

- zachowanie elementów redystrybucyjnych w ETS w postaci puli solidarnościowej oraz zwiększenie Funduszu Modernizacyjnego,
- zachowanie darmowych uprawnień w ETS-ie,
- zachowanie kryteriów dla podziału zobowiązań państw członkowskich w zakresie sektorów nieobjętych system handlu emisjami,
- utworzenie nowego funduszu mitygującego ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego,
- wprowadzenie podatku granicznego dla emisji.

Wszystkie te elementy stanowią solidną podstawę do wdrożenia nowego celu w UE.”

„Niemniej jednak, jest jeszcze kilka elementów, które wymagają wnikliwej dyskusji.” „[...] Ponadto, transformacja taka nie może być skutecznie realizowana bez poparcia społecznego. Z tego względu Polska będzie szukać alternatywnych rozwiązań dla takiego systemu lub środków łagodzących skutki jego wprowadzenia.”

Wśród kwestii budzących zastrzeżenia Polski, w znacznej mierze jak się wydaje uzasadnione, choć chyba trochę spóźnione, gdyż dyskusje nad Pakietem trwają już od ponad dwóch lat, a nad polityką klimatyczną przeszło dwie dekady, wskazano w tym komunikacie brak „równowagi w ETS dla beneficjentów Funduszu Modernizacyjnego”, „zmian[y], które mogą prowadzić do zwiększenia obciążeń dla społeczeństwa”, „ryzyko wzrostu ubóstwa energetycznego”, „zasadność i skuteczność wprowadzenia systemu handlu uprawnieniami dla transportu i budynków [...] bez wprowadzenia odpowiednich mechanizmów zabezpieczających [...]”. Podkreślono też brak zgody na „[...] rozwiązanie, które będzie odbywało się kosztem najuboższych grup społecznych” oraz postulat „iż transformacja klimatyczna musi być sprawiedliwa i nie może pogarszać warunków ekonomicznych w określonych regionach lub grupach społecznych”.

Zasadniczy problem w podejściu Polski do strategii klimatycznej UE, widoczny także dość wyraźnie w tym Komunikacie, polega na tym, że jest to postawa reaktywna, a nie proaktywna, czy wręcz inspirująca i nie tylko wydaje się ono ignorować i kontestować coraz wyraźniej widoczne, zwłaszcza od początku XXI w, światowe megatrendy⁴⁴ w energetyce i gospodarce i do jakiegoś stopnia usprawiedliwia „nic nie robienie”, ale także marginalizuje rolę Polski w tych procesach i znacząco zawęża „okno czasowe”, w którym realizacja niezbędnych zmian transformacyjnych mogłaby być przeprowadzona. Nie ulega bowiem wątpliwości, że zmiany te muszą kiedyś nastąpić, a konsekwencją ich zaniechania, czy choćby tylko opóźnień będzie utrata konkurencyjności i spadek znaczenia polskiej gospodarki w układzie unijnym i globalnym.

⁴⁴ Spopularyzowane przez Johna Naisbitt'a określenie dla wielowymiarowych zjawisk transformacyjnych o szerokim zasięgu oddziaływania na życie wszystkich mieszkańców globu lub znaczących jego obszarów, na które działania pojedynczych państw czy podmiotów gospodarczych mają znikomy wpływ. takich jak np. globalizacja gospodarek, przekształcanie społeczeństwa przemysłowego w społeczeństwo informacyjne, globalne zmiany priorytetów konsumpcyjnych, rosnąca świadomość proekologiczna itp., które są tak silne i niezależne od dyskursu publicznego i działań politycznych, że szansa na ich zahamowanie czy odwrócenie jest niewielka.

Powtórzyć należy zatem antytezę do pytania inspirującego tytuł niniejszego opracowania: jakie mogłyby być dla polskiej gospodarki, w tym sektora energetyki konsekwencje ignorowania przez Polskę unijnej strategii transformacji energetycznej? Kto na tym zyska, a kto straci?

3.5.2 Zanieczyszczenie powietrza w UE i w Polsce

Analizując dokumenty i stanowiska Polski odnoszące się do realizacji polityki UE w zakresie klimatu i środowiska można również zaryzykować twierdzenie, że władze Polski przykładają znacznie większą wagę, przynajmniej w sferze deklaracji, do kwestii nadmiernego zanieczyszczenia powietrza w naszym kraju, co jest w zasadniczej mierze skutkiem takiego a nie innego modelu zaspokajania potrzeb energetycznych, niż do globalnych kwestii ochrony klimatu. Trudno orzec, czy takie przestawienie akcentów było celowe, czy też wynika z niechęci do powtarzania argumentów klimatycznych.

Formalnie nie pozostaje to w kontrze do działań unijnych - ograniczanie zanieczyszczeń atmosfery jest przecież jedynym z ważniejszych obszarów regulowanych w prawodawstwie UE. Przyjęto w tym zakresie szereg aktów prawnych, określając m.in. dopuszczalne poziomy emisji zanieczyszczeń – przede wszystkim, choć nie tylko z sektora energetycznego, a także obowiązujące na terenie całej UE standardy jakości powietrza, których dotrzymanie kraje członkowskie mają zapewnić (dyrektywa CAFE). Jednak w kontekście otoczki publicystycznej, jaka towarzyszy prezentacji i przyjmowaniu rozwiązań przedstawionych przez Komisję Europejską w ramach Planu EGD i Pakietu „Fit for 55” można odnieść wrażenie innego doboru priorytetów.

Warto przy tym zauważyć, że pierwszy z celów unijnych w tej dziedzinie – systematyczne ograniczenie od początku lat 80. emisji z tzw. dużych źródeł spalania (LCP), choć dość kosztowne, okazało się względnie łatwym do realizacji wyzwaniem. W latach 1980–2020 w całej UE udało się zasadniczo zredukować emisję podstawowych zanieczyszczeń z sektora energetycznego, uzyskując dzięki temu zauważalną ogólną poprawę jakości powietrza, w szczególności tzw. tła, na obszarach położonych z dala od źródeł zanieczyszczeń. Również polska energetyka ma się w tym zakresie czym pochwalić – emisja pyłów z dużych źródeł spadła w okresie 1990–2019 o ponad 90 proc., emisja SO₂ o 84 proc., a tlenków azotu o 39 proc.⁴⁵ (tu pozytywny wkład energetyki został w dużej mierze zniwelowany przez rozwój transportu samochodowego), przy podobnym jak ponad trzy dekady temu poziomie produkcji energii elektrycznej.

Nierozwiązanym i bardzo poważnym problemem w Polsce jest jednak nadal emisja spalin z rozproszonych źródeł, z domowych systemów grzewczych, z niewielkich lokalnych kotłowni i ciepłowni, a także z transportu, którego udział w puli emisji wszystkich zanieczyszczeń atmosfery systematycznie rośnie. Jest to tzw. niska emisja, która ma zasadniczy wpływ na jakość powietrza na obszarach zabudowanych, którym wszyscy oddychamy. Główną przyczyną jej powstawania jest spalanie nadmiernych ilości paliw

⁴⁵ Bilans_emisji_za_2019.pdf na kobize.pl.

złej jakości w bardzo nieefektywnych systemach ogrzewania domów i mieszkań, z których większość charakteryzują bardzo słabe parametry termoizolacyjności.

Z badań prowadzonych w ramach państwowego monitoringu jakości powietrza wynika, że większość mieszkańców polskich miast żyje na terenach, gdzie systematycznie przekraczane są dopuszczalne stężenia wielu substancji szkodliwych, w tym w szczególności pyłu zawieszonego (PM₂ i PM₁₀), ozonu troposferycznego (O₃), powstającego wskutek reakcji zachodzących w tzw. smogu fotochemicznym, dwutlenku azotu (NO₂), czy rakotwórczych wielopierścieniowych węglowodorów aromatycznych (WWA). W pierwszej dziesiątce miast europejskich z największą liczbą dni w roku, w których przekroczone dobowe dopuszczalne stężenie pyłu PM₁₀ i benzo(a)pirenu, czołowe miejsca zajmuje aż 6 aglomeracji z Polski.

Uważa się przy tym, że niska emisja z nieefektywnych systemów grzewczych jest głównym źródłem zanieczyszczenia powietrza pyłem zawieszonym PM₁₀ i rakotwórczym benzo(a)pirenem. Z kolei za podwyższone stężenia tlenków azotu, a w ślad za tym i ozonu (tzw. smog fotochemiczny) odpowiada przede wszystkim transport samochodowy, zwłaszcza pojazdy starsze, źle serwisowane i często pozbawione katalizatorów zmniejszających ilość zanieczyszczeń w spalinach.

Ograniczanie i zwalczanie tych zanieczyszczeń to kwestie, które przewijają się w większości dokumentów programowych dotyczących bezpośrednio lub pośrednio sektora energetycznego, jakkolwiek osiągnięcie zasadniczej poprawy w tym zakresie wymaga zdecydowanych działań w zupełnie innych obszarach niż funkcjonowanie konwencjonalnych zawodowych jednostek wytwórczych wytwarzających energię elektryczną i ciepło. Wpływ tych działań na ograniczanie skutków klimatycznych również będzie więcej niż umiarkowany. Warto jednak o nie zadbać.

3.6 Polskie plany i wyzwania transformacji energetycznej

3.6.1 Założenia Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.

W dniu 2 lutego 2021 r., po z górami 11 latach od opublikowania poprzedniej Polityki Energetycznej⁴⁶, Rada Ministrów zatwierdziła projekt⁴⁷ Polityki Energetycznej Państwa do 2040 r⁴⁸. Można więc uznać, że jest to najbardziej aktualne i kompleksowe odniesienie się polskich władz do krajowych potrzeb zmian i rozwoju sektora energetycznego, a także i koncepcji przyjętych w Europejskim Zielonym Ładzie oraz opisanie, w jaki sposób te potrzeby krajowe i określone w Planie EGD cele unijne będą przez Polskę realizowane.

⁴⁶ Polityka Energetyczna Polski do 2030 r. (uchwała Rady Ministrów z 10 listopada 2009 r).

⁴⁷ Pełna treść PEP 2040 została opublikowana wraz z uchwałą Rady Ministrów w Dzienniku Urzędowym Rzeczypospolitej Polskiej „Monitor Polski” z dnia 10 marca 2021 r. poz. 264 <https://monitorpolski.gov.pl/M2021000026401.pdf>

⁴⁸ PEP 2040 to jeden z dziesięciu dokumentów tworzących „Strategię na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju”.

Dokument określa kierunki rozwoju energetyki oraz ciepłownictwa w Polsce oraz zasady transformacji energetycznej w dwóch najbliższych dekadach, przy czym lata 2030–2040 opisano głównie wskaźnikowo. Na str. 8 PEP 2040 znalazło się następujące kluczowe zdanie: „W perspektywie do 2040 r. zostanie zbudowany niemal nowy system elektroenergetyczny, którego silną podstawą będą źródła nisko i zero-emisyjne”.

W komunikacie opublikowanym w związku z tym na stronie internetowej Ministerstwa Środowiska stwierdzono m.in.: „PEP2040 wprowadzi Polskę na ścieżkę dążenia do gospodarki niskoemisyjnej, poprzez realizację sprawiedliwej transformacji energetycznej, rozwój OZE, poprawę efektywności energetycznej oraz poprawę jakości powietrza. Kwestie te stają się coraz ważniejsze dla obywateli.

W 2040 r. ponad połowę mocy zainstalowanych będą stanowić źródła zeroemisyjne. Szczególną rolę odegra w tym procesie wdrożenie do polskiego systemu elektroenergetycznego morskiej energetyki wiatrowej i uruchomienie elektrowni jądrowej. Będą to dwa strategiczne nowe obszary i gałęzie przemysłu, które zostaną zbudowane w Polsce.

[...] W 2033 r. uruchomiony zostanie pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,6 GW, kolejne będą uruchamiane co 2-3 lata – cały program jądrowy zakłada budowę 6 bloków do 2043 r. Terminy wynikają z przewidywanych ubytków mocy w KSE, co związane jest także ze wzrostem popytu na energię elektryczną. Elektrownie jądrowe zapewniają stabilność wytwarzania energii przy zerowej emisji zanieczyszczeń powietrza. Jednocześnie możliwa jest dywersyfikacja struktury wytwarzania energii po racjonalnym koszcie. Aktualnie wykorzystywane technologie (generacji III i III+) oraz rygorystyczne normy światowe w zakresie bezpieczeństwa jądrowego zapewniają wysokie standardy bezpieczeństwa eksploatacji elektrowni jądrowej oraz składowania odpadów. Znaczna część programu jądrowego może być zrealizowana przy udziale polskich przedsiębiorstw”.

W perspektywie 2030 r. założono:

- nie więcej niż 56 proc. udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej (aktualnie ok. 70 proc.)⁴⁹, co oznacza zmniejszenie jego zużycia o co najmniej 50 proc. do poziomu maks. 26 mln ton
- co najmniej 23 proc. OZE w końcowym zużyciu energii brutto, w tym minimum 32 proc. w sektorze elektroenergetyki i 14 proc. w sektorze transportu (blisko 2-krotnie więcej niż w 2020 r.),
- ograniczenie emisji gazów cieplarnianych o 30 proc. (w stosunku do 1990 r.) oraz zmniejszenie zużycia energii pierwotnej o 23 proc. (w stosunku do prognoz zużycia z 2007 r.).

⁴⁹ W 2020 r. udział węgla kamiennego i brunatnego w produkcji energii elektrycznej po raz pierwszy w najnowszej historii spadł poniżej 70 proc. i wyniósł 69,7 proc. Złożyło się na to szereg czynników, m.in. związany z pandemią COVID19 spadek zapotrzebowania, a w konsekwencji produkcji energii (do poziomu 158 TWh, czyli o ca 4 proc. mniej niż w 2019 r.), ogromny wzrost importu do 13 TWh. Źródło: raport Forum Energii „Transformacja energetyczna w Polsce. Edycja 2021”.

Są to konserwatywne założenia, odbiegające znacząco od celów przyjętych przez Unię Europejską, która zakłada 55 proc. redukcji emisji CO₂, 32 proc. udziału odnawialnych źródeł energii w finalnym zużyciu energii oraz poprawę efektywności o 32,5 proc. do 2030 r.

Natomiast w perspektywie 2040 r. oczekiwane jest osiągnięcie co najmniej 50 proc. udziału źródeł zeroemisyjnych w mocach zainstalowanych ogółem, ze szczególnym uwzględnieniem morskiej energetyki wiatrowej (5-10 GW) oraz energetyki jądrowej (6-9 GW). Szczegóły rozwoju tej ostatniej określono w przyjętym w październiku ubiegłego roku Polskim Programie Energetyki Jądrowej⁵⁰. Zakłada się jednocześnie dość ekstensywny rozwój odnawialnych źródeł energii.

Działania transformacyjne i modernizacyjne mają służyć poprawie jakości powietrza, m.in. poprzez rozwój ciepłownictwa systemowego, w tym wysokosprawnej kogeneracji, a także przyspieszenie procesu tzw. ucieplniania elektrowni. Do 2030 r. założono 4-krotny wzrost liczby efektywnych systemów ciepłowniczych oraz przyłączenie do tych sieci ok. 1,5 mln nowych gospodarstw domowych.

Zwiększeniu ma również ulec wykorzystanie technologii OZE do wytwarzania ciepła (do 2040 r. „potrzeby cieplne wszystkich gospodarstw domowych pokrywane będą przez ciepło systemowe oraz przez zero lub niskoemisyjne źródła indywidualne”).

Z analiz prognostycznych zagregowanych w Załączniku nr 2 do PEP 2040 wynika, iż w latach 2016–2040 przewiduje się trwałe wycofanie z eksploatacji instalacji wytwórczych o łącznej mocy 26,5 GW, w tym ok. 15,8 GW w grupie ciepłych jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych (JWCD) oraz ok. 3,2 GW mocy zainstalowanej w pozostałych elektrociepłowniach zawodowych (nJWCD).

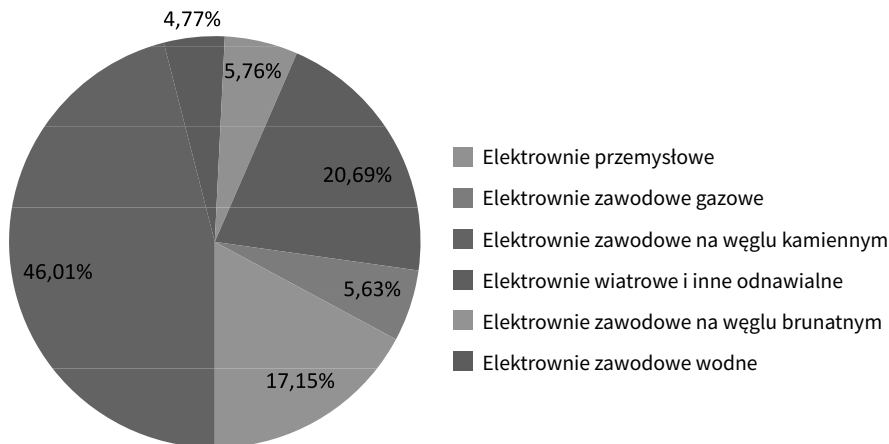
Do 2035 r. planuje się likwidację prawie wszystkich z obecnie funkcjonujących bloków opalanych węglem brunatnym – 8,5 GW, a do 2040 r. co najmniej 9 GW z elektrowni opalanych węglem kamiennym (ok. 40 proc. z obecnych 22,6 GW). Istotny wolumen trwałych odstawiń, ale głównie w okresie 2036–2040, zakłada się również w lądowej energetyce wiatrowej – w sektorze tym w okresie obowiązywania PEP 2040 przewiduje się likwidację wiatraków o łącznej mocy rzędu 4,5-5 GW, czyli ponad 80 proc. potencjału istniejącego w Polsce w dacie wejścia w życie tzw. ustawy antywiatrakowej⁵¹.

Abstrahując od pytania na ile plany te i harmonogramy okażą się realne, liczby te w zderzeniu z aktualnym stanem potencjału wytwórczego pokazują skalę zmian. W grudniu 2020 r. w systemie funkcjonowało bowiem 29,4 GW JWCD i 19,8 MW nJWCD, o łącznej mocy osiągalnej ca. 49 GW.

⁵⁰ MK_Energia_jadrowa_200806_pop_1.pdf (mos.gov.pl).

⁵¹ Ustawa o inwestycjach w zakresie energetyki wiatrowej, która w praktyce wstrzymała realizację nowych projektów tego typu weszła w życie z dniem 1.01.2017. Zakończyła tym samym erę szybkiego przyrostu mocy turbin wiatrowych, których w samym tylko 2016 r. przybyło ponad 1,2 GW.

Rys 3. Struktura mocy zainstalowanych w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym na dzień 31.12.2020



(źródło: Raport Roczny Polskich Sieci Elektroenergetycznych - https://www.pse.pl/dane-systemowe/funkcjonowanie-kse/raporty-roczne-z-funkcjonowania-kse-za-rok/raporty-za-rok-2020#t1_1)

Jednocześnie w perspektywie 2040 r. zakłada się ogromne zmiany – zarówno wzrost poziomu mocy zainstalowanej, jak i w strukturze wytwarzania energii elektrycznej w Polsce. Moc osiągalna źródeł wytwarzania może wzrosnąć z ok. 49 GW w 2020 r. (45,6 GW w 2018 r.) do ok. 59 GW w 2030 r. i o prawie połowę do 72 GW w 2040 r. (o 47 proc.). Wycofywane bloki węglowe mają być przejściowo zastąpione przez jednostki gazowe, które ze względu na dużą elastyczność pracy będą też mieć istotne zadanie bilansowania systemu elektroenergetycznego z rosnącym udziałem oze.

Zakłada się także ponad 2-krotny wzrost udziału w bilansie mocy źródeł odnawialnych – z 18 proc. w 2015 r. do ok. 40 proc. w 2030 r. i 50 proc. w 2040 r. Wpływ na to mieć w szczególności przyrost mocy instalacji fotowoltaicznych (do 10 GW) oraz mocy morskich turbin wiatrowych (od 5-6 do 9-10 GW).

