zasoby na bazie plastiku		9,3	9,5	9,7	9,9	10,1	10,3	10,5	69,2
Europejskim Systemie Handlu Emisjami (ETS1)		8,8	11,7	11,3	13,0	11,7	10,3	8,8	75,6
Własne zasoby oparte na elektrośmiecach		16,2	16,5	16,7	16,9	17,1	17,3	17,4	118,0
Własne zasoby z tytułu akcyzy tytoniowej (TEDOR)		13,0	12,7	12,4	12,8	12,5	12,2	12,7	88,3
Mechanizm CBAM		0,9	1,0	1,3	1,5	1,9	2,0	2,2	10,8
Zasoby korporacyjne dla Europy (CORE)		7,4	7,5	7,5	7,6	7,7	7,8	7,9	53,3
Zasoby własne oparte na DNB		149,9	175,8	170,2	161,0	144,3	140,5	131,4	1 073,0
INNE PRZYCHODY	b	3,3	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	3,1	21,0
CAŁKOWITY PRZYCHÓD [mld EUR]	c = a+b	270,0	300,7	297,1	292,8	277,4	274,7	267,5	1 980,0
Poziom wydatków na z budżetu UE na klimat i środowisko w latach 2028 - 2034 (35%)									693,0

RYS. 7
Długoterminowa prognoza przyszłych wpływów do budżetu UE na lata 2028-2034 MFF
(źródło: Komisja Europejska. Projekt nowego budżetu UE przedstawiony przez Komisję Europejską w lipcu 2025 r.)

kurencyjność i badania naukowe to łączna kwota 451 mld EUR (20% budżetu UE), w tym na Europejski Fundusz Konkurencyjności (EFK) 409 mld EUR, w ramach którego 175 mld EUR stanowi program Horyzont Europa, wspierający badania naukowe, innowacje, rozwój i wdrażanie nowych technologii, oraz Fundusz Innowacji finansujący dekarbonizację europejskiego przemysłu (bez pogorszenia jego konkurencyjności): 41 mld EUR.

EFK podzielono na obszary: (1) czystą transformację i dekarbonizację, (2) odporność, (3) przemysł obronny i przestrzeń kosmiczną, (4) przywództwo cyfrowe, (5) zdrowie i biogospodarkę.

Gdyby z całego budżetu UE chciał sfinansować tylko koszty dekarbonizacji europejskiej gospodarki, to uwzględniając oczekiwania raportu Mario Dragiego powinien on być co najmniej trzykrotnie większy, czyli musiałby wynieść około 6 bilionów EUR. UE nie dysponuje dzisiaj, i nie dysponowała nigdy w przeszłości, środkami własnymi, które umożliwiłyby CENTRALNE finansowanie celów polityki klimatycznej czy energetycznej. Może jedynie te cele formułować i zobowiązywać kraje członkowskie do ich realizacji, nie jest w stanie jednak ich zmusić do finansowania tych celów.

Przypomnijmy: cały budżet UE jest prawie trzykrotnie mniejszy niż określone w raporcie Mario Dragiego potrzeby uwzględniające jedynie dekarbonizację europejskiego przemysłu. Oznacza to, że nie powstaną w UE centralne systemy finansowania. Trudno również mieć nadzieję, że najbogatsze kraje Unii zechcą i będą zdolne do sfinansowania procesów

dekarbonizacji przemysłu we wszystkich państwach członkowskich, w tym w Polsce. Możemy zatem w tym zakresie liczyć jedynie na siebie, a to oznacza, że przeprowadzenie dekarbonizacji polskiego przemysłu zależy od woli i możliwości polskiego rządu.

Wracając do unijnych regulacji... Dokonane przez KE w 2025 r. zmiany z pewnością nie były podyktowane troską o przemysł. Z różnych względów zakłady produkcyjne nie będą w stanie do 2040 r. zastąpić tradycyjnych technologii produkcji bezemisijnymi, a brak skutecznych działań na rzecz poprawy jego konkurencyjności prowadzi wprost do wzrostu kosztów produkcji i uruchamia lawinę importu produktów przemysłowych z różnych części świata, która narasta w ostatnich miesiącach.