Zakłada się jednocześnie stosunkowo niewielki przyrost, a w zasadzie stagnację mocy zainstalowanej lądowej energetyki wiatrowej oraz pozostałych OZE (biomasa, biogaz). Moce zainstalowane w tych sektorach w latach 2035-2040 mają wynieść 1,4 GW i będą wytwarzać około 4 proc. energii elektrycznej w całym analizowanym okresie.

W strukturze mocy wytwórczych po 2033 r. (a być może później) ma pojawić się pierwszy blok jądrowy o mocy 1-1,6 GW⁵². Kolejne bloki (łącznie 6 w 3 lokalizacjach) mają być uruchamiane co 2-3 lata, tak aby przed 2050 r. osiągnąć sumaryczną moc zainstalowaną rzędu 6-9 GW (w 2040 r. co najmniej 3 GW). Sukcesywnie wzrastać

⁵² W prognozie do PEP 2040 przyjęto moc pojedynczego bloku jądrowego na poziomie 1,3 GW, aby nie przesądzać jaka technologia zostanie ostatecznie wybrana.

ma także moc zainstalowana magazynów energii oraz rozwijane mają być zdolności elastycznego reagowania systemowego poprzez mechanizmy DSR/DSM⁵³.

Według PE2040 transformacja energetyczna Polski ma kosztować w latach 2021–2040 ok. 1,6 biliona zł, a więc kwotę porównywalną z polskim rocznym PKB (ca 70 proc. PKB 2019). W sektorze paliwowo-energetycznym mogą one sięgnąć 890 mld zł. zaś w pozostałych sektorach (przemysł, gospodarstwa domowe, usługi, transport i rolnictwo) ok. 745 mld zł. Byłby to znaczący, ale konieczny wysiłek inwestycyjny, niezależnie od realizowanego kierunku transformacji, zwłaszcza w sektorze elektroenergetyki, gdzie wiek i stan eksploatowanych jednostek wytwórczych wymusza ich szybkie zastąpienie nowszymi i bardziej efektywnymi rozwiązaniami.

Istotnymi źródłami finansowania tych planów mają być fundusze europejskie, w tym Fundusz Odbudowy (21,9 mld euro — ok. 100 mld zł), Fundusz Sprawiedliwej Transformacji (3,5 mld euro — ok. 16 mld zł w latach 2021–27) oraz Fundusz Modernizacyjny (2-4,8 mld euro — 9-22 mld zł w latach 2021–30).

Szacuje się, że nakłady w sektorze wytwórczym energii elektrycznej mają wynieść ok. 320–342 mld zł, z czego nawet 80 proc. mogą stanowić koszty rozwoju energetyki niskoemisyjnej, przede wszystkim wiatrowych farm morskich (możliwe, że nawet 120–130 mld zł) oraz energetyki jądrowej (według wskaźników cenowych z PPEJ ca. 120 do 180 mld zł w zależności od ostatecznej ilości i mocy bloków jądrowych).

Według deklaracji rządowych dokument powstał z wykorzystaniem szczegółowych analiz i w oparciu o prognozy eksperckie, jak również przeprowadzone konsultacje społeczne i dialog z przedstawicielami organizacji pozarządowych i stowarzyszeń branżowych. Diagnozy, analizy i wskazania, zawarte w „Polityce energetycznej Polski do 2040 r. „mają „stanowić wsparcie dla przedsiębiorstw, przedstawicieli jednostek samorządu terytorialnego, ale również dla obywateli, w obszarze transformacji polskiej gospodarki, w tym energetyki i ciepłownictwa, w kierunku niskoemisyjności i neutralności klimatycznej”.

Jednak wielu ekspertów i część organizacji branżowych i proekologicznych zwraca uwagę na jednostronność podejścia i wątpliwą jakość tych założeń.

⁵³ Ang. Demand side management/demand side response.

3.7 Co uwzględnia, a co pomija polska Polityka Energetyczna do 2040?

3.7.1 Unijne wyzwania

Wg oszacowań Komisji Europejskiej w latach 1990–2019 emisje wszystkich gazów cieplarnianych (GHG) spadły w Polsce w o 17 proc.⁵⁴, czyli mniej niż średnia UE, którą określa się na 24 proc.

Gospodarka polska należy do najbardziej emisyjnych i energochłonnych w UE, ze wskaźnikami znacznie powyżej średniej. Intensywność emisji CO₂ liczona jako stosunek do PKB (738 t CO₂/mln € PKB) prawie trzykrotnie przewyższa średnią unijną (263 t CO₂/mln € PKB), co plasuje nasz kraj na drugim najwyższym miejscu wśród krajów członkowskich. Emisja CO₂ w przeliczeniu na głowę mieszkańca również należy do najwyższych w Europie w wynosi 10 t/m-ca/rok, przy średniej UE 7,8 t/m-ca/rok. Liczby te dają pogląd jaka jest skala koniecznych działań redukcyjnych.

W KE dostrzega się jednocześnie, że Polska gospodarka jest najsilniej spośród krajów unijnych uzależniona od węgla kamiennego i brunatnego (73,5 proc. produkcji energii elektrycznej w 2019 r.), co powoduje, że wycofywanie się z wytwarzania energii z tego paliwa stanowi poważne wyzwanie. W tej sytuacji konieczne jest wyjątkowe wsparcie dla przemian w sektorze energetycznym, a także sprawiedliwa transformacja dla regionów górniczych, które najmocniej zostaną dotknięte wycofywaniem się z eksploatacji węgla, a w pierwszej kolejności brunatnego, a w później kamiennego.

W ramach realizacji pakietu Gotowi na 55 („Fit for 55”) Komisja zakłada, że Polska do 2030 r. zredukuje swoją emisję GHG o co najmniej 17,7 proc.⁵⁵ w stosunku do poziomu z 2005 r.⁵⁶. W odniesieniu do bazy z 1990 r. przekłada się to mniej więcej na redukcję rzędu 30 proc., a więc tak jak to przyjęto w PEP 2040.

W ramach pakietu Fit for 55 Polska ma szansę pozyskać znaczące środki finansowe na realizację wynikających z tych planów działań i stać jednym z głównych beneficjentów Instrumentu na rzecz Odbudowy i Zwiększania Odporności oraz Funduszu na rzecz Sprawiedliwej Transformacji. Będą to:

- Nowy Społeczny Fundusz Klimatyczny 12,714 mld euro;
- Budżet UE, w tym fundusz spójności i Fundusz na rzecz Sprawiedliwej Transformacji, a także *Next Generation EU* – 131,7 mld euro;

⁵⁴ Gdyby uwzględniać jako bazę odniesienia 1988 r. spadek ten byłby blisko 2-krotnie większy.

⁵⁵ Jest to wskaźnik znacznie niższy w przypadku, gdyby opierano się na optymalnych prognozach na -31 proc.. Uwzględnia zdolność gospodarczą kraju do redukcji emisji.

⁵⁶ Wskaźnik wynikający z Effort Sharing Regulation uwzględniający także sektory obecnie nieobjęte istniejącym unijnym sektorem handlu uprawnieniami do emisji (emisje z budynków, transportu drogowego, drobnego przemysłu, gospodarki odpadami, rolnictwa i emisje inne niż CO₂ z innych sektorów) oraz specyfikę krajową, w szczególności PKB na mieszkańca Polski. Zapewnia to sprawiedliwszy rozdział obciążeń – państwa członkowskie o wyższych dochodach przyjmują ambitniejsze cele redukcyjne niż kraje o niższym PKB.

- dochody generowane w ramach unijnego handlu uprawnieniami do emisji.

Środki te mają być wydatkowane na:

- Ograniczenie ubóstwa energetycznego, między innymi poprzez inwestycje w innowacje niskoemisyjne i efektywność energetyczną budynków oraz generalną poprawę jakość zasobów budowlanych.
- Poprawę jakości powietrza poprzez modernizację sieci ciepłowniczych i wymianę około 3 milionów kotłów (węglowych lub drzewnych) do ogrzewania, co ma przyczynić się do obniżenia poziomu zanieczyszczenia powietrza o 69 proc. i zmniejszenia wskaźników śmiertelności związanej z zanieczyszczeniem powietrza o 51 proc. (szybciej niż w UE)⁵⁷.
- Zmniejszenie zależności od importu ropy naftowej i gazu. Zmniejszy to rachunki za import paliw kopalnych w Polsce i zmniejszy presję na naturalne zasoby wodne w Polsce
- Wykorzystanie potencjału lądowej i morskiej energetyki wiatrowej, a także odnawialnego i niskoemisyjnego wodoru, jak to wskazano w polskim Planie Odbudowy i Odporności.
- Dalszy dynamiczny rozwój niskoemisyjnego transportu (w szczególności bezemisyjnego transportu publicznego w większych miastach), w tym infrastruktury ładowania.⁵⁸
- Inwestycje w badania naukowe i innowacje związane z ciągłym rozwojem ekologicznych sektorów gospodarki, prowadzące do tworzenia nowych miejsc pracy wymagających wysokich kwalifikacji⁵⁹.

W opinii Komisji Europejskiej dzięki pakietowi „Fit for 55” Polska powinna móc także łatwiej zmierzyć się z innymi palącymi problemami i wzywaniem, które napotyka na poziomie krajowym lub regionalnym, a które dotyczą:

- zwiększenia integracji systemów energetycznych i promowania dekarbonizacji w ograniczaniu zużycia gazu, w tym poprzez rozwój rynku technologii magazynowania i czystego wodoru⁶⁰
- odwrócenia sygnalizowanego w Prognozie do polskiego Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu trendu zmniejszania pochłaniania netto z użytkowania terenów i leśnictwa do 2030 r.⁶¹

⁵⁷ W Polsce wskaźnik przedwczesnych zgonów z powodu zanieczyszczenia powietrza jest znacznie wyższy w porównaniu ze średnią unijną.

⁵⁸ Już dziś Polska jest największym unijnym eksporterem autobusów elektrycznych.

⁵⁹ Według oszacowań KE w latach 2014-2018 liczba zielonych miejsc pracy w Polsce wzrosła o 20 proc.

⁶⁰ Zalecenia KE wynikające z ostatniej oceny Krajowego Planu na rzecz Energii i Klimatu.

⁶¹ Niestety, informacje z Polski zawarte w Krajowym Planie na rzecz Energii i Klimatu wskazują na ryzyko zmniejszania się do 2030 r. wskaźników pochłaniania netto z użytkowania terenów i leśnictwa, co wymaga zdecydowanych działań dla odwrócenia tego trendu.

- podniesienia niewystarczającego poziomu wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych (planowane 21–23 proc. udziału w końcowym zużyciu energii brutto w 2030 r.),
- zbyt skromnego wkładu Polski w realizację celów UE na 2030 r. w zakresie oszczędności zużycia energii pierwotnej i końcowej.

Dochody z handlu uprawnieniami do emisji, zwłaszcza z handlu uprawnieniami do emisji w nowych sektorach, będą mogły być wykorzystywane do korekt społecznych oraz do łagodzenia negatywnych skutków transformacji (zwłaszcza wzrost cen energii) dla grup o niskich dochodach. Szczególna uwaga powinna być zwrócona na potrzeby zastąpienie przestarzałych indywidualnych systemów grzewczych na paliwa kopalne, poprzedzone lub skojarzone z termomodernizacją budynków mieszkalnych. Ponadto środki te powinny być wykorzystywane do ukierunkowanego wsparcia inwestycji modernizacyjnych, w miarę możliwości lewarując środki inwestycyjne sektora prywatnego!

Objęcie systemem handlu uprawnieniami do emisji sektora budownictwa i transportu drogowego ma pozwolić Polsce odwrócić tendencję wzrostu emisji GHG z tych sektorów, których łączna wielkość to ponad 40 proc. emisji objętych ESR (*Effort Sharing Regulation*).

Polska może wykorzystywać wskaźniki pochłaniania z użytkowania gruntów i w leśnictwie, aby osiągnąć krajową redukcję emisji gazów cieplarnianych uzgodnioną w ramach ESR, co powinno umożliwić bilansową redukcję o nieco więcej niż 1,1 proc. emisji z 2005 r., ale najpierw będzie musiała podjąć skuteczne działania na rzecz zwiększenia tego pochłaniania.

Zmieniona dyrektywa ETS przewiduje znaczną redystrybucję dochodów dla Polski, m.in. utrzymanie zasady redystrybucji 10 proc. uprawnień sprzedawanych na aukcji do państw członkowskich o niskich dochodach;

Zwiększenie funduszu modernizacyjnego ze 119,6 mln do 174 mln uprawnień w ciągu dziesięciu lat w celu zainwestowania w modernizację systemu energetycznego.

Szacowane przychody Polski z tego tytułu wyniosą 8,7 mld euro (przy założeniu ceny emisji dwutlenku węgla na poziomie 50 euro za tonę). Polska będzie też nadal korzystać z puli bezpłatnych uprawnień dla swojego sektora elektroenergetycznym oraz wносить ograniczony wkład do Rezerwy Stabilności Rynkowej.

3.7.2 Plany a potrzeby

Analizując powyższe wymogi Pakietu „Fit for 55”, a jednocześnie treści zapisane w PEP 2040 trudno się oprzeć wrażeniu, że ten ponad 100-stronicowy dokument (wraz z załącznikami 550 stron) ma dość duży stopień ogólności oraz wybiórczo i niejednorodnie traktuje różne kwestie. Zredagowany został, mimo pozornie nowoczesnej formy, raczej w stylu i duchu myślenia rodem jeszcze z lat 90. ubiegłego wieku, gdy mało kto wyobrażał sobie dramatyczne zmiany, jakie będą zachodzić w światowej energetyce z udziałem dopiero wykluwających się wówczas przełomów technologicznych, nie tylko w sferze sposobów produkcji energii, ale także w sferze konsumpcji, gdzie pojawił się silny

trend efektywnościowy oraz technik ITC, które umożliwiają już dziś zdecentralizowane i reagujące w czasie rzeczywistym zarządzanie popytem i podażą energii.

Należy też wskazać, że deklarowana w PEP 2040 zgodność z dokumentami strategicznymi Unii Europejskiej, w świetle deklarowanego zamiaru utrzymania znaczącej roli węgla kamiennego oraz zakładanego ekstensywnego spadku emisji dwutlenku węgla, w tempie znacznie niższym, niż wymagają tego strategie unijne, musi budzić wątpliwości. Może to być wprawdzie, przynajmniej w części, wynik uzgodnień wewnątrzunijnych (w poprzednim rozdziale przedstawiono mechanizm ustalania poziomu emisji CO₂), ale z punktu widzenia wizerunkowego, a może on mieć kluczowe znaczenie dla zwiększania atrakcyjności lub nieatrakcyjności dostaw towarów i usług z Polski i inwestycji w Polsce, na pewno naszemu krajowi nie służy.

Trzeba jednak zauważyć, że PEP 2040 zawiera spójną i w miarę prostą, a dzięki temu dla laików dość atrakcyjną i przejrzystą wizję zmian w poszczególnych sektorach energetyki krajowej. Ta przejrzystość i prostota nie oznaczają jednak, że jest to wizja możliwa do zrealizowania, a w szczególności, że jest najlepszym z możliwych do przyjęcia scenariuszy.

Podstawowe zarzuty, jakie można jej postawić, polegają na tym, że koncepcja gruntownej i koniecznej przebudowy krajowego miks energetycznego nie jest w praktyce odniesiona do rzeczywistych — aktualnych i perspektywicznych — potrzeb i możliwości energetycznych gospodarki kraju i koncentruje się przede wszystkim na utrzymaniu scentralizowanej energetyki wielkoskalowej. W zasadzie pomija się lub traktuje bardzo oględnie możliwości rozwojowe i potencjał, jaki tkwi w obywatelskiej energetyce rozproszonej. Świadczyć może o tym choćby fakt, że w PEP 2040 założono, iż obecny poziom rozwoju sektora fotowoltaicznego (5,3 GW na koniec I półrocza 2021 r.), gdzie głównym stymulatorem wzrostów są inwestycje niepubliczne, w tym zwłaszcza prosumenckie, zostanie osiągnięty dopiero w 2030 r.

Problemy z prognozowaniem zmian i diagnozowaniem wyzwań to grzech pierworodny nie tylko tego dokumentu – praktycznie wszystkie Polityki Energetyczne opracowane w Polsce w okresie po 1989 r. nie trafiały z prognozami i nie doprowadziły do osiągnięcia założonych w nich celów albo je przeszacowując, albo nie doceniając. Pod tym względem PEP 2040 niczym pozytywnym się nie wyróżnia.

Jednak decyzje legislacyjne, organizacyjne, inwestycyjne i systemowe, jakie na podstawie, szczególnie tego dokumentu, będzie się podejmować, kształtować będą fundamenty przyszłego miks energetycznego, w tym zwłaszcza priorytet dla kosztownych rozwiązań w zakresie energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej. Z tego względu mogą i na pewno będą mieć zasadniczy wpływ na:

- przyszłe zdolności całego sektora energetycznego do elastycznego reagowania na już widoczne dziś wyraźne zmiany technologiczne, których tempo powoduje, że czas „moralnego starzenia się” poszczególnych rozwiązań technicznych bardzo się skraca, nawet do kilku lat

- krótko i średnioterminowe koszty dostarczania energii do odbiorców końcowych, a tym samym na konkurencyjność całej polskiej gospodarki.

Aspekty te zarówno w kontekście identyfikacji potrzeb, jak i skutków wyboru sposobów ich realizacji nie zostały, jak się wydaje, odpowiednio głęboko i w oderwaniu od partykularnych interesów oligopolu energetycznego, przeanalizowane. Ich krytyczna analiza znajdzie się w dalszej części opracowania.

Zauważyć też należy, że potrzeba głębokiej transformacji polskiego systemu energetycznego nie jest już w zasadzie przez nikogo kwestionowana, jednak w PEP 2040 nie zamieszczono żadnego przekonującego uzasadnienia, że zaproponowany scenariusz zmian jest jedynym z możliwych i zoptymalizowanym kosztowo. Analiza i porównanie alternatywnych scenariuszy, które istnieją i są znane, lepiej pozwoliłyby poprowadzić rzeczową debatę na temat przyszłości energetyki i wybrać opcję być może zdecydowanie bardziej efektywną, a na pewno nie obciążoną tak dużym ryzykiem.

Jest to szczególnie istotne wobec skali nakładów inwestycyjnych, które w samej tylko elektroenergetyce szacuje się w Załączniku nr 1 do PEP 2040 na poziomie 340 mld zł. Abstrahując od wątpliwości czy gospodarka polska jest w stanie wygenerować tak znaczące i wielokrotnie wyższe niż obecnie nakłady inwestycyjne, wynoszące w pierwszej dekadzie realizacji planów średnio 10 mld zł, a w drugiej dekadzie nawet 30 mld zł rocznie, można też mieć wątpliwości dotyczące właściwego określenia priorytetów.

Przykładowo, w PEP 2040 założono, że w przypadku lądowej energetyki wiatrowej, w którym to sektorze część (ok. 1,2 GW) najstarszych instalacji w latach 2025–2035 będzie musiała być wycofana z eksploatacji (ostatnie doświadczenia wskazują, że nowe turbiny instalowane po raz pierwszy w Polsce, mogą być bezpiecznie eksploatowane przez 25, a nawet 30 lat), ze względu na „generowany przez tę technologię wysoki koszt systemowy” i priorytet dla morskiej energetyki wiatrowej, nie ma sensu stymulować zastępowania wycofywanych instalacji nowymi mocami.

W uzasadnieniu dla takich planów ekstensywnego rozwoju innych OZE pisze się, że planowane wielkości „mocy zainstalowanej w źródłach słonecznych (fotowoltaika) oraz lądowych farmach wiatrowych na przestrzeni lat 2025–2035 są wypadkową decyzji strategicznych w zakresie rozwoju sektora morskich farm wiatrowych oraz minimalizacji kosztu całkowitego wytwarzania energii elektrycznej w krajowym systemie elektroenergetycznym. Rozwój morskich farm wiatrowych, zapewniony poprzez ustawę o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych, ma skutkować w tym okresie znaczącym wzrostem produkcji energii elektrycznej ze źródeł niesterowalnych na przestrzeni lat 2025–2035. Ze względu na potrzebę zapewnienia bilansu mocy oraz produkcji energii w KSE, a także minimalizacji całkowitych kosztów transformacji, [...] dodatkowe zwiększanie produkcji niestabilnej energii w latach 2025–2035, w którym następuje kumulacja odstawień starych, nieefektywnych ekonomicznie źródeł węglowych, zwiększałoby jednocześnie potrzeby inwestycyjne w źródła dysponowalne, potrzebne do zachowania niezbędnej rezerwy mocy. Minimalizując koszt całkowity transformacji energetycznej, [...] unika się kumulacji nakładów inwestycyjnych i decyduje w pierwszej

kolejności o odbudowie zasobów mocy dysponowalnych, w wyniku musi nastąpić zastój w rozwoju fotowoltaiki oraz lądowych farm wiatrowych. Większy rozwój tych technologii w omawianym okresie jest możliwy, jednakże biorąc prognozowaną sytuację bilansową w KSE, będzie skutkował wzrostem kosztów zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii”.

Abstrahując od faktu, że powtarzany od co najmniej 15 lat zarzut „wysokich kosztów systemowych” rozwoju „niesterowalnej energetyki” wiatrowej jest szkodliwym i nie mającym potwierdzenia w rzeczywistości mitem, warto zwrócić uwagę na wewnętrzne sprzeczności zawarte w tym uzasadnieniu/usprawiedliwieniu dla wypychania z rynku energii w Polsce tych rozwiązań, które mogłyby sprzyjać szybkiemu rozwojowi obywatelskiej energetyki rozproszonej, a jednocześnie wpływać skutecznie na zmniejszanie kosztów energii.

W tym samym dokumencie, kilka stron wcześniej znajdują się bowiem zestawienia, z których wynika, iż sektor wiatrowej energetyki morskiej, przy potencjale rzędu 9,5 GW ma wytwarzać w 2040 r. ca. 39,4 TWh energii elektrycznej (*Capacity Factor* rzędu 47 proc.), a niespełna 7 GW turbin lądowych wyprodukuje wówczas 22,1 TWh (CF-36 proc.). Współczynniki wykorzystania mocy (CF) przyjęte do tych oszacowań nie budzą większych wątpliwości, choć nowoczesne turbiny lądowe potrafią już osiągać poziom CF>40 proc. (Załącznik 4). Jednak w zestawieniu tym brakuje informacji, że nakłady kapitałowe na budowę turbin morskich będą ok. 2,5-krotnie wyższe niż aktualne koszty turbin lądowych. Skąd się więc bierze przekonanie autorów PEP 2040 o minimalizacji kosztów transformacji, jeżeli chcą uzyskać produkcję energii o co najwyżej 30 proc. większą ponosząc za to o 150 proc. wyższe nakłady inwestycyjne i generując znacznie wyższe koszty eksploatacyjne?

Wybór taki z całą pewnością nie przyczyni się do zmniejszenia, ale do wzrostu kosztów transformacji energetycznej i ma chyba służyć jedynie podtrzymaniu potencjału zarządzanego przez Skarb Państwa oligopolu energetycznego! Inne logiczne czy systemowe uzasadnienie trudno jest sformułować.

Należy w związku z tym wskazać, że już w drugiej połowie lat 20. koszty kapitałowe stanowiąc będą rosnące obciążenie cen energii, sięgające nawet kilkudziesięciu procent wartości rynku hurtowego, którego roczne obroty, rzędu 30–35 mld zł (przy średnich cenach energii z 2020 r.) są dziś porównywalne z przyszłymi planowanymi rocznymi wydatkami na inwestycje! Trudno znaleźć w nowoczesnej historii gospodarczej przykład sektora, który wytrzymałby tak ogromne obciążenie nakładami inwestycyjnymi.

Próba przeniesienia tych kosztów na odbiorców końcowych, w gospodarce rynkowej oczywista i w zasadzie jedyna możliwa, skończyć się może masowym odwrótem tych klientów od energetyki wielkoskalowej i poszukiwania sposobów zmniejszenia zużycia energii oraz alternatywnych, tańszych źródeł jej pozyskiwania. Oprócz ryzyka powiększenia strefy ubóstwa energetycznego, może to mieć szczególnie negatywny wpływ na rozwój w Polsce bardziej zautomatyzowanych i z informatyzowanych miejsc pracy w tzw. przemyśle 4.0, w którym koszty energii mogą decydować o konkurencyjności

na jednolitym rynku unijnym. Jest to jedno z najpoważniejszych ryzyk, jakie rysują się przed polską gospodarką w związku z takimi, a nie innymi planami przeprowadzenia transformacji energetycznej.

Jak już wspomniano kierunki zmian zarysowano w PEP2040, z formalnego punktu widzenia, racjonalnie, aczkolwiek poważne wątpliwości budzić muszą sposoby ich realizacji, jak również zaprezentowane rozumienie poszczególnych kwestii.

Przykładowo, na liście „własnych zasobów energetycznych” nie wymienia się zasobów wiatru, wody i słońca, których racjonalne wykorzystanie mogłoby pokryć większość potrzeb energetycznych kraju. Szczególnie zadziwiające jest całkowite pominięcie potencjału produkcji biogazu, który szacuje się na 3–5 mld m sześć. w przeliczeniu na czysty metan rocznie, a który mógłby z powodzeniem zastąpić lub uzupełnić część importowanego gazu ziemnego, poprawiając bilans emisyjny kraju.

Plany uruchomienia pierwszego obiektu energetyki jądrowej w 2033 r. można natomiast uznać za bardzo ambitne, biorąc pod uwagę, że dotychczas nie zdecydowano jeszcze ani o miejscu realizacji tego bardzo poważnego zamierzenia inwestycyjnego, ani o dostawcy technologii, ani o zasadach jego finansowania. Doświadczenia innych krajów w tym zakresie opisane dość szczegółowo w załączniku do niniejszego opracowania (Załącznik 5), nakazują znacznie mniej optymistyczne podejście w tym zakresie. Należy też pamiętać, że nawet gdyby ten plan się powiódł, to pierwszy blok atomowy zapewniłby pokrycie nie więcej niż (w zależności od mocy) 6–8 proc. aktualnego zapotrzebowania na energię elektryczną brutto. Nie zbilansuje to spadków podaży energii z odstawianych bloków węglowych, które nie tylko ze względu na zły stan techniczny, ale też zbyt wysokie koszty produkcji, będą musiały być wyłączone w nadchodzącej dekadzie.

Założenie 56 proc. udziału węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej i ciepła w skojarzeniu w 2030 r., być może ma charakter bezalternatywny, gdyż nie da się szybciej odstawiać bloków węglowych z systemu, nie mając gotowych alternatywnych źródeł, ale wbrew pozorom może oznaczać nie tyle ochronę krajowego wydobywania, co konieczność utrzymania tańszego importu tego surowca, a tym samym utrzymania uzależnienia polskiej energetyki od dostaw zewnętrznych.

Osiągnięcie 23 proc. udziału OZE w finalnym zużyciu energii brutto w 2030 r. jest celem mało ambitnym, bo chociaż oznaczałoby to konieczność co najmniej podwojenia aktualnej produkcji z istniejących⁶² i nowych źródeł, można byłoby z łatwością zrealizować co najmniej o 50 proc. wyższy poziom, gdyby nie znaczące ograniczenie produkcji z lądowej energetyki wiatrowej (wprowadzona w 2016 r. zasada 10H⁶³, która w praktyce zamroziła rozwój tej branży) oraz sztuczne bariery prawne dla rozwoju biogazowni.

⁶² Według szacunków KE Polska nie osiągnęła swojego celu 15 proc. udziału OZE w pokryciu potrzeb energetycznych i wskaźnik ten zmieści się zapewne pomiędzy 11 a 12 proc.

⁶³ W ustawie o inwestycjach w zakresie energetyki wiatrowej z dnia 20 maja 2016 r., która zakazuje budowy turbin wiatrowych w odległości mniejszej niż 10-krotna wysokość turbiny (wieża plus śmigło) od najbliższych położonych budynków mieszkalnych oraz terenów ochrony przyrody. W praktyce okazało się, że takich lokalizacji prawie nie ma, co spowodowało kilkudziesięciokrotny spadek realizacji tego typu obiektów.

Wprawdzie ostatecznie przyjęty dokument nie zawiera już, dość egzotycznie brzmiącej koncepcji redukcji potencjału wiatraków do zera (taki plan przedstawiono w pierwszej wersji dokumentu z końca 2018 r.), niemniej jednak zakładany wzrost potencjału lądowej energetyki wiatrowej z obecnych 7 GW do niespełna 10 GW w 2030 r. i ponownego spadku do 7 GW w latach następnych oznacza potraktowanie tego potencjału „po macoszemu” (nawiasem mówiąc aspekt ten pokazuje jakość prognozy stanowiącej podstawę PEP 2040, które zakładała, iż w 2020 r. potencjał lądowej energetyki wiatrowej wyniesie 9,5 GW, podczas gdy z trudem osiągnięto poziom 6,5 GW, a aktualnie wynosi on 7 GW). Realny potencjał przyłączeniowy dla nowoczesnych turbin wiatrowych to w polskim KSE co najmniej 14–15 GW, a może nawet 20 GW przy odpowiedniej dystrybucji źródeł i to on w pierwszej kolejności powinien być rozwijany, przyczyniając się do obniżenia cen energii.

Podobnie nie doszacowano możliwości rozwoju potencjału elektrociepłowni na biogaz. W PEP 2040 termin biogaz pojawia się wielokrotnie, ale nie związane z nim w zasadzie żadnych liczb, a jeżeli już to w powiązaniu z sektorem biomasy (plan przyrostu 1400 MW mocy dla obu sektorów do 2040 r.). Tymczasem w sektorze biogazu, tylko ze względu na możliwość wykorzystania dziś dostępnych substratów, mogłoby działać co najmniej 1000 biogazowni rolniczych o mocy ca. 1 MW (jest ich 200), produkujących rocznie ok. 8 TWh energii elektrycznej (względnie 1,5–2 mld m sześć. biometanu⁶⁴), świadczących też różnorodne usługi systemowe i zagospodarowujących całość odpadów biodegradowalnych. Naukowcy szacują potencjał tego sektora na jeszcze wyższym poziomie — 3-5 mld m sześć. biometanu. Jednak niespotykane w innych krajach unijnych, bardzo restrykcyjne wymagania prawne dotyczące pozyskiwania substratów oraz zagospodarowywania masy pofermentacyjnej hamują rozwój tego sektora, skutecznie zniechęcając potencjalnych inwestorów do realizacji nowych obiektów. Na marginesie tylko warto dodać, że koszt realizacji biogazowni o potencjale wytwórczym porównywalnym z pierwszym planowanym blokiem jądrowym byłby o co najmniej 10 proc. niższy, w porównaniu do zakładanego (bardzo optymistycznie) nakładu rządu 20 mld PLN/GW, a zdecydowana większość materiałów konstrukcyjnych mogłaby być wytwarzana w kraju.

Tymczasem ogólnosiątkowym trendem, stymulowanym także przez prawodawstwo unijne jest odchodzenie od paliw kopalnych i zastępowanie ich, w szczególności w transporcie i ogrzewnictwie, przez energię elektryczną wytwarzaną ze źródeł niskoemisyjnych. Oznacza to konieczność maksymalizacji wykorzystania wszystkich dostępnych zasobów oze, przy jednoczesnym znaczącym zwiększeniu efektywności energetycznej, znacznie ambitniejszym niż zarysowane 23 proc. w PEP2040.

Przyczyną ograniczonego rozwoju tzw. niestabilnych OZE (energetyka wiatrowa i słoneczna), według autorów Polityki, jest konieczność utrzymywanie mocy rezerwowych oraz dużej elastyczności całego systemu, co generuje wzrost kosztów energii.

⁶⁴ Biometan to metan pozyskany z oczyszczania biogazu, doskonały substytut gazu ziemnego.

Jest to teza powtarzana od lat przez przedstawicieli energetyki wielkoskalowej, która jednak nie znajduje potwierdzenia ani w poziomach rezerw systemowych, ani w danych z rynku bilansującego z ostatnich dwóch dekad. Ani jedno, ani drugie nie wykazuje znaczących zmian w tym okresie, mimo iż moce rzekomo „nieprzewidywalnych” źródeł wiatrowych wzrosły w okresie 2005–2020 ponad 50-krotnie.

Natomiast kwestia odpowiedniej elastyczności systemu może być rozwiązana poprzez rozwój rynkowych metod sterowania popytem i podażą, takich jak DSM/DSR czy cenotwórstwo czasu rzeczywistego przy jednoczesnym rozwoju systemów magazynowania energii i zwiększaniu wymiany międzysystemowej. Działania w tym zakresie są kluczem do znacznego zwiększenia udziału OZE w miksie energetycznym, umożliwiającego realizację zobowiązań, ale przede wszystkim potrzeb Polski w tym zakresie w kolejnych latach. Konieczne jest także podjęcie wyzwania, jakim jest stworzenie rzeczywistych i stabilnych w perspektywie długoterminowej warunków dla rozwoju na wielką skalę elektroenergetyki rozproszonej, zaspokajającej przyszłościowo większość lokalnych potrzeb energetycznych na całym terytorium Polski.

Istotnym elementem unijnego III pakietu energetycznego jest dalszy rozwój rynku energii elektrycznej, dla którego kluczowe znaczenie ma rozbudowa transgranicznej infrastruktury europejskich systemów elektroenergetycznych. Obowiązujący model zakłada wykorzystanie do maksimum dostępnych w Europie zdolności przesyłowych i oparcie Rynku Dnia Następnego na wspólnym mechanizmie *Market Coupling*, łączącym rynki dnia następnego we wszystkich krajach członkowskich. Komisja Europejska przyjmując strategię ramową na rzecz stabilnej unii energetycznej oraz politykę przeciwdziałania zmianom klimatu, wydała komunikat o osiągnięciu do roku 2020 zdolności przesyłowych elektroenergetycznych połączeń międzysystemowych w wysokości 10 proc. mocy zainstalowanej jednostek wytwórczych każdego systemu elektroenergetycznego. Ponadto najpóźniej do końca 2025 r. operatorzy systemów przesyłowych zobowiązani są do udostępniania min. 70 proc. transgranicznych zdolności przesyłowych (przy zachowaniu kryteriów bezpiecznej pracy sieci elektroenergetycznej). Wyznaczając te cele na poziomie unijnym zakładano, że europejska sieć energetyczna wzmocniona połączeniami międzysystemowymi ma podstawowe znaczenie dla bezpieczeństwa energetycznego Europy, zwiększenia konkurencji oraz sprawnej realizacji celów klimatycznych.

Polska przyjęła w związku z tym długoterminowy plan rozwoju w zakresie zaspokojenia obecnego i przyszłego zapotrzebowania na energię elektryczną na lata 2016–2025, w ramach którego prowadzony jest zaawansowany proces budowy nowych stacji i linii przesyłowych. Jeżeli jego realizacja będzie terminowa, eksportowe i importowe zdolności przesyłowe naszego systemu elektroenergetycznego, wzrosną do poziomu zgodnego z unijnymi wymaganiami. Ale temat ten w opiniowanym dokumencie został potraktowany marginalnie, żeby nie powiedzieć, że praktycznie go pominięto. Jedyne konkrety dotyczące połączeń międzysystemowych dotyczą transgranicznych dostaw gazu ziemnego.

Dość powszechnie obserwuje się, że dostępne zdolności wymiany mocy na połączeniach transgranicznych są niższe niż wynika to wprost z ich zdolności przesyłowych. Dotyczy to połączeń pracujących synchronicznie z europejskim systemem elektroenergetycznym i po części jest powodowane przez istotne przepływy mocy na liniach transgranicznych związanych z transakcjami handlowymi zawieranymi przez sąsiednie kraje (tzw. przepływy kołowe które wymagają odpowiedniej koordynacji działań międzyoperatorских).

Połączenia transgraniczne mogą odegrać istotną rolę w procesie pokrycia zapotrzebowania na moc szczytową systemu w okresach spodziewanych w latach 2025–2033 deficytów mocy. Dlatego celowe byłoby przeprowadzenie analizy porównawczej kosztów związanych z budową i eksploatacją linii transgranicznych i towarzyszącej im infrastruktury przesyłowej z kosztami innych potencjalnych rozwiązań dla potrzeb bilansowania mocy szczytowej. Wydaje się, że połączenia transgraniczne mogą być rozwiązaniem konkurencyjnym wobec na przykład budowy dedykowanych źródeł interwencyjnych.

Według danych MAE (IEA) w kryzysowym 2020 r. tylko wykorzystanie energii odnawialnej wzrosło o 3 proc. (w tym 7 proc. wzrost produkcji energii elektrycznej z OZE), przy jednoczesnym spadku popytu na wszystkie pozostałe nośniki. Wzrosty te stymulowane były przez coraz większą atrakcyjność, długoterminowe kontrakty i priorytetowy dostęp do sieci odnawialnych źródeł energii. Dzięki temu udział w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej wzrósł w 2020 r. do 29 proc. z 27 proc. w 2019 r.

PEP 2040 wydaje się jednak tylko deklaratywnie dostrzegać fakt, że w świecie zachodzi taka rewolucja zmieniająca diametralnie dotychczasowy paradygmat systemów energetycznych, zarówno w krajach wysokorozwiniętych, jak i rozwijających się. Scentralizowane systemy bazujące głównie na kopalnych źródłach energii, a w nielicznych krajach na energetyce atomowej odchodzą coraz bardziej w przeszłość. Źródła konwencjonalne zastępowane są przez generację energii ze źródeł odnawialnych, w tym z rozwijającej się coraz szybciej energetyki prosumenckiej.

PEP 2040 zakłada jednak zasadniczo inny model rozwoju energetyki odnawialnej. Szczególny nacisk kładziony jest na rozwój morskiej energetyki wiatrowej, która powstawać ma od 2025 r. z docelowym potencjałem 3,8 GW w 2030 r. i blisko 8 GW w 2040 r. W dokumencie podkreśla się przy tym, że potencjał polskiej strefy przybrzeżnej Bałtyku to ok. 10–11 GW. Jest oczywiste, biorąc pod uwagę skalę komplikacji technicznych, organizacyjnych oraz blisko 2,5-krotnie wyższe nakłady inwestycyjne w porównaniu do lądowej energetyki wiatrowej, że będą to przedsięwzięcia możliwe do realizacji w zasadzie tylko przez duże grupy energetyczne, w tym w szczególności przez spółki Skarbu Państwa. Nie ma to wiele wspólnego z modelem rozproszonej energetyki obywatelskiej wykorzystującej oze.

Tymczasem od tak ważnego dokumentu branża energetyczna oczekuje nie tylko określenia wizji przyszłego miksu energetycznego, który nie generowałby ryzyka powstawania kosztów osieroconych oraz innych niewspółmiernych obciążeń dla całej

gospodarki, ale także odpowiedzi na pytanie w jaki sposób polska gospodarka włączy się w realizację rewolucji energetycznej, w tym w szczególności wskazówek, w jaki sposób polski przemysł przy aktywnym wsparciu państwa mógłby włączyć się w budowanie łańcucha wartości, żeby nie znaleźć się na marginesie globalnego megatrendu, tracąc szansę na utrzymanie konkurencyjności polskiej energetyki.