O co należy zadbać, by poprawić sytuację firm energochłonnych?

Fundamentalnym niedoborem w działaniu mechanizmów wykreowanych przez UE jest brak zależności pomiędzy regulacjami klimatycznymi a sposobem funkcjonowania rynków energii elektrycznej i gazu. Kluczowy w tym zakresie jest niewielki zakres zmian wprowadzonych reformą unijnego rynku energii (Electricity Market Design) – ich kosmetyczny charakter, a w szczególności brak akceptacji dla rozpoczęcia prac nad korektą obecnego mechanizmu wyceny energii elektrycznej na rynkach hurtowych (*merit order*). Efektem tego ostrożnego podejścia KE jest skazanie odbiorców końcowych na kupowanie energii elektrycznej wyprodukowanej w źródłach odnawialnych z pełnym kosztem paliw kopalnych i uprawnień do

ZIELONA TRANSFORMACJA
Jeśli zderzymy sumy środków niezbędnych dla przeprowadzenia dekarbonizacji całej unijnej gospodarki z budżetem, którym będzie dysponowała, to trudno zaprzeczyć, że jest on dalece niewystarczający



emisji CO₂. Stanowi to powód utrzymywania się na rynku energii elektrycznej w Polsce wysokich cen, powoduje transfer środków finansowych z przemysłu do sektora energetycznego, a w konsekwencji ich brak na rozwój czy dekarbonizację oraz problemy z bieżącym utrzymaniem konkurencyjności produkcji przemysłowej.

Jak dotąd nie udało się również opóźnić harmonogramu utraty darmowych uprawnień do emisji CO₂ przez sektory objęte mechanizmem CBAM, a przemysł europejski nadal czeka na wsparcie dla eksportu swoich produktów. Ponadto firmy energochłonne funkcjonujące na obszarze UE, sprzedające swoje produkty na rynkach globalnych, nadal mają zbyt wysokie koszty paliw i energii czy polityki klimatycznej; nie tu w tym zakresie się nie zmieniło przez ostatni rok.

Jedyną konkretną propozycją KE jest jej zgoda na wprowadzanie przez kraje członkowskie systemów redukcji kosztów przesyłu i dystrybucji, ale w tym zakresie decyzje muszą samodzielnie podejmować poszczególne państwa.

Najważniejsze jest jednak utrzymanie, odrębnie od mechanizmu CBAM, rekompensat pośrednich kosztów emisji, ale także dla branż tym mechanizmem objętych, jak również uzupełnienie w trybie indywidualnym listy sektorów uprawnionych do otrzymywania rekompensat. Co do wprowadzenia nowego celu 90% redukcji emisji w 2040 r. – wyłączenie energochłonnych branż europejskiego przemysłu z obowiązków i kosztów jego realizacji.

Na dzień dzisiejszy w Polsce należy jak najszybciej rozpocząć prace nad wprowadzeniem opartego o CISAF krajowego Programu zmniejszania cen energii elektrycznej dla firm energochłonnych.

Informacje na temat mechanizmu CBAM

Jego ogłoszenie nastąpiło w grudniu 2019 r., a wprowadzono go w maju 2023 r. Do dziś KE nie zdecydowała się na poszerzenie listy sektorów, które byłyby objęte tym mechanizmem. Dlaczego to istotne? Bo decyzja w tej sprawie może spowodować, że firmy nim objęte nie będą mogły korzystać z rekompensat pośrednich kosztów emisji, co oznacza, że zostaną pozbawione systemu redukcji, który obecnie kompensuje koszty produkcji w Europie i w innych częściach świata. Celem mechanizmu jest ujednolicenie kosztów emisji dwutlenku węgla zawartego w produktach krajowych i importowanych oraz wymuszenie stosowania regulacji unijnych przez partnerów handlowych. Narzędzie do ich realizacji to cła importowe. Jak dotąd KE nie umie sobie poradzić z uruchomieniem wsparcia dla europejskiego eksportu, a już w 2034 roku sektory objęte mechanizmem CBAM nie będą mogły otrzymywać darmowych uprawnień do emisji CO₂. Problemem KE nie są jednak negatywne skutki CBAM-u dla konkurencyjności europejskiego przemysłu, lecz ignorowanie działań urzędników unijnych przez cały świat.