W Polityce Energetycznej Polski do roku 2040 nadal nie wskazuje się na systemowe rozwiązania wspierające rozwój lokalnych systemów zaopatrzenia w energię, wykorzystującej konstrukty energetyki rozproszonej. Tymczasem w polskim systemie elektroenergetycznym z powodzeniem można znaleźć obszary, które dzięki wprowadzeniu odpowiednich regulacji systemowych, mogłyby stać się miejscem dynamicznego rozwoju takich inicjatyw. Łączyć one powinny prosumentów (osoby fizyczne i podmioty gospodarcze oraz jednostki samorządu terytorialnego), ze źródłami sterowanymi, takimi jak biogazownie czy elektrociepłownie na biomasę wspomaganymi przez nowoczesne turbiny wiatrowe o wysokim współczynniku wykorzystania mocy zainstalowanej.

Oszacowania przeprowadzone przez PIGEOR (Polska Izba Gospodarcza Energetyki Odnawialnej i Rozproszonej) dowodzą, że takie hybrydowe układy o łącznej mocy 6–8 MW, w tym 2–3 MW w systemach biogazowych/biomasowych są w stanie zaspokoić potrzeby większości gmin wiejskich w Polsce. Pracujący na potrzeby takiego lokalnego systemu dystrybutor powinien mieć instrumenty prawne i taryfowe do zarządzania popytem i podażą energii elektrycznej i ciepłej oraz odpowiadać za rozliczenia wymiany energii pomiędzy lokalnym systemem dystrybucyjnym a systemami zewnętrznymi, np. na zasadzie netmeteringu. Lokalni producenci rolni oraz przedsiębiorstwa odpowiedzialne za gospodarkę odpadami biodegradowalnymi/palnymi byłoby w tym systemie odpowiedzialni za zaopatrzenie lokalnych jednostek wytwórczych w surowce na zasadach rynkowych.

W PEP 2040 w tej kwestii wskazuje się w zasadzie tylko na kluczowe znaczenie rozwoju klastrów energii, bez jakiegokolwiek rozwinięcia tej koncepcji ani próby wskazania jakie działania prawne, systemowe i wspomagające zostaną podjęte, aby lokalne inicjatywy energetyczne mogły się rzeczywiście zacząć dynamicznie rozwijać. Tymczasem idea klastrów, sama w sobie być może i sensowna, została przez ślamazarne działania rządu zdezawuowana i trudno będzie ją reaktywować.

Wprawdzie Ministerstwo Energii już w 2017 r. zapowiadało, że uchwalona zostanie ustawa o energetyce rozproszonej, ale do dziś nie został zaprezentowany nawet projekt założeń takich rozwiązań prawnych. W obecnie obowiązującym stanie prawnym, ustawa o odnawialnych źródłach energii wyłącznie definiuje pojęcie klastra energii w sposób nieefektywny i całkowicie oderwany od realiów gospodarczych i systemowych.

Nie zarysowano także konkretnego planu dalszego rozwoju fotowoltaiki. Wręcz przeciwnie, z niektórych zapisów Polityki i aktualnych działań rządu może wynikać, że przewiduje się wyhamowanie dynamiki zmian w tym obszarze. Tymczasem boom inwestycyjny, który doprowadził do powstania w latach 2017–2021 prawie 5,3 GW instalacji tego typu (w 2017 r. było to ok. 100 MW, co oznacza blisko 53-krotny wzrost

mocy zainstalowanej w okresie nieco ponad 3 lat), spowodowany był w głównej mierze aktywnością prosumentów. Do sieci przyłączono już blisko pół miliona mikroinstalacji fotowoltaicznych. Wydaje się, że trend ten zacznie zwalniać, natomiast w kolejce czekają większe jednostki wytwórcze.

Dzięki systemowi aukcyjnemu rozwinąć się może bowiem sektor farm słonecznych do 1 MW, w tym projekty przygotowywane lub przejmowane przez spółki Skarbu Państwa. Według danych Instytutu Energetyki Odnawialnej warunki przyłączenia do sieci dystrybucyjnej i przesyłowej aktualnie posiada ponad 5 tys. projektów PV do 1 MW o łącznej mocy przyłączeniowej 4,7 GW oraz kilkaset dużych projektów farm słonecznych o łącznej mocy sięgającej 5,6 GW. Jeżeli projekty te zostaną zrealizowane, potencjał PV w Polsce może wkrótce przekroczyć 10 GW i sięgnąć nawet 15 GW, znacznie wyprzedzając w tym zakresie plany zarysowane w PEP 2040, która pod tym względem była dokumentem nieaktualnym już w dniu jej przyjęcia przez rząd.

Jak z powyższego wynika postęp technologiczny i konkurencyjność cenowa w nowoczesnej energetyce rozproszonej są niezwykle dynamiczne, ale PEP 2040 potencjału tego praktycznie nie bierze pod uwagę. Wręcz przeciwnie, nacisk kładzie się na niezwykle kosztowne projekty rozwoju energetyki atomowej, mające, przynajmniej teoretycznie, utrwalić dominującą pozycję państwowego oligopolu energetycznego. W praktyce realizacja tych planów może doprowadzić do bankructwa tego sektora i powstania tzw. kosztów osieroconych, które sptać będą kolejne pokolenia.

W optymalnych warunkach poszczególni interesariusze uczestniczący w budowaniu systemów energetyki rozproszonej powinni zapewniać:

- prosumenci – odciążenie sieci poprzez częściowe lub całkowite pokrywanie potrzeb własnych, docelowo znaczący udział w zasilaniu sieci lokalnych poprzez oddawanie nadwyżek, redukcję zapotrzebowania na nieodnawialne nośniki energii po stronie sektora gospodarstw domowych, sektora mikro i małych przedsiębiorstw oraz obiektów użyteczności publicznej (ciepło, energia elektryczna), łagodzenie pików sieciowych;
- sektor biogazowy/biomasowy – zasilanie sieci lokalnej, poprawa pewności dostaw energii, redukcja strat na przesyłach, bilansowanie lokalnych źródeł wiatrowych i fotowoltaicznych, docelowo: elastyczna gazowa rezerwa sieciowa, baza do produkcji biopaliw na masową skalę, zagospodarowanie całości odpadów biodegradowalnych powstających na danym obszarze;
- mała energetyka wodna – sterowalne źródła energii elektrycznej i ciepłej o znaczeniu lokalnym, poprawa lokalnych warunków hydrologicznych, zwłaszcza wobec potrzeb adaptacji do gwałtownych zmian klimatycznych;
- średnioskalowa energetyka wiatrowa i fotowoltaika – zasilanie w pierwszej kolejności sieci lokalnych i kierowanie nadwyżek do sieci krajowej, poważna redukcja zapotrzebowania na nośniki nieodnawialne, stabilizujący (zmniejszający) wpływ na

ceny, docelowo: główne źródło zasilania magazynów energii i pojazdów elektrycznych.

Tymczasem w PEP 2040 założono raczej wyhamowanie rozwoju lądowej energetyki oze, na rzecz dynamicznej rozbudowy potencjału morskiego, co nie jest zrozumiałe, zważywszy, że lądowa energetyka wiatrowa⁶⁵ i fotowoltaika to obecnie bezsprzecznie najtańsze obecnie źródło energii, a z kolei biogazownie, jako źródła w pełni sterowalne, mogłyby pełnić istotne funkcje stabilizujące pracę systemu elektroenergetycznego. Optymalne wykorzystanie zalet w/w źródeł doprowadziłoby do rozwoju energetyki lokalnej zaspokajającej potrzeby gminy/powiatu i tylko w niewielkim stopniu wymagającej wymiany energii z KSE.

PEP 2040 nie wskazuje jednak jakiegokolwiek konkretnej koncepcji rozwoju energetyki rozproszonej, czy to klastrów energii, czy innych lokalnych systemów zaopatrzenia w energię elektryczną i ciepło, natomiast utrwała dotychczasowe, coraz bardziej kosztowne i mniej efektywne rozwiązania skrojone pod potrzeby energetyki wielkoskalowej, zastępując jedynie część źródeł węglowych jeszcze bardziej skoncentrowanymi źródłami atomowymi, czy ryzykownymi z punktu widzenia systemu⁶⁶ dużymi morskimi farmami wiatrowymi.

3.8 Ryzyka transformacyjne i konsekwencje systemowe

Jak wynika z przedstawionych wcześniej informacji, zasadnicza przebudowa/transformacja krajowego systemu elektroenergetycznego musiałaby być i tak przeprowadzona ze względu na postępującą dekapitalizację i zbyt niską efektywność funkcjonujących w KSE jednostek wytwórczych oraz rosnące koszty dostarczania energii, na co wpływ mają przyczyny zewnętrzne (w szczególności Europejski System Handlu Uprawnieniami do Emisji – ETS), ale także wewnętrzne, związane w szczególności z coraz wyższymi kosztami produkcji energii z paliw stałych, których koszty pozyskiwania i wykorzystywania też systematycznie wzrastają.

Cele i uwarunkowania określone w planie Europejskiego Zielonego Ładu oraz w towarzyszącym mu Pakiecie „Fit for 55” determinują zatem jedynie wybór określonego kierunku czy kierunków i sposobów tej transformacji, a nie jej potrzebę. Jest to istotna konstatacja, gdyż pozwala ona w sposób bardziej obiektywny ocenić wpływ tych planów oraz konsekwencje ich przyjęcia dla polskiego sektora energetycznego.

⁶⁵ Jednym z powodów, dla których Ministerstwo Klimatu nie sprzyja rozwojowi turbin wiatrowych na lądzie ma być rzekomy brak akceptacji społecznej dla tego typu rozwiązań. Konieczne jest obiektywne zbadanie poziomu rzeczywistej akceptacji społecznej wobec tej technologii, gdyż opinie w tym zakresie prezentowane także przez przedstawicieli ME nie mają potwierdzenia w takich badaniach.

⁶⁶ Koncentracja na stosunkowo niewielkich obszarowo akwenach, na których zmiana warunków wietrzności zachodzi jednocześnie na całym akwenie, powoduje ryzyko znacznie większych oddziaływań na pracę systemu, niż porównywalnych mocy wiatrowej energetyki lądowej rozproszonej na terenie całego kraju. Pamiętać również należy o potencjalnych ryzykach związanych z możliwością nagłego przerwania wyprowadzenia tak dużych mocy do KSE w przypadku jakiegokolwiek awarii przyłącza.

Można z dużym prawdopodobieństwem założyć, że gdyby odbudowa polskiego sektora elektroenergetycznego realizowana była bez strategicznych uwarunkowań i ram wynikających z EGD i polityki klimatycznej Unii, to i tak podejmowane działania byłyby determinowane przez potrzeby:

- zasadniczej poprawy efektywności wykorzystania zasobów energii pierwotnej, zwłaszcza jej nieodnawialnych nośników, a w konsekwencji zwiększenia roli źródeł odnawialnych;
- maksymalnej możliwej redukcji strat i marnotrawstwa energii (najtańsza energia to energia niezużyta, tzw. negawaty);
- jak najlepszego wykorzystania potencjału nowych technologii nie tylko wytwórczych, ale też z sektora ICT, umożliwiających elastyczną podaż odpowiedniej jakości energii wszystkim konsumentom po racjonalnych cenach;
- zaspokajania potrzeb energetycznych przede wszystkim z wykorzystaniem energii elektrycznej, przy jednoczesnym powszechnym odejściu od spalania paliw, w tym elektrotechniki ciepłej

i wreszcie *last but not least*

- zasadniczego ograniczenia oddziaływania na środowisko oraz na zdrowie i życie ludzi emisji spowodowanych spalaniem paliw, czy to w energetyce, czy w ciepłownictwie, czy też w transporcie.

Tak zarysowane uwarunkowania muszą prowadzić do bardzo konkretnych konkluzji – nowoczesny system energetyczny powinien funkcjonować w oparciu o efektywne, elastyczne i niskoemisyjne jednostki wytwórcze wykorzystujące w największym, jak to tylko możliwe, stopniu zasoby odnawialnych nośników energii, zbliżone maksymalnie do użytkowników energii i odporne na zagrożenia współczesnego świata (ograniczenia w dostawach paliw, terroryzm, cyberataki w sieci itp.).

Autor niniejszej analizy nie przypisuje sobie omnipotencji w kwestii planowania zmian w sektorze energetycznym, a zdecydowana część przedstawionych dotychczas opinii i krytycznych uwag powstała w wyniku lektury wielu opracowań ekspertów, którzy w tych sprawach zapewne są znacznie bardziej kompetentni. Trzeba przy tym obiektywnie stwierdzić, że zarysowana w Polityce Energetycznej Polski do 2040 r. wizja systemowa, w jakiejś mierze kryteriom, a także celom EGD odpowiada, aczkolwiek wydaje się jednak mało innowacyjna i niekoniecznie odporna na różnorodne zagrożenia. Analiza tych kwestii została przedstawiona w poprzednim rozdziale Plany a potrzeby.

Zaletą PEP 2040 jest niewątpliwie otwarcie szansy na wykorzystanie szerokiego strumienia środków na transformację energetyczną, jakie Polska może otrzymać w ramach Europejskiego Zielonego Ładu z Unii Europejskiej, choć spodziewać się tu należy także pewnych perturbacji, np. w kwestii ewentualnego finansowania projektów energetyki jądrowej czy gazowej.

Na obecnym etapie, gdy nie określono jeszcze wielu szczegółów realizacyjnych lub po prostu nie przedstawiono ich szerszej opinii publicznej, nie ma praktycznej możliwości

sformułowania wielu konkretnych uwag czy analizy poszczególnych zagrożeń. Wydaje się jednak, że warto zwrócić szczególną uwagę na wiele aspektów.

- Bardzo szybkie ma być tempo zakładanych zmian – z PEP 2040 wynika, że w okresie niespełna 2 dekad z eksploatacji wyłączone zostanie co najmniej 80 proc. dzisiejszego majątku produkcyjnego⁶⁷ w elektroenergetyce i ciepłownictwie, w tym praktycznie cała energetyka wykorzystująca węgiel brunatny i zasadnicza większość instalacji zużywających węgiel kamienny.
- Rodzi to daleko idące konsekwencje dla regionów takich jak okolice Bełchatowa czy Turowa, gdzie sektor energetyczny to główny pracodawca, a jednocześnie stwarzać będzie ryzyko niezbilansowania popytu i podaży energii ze źródeł krajowych. W szczególności w I dekadzie realizacji Polityki, po 2025 r. oczekiwać można wystąpienia problemów z bilansowaniem, które mogą skutkować ograniczeniami w dostawach energii dla konsumentów.
- Nie mniej istotne konsekwencje plany te przyniosą dla dużych przedsiębiorstw energetycznych. Muszą one znaleźć dla siebie całkowicie nowe role i sposoby działania, aby maksymalnie wykorzystać posiadane zasoby ludzkie i ich kompetencje.
- Równie istotne będzie pokonanie związanych z tym wyzwań dla sektora ciepłowniczego. Polska nie bez racji szczyli się wysokim udziałem tzw. ciepła systemowego w pokrywaniu tych potrzeb, zwłaszcza na obszarach miejskich. Jednak wobec koniecznego odejścia od węgla, a w niedalekiej przyszłości także od gazu, przy jednoczesnej zakładanej w EGD głębokiej termomodernizacji mieszkalnictwa, przemysłenia wymaga przyszła rola tych przedsiębiorstw. Grzechem byłoby nie wykorzystać istniejącego potencjału, a więc już dziś powinny być tworzone scenariusze efektywnej jego transformacji.
- Szczególnie duże wyzwania stoją, jak się wydaje, przed sektorem dystrybucji, który wymaga też znacznie większego wsparcia, niż deklarowane w PEP 2040. Może on spełnić rolę stymulatora bądź „hamulcowego” w rozwoju obywatelskiej energetyki rozproszonej, która może stanowić znacznie tańszą i przynoszącą szybciej efekty alternatywą dla budowy kosztownych obiektów wielkoskalowych, a jednocześnie potrzebować będzie ze strony OSD profesjonalnych usług w zakresie operatorstwa handlowo-technicznego, bilansowania, agregacji/integrowania źródeł itp. Jest to wyzwanie, ale też duża szansa dla sektora energetyki konwencyjnej, który w ten sposób będzie mógł zająć nową, ale niezwykle ważną i pożyteczną pozycję w polskim systemie energetycznym.

⁶⁷ Z najnowszej kwerendy Urzędu Regulacji Energetyki (Raport - Plany inwestycyjne w nowe moce wytwórcze - Urząd Regulacji Energetyki (ure.gov.pl)) wynika, że 63 największe przedsiębiorstwa energetyczne w horyzoncie do 2034 r. planują oddać do eksploatacji 14,2 GW nowych mocy wytwórczych, w tym w technologii *offshore* (4,8 GW, tj. 34 proc. wszystkich nowych mocy), gazu ziemnego (4,4 GW, tj. prawie 31 proc. nowych mocy) oraz fotowoltaiki (2,8 GW, 19 proc. nowych mocy). Jednocześnie w tym samym okresie planowane jest wycofanie z eksploatacji jednostek o łącznej mocy 18,8 GW, opartych głównie na węglu kamiennym (12,8 MW) i brunatnym (5,3 MW).

- Pamiętać należy także o możliwości pojawienia się problemów z zapewnieniem potencjału wykonawczego dla realizacji tak szerokiego frontu działań oraz związanym z tym nadmiernym wzrostem cen materiałów i usług budowlanych (co już dziś obserwujemy na froncie termomodernizacyjnym, gdzie w ciągu dwóch lat ceny niektórych materiałów izolacyjnych wzrosły nawet 3-krotnie). Tylko stabilna i długofalowa polityka w tym zakresie, konsekwentnie prowadzona przez dekady, bez nagłych zwrotów i zmian reguł działających wstecz, może doprowadzić do powstania takiego potencjału, który nie tylko będzie w stanie zaspokoić polskie potrzeby, ale wyjść z odpowiednią, konkurencyjną ofertą do klientów zagranicznych.
- Brak jest alternatywnych scenariuszy na wypadek załamania się harmonogramów realizacyjnych, a przynajmniej nie są znane szerokiej opinii publicznej – odstawienia wyeksploatowanych jednostek wytwórczych powinny być każdorazowo poprzedzane włączeniem do produkcji nowych instalacji o co najmniej takim samym, a najlepiej większym potencjałem produkcyjnym. Tymczasem zasadniczą część działań inwestycyjnych w tym zakresie to budowa bardzo wymagających pod względem technologicznym projektów energetyki jądrowej i morskiej energetyki wiatrowej, gdzie możliwość wystąpienia opóźnień realizacyjnych, a także niedoszacowania kosztów jest w zasadzie pewna. Opóźnienia takie będą mieć wpływ nie tylko na możliwości bilansowania systemu, ale także na harmonogram odstawiania najbardziej emisyjnych, a tym samym najdroższych jednostek, czego koszty będą musieli ponieść odbiorcy energii.
- Zbyt wysokie wydają się koszty proponowanych rozwiązań wobec dostępności tańszych alternatyw — w analizie wspomniano już o konsekwencjach ustalenia priorytetu dla rozwoju morskiej energetyki wiatrowej, kosztem innych rozwiązań lądowych. Wydaje się, iż jest to nie do końca przemyślana koncepcja, obciążająca znacznymi nakładami finansowymi o dużym stopniu ryzyka przede wszystkim spółki Skarbu Państwa (to one są zainteresowane głównie realizacją tych projektów), podczas gdy podobne efekty można uzyskać znacznie szybciej i ponad 2-krotnie taniej odblokowując rozwój lądowej energetyki wiatrowej i nie hamując rozwoju fotowoltaiki.
- Podobne ryzyka niesie ze sobą postawienie na rozwój energetyki jądrowej, gdzie trwające przez wiele lat inwestycje generować będą liczone w dziesiątkach miliardów złotych koszty. Tymczasem efekt produkcyjny porównywalny z pierwszym blokiem EJ można byłoby uzyskać stawiając na budowę nowych biogazowni o porównywalnej mocy (co najmniej jeden obiekt w każdej gminie wiejskiej), przy mniejszych nakładach inwestycyjnych i znacznie szybciej osiągniętych efektach. Jest to także istotne wobec perspektyw pojawienia się w tej dziedzinie nowych, istotnie tańszych i bezpieczniejszych rozwiązań technicznych, takich jak reaktory HTR⁶⁸. Trzeba sobie

⁶⁸ High Temperature Reactors – nowa generacja reaktorów atomowych średniej mocy, która wkrótce może zastąpić obecnie stosowane urządzenia, w szczególności jako źródła zasilające bezpośrednio przemysł energochłonny.

wyraźnie powiedzieć — polski program jądrowy w takim kształcie jak to ostatnio zaprezentowano jest spóźniony w realizacji o co najmniej 10–15 lat! A jest to skutek powierzenia jego realizacji jeszcze w ubiegłej dekadzie strukturom w pełni zależnym od polityków.

- Trzeba również poważanie przemyśleć ryzyko systemowe jakie pojawi się w przypadku realizacji dużych obiektów morskiej energetyki wiatrowej o mocy kilku gigawatów – o ile w przypadku lądowej energetyki wiatrowej w praktyce nie ma możliwości jednoczesnego i natychmiastowego zaprzestania pracy wszystkich turbin, w związku z czym system ma czas, aby się do spadku mocy z tego źródła odpowiednio przygotować, to w przypadku farm morskich takie ryzyko jest niepomiaralnie wyższe. Jest to temat na szczegółową analizę ryzyka wykraczającą całkowicie poza zakres niniejszego opracowania, ale należy o nim pamiętać, także w kontekście tworzenia tzw. mocy rezerwowych umożliwiających uniknięcie ewentualnego *blackout'u*.

3.9 Czego możemy się obawiać najbardziej, a czego spodziewać w związku z polską transformacją energetyczną?

W opinii autora niniejszej analizy największym zagrożeniem dla w miarę bezpiecznego, choć nie bez poważnych wstrząsów przejścia przez pierwszy okres transformacji będą kunktatorstwo polityków i ukryte gry grup interesów, powiązanych z państwowym oligopolem energetycznym, które w utrzymaniu kontroli nad systemem energetycznym formalnie w rękach państwa, a de facto w rękach polityków, widzieć będą dla siebie szansę na wysokie dochody i utrwalanie wpływów. To spowalniać może jakiegokolwiek procesy modernizacyjne, nawet te, zakładające utrzymanie jeszcze przez lata dość wysokiego udziału konwencjonalnych źródeł energii.

Bardzo istotne będzie także ryzyko przerzucania wszystkich kosztów niekompetencji i złych strategicznych wyborów na klientów końcowych. Oznacza to rosnące jeszcze szybciej niż dziś koszty energii, których gospodarka żyjąca w dużej mierze z eksportu może nie udźwignąć, ogromny wysiłek inwestycyjnych, na który możemy nie znaleźć finansowania, ryzyka zakłóceń w dostawach energii i wzrost uzależnienia od importu paliw.

Wynikać z tego może ryzyko pogłębienie fatalnej sytuacji finansowej sektora energetycznego. Ryzyko inwestowania w Polsce zasadniczo wzrosło w ostatnim okresie, w związku z czym instytucje finansowe działające na rynku globalnym mogą nie chcieć angażować się w finansowanie naszych zamierzeń albo będą odpowiednio do ryzyka podnosić koszty kapitału. Alternatywą są różnego rodzaju porozumienia międzypaństwowe, ale to może doprowadzić do „kolonizacji” całego sektora energetycznego ze szkodą dla gospodarki i obywateli.

Alternatywą może być dziś tylko uruchomienie pokładów przedsiębiorczości i kapitałów Polaków. Jeżeli tylko uwierzą, że państwo im potem tego wszystkiego nie zabierze, to pewnie dadzą radę wyprowadzić nas z kłopotów.

Kolejnym choć wcale nie mniejszym niż poprzednie zagrożeniem jest ryzyko, że nie zdążymy z realizacją wszystkich koniecznych zamierzeń, których realizację (tak jak pierwszej elektrowni jądrowej) odkładano w ostatnich 10–20 latach. Załamanie się pewności dostaw, czy wzrost zasięgu tzw. ubóstwa energetycznego może wpędzić nasz kraj w wieloletni zastój.

Nie do przecenienia jest także ryzyko polityczne. Nie ulega bowiem wątpliwości, że polski system energetyczny szybko zbliża się do swoistej „strefy turbulencji”. Rosnące ceny energii, rysujące się na horyzoncie ryzyko występowania przerw w jej dostawach, poszerzanie się strefy ubóstwa energetycznego, czemu raczej nie da się zaradzić niekończącymi się transferami socjalnymi, mogą spowodować wzrost negatywnych nastrojów społecznych, które wzmocnią negacjonistyczne ruchy polityczne. Tak jak dziś tzw. ruch antyszczepionkowców dość skutecznie paraliżuje działania państwa w zwalczaniu pandemii Covid- 19 i innych zagrożeń epidemicznych, tak być może już w niedalekiej przyszłości można spodziewać się pojawienia się podobnych akcji kwestionujących potrzebę transformacji energetycznej.

Jeżeli państwo nie zmobilizuje się bardziej niż w przypadku pandemii, do wyjaśniania sensu realizowanych strategii albo co gorsza mobilizować będzie nadal przeciwników odnawialnych źródeł energii, jak to robiło co najmniej od dekady, to kłopoty mogą okazać się znacznie większe, niż potrafimy sobie to dziś wyobrazić.

Przemysłenia wymaga rola oligopolu, a w zasadzie monopolu energetycznego tworzonego przez duże spółki Skarbu Państwa. Argumenty o potrzebie konsolidacji zawierają wprawdzie racjonalne jądro, ale doświadczenie z innych krajów wskazuje, że monopol energetyczny, tak jak każdy monopol w kluczowych dla gospodarki sferach, rzadko kiedy poprawia kondycję ekonomiczną kraju, a i dla konkretnego sektora bywa też zabójczy. Widać to jak na dłoni po wynikach spółek energetycznych notowanych na giełdzie.

Jak powinien wyglądać optymalny mikś energetyczny Polski przy założeniu umiarkowanego rozwoju technologicznego? To jest pytanie, na które chyba nikt nie jest dziś w stanie udzielić jednoznacznej odpowiedzi. Możliwe jest tylko formułowanie różnych scenariuszy, pamiętając, że będą one na bieżąco modyfikowane choćby tylko przez postęp technologiczny, ale także poprzez zmiany modeli produkcji i konsumpcji, a także przez czynniki demograficzne.

Po pierwsze należy założyć, że w perspektywie znacznie krótszej niż 30 lat zmuszeni zostaniemy do całkowitej rezygnacji z paliw kopalnych i to nie tylko dlatego, że dostęp do nich będzie coraz trudniejszy, a koszty pozyskiwania i ryzyka polityczne coraz wyższe, czy też dlatego, że tak „kazała nam zła Unia”, ale przede wszystkim dlatego, że w nowoczesnym świecie nie będzie po prostu wypadato się tak zachowywać.

Postulowany przez energochłonne branże z Unii, ale także z Polski, graniczny podatek klimatyczny, niewątpliwie bardzo potrzebny, ma przecież wymiar obosieczny. Bardzo trudno byłoby uzasadnić na gruncie WTO czy ONZ konieczność jego wprowadzenia, gdyby unijny i polski przemysł zaprzestał po jego wprowadzeniu wysiłków na rzecz dalszej redukcji emisji. Musimy starać się jak ognia unikać sytuacji, w której konsumenci, czy to ze świata, czy to z rynku unijnego, będą przekonani, że towary, podzespoły, czy komponenty pochodzące z Polski są „brudne”.

Po drugie, odejście to nie tylko będzie konieczne, ale także coraz łatwiejsze, bo różne ekspertyzy i prognozy, ale także już dostępne rozwiązania pokazują, że technologicznie osiągalne staje się ograniczenie konsumpcji energii pierwotnej, co najmniej o połowę, w stosunku do stanu obecnego. Oznacza to rewolucję w zaopatrzeniu w ciepło – termomodernizację i rozwój budownictwa pasywnego, w transporcie – tylko elektromobilność, w elektrotechnice – większa efektywność wykorzystania, ale także wytwarzania energii. Perspektywą jest też przejście do systemu, który prof. Jan Popczyk nazywa monizmem elektrycznym. Wszystkie, a co najmniej zasadnicza część potrzeb energetycznych gospodarki i mieszkańców Polski, będą pokrywane przez znacznie efektywniej wykorzystywaną energię elektryczną, pochodzącą przede wszystkim ze źródeł odnawialnych w rozproszonej energetyce obywatelskiej.

Ogromne znaczenie uzyskają, a w zasadzie powinny uzyskać, bo teraz takich planów jeszcze nie ma, regionalne i lokalne systemy zaopatrzenia w energię, przystosowane do tzw. pracy wyspowej, zdecydowanie bardziej odporne niż duże obiekty energetyczne na zagrożenia współczesności, wojny hybrydowe, czy terroryzm lub cyberterroryzm. Sieć przesyłowa powinna być przebudowywana jako swoisty *back'up* i zabezpieczenie pozwalające upłynniać lokalne nadwyżki i pokrywać niedobory w podaży energii.

W systemie dominować powinny źródła rozproszone, z dużą przewagą fotowoltaiki, która teoretycznie mogłaby pokryć całe krajowe zapotrzebowanie na energię pod warunkiem upowszechnienia się systemów jej magazynowania. Dużą rolę, ale nie dominującą, będą odgrywać lądowe elektrownie wiatrowe kolejnych generacji, produkujące znacznie więcej niż dziś energii w przeliczeniu na jednostkę mocy zainstalowanej. Razem z lokalnymi biogazowniami mogłyby one pokryć co najmniej 40 proc. krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną. W tym miksie istotną rolę powinna spełniać także morska energetyka wiatrowa, ale raczej nie w takim skoncentrowanym kształcie jak to się dziś planuje i niekoniecznie po takich wysokich kosztach, skoro nie zostały jeszcze wyczerpane tańsze alternatywy.

Niedaleka już przyszłość pokaże, które scenariusze będą się realizować i sprawdzać, a jakie nowe zagrożenia i wyzwania jeszcze się pojawią. Jedno jest pewne – bez rzetelnej dyskusji opartej na faktach, za którą idzie sprawczość i decyzyjność, proces przebudowy polskiej energetyki w kierunku bardziej nowoczesnej, efektywnej i przyjaznej dla środowiska może być długotrwały i bardziej kosztowny, a nawet może się załamać z bardzo poważnymi konsekwencjami dla całej gospodarki. Pozostaje życzyć sobie, aby tak się nie stało!



Janusz Olszowski

Prezes Górniczej Izby Przemysłowo-Handlowej. W latach 1980–1996 pracował na stanowiskach kierowniczych pod ziemią w kopalniach węgla „Janina”, „Halemba”, a także w Centralnej Stacji Ratownictwa Górniczego. Autor kilkudziesięciu publikacji, ekspertyz oraz referatów wygłoszonych na konferencjach krajowych i międzynarodowych. Pracował w licznych komisjach zajmujących się problematyką górniczą. Były to m.in.: Komitet Sterujący ds. górnictwa, Komisja Bezpieczeństwa Pracy w Górnictwie przy Wyższym Urzędzie Górniczym, Zespół Trójstronny ds. Bezpieczeństwa Socjalnego Górników, Komitet Górnictwa Polskiej Akademii Nauk. W latach 2016–2018 Janusz Olszowski pełnił funkcję wiceprezydenta Europejskiego Stowarzyszenia Węgla Kamiennego i Brunatnego EUROCOAL, aktualnie należy do Komitetu Wykonawczego tej organizacji.

Czy musimy rezygnować z ogromnych środków, które sektor górniczy przez dekady odprowadzał do budżetu?

4.1 Wprowadzenie

W dyskusji nad sytuacją i perspektywami górnictwa węgla kamiennego często nie bierze się pod uwagę polityki fiskalnej państwa, jaka kreowana jest wobec tej branży. Tymczasem doświadczenia ostatnich dwóch dekad wskazują, że decyzje rządu i parlamentu odnośnie do podatków oraz innych obciążeń przedsiębiorców górniczych miały decydujący wpływ na obecny stan sektora paliwowego. W niniejszym opracowaniu podjęto próbę zinventaryzowania ważniejszych, obligatoryjnych obciążeń górnictwa węgla kamiennego. Zestawiono płatności publicznoprawne branży z ostatnich dwudziestu lat oraz porównano je z wartością pomocy publicznej w tym samym okresie.

Obligatoryjne obciążenia górnictwa węgla kamiennego na potrzeby niniejszego opracowania podzielono na:

- wpłaty do budżetu państwa
- wpłaty na państwowe fundusze celowe
- składki do ZUS-u
- opłaty za korzystanie ze środowiska
- opłaty i podatki lokalne
- inne obciążenia.

Jak widać obciążenia sektora górniczego to zarówno te dotyczące zatrudnionych pracowników, kosztów utrzymania, mediów, usług obcych, jak i podatki czy opłaty związane z prowadzoną działalnością, w tym z wykorzystaniem elementów środowiska, a także instrumenty o charakterze cywilnoprawnym. Nie sposób wymienić wszystkich, dlatego też niniejsze opracowanie skupia się na najważniejszych.

W opracowaniu wskazano zarówno daniny publiczne oraz inne obciążenia i zobowiązania finansowe wspólne dla wszystkich przedsiębiorców prowadzących działalność w Polsce, jak i te wynikające z korzystania na potrzeby prowadzonej działalności ze środowiska, a także związane *stricte* z działalnością górniczą. Należy zaznaczyć, że ten ostatni typ obciążeń nie wynika z prawodawstwa unijnego. Dodatkowo na przedsiębiorców górniczych nałożone mogą być różnego rodzaju kary administracyjne

czy opłaty (podwyższone, dodatkowe), w sytuacji, gdy odpowiedni organ stwierdzi, że działalność prowadzona jest w sposób sprzeczny z wymaganiami określonymi przepisami (np. Prawa geologicznego i górniczego czy Prawa ochrony środowiska).

Wpłaty do budżetu państwa

Bezpośrednio do budżetu państwa w omawianym okresie były odprowadzane:

- podatek dochodowy od osób fizycznych
- podatek dochodowy od osób prawnych
- wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa
- dywidenda z zysku, pobrana przez Skarb Państwa
- podatek VAT,
- podatek akcyzowy
- cła.

Ogółem, w latach 2000–2020 górnictwo węgla kamiennego odprowadziło do budżetu państwa kwotę 63 586 213,1 tys. zł, co stanowi 48 proc. wszystkich obciążeń publicznoprawnych tej branży.

Wpłaty na państwowe fundusze celowe

Obciążenia tego typu nazywane są czasem „parabudżetowymi”, gdyż wykorzystywane są one do finansowania niektórych zadań państwowych. Górnictwo dokonuje wpłat na następujące fundusze:

- Fundusz Pracy,
- Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych,
- Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych,
- fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej.

Do ww. wymienionych funduszy w badanym okresie odprowadzono 7 685 645,3 tys. zł (6 proc. wszystkich obciążeń).

Wpłaty do Zakładu Ubezpieczeń Społecznych

Obciążenia z tytułu obowiązkowych ubezpieczeń społecznych i zdrowotnych stanowią drugą, co do wielkości, grupę zobowiązań. Wpłaty do ZUS-u (w badanym okresie) wyniosły 56 049 930,1 tys. zł (42 proc.).

Opłaty za korzystanie ze środowiska

Ta grupa obciążeń przedsiębiorców górniczych wynika z przepisów ustaw związanych z ochroną środowiska i obejmuje opłaty i administracyjne kary pieniężne za takie czynności jak:

- odprowadzanie wód dołowych do cieków powierzchniowych,

- pobór wody pitnej i wody przemysłowej,
- emisja pyłów i gazów,
- odprowadzanie wód opadowych lub roztopowych,
- spalanie paliw w silnikach spalinowych,
- wykorzystanie gruntów rolnych i leśnych na inne cele,
- składowanie odpadów na powierzchni.

Opłaty i podatki lokalne

Wpłaty do budżetów gmin górniczych stanowią 4 proc. wszystkich obciążeń publicznoprawnych górnictwa. W ciągu ostatnich 20 lat zamknęły się one kwotą 5 789 973,5 tys. zł, na którą złożyły się wpłaty podatku od nieruchomości oraz część opłaty eksploatacyjnej (60 proc.).

Opłata eksploatacyjna, ustalona przepisami Prawa geologicznego i górniczego, uiszczana jest przez każdego przedsiębiorcę, wydobywającego kopalinę ze złoża. To obciążenie traktowane jest głównie jako rekompensata dla gmin za uciążliwość prowadzenia eksploatacji.

Zupełnie inaczej jawi się problem podatku od nieruchomości. Zgodnie z przepisami ustawy o podatkach i opłatach lokalnych opodatkowaniu tym podatkiem podlegają:

- grunty
- budynki lub ich część
- budowle lub ich części, związane z prowadzeniem działalności gospodarczej.

Przedsiębiorcy górniczy (tak, jak wszyscy pozostali) opłacają ten podatek od gruntów oraz obiektów budowlanych, związanych z nieruchomościami gruntowymi. Niektórym gminom górniczym to jednak nie wystarczało i obciążały przedsiębiorców górniczych dodatkowym podatkiem za podziemne wyrobiska górnicze i majątek w nich zlokalizowany. Po kilkunastu latach sporów w sądach administracyjnych oraz przed Trybunałem Konstytucyjnym okazało się iż roszczenia gmin górniczych były bezzasadne i obecnie zobowiązane są one zwrócić spółkom węglowym kilkaset milionów złotych.

Inne obciążenia

W ostatniej grupie zestawiono zobowiązania finansowe, jakie na przedsiębiorców górniczych nakładają przepisy Prawa geologicznego i górniczego, a są to:

- fundusz likwidacji zakładu górniczego,
- wynagrodzenie za korzystanie z informacji geologicznej,
- wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego,
- opłaty za poszukiwanie lub rozpoznawanie złóż kopalin,
- opłaty za magazynowanie substancji i składowanie odpadów w górotworze, w tym w podziemnych wyrobiskach górniczych.

Główni beneficjenci i struktura płatności publicznoprawnych

Beneficjentami płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego są:

- budżet państwa,
- ZUS,
- fundusze celowe,
- budżety gmin, powiatów i województw.

W latach 2000–2020 wpłaty górnictwa węgla kamiennego z tytułu obciążeń publicznoprawnych wyniosły 133 111 762,0 tys. zł. Jak już wcześniej wspomniano, największym beneficjentem był budżet państwa, do którego zostało odprowadzone 63 586 213,1 tys. zł (48 proc.), następnie Zakład Ubezpieczeń Społecznych, na którego rachunki wpłynęła kwota 56 049 930,1 tys. zł (42 proc.). W następnej kolejności beneficjentami były państwowe fundusze, na które wpłacono 7 685 645,3 tys. zł (6 proc.) oraz budżety gmin górniczych z kwotą 5 789 973,5 tys. zł (4 proc.).

Strukturę płatności publicznoprawnych przedstawiono na przykładzie 2019 r. Łącznie wpłaty w tym roku wyniosły 6 802 282,9 tys. zł, z czego największą część stanowiły ubezpieczenia społeczne i zdrowotne — 3 105 494,5 tys. zł (46 proc.), na drugim miejscu był podatek od towarów i usług oraz podatek akcyzowy: 1 546 231,9 tys. zł (23 proc.), następnie podatek dochodowy od osób fizycznych — 806 092,1 tys. zł (12 proc.) i podatek dochodowy od osób prawnych — 525 785,2 tys. zł (7 proc.), podatki, opłaty i kary na rzecz gmin — 353 354,7 tys. zł (5 proc.), w dalszej kolejności wpłaty kierowane były do Funduszu Pracy, Funduszu Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych i Fundusz Emerytur Pomostowych — 209 169,5 tys. zł (3 proc.), wynikały z opłat i kar na Narodowy i wojewódzkie fundusze ochrony środowiska i gospodarki wodnej: 153 311,8 tys. zł (2 proc.) oraz Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych — 102 843,2 tys. zł (1 proc.).