Zagrożenie szybką utratą rekompensat pośrednich kosztów emisji

W projekcie wytycznych w sprawie niektórych środków pomocy państwa, w kontekście handlu uprawnieniami do emisji po 2021 r., KE wprost zapisała, że podmioty objęte mechanizmem CBAM winny być wyłączone z możliwości uzyskiwania rekompensat pośrednich kosztów emisji. Potem pojawiły się zarzuty ze strony europejskiego przemysłu, które spowodowały, że KE zawiesiła aktualnie swoje stanowisko. W ostatecznej treści komunikatu KE mówi o dwóch sektorach objętych mechanizmem CBAM, którym zezwala na uzyskanie rekompensat pośrednich kosztów emisji już za rok 2025. Jednak KE rezerwuje sobie 2026 r. na ocenę funkcjonowania obu tych mechanizmów i podjęcie decyzji, jakie ostatecznie relacje między nimi będą obowiązywać. Co do zasady system rekompensat kosztów pośrednich emisji, z formalnego punktu widzenia, może funkcjonować równolegle z mechanizmem CBAM, pod warunkiem jednak, że koszty emisji pośrednich nie zostały uwzględnione w wyliczeniach wysokości cel granicznych.

”

Cały budżet UE jest prawie 3-krotnie mniejszy niż określone w raporcie Mario Draghiego potrzeby uwzględniające jedynie dekarbonizację europejskiego przemysłu

Przegląd rozwiązań w zakresie ulg sieciowych dla odbiorców energochłonnych

W ramach prac powołanego przez ministra energii Zespołu ds. poprawy efektywności kształtowania taryf sieciowych energii elektrycznej, Narodowe Centrum Badań Energetycznych przygotowało przegląd stosowanych w różnych krajach UE mechanizmów redukcji kosztów przesyłu i dystrybucji. Podstawą prawną umożliwiającą wprowadzanie tych redukcji jest art. 18 ust. 1 Rozporządzenia (UE) 2019/943, który mówi, że operatorzy systemów elektroenergetycznych mogą stosować zróżnicowane podejście taryfowe wobec określonych kategorii użytkowników, o ile wynika ono z obiektywnych i weryfikowalnych różnic w sposobie, w jaki dana grupa użytkowników oddziałuje na koszty systemu elektroenergetycznego.

Generalnie redukcje dedykowane są odbiorcom przemysłowym „pracującym w podstawie”, czyli charakteryzującym się wysokim rocznym czasem wykorzystania mocy maksymalnej (iloraz rocznego zużycia energii elektrycznej i maksymalnego godzinowego

POZIOMY REDUKCJI KOSZTÓW SIECIOWYCH STOSOWANE PRZEZ WYBRANE KRAJE:

- Niemcy – do 90%,
- Francja – do 81%,
- Hiszpania – do 80%,
- Dania – do 90%,
- Wielka Brytania – do 90%,
- Portugalia – do 85% dla sektorów zagrożonych ucieczką emisji,
- Belgia jest na etapie wdrożenia systemu redukcji dla odbiorców energochłonnych,
- Czechy planują wprowadzenie redukcji dla firm energochłonnych na wysokim i średnim napięciu.

poboru odnotowanego w ciągu roku kalendarzowego), zużywającym rocznie nie mniej niż 10 GWh energii elektrycznej.

Stosowane w krajach UE poziomy redukcji kosztów sieciowych są znaczne i pozwalają na ich zmniejszenie w granicach od 75% do 90%.