Pomoc publiczna dla polskiego górnictwa węgla kamiennego

Na potrzeby niniejszego opracowania przyjęto następujące rodzaje pomocy publicznej:

- dotacje budżetowe
- umorzenia
- odroczenia
- dokapitalizowanie
- postępowania ugodowe i układowe
- zwolnienia z opłat i kar
- inne (tj. konwersje wierzytelności na akcje, zaniechania poboru wpłat z zysku, dotacje i pożyczki z NFOŚ).

Łącznie w latach 2000–2020 wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego wyniosła 53 582 529,77 tys. zł, z czego największą część stanowiły

umorzenia 28 886 600,00 tys. zł (53,9 proc.), na drugim miejscu były dotacje budżetowe: 17 102 033,82 tys. zł (31,9 proc.), o wiele mniejszy zakres miały odroczenia – 3 130 513,20 tys. zł (5,8 proc.) czy dokapitalizowanie – 3 031 506,00 tys. zł (5,7 proc.).

W przykładowym roku 2019 pomoc publiczna dla górnictwa wyniosła 729 008,59 tys. zł, w tym największą pozycją była dotacja budżetowa w kwocie 553 729 tys. zł.

Należy w tym miejscu zwrócić uwagę, że środowiska nieprzychylnie górnictwu lansują pogląd, że do pomocy publicznej, jaka jest kierowana do branży, należy zaliczyć również pokrycie przez budżet państwa niedoboru środków Funduszu Ubezpieczeń Społecznych na wypłaty emerytur i rent górniczych. Przy takim założeniu wykazują, że wsparcie przekroczyło wysokość płatności publicznoprawnych podmiotów sektora górnictwa. Należy zdecydowanie skrytykować powyższe podejście, gdyż finansowanie przez państwo systemu ubezpieczeń społecznych, który nie jest wydolny, w żadnym wypadku nie może być brane pod uwagę jako kryterium oceny rentowności danej grupy podmiotów gospodarczych.

4.2 Tablice i wykresy

Rys.1 Podział obligatoryjnych obciążeń górnictwa węgla kamiennego



opracowanie własne

Rys. 2 Główni beneficjenci płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020



Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata 2000–2020; PARGWK SA, MG PiPS, MG, ARP

Rys. 3 Struktura płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego (za okres 2000–2020)



opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata 2000–2020; PARGWK SA, MG PiPS, MG, ARP

Rys. 4 Płatności publicznoprawne górnictwa węgla kamiennego w 2019 r.



Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG, ARP

Rys. 5 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. I lata 2000–2006 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	1 362 525,50	2 358 162,20	1 794 493,10	2 167 743,30	2 650 796,80	2 971 612,60	2 667 028,80
FPiFGŚP	82 900,00	143 600,00	109 300,00	132 000,00	161 472,8	181 047,30	159 722,60
PFRON	7 362,60	19 871,40	14 914,10	67 851,90	76 253,00	77 603,60	80 091,80
podatek doch. od os. fizycznych	754 877,20	742 173,60	705 525,50	701 807,90	643 012,20	707 393,20	672 965,60
podatek doch. od os. prawnych	0	44 100,00	45 200,00	48 400,00	432 786,20	425 237,30	157 596,40
VAT	1 109 000,10	1 602 530,90	1 663 245,70	1 513 680,70	2 506 737,00	2 152 061,90	2 025 718,60
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	0	0	0	0	381 100,00	277 622,30	136 995,50
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	81 112,50	112 433,20	113 051,10	78 957,00	93 645,30	84 608,10	112 193,60
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	224 789,90	224 741,90	220 000,00	234 719,80	242 883,60	250 131,70	244 628,80
Razem	3 622 567,80	5 247 613,20	4 665 729,50	4 945 160,6	7 188 686,90	7 127 318,00	6 256 941,70
Wydobycie (ton)	102 200 000	102 800 000	102 065 175	100 410 064	99 167 155	96 986 544	94 267 509
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	35,45	51,05	45,71	49,25	72,49	73,49	66,37

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG, ARP

Rys. 6 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. II lata 2007–2013 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	2 660 875,80	2 619 813,00	2 690 729,90	2 845 001,30	3 058 856,00	3 337 859,80	3 372 841,20
FP i FGŚP	162 913,60	179 403,40	187 370,70	200 639,50	209 816,10	228 906,10	228 627,10
PFRON	83 339,40	91 522,20	98 386,30	95 181,90	103 318,20	109 120,90	107 914,80
podatek doch. od osób fizycznych	693 442,60	796 093,60	730 173,10	750 623,50	816 919,90	890 350,40	872 271,60
podatek doch. od osób prawnych	126 579,50	252 938,20	128 740,20	393 704,20	760 715,20	427 080,70	142 289,70
VAT i akcyza	1 975 863,50	2 607 249,10	2 098 022,70	2 732 208,00	3 272 941,60	2 422 103,30	2 023 660,70
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	100 925,20	141 749,30	129 770,50	146 526,90	466 576,40	420 693,40	310 322,50
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	114 380,80	104 245,40	98 420,50	103 272,20	105 289,30	98 788,90	84 073,70
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	250 988,00	280 771,00	281 878,60	271 990,20	285 327,10	240 053,90	279 624,60
Razem	6 169 308,40	7 073 785,20	6 443 492,50	7 539 147,70	9 079 759,80	8 174 957,40	7 421 625,90
Wydobycie (ton)	87 210 328	83 398 922	77 268 328	75 959 626	75 378 800	78 141 400	74 884 400
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	70,74	84,82	83,39	99,25	120,46	104,62	99,11

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2015; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG

Rys. 7 Realizacja płatności publicznoprawnych górnictwa węgla kamiennego w latach 2000–2020 cz. III lata 2014–2020 (w tys. zł)

Tytuł płatności / rok	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem
ubezpiecz, społeczne, zdrowotne	3 173 902,00	2 985 082,30	2 611 031,20	2 720 309,20	2 893 198,00	3 105 494,50	2 002 573,10	56 049 930,10
FPiFGŚP	214 728,90	202 372,60	177 879,30	182 256,60	193 122,00	209 169,50	162 050,10	3 709 298,20
PFRON	104 474,3	97 391,90	92 929,0	91 287,40	92 965,00	102 843,20	106 529,40	1 721 152,30
podatek doch. od osób fizycznych	821 636,80	792 656,70	722 522,70	661 580,80	749 484,00	806 092,10	711 649,80	15 743 252,80
podatek doch. od osób prawnych	76 469,00	38 469,00	42 015,90	304 780,90	32 309,00	525 785,20	31 263,00	4 436 459,60
VAT i akcyza	1 582 029,30	1 710 469,90	1 441 203,5	2 080 124,10	1 703 016,00	1 546 231,90	1 122 884,9	40 890 983,40
wpłata z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa oraz dywidenda z zysku wpłacona do budżetu państwa	1 049,30	2 186,00	-	-	-	-	-	2 515 517,30
opłaty i kary na narodowy i wojew. FOŚiGW (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz NFOŚiGW)	114 449,60	107 447,30	114 867,10	120 200,80	141 347,00	153 311,80	119 099,60	2 255 194,80
podatki, opłaty i kary na rzecz gmin (w tym opłata eksploatacyjna na rzecz gminy)	290 752,40	339 098,40	302 353,70	338 048,30	297 642,00	353 354,70	336 194,90	5 789 973,50
Razem	6 379 491,60	6 267 890,10	5 504 802,40	6 498 588,10	6 103 083,00	6 802 282,90	4 592 244,80	133 111 762,00
Wydobycie (ton)	70 506 900	72 192 863	70 366 571	65 479 900	63 384 046	61 623 400	54 385 924	1 708 077 855
Wysokość obciążenia 1 tony węgla kamiennego (zł/t)	90,48	86,82	78,23	99,25	96,29	110,38	84,44	77,93

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2015; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG

Rys. 8 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. I lata 2000–2006 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
Dotacja budżetowa	1 575 053,00	1 374 701,90	93 6 200,00	947 298,30	1 067 275,00	832 067,00	684 253,10
Umorzenia	b.d.	9 644 200,00	902 700,00	18 148 600,00	95 300,00	95 100,00	700,00
Odroczenia	b.d.	b.d.	-	2 637 100,00	81 379,00	151 699,00	20 671,00
Dokapitalizowanie	-	-	-	952 000,00	-	484 000,00	-
Postępowanie ugodowe i układowe	b.d.	b.d.	-	-	237 000,00	-	-
Zwolnienia z opłat i kar	b.d.	b.d.	-	2 680,00	-	171,00	-
Inne	-	-	-	-	337 207,00	970,00	31 000,00
Razem (tys. zł)	1 575 053,00	11 018 901,90	1 838 900,00	22 687 678,30	1 818 161,00	1 564 007,00	736 624,10

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG, ARP

Rys. 9 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. II lata 2007–2013 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Dotacja budżetowa	421 585,00	365 552,30	361 119,80	796 297,90	437 061,00	434 180,40	430 702,10
Umorzenia	-	-	-	-	-	-	-
Odroczenia	-	224 764,20	-	-	-	-	-
Dokapitalizowanie	-	-	-	416 000,00	-	-	-
Postępowanie ugodowe i układowe	-	-	-	-	-	-	-
Zwolnienia z opłat i kar	615,00	3 268,93	3 666,78	6 189,76	3 300,49	3 412,30	2 904,50
Inne	-	-	21 063,17	3 473,70	-	-	19 018,20
Razem (tys. zł)	422 200,00	593 585,43	385 849,75	1 221 961,36	440 361,49	437 592,70	452 624,80

opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG, ARP

Rys. 10 Wartość pomocy publicznej dla polskiego górnictwa węgla kamiennego udzielonej w latach 2000–2020 cz. III lata 2014–2020 (w tys. zł)

Rok / udzielona pomoc	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	Razem
Dotacja budżetowa	519 780,00	848 030,00	989 237,03	1 314 540,90	1 308 708,09	553 729,00	904 662,00	17 102 033,82
Umorzenia	-	-	-	-	-	-	-	28886600
Odroczenia	14 900,00	-	-	-	-	-	-	3130513,2
Dokapitalizowanie	-	-	-	300000	-	-	879 506,00	3 031 506,00
Postępowanie ugodowe i układowe	-	-	-	-	-	-	-	237000
Zwolnienia z opłat i kar	3 000,00	203 100,00	32414,01	50940,07	77 889,37	20 463,00	28470	442 485,21
Inne	-	32 800,00	-	-	-	154 816,59	151042,88	751391,54
Razem (tys. zł)	537 680,00	1 083 930,00	1 021 651,04	1 665 480,97	1 386 597,46	729 008,59	1 963 680,88	53 581 529,77

Opracowanie własne na podstawie informacji o przebiegu restrukturyzacji i funkcjonowaniu górnictwa węgla kamiennego za lata od 2000 do 2020; PARGWK SA, MGPIPS, MGIP, MG, ARP

4.3 Opis obciążeń

4.3.1 Podatki

Podatek dochodowy od osób fizycznych

1. Skrócona nazwa to PIT – od ang. *Personal IncomeTax*.
2. Obciążenie to ponoszone jest na podstawie ustawy o podatku dochodowym od osób fizycznych oraz ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne.
3. Osoby fizyczne, jeżeli mają miejsce zamieszkania na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów (przychodów) bez względu na miejsce położenia źródeł przychodów (nieograniczony obowiązek podatkowy), natomiast osoby fizyczne, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej miejsca zamieszkania, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów (przychodów) osiąganych na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (ograniczony obowiązek podatkowy).
4. Opodatkowaniu podatkiem dochodowym podlegają wszelkiego rodzaju dochody, z wyjątkami określonymi ustawą.
5. Stosownie do art. 27 ust. 1 ustawy co do zasady podatek dochodowy pobiera się od podstawy jego obliczenia według następującej skali:

Podstawa obliczenia podatku w złotych		Podatek wynosi	
ponad	do		
	85.528 zł	17%	minus kwota zmniejszająca podatek
85.528 zł		14.539 zł 76 gr + 32% nadwyżki ponad 85.528 zł	

6. Według art. 31 ustawy osoby fizyczne, osoby prawne oraz jednostki organizacyjne nieposiadające osobowości prawnej, zwane dalej „zakładami pracy”, są obowiązane jako płatnicy obliczać i pobierać w ciągu roku zaliczki na podatek dochodowy od osób, które uzyskują od tych zakładów przychody ze stosunku służbowego, stosunku pracy, pracy nakładczej lub spółdzielczego stosunku pracy, zasiłki pieniężne z ubezpieczenia społecznego wypłacane przez zakłady pracy, a w spółdzielniach pracy – wypłaty z tytułu udziału w nadwyżce bilansowej. Zaliczki te za miesiące od stycznia do grudnia w zasadzie wynoszą:
 - a) za miesiące, w którym dochód podatnika uzyskany od początku roku w tym zakładzie pracy nie przekroczył kwoty stanowiącej górną granicę pierwszego przedziału skali – 17 proc. dochodu uzyskanego w danym miesiącu,

- b) za miesiące następujące po miesiącu, o którym mowa powyżej - 32 proc. dochodu uzyskanego w danym miesiącu.
7. Podatek dochodowy stanowi dochód budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, przy czym wpływy z podatku dochodowego na zasadach ogólnych dzielone są między budżet państwa a budżety samorządowe.
- a) do gmin przekazywane jest 39,34 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na obszarze gminy [art. 4 ust. 2, art. 9 ust. 1 i art. 89 ustawy z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (u.d.j.s.t.)];
 - b) do powiatów przekazywane jest 10,25 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na terenie powiatu (art. 5 ust. 2 i art. 9 ust. 2 u.d.j.s.t.);
 - c) do województw przekazywane jest 1,60 proc. podatku należnego od osób fizycznych zamieszkałych na terenie województwa (por. art. 6 ust. 2 i art. 9 ust. 3 u.d.j.s.t.);
 - d) wpływy z ryczałtu ewidencjonowanego i ryczałtu od przychodów osób duchownych zasilają w całości budżet państwa (art. 2 ust. 3 ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne), wpływy z karty podatkowej zasilają w całości budżety gminne (art. 2 ust. 4 ustawy o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne i art. 4 ust. 1 pkt 1 lit. e u.d.j.s.t.);
 - e) zgodnie z art. 111 pkt 1 ustawy o finansach publicznych dochodami podatkowymi i niepodatkowymi budżetu państwa są podatki i opłaty w części, która zgodnie z odrębnymi ustawami nie stanowi dochodów jednostek samorządu terytorialnego, przychodów państwowych funduszy celowych oraz innych jednostek sektora finansów publicznych.
8. Organami właściwymi do wymiaru i poboru tego podatku są naczelnicy urzędów skarbowych.

Podatek dochodowy od osób prawnych

1. Po raz pierwszy w Polsce został on wprowadzony ustawą z dnia 31 stycznia 1989 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. 1991, Nr 49, poz. 216 ze zm.) i wynosił wówczas 40 proc. podstawy opodatkowania.
2. Obecnie regulowany przez przepisy ustawy z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych.
3. Ustawa reguluje opodatkowanie podatkiem dochodowym osób prawnych i spółek kapitałowych w organizacji.

Przepisy ustawy mają również zastosowanie do jednostek organizacyjnych niemających osobowości prawnej, z wyjątkiem przedsiębiorstw w spadku i spółek niemających osobowości prawnej, jak również do:

- 1) spółek komandytowych i spółek komandytowo-akcyjnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej;
- 2) spółek jawnych mających siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, jeżeli wspólnikami spółki jawnej nie są wyłącznie osoby fizyczne oraz spółka jawna nie złoży:
 - a) przed rozpoczęciem roku obrotowego informacji, według ustalonego wzoru, o podatnikach podatku dochodowego od osób prawnych oraz o podatnikach podatku dochodowego od osób fizycznych posiadających bezpośrednio lub za pośrednictwem podmiotów niebędących podatnikami podatku dochodowego prawa do udziału w zysku tej spółki, lub
 - b) aktualizacji informacji, o której mowa w lit. a, w terminie 14 dni licząc od dnia zaistnienia zmian w składzie podatników
 - do naczelnika urzędu skarbowego właściwego ze względu na siedzibę spółki jawnej oraz naczelnika urzędu skarbowego właściwego dla każdego podatnika osiągniętego dochodu z takiej spółki;
- 3) spółek niemających osobowości prawnej mających siedzibę lub zarząd w innym państwie, jeżeli zgodnie z przepisami prawa podatkowego tego innego państwa są traktowane jak osoby prawne i podlegają w tym państwie opodatkowaniu od całości swoich dochodów bez względu na miejsce ich osiągnięcia.
4. Przedmiotem opodatkowania podatkiem dochodowym jest dochód bez względu na rodzaj źródeł przychodów, z jakich dochód ten został osiągnięty. W wypadkach określonych ustawą przedmiotem opodatkowania jest przychód.
5. Podatnicy, jeżeli mają siedzibę lub zarząd na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej, podlegają obowiązkowi podatkowemu od całości swoich dochodów, bez względu na miejsce ich osiągnięcia. Podatnicy, jeżeli nie mają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej siedziby lub zarządu, podlegają obowiązkowi podatkowemu tylko od dochodów, które osiągają na terytorium Rzeczypospolitej Polskiej (art. 3).
6. Podatnicy w zasadzie są obowiązani wpłacać na rachunek urzędu skarbowego zaliczki miesięczne w wysokości różnicy pomiędzy podatkiem należnym od dochodu osiągniętego od początku roku podatkowego, a sumą zaliczek należnych za poprzednie miesiące.
7. Zgodnie z art. 19 podatek wynosi w zasadzie:
 - 1) 19 proc. podstawy opodatkowania;
 - 2) 9 proc. podstawy opodatkowania od przychodów (dochodów) innych niż z zysków kapitałowych – w przypadku podatników, u których przychody osiągnięte w roku podatkowym nie przekroczyły wyrażonej w złotych kwoty

odpowiadającej równowartości 2 000 000 euro przeliczonej według średniego kursu euro ogłaszanego przez Narodowy Bank Polski na pierwszy dzień roboczy roku podatkowego, w zaokrągleniu do 1000 zł.

9. Podatek dochodowy stanowi dochód budżetu państwa i budżetów jednostek samorządu terytorialnego, przy czym wpływy z podatku dochodowego na zasadach ogólnych dzielone są między budżet państwa a budżety samorządowe:
 - a) do gmin przekazywane jest 6,71 proc. podatku należnego od osób prawnych posiadających siedzibę na obszarze gminy (art. 4 ust. 3 u.d.j.s.t.);
 - b) do powiatów przekazywane jest 1,40 proc. podatku należnego od osób prawnych, posiadających siedzibę na terenie powiatu (art. 5 ust. 3 u.d.j.s.t.);
 - c) do województw przekazywane jest 14,75 proc. podatku należnego od osób prawnych posiadających siedzibę na terenie województwa (por. art. 6 ust. 3 u.d.j.s.t.).

Podatek od towarów i usług (VAT)

1. Na mocy ustawy z dnia 28 stycznia 1993 r. o podatku od towarów i usług oraz o podatku akcyzowym (Dz. U. Nr 11, poz. 50 ze zm.) stawka tego podatku dla węgla i brykietów, koksu i półkoksu wynosiła 7 proc.
2. Obecnie to obciążenie finansowe uregulowane jest przez przepisy ustawy z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług. Zgodnie z art. 5 tej ustawy opodatkowaniu podatkiem od towarów i usług podlegają:
 - 1) odpłatna dostawa towarów i odpłatne świadczenie usług na terytorium kraju;
 - 2) eksport towarów;
 - 3) import towarów na terytorium kraju;
 - 4) wewnątrzwspólnotowe nabycie towarów za wynagrodzeniem na terytorium kraju;
 - 5) wewnątrzwspólnotowa dostawa towarów.
3. Według art. 15 podatnikami są osoby prawne, jednostki organizacyjne niemające osobowości prawnej oraz osoby fizyczne, wykonujące samodzielnie działalność gospodarczą, bez względu na cel lub rezultat takiej działalności.
4. Przez działalność gospodarczą rozumie się wszelką działalność producentów, handlowców lub usługodawców, w tym podmiotów pozyskujących zasoby naturalne oraz rolników, a także działalność osób wykonujących wolne zawody. Działalność gospodarcza obejmuje w szczególności czynności polegające na wykorzystywaniu towarów lub wartości niematerialnych i prawnych w sposób ciągły dla celów zarobkowych.
5. Co do zasady obowiązek podatkowy powstaje z chwilą dokonania dostawy towarów lub wykonania usługi. W wewnątrzwspólnotowej dostawie towarów obowiązek podatkowy powstaje co do zasady z chwilą wystawienia faktury przez podatnika,

nie później jednak niż 15. dnia miesiąca następującego po miesiącu, w którym dokonano tej dostawy.

6. Stosownie do art. 29a co do zasady podstawą opodatkowania jest wszystko, co stanowi zapłatę, którą dokonujący dostawy towarów lub usługodawca otrzymał lub ma otrzymać z tytułu sprzedaży od nabywcy, usługobiorcy lub osoby trzeciej, włącznie z otrzymanymi dotacjami, subwencjami i innymi dopłatami o podobnym charakterze mającymi bezpośredni wpływ na cenę towarów dostarczanych lub usług świadczonych przez podatnika.
7. Podstawowa stawka podatku od towarów i usług wynosi 22 proc. (art. 41 ust. 1), natomiast na podstawie przepisów czasowych wynosi ona 23 proc. (objęty nią jest także węgiel kamienny).
8. Wewnątrzspółnotowa dostawa towarów co do zasady podlega opodatkowaniu według stawki podatku 0 proc.
9. Podatek od towarów i usług stanowi dochód budżetu państwa.

Podatek akcyzowy

1. Regulowany przepisami ustawy o podatku akcyzowym.
2. Akcyza, obok podatku od towarów i usług, stanowi jeden z dwóch najważniejszych dochodów budżetu państwa.
3. Wyroby akcyzowe to wyroby energetyczne, energia elektryczna, napoje alkoholowe, wyroby tytoniowe, susz tytoniowy, płyn do papierosów elektronicznych oraz wyroby nowatorskie, określone w załączniku nr 1 do ustawy (w tym m.in. węgiel, koks).
4. Wyroby węglowe to wyroby energetyczne, określone w poz. 19–21 załącznika nr 1 do ustawy, tj.:

ex 2701	Węgiel; brykiety, brykiety i podobne paliwa stałe wytwarzane z węgla - jeżeli są przeznaczone do celów opałowych.
ex 2702	Węgiel brunatny (lignit), nawet aglomerowany, z wyłączeniem gagatu - jeżeli jest przeznaczony do celów opałowych.
ex 2704 00	Koks i półkoks, z węgla, węgla brunatnego (lignitu) lub torfu, nawet aglomerowany; węgiel retortowy - jeżeli są przeznaczone do celów opałowych.

5. Od dnia 2 stycznia 2012 r. akcyzą opodatkowane są wyroby węglowe, przy czym stanowią one wyroby akcyzowe wyłącznie wtedy, gdy zostały przeznaczone na cele opałowe. *A contrario* wyrób węglowy przeznaczony do celów innych niż opałowe nie jest w ogóle wyrobem akcyzowym (np. tylko do produkcji przemysłowej), a czynności dokonywane w związku z tym wyrobem nie będą podlegały reżimowi ustawy o podatku akcyzowym, jego nabycie nie będzie czynnością podlegającą

- opodatkowaniu, nie będzie musiał jej nawet dokonywać pośredniczący podmiot węglowy.
6. Stosownie do art. 9a w przypadku wyrobów węglowych przedmiotem opodatkowania akcyzą jest:
- 1) sprzedaż wyrobów węglowych na terytorium kraju finalnemu nabywcy węglowemu;
 - 2) nabycie wewnątrzspółnotowe wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego;
 - 3) import wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego;
 - 4) użycie wyrobów węglowych przez pośredniczący podmiot węglowy;
 - 5) użycie wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego:
 - a) nabytych w ramach zwolnienia, o którym mowa w art. 31a ust. 1, do celów innych niż zwolnione na podstawie tego przepisu, przy czym za takie użycie uznaje się również naruszenie warunków, o których mowa w art. 31a ust. 3, a także sprzedaż, eksport lub dostawę wewnątrzspółnotową wyrobów węglowych przez finalnego nabywcę węglowego zamiast użycia ich do celów, o których mowa w art. 31a ust. 1;
 - b) uzyskanych w sposób inny niż w drodze nabycia;
 - c) jeżeli nie można ustalić podmiotu, który dokonał sprzedaży wyrobów węglowych finalnemu nabywcy węglowemu, a w wyniku kontroli podatkowej, kontroli celno-skarbowej albo postępowania podatkowego nie ustalono, że podatek został zapłacony w należnej wysokości;
 - 6) użycie lub sprzedaż wyrobów węglowych uzyskanych w drodze czynu zabronionego pod groźbą kary;
 - 7) powstanie ubytków wyrobów węglowych.
7. Podatnikiem akcyzy jest osoba fizyczna, osoba prawna oraz jednostka organizacyjna niemająca osobowości prawnej, która dokonuje czynności podlegających opodatkowaniu akcyzą lub wobec której zaistniał stan faktyczny podlegający opodatkowaniu akcyzą (art. 13).
8. Stosownie do art. 88 ust. 1 podstawą opodatkowania wyrobów energetycznych jest ich ilość, wyrażona, w zależności od rodzaju wyrobów, w litrach gotowego wyrobu w temperaturze 15°C lub w kilogramach gotowego wyrobu, albo wartość opału, wyrażona w gigadżulach (GJ). Zgodnie z ust. 6 tego samego artykułu do celów poboru akcyzy ustala się wartości opałowe wyrobów węglowych, które wynoszą odpowiednio:
- 1) 23,8 GJ/1000 kilogramów dla węgla objętego pozycją CN 2701;
 - 2) 8,6 GJ/1000 kilogramów dla węgla brunatnego objętego pozycją CN 2702;
 - 3) 27,5 GJ/1000 kilogramów dla koksu objętego pozycją CN 2704.

9. Stawki akcyzy na wyroby energetyczne wynoszą dla węgla i koksu przeznaczonych do celów opałowych objętych pozycjami CN 2701, 2702 oraz 2704 00 – 1,28 PLN/1 gigadzul (GJ) (art. 89 ust. 1 pkt 1).

Podatek od nieruchomości

1. Obowiązek jego ponoszenia wynika z rozdziału 2 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych.
2. Opodatkowaniem tym podatkiem podlegają następujące nieruchomości lub objekty budowlane:
 - 1) grunty;
 - 2) budynki lub ich części;
 - 3) budowle lub ich części związane z prowadzeniem działalności gospodarczej (art. 2 ust. 1).
3. Opodatkowaniu podatkiem od nieruchomości nie podlegają użytki rolne lub lasy, z wyjątkiem zajętych na prowadzenie działalności gospodarczej.
4. Wysokość stawek podatku określa, w drodze uchwały, rada gminy (z tym, że górne stawki podaje ustawa) i to na rachunek budżetu właściwej gminy należy wpłacać obliczone przez przedsiębiorcę podatek.
5. W całości stanowi dochód gmin.
6. Zgodnie z art. 3 ust. 1 podatnikami podatku od nieruchomości są osoby fizyczne, osoby prawne, jednostki organizacyjne, w tym spółki nieposiadające osobowości prawnej, będące:
 - 1) właścicielami nieruchomości lub obiektów budowlanych;
 - 2) posiadaczami samoistnymi nieruchomości lub obiektów budowlanych;
 - 3) użytkownikami wieczystymi gruntów;
 - 4) posiadaczami nieruchomości lub ich części albo obiektów budowlanych lub ich części, stanowiących własność Skarbu Państwa lub jednostki samorządu terytorialnego, jeżeli posiadanie:
 - a) wynika z umowy zawartej z właścicielem, Krajowym Ośrodkiem Wsparcia Rolnictwa lub z innego tytułu prawnego, z wyjątkiem posiadania przez osoby fizyczne lokali mieszkalnych niestanowiących odrębnych nieruchomości,
 - b) jest bez tytułu prawnego.
7. Artykuł 6 określa sposób uiszczania takiego podatku. Osoby prawne, jednostki organizacyjne oraz spółki niemające osobowości prawnej, jednostki organizacyjne Krajowego Ośrodka Wsparcia Rolnictwa, a także jednostki organizacyjne Państwowego Gospodarstwa Leśnego Lasy Państwowe są obowiązane:
 - 1) składać, w terminie do dnia 31 stycznia, organowi podatkowemu właściwemu ze względu na miejsce położenia przedmiotów opodatkowania, deklaracje na

podatek od nieruchomości na dany rok podatkowy, sporządzone na formularzu według ustalonego wzoru, a jeżeli obowiązek podatkowy powstał po tym dniu – w terminie 14 dni od dnia zaistnienia okoliczności uzasadniających powstanie tego obowiązku;

- 2) odpowiednio skorygować deklaracje w razie zaistnienia zdarzenia, o którym mowa w ust. 3, w terminie 14 dni od dnia zaistnienia tego zdarzenia;
 - 3) wpłacać obliczony w deklaracji podatek od nieruchomości – bez wezwania – na rachunek właściwej gminy, w ratach proporcjonalnych do czasu trwania obowiązku podatkowego, w terminie do dnia 15. każdego miesiąca, a za styczeń do dnia 31 stycznia.
8. Należy wskazać, że przynajmniej częściowo podatkiem od nieruchomości jest objęta infrastruktura znajdująca się pod ziemią.

Podatek od środków transportowych

1. Regulowany postanowieniami rozdziału 3 ustawy o podatkach i opłatach lokalnych (art. 8 i nast.).
2. Opodatkowaniem tym podatkiem podlegają:
 - 1) samochody ciężarowe o dopuszczalnej masie całkowitej powyżej 3,5 tony i poniżej 12 ton;
 - 2) samochody ciężarowe o dopuszczalnej masie całkowitej równej lub wyższej niż 12 ton;
 - 3) ciągniki siodłowe i balastowe przystosowane do używania łącznie z naczepą lub przyczepą o dopuszczalnej masie całkowitej zespołu pojazdów od 3,5 tony i poniżej 12 ton;
 - 4) ciągniki siodłowe i balastowe przystosowane do używania łącznie z naczepą lub przyczepą o dopuszczalnej masie całkowitej zespołu pojazdów równej lub wyższej niż 12 ton;
 - 5) przyczepy i naczepy, które łącznie z pojazdem silnikowym posiadają dopuszczalną masę całkowitą od 7 ton i poniżej 12 ton, z wyjątkiem związanych wyłącznie z działalnością rolniczą prowadzoną przez podatnika podatku rolnego;
 - 6) przyczepy i naczepy, które łącznie z pojazdem silnikowym posiadają dopuszczalną masę całkowitą równą lub wyższą niż 12 ton, z wyjątkiem związanych wyłącznie z działalnością rolniczą prowadzoną przez podatnika podatku rolnego;
 - 7) autobusy.
3. Obowiązek podatkowy ciąży na osobach fizycznych i osobach prawnych będących właścicielami środków transportowych.
4. Wysokość stawek podatku określa rada gminy w drodze uchwały, z tym że roczne stawki maksymalne są określone w ustawie.

5. Jest w całości dochodem gminy.
6. Podatek jest płatny w 2 ratach proporcjonalnie do czasu trwania obowiązku podatkowego, w terminie do dnia 15 lutego i do dnia 15 września każdego roku.

4.3.2 Składki na ubezpieczenia społeczne i zdrowotne

1. Problematyka ubezpieczeń społecznych regulowana jest ustawą o systemie ubezpieczeń społecznych.
2. Zgodnie z art. 1 ustawa ta dotyczy ubezpieczeń:
 - 1) emerytalnych,
 - 2) rentowych,
 - 3) w razie choroby i macierzyństwa (czyli chorobowych),
 - 4) z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych (czyli wypadkowych).
3. Składki na ubezpieczenia emerytalne, rentowe, wypadkowe oraz chorobowe za ubezpieczonych co do zasady obliczają, rozliczają i przekazują co miesiąc do zakładu w całości płatnicy składek (art. 17).
4. Wysokość składek na ubezpieczenia emerytalne, rentowe i chorobowe wyrażone są w formie stopy procentowej, jednakowej dla wszystkich ubezpieczonych. Stopa procentowa składek na ubezpieczenie wypadkowe jest zróżnicowana dla poszczególnych płatników składek i ustalana w zależności od poziomu zagrożeń zawodowych i skutków tych zagrożeń (art. 15).
5. Według art. 22 ust. 1 stopy procentowe składek wynoszą:
 - 1) 19,52 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenie emerytalne (chyba że część idzie do otwartego funduszu emerytalnego);
 - 2) 8,00 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenia rentowe;
 - 3) 2,45 proc. podstawy wymiaru na ubezpieczenie chorobowe;
 - 4) od 0,40 proc. do 8,12 proc. podstawy wymiaru - na ubezpieczenie wypadkowe.
6. W przypadku:
 - 1) odprowadzania składki do otwartego funduszu emerytalnego część składki na ubezpieczenie emerytalne wynosząca:
 - a) 2,92 proc. podstawy wymiaru składki jest odprowadzana przez zakład do wybranego przez ubezpieczonego otwartego funduszu emerytalnego,
 - b) 4,38 proc. podstawy wymiaru składki jest ewidencjonowana przez zakład na subkoncie ubezpieczonego,
 - 2) nieodprowadzania lub zaprzestania odprowadzania składki do otwartego funduszu emerytalnego, część składki na ubezpieczenie emerytalne wynosząca 7,3 proc. podstawy wymiaru składki jest ewidencjonowana przez zakład na subkoncie ubezpieczonego.

7. Ubezpieczenie emerytalne jest to ubezpieczenie na wypadek niezdolności do pracy z powodu starości. Osoby, które opłacają składkę, zapewniają sobie w ten sposób dochód w momencie zaprzestania pracy zawodowej po osiągnięciu wieku emerytalnego.
8. Ubezpieczenie rentowe gwarantuje świadczenia pieniężne w przypadku utraty dochodów z powodu niezdolności do pracy (renta) lub śmierci żywiciela (renta rodzinna).
9. Obowiązkowemu ubezpieczeniu chorobowemu i macierzyńskiemu podlegają:
 - pracownicy, z wyłączeniem prokuratorów,
 - członkowie rolniczych spółdzielni produkcyjnych i spółdzielni kółek rolniczych,
 - osoby odbywające służbę zastępczą.
10. Zasady przyznawania i wypłaty świadczeń z ubezpieczenia chorobowego i macierzyńskiego zostały określone w ustawie o świadczeniach pieniężnych z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa. Świadczenia pieniężne z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa, zwanego „ubezpieczeniem chorobowym”, obejmują:
 - 1) zasiłek chorobowy,
 - 2) świadczenie rehabilitacyjne,
 - 3) zasiłek wyrównawczy,
 - 4) zasiłek macierzyński,
 - 5) zasiłek opiekuńczy.
11. Załącznik nr 2 do rozporządzenia Ministra Pracy i Polityki Społecznej w sprawie różnicowania stopy procentowej składki na ubezpieczenie społeczne z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych w zależności od zagrożeń zawodowych i ich skutków określa grupy działalności, kategorie ryzyka i stopy procentowe składki na ubezpieczenie wypadkowe dla grup działalności dla płatników składek zgłaszanych w Zakładzie Ubezpieczeń Społecznych. Stopy procentowe składki wypadkowej wynoszą dla:
 - a) wydobywania węgla kamiennego i węgla brunatnego (lignitu) 3,06 proc.,
 - b) górnictwa ropy naftowej i gazu ziemnego 2,53 proc.,
 - c) górnictwa rud metali 2,80 proc.,
 - d) pozostałego górnictwa i wydobywania 1,73 proc.,
 - e) działalności usługowej wspomagającej górnictwo i wydobywanie 3,33 proc.
12. Przedmiotowe składki stanowią podstawowy przychód Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (którego dysponentem jest ZUS).
13. Część składki na ubezpieczenie emerytalne finansowana przez ubezpieczonego jest w całości przekazywana do ZUS albo dzielona między fundusz emerytalny a wybrany przez ubezpieczonego otwarty fundusz emerytalny.

14. Kwestia ubezpieczeń zdrowotnych uregulowana została przepisami ustawy o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych.
15. Obowiązkowi ubezpieczenia zdrowotnego podlegają m.in. pracownicy w rozumieniu ustawy o systemie ubezpieczeń społecznych.
16. Obowiązek ubezpieczenia zdrowotnego uważa się za spełniony po zgłoszeniu osoby podlegającej temu obowiązkowi do Funduszu oraz opłaceniu składki w terminie i na zasadach określonych w ustawie.
17. Składka na ubezpieczenie zdrowotne jest miesięczna i niepodzielna oraz wynosi obecnie 9 proc. podstawy wymiaru składki (art. 79).
18. Osoba podlegająca obowiązkowi ubezpieczenia zdrowotnego po zgłoszeniu do Funduszu uzyskuje prawo do świadczeń opieki zdrowotnej.
19. Składki na ubezpieczenie zdrowotne stanowią przychód Narodowego Funduszu Zdrowia.

4.3.3 Wpłaty na państwowe fundusze celowe Fundusz Pracy

1. Utworzony został 1 stycznia 1990 r. jako państwowy fundusz celowy nieposiadający osobowości prawnej (istniał również w II RP oraz w nieco innej formie w PRL). W chwili obecnej regulowany jest przepisami art. 103 i nast. ustawy o promocji zatrudnienia i instytucjach rynku pracy.
2. Jest państwowym funduszem celowym, którego dysponentem jest minister właściwy do spraw pracy.
3. Fundusz służy finansowaniu zadań polegających na: promocji zatrudnienia, łagodzeniu skutków bezrobocia oraz aktywizacji zawodowej, np. poprzez:
 - zasiłki dla bezrobotnych
 - dodatki aktywizacyjne
 - koszty kształcenia zawodowego i ustawicznego.
4. Podmioty określone w ustawie mają obowiązek opłacać składki na Fundusz Pracy, ustalone od kwot stanowiących podstawę wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe bez stosowania ograniczenia z ustawy o systemie ubezpieczeń społecznych (tzn. że roczna podstawa wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe osób podlegających tym ubezpieczeniom w danym roku kalendarzowym nie może być wyższa od kwoty odpowiadającej trzydziestokrotności prognozowanego przeciętnego wynagrodzenia miesięcznego), wynoszących w przeliczeniu na okres miesiąca, co najmniej minimalne wynagrodzenie za pracę.
5. Wysokość składki na Fundusz określa ustawa budżetowa (art. 104 ust.2) => w wysokości 1,0 proc. podstawy wymiaru składek na ubezpieczenie emerytalne i rentowe (od 1 stycznia 1999 r. do 2018 r. wynosiła 2,45 proc., w 2019 r. — 2,30 proc., w 2020 r. — 2,00 proc.).

6. Składki na Fundusz Pracy opłaca się za okres trwania obowiązkowych ubezpieczeń – emerytalnego i rentowych w trybie i na zasadach przewidzianych dla składek na ubezpieczenia społeczne.
7. Poboru składek dokonuje Zakład Ubezpieczeń Społecznych na wyodrębniony rachunek bankowy Funduszu Pracy.