”

Paradoksem europejskiego rynku energii jest fakt, że energia elektryczna kupowana z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zawiera pełny koszt uprawnień do emisji, nawet jeśli została wyprodukowana w źródłach odnawialnych

Nowe ramy pomocy państwa wspierające realizację pakietu dla czystego przemysłu (CISAF)

Zgodnie z zapowiedziami KE, CISAF miał być silnikiem napędowym niskoemisyjnej transformacji technologicznej europejskiego przemysłu. Okazało się jednak, że ma wspierać działania dekarbonizacyjne w technologiach redukcji emisji opartych o OZE, magazynowanie energii, produkcję i magazynowanie zielonego wodoru, biopaliw, biopłynów, ale również może finansować rozwój systemów wsparcia elastyczności. W praktyce może być jednak skutecznym wsparciem dla okresowej redukcji cen energii. Z uwagi na istotne ograniczenia nie ma jednak możliwości wspierania wymiany technologii tradycyjnych na zeroemisyjne. Ograniczenia te to:

- krótki okres wsparcia – do trzech lat,

- trudna do przewidzenia wysokość uzyskanych środków, które zależą od cen rynkowych energii elektrycznej odniesionych do poziomu 50 EUR/MWh,
- będący ich źródłem kontakt różnicowy obejmuje jedynie połowę wolumenu energii elektrycznej zużywanej przez beneficjenta,
- połowę uzyskanych w ten sposób środków musimy zainwestować budując instalacje zwiększające elastyczność odbioru lub zmniejszające emisje, czyli tak naprawdę efektywnie możemy mówić jedynie o redukcji kosztu 1/4 wolumenu zużywanej energii.

CISAF zawiera również zapisy, które stanowią olbrzymie zagrożenie dla dużych energochłonnych firm, o stabilnym zużyciu energii elektrycznej przez 8760 godz./rok. KE uważa, że koszty budowanych przez kraje członkowskie instalacji zwiększających elastyczność powinny ponosić firmy zużywające energię wtedy, kiedy jej ceny są wysokie, czyli energochłonne, produkujące 8760 godzin w roku z takim samym obciążeniem. KE również uważa, że przedsiębiorstwa te powinny też ponosić koszty finansowania mechanizmów mocowych: zarówno rezerwy strategicznej, jak i mechanizmu centralnego nabywcy. Takie podejście jest dla zakładów przemysłowych bardzo groźne, dlatego staramy się tłumaczyć i przedstawicielom polskiego rządu, i Komisji Europejskiej oraz kolegom energetykom, dlaczego jest to niemożliwe i do czego prowadzi.

Polityka klimatyczna a funkcjonowanie europejskich rynków energii elektrycznej i gazu

Fundamentem europejskiego rynku energii elektrycznej jest mechanizm jej wyceny na rynku hurtowym, który powoduje, że nasze koszty, mimo gwałtownego rozwoju energetyki odnawialnej, nie spadają, albo spadają, ale w dużo mniejszym stopniu, niż by mogły. Jak dotąd ceny te w Europie zależą od cen gazu: jeśli ceny gazu są niskie – ceny energii w Europie są niskie. Jeśli ceny gazu rosną, ceny energii w Europie są wysokie. Z czego to wynika? Większość stabilnych źródeł energii elektrycznej w krajach UE (poza Polską) to źródła gazowe, a mechanizm *merit order* powoduje, że cenę dla całego rynku wyznacza najdroższe źródło, które domyka zapotrzebowanie w krajowym systemie elektroenergetycznym (w większości państw europejskich to gaz). Polska zmierza w tym samym kierunku i chce oprzeć bezpieczeństwo KSE realizując inwestycje w systemową energetykę gazową. Ten proces już się rozpoczął, dedykowane aukcje na rynku mocy dla firm, które mają zamiar instalacje gazowe budować, już się odbywają.

Dla europejskiego przemysłu istotnym jest, że oparty o ceny marginalne europejski rynek energii przenosi w 100% zmienność cen paliw na odbiorców. Energetyka nie ponosi tu ani żadnego kosztu, ani też nie bierze na siebie żadnego ryzyka. W ramach

reformy *market design*, czyli tego, na co się powołuje KE, nie planuje się żadnych regulacji, które miałyby w sposób fundamentalny sposób funkcjonowania rynków energii zmienić, a te, o których się mówi, mają charakter kosmetyczny. Tymczasem, mimo że Europa zmniejsza swoją zależność od gazu ziemnego, a źródeł odnawialnych jest coraz więcej, to mechanizm wyceny energii elektrycznej powoduje, iż i tak jej cenę w Europie ustalają źródła gazowe, a w Polsce jeszcze węglowe – na węgiel kamienny i brunatny. Natomiast problem polega na tym, że biorąc pod uwagę sytuację gospodarczą, z którą mamy do czynienia dzisiaj (i tą niepewność, z jaką boryka się przemysł), większość firm nie decyduje się na ryzyko zakupu energii w długich horyzontach czasowych, bo nie wie, czy za rok, dwa będą jeszcze funkcjonować.

Paradoksem europejskiego rynku energii jest fakt, że energia elektryczna kupowana z Krajowego Systemu Elektroenergetycznego zawiera pełny koszt uprawnień do emisji, nawet jeśli została wyprodukowana w źródłach odnawialnych. Jeśli więc chcemy w Polsce zmniejszyć koszty energii elektrycznej, instalując kolejne tysiące MW w OZE, to nie da się tego zrobić bez modyfikacji mechanizmu jej wyceny (opartego o ceny krańcowe) na rynku hurtowym.

Koszty produkcji energii elektrycznej w Polsce

Zapowiedzi przedstawicieli polskiej energetyki, potwierdzone całym szeregiem politycznych deklaracji osób zarządzających naszą gospodarką, praktycznie codziennie utwierdzają nas w przekonaniu jakoby obserwowany obecnie spadek cen energii elektrycznej był tendencją trwałą. Oczywiście, byłaby to dla energochłonnych branż polskiego przemysłu bardzo dobra wiadomość, pod warunkiem, że byłaby wiarygodna. Zakładamy jednak, że nie da się sprzedawać długofalowo energii elektrycznej poniżej kosztu jej wytworzenia, a koszty jej wyprodukowania w źródłach planowanych do wybudowania w KSE są znacznie wyższe od deklarowanych przez polityków poziomów jej cen.

Morska energetyka wiatrowa

17 grudnia 2025 roku, w ramach wsparcia dla morskiej energetyki wiatrowej, została przeprowadzona aukcja OZE, z łączną mocą 4000 MW i mocą ostatecznie zakontraktowaną na 3435 MW. Średnioważona cena jednostkowa z aukcji to 487,33 zł/MWh, czyli około 80 zł powyżej aktualnej ceny rynkowej.

Energetyka jądrowa

W przypadku inwestycji w bloki jądrowe kluczowe dla możliwości do uzyskania ceny wyprodukowanej energii są koszty finansowania, czas realizacji inwestycji i czas wykorzystania zainstalowanych mocy.

Czas finansowania dzieli się na dwa okresy: 10-letni okres budowy i 40-letni okres eksploatacji, przy czym każde wydłużenie inwestycji powoduje drastyczny wzrost kosztu produkcji energii elektrycznej.

DEKARBONIZACJA

Przeprowadzenie dekarbonizacji polskiego przemysłu zależy od woli i możliwości polskiego rządu



fol. 123ff

W Polsce 60 mld zł na budowę tych elektrowni będzie wkładem budżetu państwa, co spowoduje zmniejszenie jednostkowego kosztu produkcji energii. Planowany czas wykorzystania zainstalowanej mocy to 8 tys. godzin/rok.

Przy takich założeniach cena energii elektrycznej, produkowanej w polskich elektrowniach jądrowych, będzie na poziomie 800 zł/MWh, jednak praca bloków jądrowych przez 8 tys. godz./rok spowoduje konflikt między priorytetem dla OZE a priorytetem dla energetyki jądrowej.

Bloki gazowo-parowe

Uzmienniony koszt stały, wynikający z ceny zamknięcia aukcji dogrywkowej na rok 2029 (534 tys. zł./MW/rok), przy założeniu, że źródła gazowe będą produkować przez 1500 godzin w roku, to 600-700 zł/MWh.

Zmienny koszt produkcji energii elektrycznej z gazu będzie bardzo wrażliwy na cenę uprawnień do emisji CO₂ i wyniesie od 584 zł/MWh w roku 2030, do 1398 zł/MWh w roku 2050. Przypominam, dzisiaj ceny rynkowe są poniżej 400 zł/MWh i wszyscy twierdzą, że powinny spadać. ■