Fundusz Gwarantowanych Świadczeń Pracowniczych

1. Obowiązek opłacania składek na ten fundusz wynika z art. 9 ustawy o ochronie roszczeń pracowniczych w razie niewypłacalności pracodawcy).
2. Jest to państwowy fundusz celowy, którego dysponentem jest minister właściwy do spraw pracy.
3. W razie niewypłacalności pracodawcy niezaspokojone roszczenia pracownicze (pracowników, byłych pracowników oraz uprawnionych do renty rodzinnej członków rodziny zmarłego pracownika lub zmarłego byłego pracownika) podlegają zaspokojeniu ze środków Funduszu.
4. Składkę na Fundusz ustala się od wypłat stanowiących podstawę wymiaru składek na ubezpieczenia emerytalne i rentowe bez stosowania ograniczenia rocznej podstawy wymiaru tych składek do kwoty 30-krotności prognozowanego przeciętnego miesięcznego wynagrodzenia w gospodarce narodowej na dany rok kalendarzowy (art. 29).
5. Wysokość składki na Fundusz określa ustawa budżetowa. Obecnie jest to 0,10 proc. podstawy wymiaru składki na ubezpieczenia emerytalne i rentowe (tyle samo od 1 stycznia 2006 r.)
6. Poboru składek na Fundusz dokonuje Zakład Ubezpieczeń Społecznych i przekazuje na rachunek bankowy Funduszu niezwłocznie w ciągu 3 dni roboczych od ich rozliczenia.
7. Koszty poboru składek na Fundusz obciążają Fundusz i są potrącane przez Zakład Ubezpieczeń Społecznych w wysokości 0,5 proc. kwoty pobranych składek.
8. W przypadku nieprzekazania składek na rachunek bankowy Funduszu we wskazanych terminach, od Zakładu Ubezpieczeń Społecznych należne są odsetki ustawowe za opóźnienie.

Państwowy Fundusz Rehabilitacji Osób Niepełnosprawnych

1. Fundusz ten powstał na podstawie ustawy z 9 maja 1991 r. o zatrudnieniu i rehabilitacji zawodowej osób niepełnosprawnych. Obecnie działa na podstawie ustawy o rehabilitacji zawodowej i społecznej oraz zatrudnianiu osób niepełnosprawnych.
2. Jest to państwowy fundusz celowy, posiadający osobowość prawną, którego środki przeznaczone są na rehabilitację zawodową i społeczną osób niepełnosprawnych

oraz zatrudnianie osób niepełnosprawnych. Nadzór nad nim sprawuje minister właściwy do spraw zabezpieczenia społecznego.

3. Przychodami Funduszu są głównie środki pochodzące z obowiązkowych miesięcznych wpłat. Zgodnie z art. 21 ustawy pracodawca zatrudniający co najmniej 25 pracowników w przeliczeniu na pełny wymiar czasu pracy jest obowiązany dokonywać miesięcznych wpłat na Fundusz, w wysokości kwoty stanowiącej iloczyn 40,65 proc. przeciętnego wynagrodzenia i liczby pracowników odpowiadającej różnicy między zatrudnieniem zapewniającym osiągnięcie wskaźnika zatrudnienia osób niepełnosprawnych w wysokości 6 proc., a rzeczywistym zatrudnieniem osób niepełnosprawnych. Z takich wpłat zwolnieni są pracodawcy, u których wskaźnik zatrudnienia osób niepełnosprawnych wynosi co najmniej 6 proc. Z wpłat zwolnieni są pracodawcy, co do których ogłoszono upadłość.
4. Pracodawcy przysługuje ze środków Funduszu miesięczne dofinansowanie do wynagrodzenia pracownika niepełnosprawnego, o ile pracownik taki został ujęty w ewidencji zatrudnionych osób niepełnosprawnych (art. 26a).
5. Środki PFRON przeznaczone są m.in. na:
 - dofinansowanie wynagrodzeń osób niepełnosprawnych,
 - refundację pracodawcom kosztów przystosowania stanowisk pracy dla osób niepełnosprawnych,
 - wsparcie edukacji osób niepełnosprawnych,
 - realizację programów na rzecz osób niepełnosprawnych.
6. Warto zauważyć, iż w kopalniach zdecydowana większość pracowników pracuje na stanowiskach dołowych, na których nie wolno zatrudniać osób niepełnosprawnych.

Fundusz Emerytur Pomostowych

1. Fundusz Emerytur Pomostowych (FEP) utworzony ustawą z dnia 19 grudnia 2008 r. o emeryturach pomostowych jest państwowym funduszem celowym powołanym w celu finansowania emerytur pomostowych.
2. Dysponentem Funduszu jest ZUS.
3. Przychody Funduszu pochodzą głównie ze składek na Fundusz oraz z dotacji budżetu państwa (jej wysokość określa ustawa budżetowa).
4. Wedle art. 35 ust. 1 składki na FEP opłaca się za pracownika, który spełnia łącznie następujące warunki:
 - 1) urodził się po dniu 31 grudnia 1948 r.;
 - 2) wykonuje prace w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze.
2. Obowiązek opłacania składek na FEP za pracownika powstaje z dniem rozpoczęcia wykonywania przez niego pracy w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze, a ustaje z dniem zaprzestania wykonywania tych prac.

3. Płatnik składek jest zobowiązany do opłacenia składek na FEP za pracownika wykonującego prace górnicze, który uzyskał prawo do emerytury pomostowej za okres wykonywania prac górniczych nie wcześniej jednak niż za okres od 1 stycznia 2010 r.
5. Stopa składki na Fundusz wynosi 1,5 proc. podstawy wymiaru. Podstawę wymiaru składki na Fundusz stanowi podstawa wymiaru składek na ubezpieczenie emerytalne i rentowe. Składka na Fundusz jest finansowana w całości przez płatnika składek, który ją oblicza, rozlicza i opłaca co miesiąc.
6. Prawo do emerytury pomostowej, co do zasady, przysługuje pracownikowi, który spełnia łącznie następujące warunki:
 - 1) urodził się po dniu 31 grudnia 1948 r.;
 - 2) ma okres pracy w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze wynoszący co najmniej 15 lat;
 - 3) osiągnął wiek wynoszący co najmniej 55 lat dla kobiet i co najmniej 60 lat dla mężczyzn;
 - 4) ma okres składkowy i nieskładkowy, wynoszący co najmniej 20 lat dla kobiet i co najmniej 25 lat dla mężczyzn;
 - 5) przed dniem 1 stycznia 1999 r. wykonywał prace w szczególnych warunkach lub prace w szczególnym charakterze;
 - 6) po dniu 31 grudnia 2008 r. wykonywał pracę w szczególnych warunkach lub o szczególnym charakterze;
 - 7) nastąpiło z nim rozwiązanie stosunku pracy.
7. Prawo do emerytury pomostowej ustaje z dniem:
 - 1) poprzedzającym dzień nabycia prawa do emerytury, która jest ustalona decyzją organu rentowego lub innego organu emerytalno-rentowego, określonego w odrębnych przepisach;
 - 2) osiągnięcia przez uprawnionego wieku:
 - a) 60 lat – w przypadku kobiet
 - b) 65 lat – w przypadku mężczyzn
 - jeżeli uprawniony nie ma prawa do emerytury ustalonego decyzją organu rentowego lub innego organu emerytalno-rentowego, określonego w odrębnych przepisach;
 - 3) śmierci uprawnionego.
8. Zgodnie z art. 24 ust. 2 ustawy o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych, co do zasady „dla ubezpieczonych urodzonych po dniu 31 grudnia 1948 r., zatrudnionych w szczególnych warunkach lub szczególnym charakterze (...) zostaną ustanowione emerytury pomostowe.”
9. Rozdział 3a powyższej ustawy dotyczy emerytur górniczych. Emerytura taka przysługuje pracownikowi, który spełnia łącznie następujące warunki:

- a) ukończył 55. rok życia,
- b) ma okres pracy górniczej wynoszący łącznie z okresami pracy równorzędnej co najmniej 20 lat dla kobiet i 25 lat dla mężczyzn, w tym co najmniej 10 lat pracy górniczej określonej w ustawie (m.in. zatrudnienie pod ziemią w kopalniach węgla, rud, kruszców),
- c) nie przystąpili do otwartego funduszu emerytalnego albo złożyli wniosek o przekazanie środków zgromadzonych na rachunku w otwartym funduszu emerytalnym, za pośrednictwem Zakładu, na dochody budżetu państwa.

4.3.4 Opłaty za korzystanie ze środowiska

1. Opłaty te zostały uregulowane w ustawie Prawo ochrony środowiska. Według art. 272 i nast. środki finansowo-prawne ochrony środowiska stanowią w szczególności:
 - a) opłata za korzystanie ze środowiska,
 - b) administracyjna kara pieniężna,
 - c) zróżnicowane stawki podatków i innych danin publicznych służące celom ochrony środowiska,
 - d) opłata emisyjna (z tytułu wprowadzania na rynek krajowy paliw silnikowych).
2. Do ponoszenia opłat za korzystanie ze środowiska oraz administracyjnych kar pieniężnych są obowiązane podmioty korzystające ze środowiska.
3. Podmiot korzystający ze środowiska ustala we własnym zakresie wysokość należnej opłaty i wnosi ją na rachunek właściwego urzędu marszałkowskiego.
4. Osoby fizyczne niebędące przedsiębiorcami ponoszą te opłaty w zakresie, w jakim korzystanie wymaga pozwolenia na wprowadzanie substancji lub energii do środowiska.
5. Podmiot korzystający ze środowiska bez uzyskania wymaganego pozwolenia lub innej decyzji ponosi opłatę podwyższoną za korzystanie ze środowiska.
6. W razie korzystania ze środowiska z przekroczeniem lub naruszeniem warunków określonych w pozwoleniu lub innej decyzji podmiot korzystający ze środowiska ponosi, oprócz opłaty, administracyjną karę pieniężną.
7. Wpływy z ich tytułu stanowią przychody Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej, wojewódzkich funduszy ochrony środowiska i gospodarki wodnej oraz dochody budżetów powiatów i budżetów gmin (art. 277 ust. 4).
8. Opłata za korzystanie ze środowiska jest ponoszona za:
 - a) wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza,
 - b) wydane uprawnienia do emisji na zasadach określonych w ustawie z dnia 12 czerwca 2015 r. o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych,
 - c) składowanie odpadów.

9. Prowadzący instalację albo operator statku powietrznego, który rozliczył emisję gazów cieplarnianych objętych systemem handlu uprawnieniami, zgodnie z przepisami ustawy z dnia 12 czerwca 2015 r. nie ponosi opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w zakresie, w jakim emisja tych gazów została rozliczona uprawnieniami do emisji.
10. Wysokość opłat za korzystanie ze środowiska i administracyjnych kar pieniężnych zależy od ilości i rodzaju gazów lub pyłów wprowadzanych do powietrza.
11. Wysokość opłaty za korzystanie ze środowiska w przypadku uprawnień do emisji wydanych na zasadach określonych w ustawie o systemie handlu uprawnieniami do emisji gazów cieplarnianych ustala się jako iloczyn liczby uprawnień do emisji wydanych w danym roku na rachunek posiadania operatora albo na rachunek posiadania operatora statków powietrznych w rejestrze Unii, i obowiązującej stawki opłat za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza w zakresie emisji dwutlenku węgla w roku, w którym wydano uprawnienia do emisji.
12. Wysokość opłaty za składowanie odpadów zależy od ilości i rodzaju składowanych odpadów z tym, że wysokość opłaty podwyższonej zależy także od czasu składowania odpadów.
13. Opłaty za korzystanie ze środowiska wnoszone są na rachunek urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce korzystania ze środowiska.
14. Opłaty za wprowadzanie gazów lub pyłów do powietrza, wynikające z eksploatacji urządzeń, wnosi się na rachunek urzędu marszałkowskiego właściwego ze względu na miejsce rejestracji podmiotu korzystającego ze środowiska.
15. Administracyjne kary pieniężne podmiot korzystający ze środowiska wnosi na rachunek Wojewódzkiego Inspektora Ochrony Środowiska, który wydał decyzję w przedmiocie wymierzenia kary.
16. Nie wnosi się opłat z tytułu korzystania ze środowiska, których roczna wysokość wnoszona na rachunek urzędu marszałkowskiego nie przekracza 800 zł. Sejmik województwa może w drodze aktu prawa miejscowego uchwalić podwyższenie tej kwoty, jednak nie więcej niż do 50 proc.

Opłaty za usuwanie drzew lub krzewów

1. Regulacje dotyczące opłat za usuwanie drzew lub krzewów znajdują się w ustawie o ochronie przyrody.
2. Stosownie do art. 83 usunięcie drzew lub krzewów z terenu nieruchomości może nastąpić, co do zasady, po uzyskaniu zezwolenia wydanego przez wójta, burmistrza albo prezydenta miasta, a w przypadku, gdy zezwolenie dotyczy usunięcia drzewa z terenu nieruchomości lub jej części wpisanej do rejestru zabytków — wojewódzkiego konserwatora zabytków, a następuje na wniosek:
 - a) posiadacza nieruchomości — za zgodą właściciela tej nieruchomości;

- b) właściciela urządzeń, o których mowa w art. 49 § 1 Kodeksu cywilnego, jeżeli drzewa lub krzewy zagrażają funkcjonowaniu tych urządzeń.
3. Wydanie zezwolenia może być uzależnione od określonych przez organ nasadzeń zastępczych lub przesadzenia tego drzewa lub krzewu.
 4. Za usunięcie drzew lub krzewów posiadacz nieruchomości ponosi opłaty, ich wysokość, termin usunięcia/przesadzenia ustala się w zezwoleniu.
 5. Opłata za usunięcie drzewa ustalana jest na podstawie stawki zależnej od obwodu pnia oraz rodzaju i gatunku drzewa (stawki dla poszczególnych rodzajów i gatunków drzew określa minister właściwy do spraw środowiska w rozporządzeniu, przy czym ustawa określa stawki maksymalne).
 6. Administracyjne kary pieniężne wymierzane są przez wójta, burmistrza, prezydenta miasta za (art. 88):
 - a) usunięcie drzewa lub krzewu bez wymaganego zezwolenia,
 - b) usunięcie drzewa lub krzewu bez zgody posiadacza nieruchomości,
 - c) zniszczenie drzewa lub krzewu,
 - d) uszkodzenie drzewa spowodowane wykonywaniem prac w obrębie korony drzewa,
 - e) usunięcie drzewa pomimo sprzeciwu organu i bez zezwolenia,
 - f) usunięcie drzewa bez dokonania zgłoszenia lub przed upływem terminu.

Opłaty za usługi wodne oraz inne należności

1. Korzystanie z wód uregulowane zostało w ustawie Prawo wodne.
2. W świetle powyższej ustawy szczególnym korzystaniem z wód jest m.in. korzystanie na potrzeby działalności gospodarczej innej niż działalność rolnicza.
3. Jednym z instrumentów zarządzania zasobami wodnymi są opłaty za usługi wodne. Te ostatnie polegają na zapewnieniu gospodarstwom domowym, podmiotom publicznym oraz podmiotom prowadzącym działalność gospodarczą możliwości korzystania z wód w zakresie wykraczającym poza zakres powszechnego korzystania z wód, zwykłego korzystania z wód oraz szczególnego korzystania z wód.
4. Usługami wodnymi, za które uiszcza się opłaty są:
 - a) pobór wód podziemnych lub wód powierzchniowych (przy czym do celów wydobywania węgla kamiennego i węgla brunatnego oraz do celów pozostałego górnictwa i wydobywania opłaty ponosi się wyłącznie za pobór wód z ujęć wód podziemnych lub ujęć wód powierzchniowych, które nie należą do systemów odwadniania zakładów górniczych),
 - b) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi,
 - c) odprowadzanie do wód:

- wód opadowych lub roztopowych ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast,
 - wód pochodzących z odwodnienia gruntów w granicach administracyjnych miast,
- d) pobór wód podziemnych i wód powierzchniowych na potrzeby chowu i hodowli ryb oraz innych organizmów wodnych,
- e) wprowadzanie do wód lub do ziemi ścieków z chowu lub hodowli ryb oraz innych organizmów wodnych.
5. Warto zwrócić uwagę, że zgodnie z definicją zawartą w ustawie Prawo ochrony środowiska, ściekami są m.in. wody pochodzące z odwodnienia zakładów górniczych z wyjątkiem wód wtłaczanych do górotworu, jeżeli rodzaje i ilość substancji zawartych w wodzie wtłaczanej do górotworu są tożsame z rodzajami i ilościami substancji zawartych w pobranej wodzie z wyłączeniem niezanieczyszczonych wód pochodzących z odwodnienia zakładów górniczych.
6. Opłatę za usługi wodne uiszcza się także m.in. za zmniejszenie naturalnej retencji terenowej na skutek wykonywania na nieruchomości o powierzchni powyżej 3500 m kw. robót lub obiektów budowlanych trwale związanych z gruntem, mających wpływ na zmniejszenie tej retencji przez wyłączenie więcej niż 70 proc. powierzchni nieruchomości z powierzchni biologicznie czynnej na obszarach nieujętych w systemy kanalizacji otwartej lub zamkniętej.
7. Opłata za usługi wodne za pobór wód składa się z opłaty stałej oraz opłaty zmiennej uzależnionej od ilości wód pobranych.
8. Wysokość opłaty za usługi wodne zależy odpowiednio od ilości pobranej wody oraz od tego, czy pobrano wodę powierzchniową czy wodę podziemną, przeznaczenia wody, jej średniego niskiego przepływu z wielolecia (SNQ), przy czym wielolecie obejmuje co najmniej 20 lat hydrologicznych oraz dostępnych zasobów wód podziemnych.
9. Opłata za usługi wodne za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi składa się z opłaty stałej oraz opłaty zmiennej zależnej od ilości i jakości ścieków wprowadzanych w ramach pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego.
10. Wysokość opłaty stałej za:
- a) pobór wód podziemnych,
 - b) pobór wód powierzchniowych,
 - c) odprowadzanie do wód:
 - wód opadowych lub roztopowych ujętych w otwarte lub zamknięte systemy kanalizacji deszczowej służące do odprowadzania opadów atmosferycznych albo systemy kanalizacji zbiorczej w granicach administracyjnych miast,

- wód pochodzących z odwodnienia gruntów w granicach administracyjnych miast,
 - d) wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi ustalają Wody Polskie oraz przekazują podmiotom obowiązującym do ponoszenia opłat za usługi wodne w formie informacji rocznej, zawierającej także sposób obliczenia tej opłaty.
11. Wysokość opłaty stałej za pobór wód podziemnych ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i maksymalnej ilości wody podziemnej wyrażonej w m sześć./s, która może być pobrana na podstawie pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego, z uwzględnieniem stosunku ilości wody podziemnej, która może być pobrana na podstawie tych pozwoleń, do dostępnych zasobów wód podziemnych.
 12. Wysokość opłaty stałej za pobór wód powierzchniowych ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i maksymalnej ilości wody powierzchniowej wyrażonej w m sześć./s, która może być pobrana na podstawie pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego, z uwzględnieniem stosunku ilości wody powierzchniowej, która może być pobrana na podstawie tych pozwoleń do SNQ.
 13. Wysokość opłaty stałej za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi ustala się jako iloczyn jednostkowej stawki opłaty, czasu wyrażonego w dniach i określonej w pozwoleniu wodnoprawnym albo w pozwoleniu zintegrowanym maksymalnej ilości ścieków wprowadzanych do wód lub do ziemi wyrażonej w m sześć./s.
 14. Podmiot obowiązany do ponoszenia opłat za usługi wodne wnosi opłatę statą na rachunek bankowy Wód Polskich w 4 równych ratach kwartalnych nie później niż do końca miesiąca następującego po upływie każdego kwartału.
 15. Górne jednostkowe stawki opłat za usługi wodne wskazane są w ustawie. Jednostkowe stawki opłat znajdują się w rozporządzeniu Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r.
 16. Zwolnione z opłat za usługi wodne jest wprowadzanie do wód lub do ziemi ścieków będących wodami zasolonymi, jeżeli wartość sumy chlorków i siarczanów ($\text{Cl} + \text{SO}_4$) w tych wodach nie przekracza 500 mg/l.
 17. Wpływy z tytułu opłat za usługi wodne oraz opłat podwyższonych stanowią przychody Wód Polskich, z wyjątkiem wpływów z:
 - a) opłat za wprowadzanie ścieków do wód lub do ziemi,
 - b) opłat podwyższonych w razie przekroczenia warunków pozwolenia wodnoprawnego albo pozwolenia zintegrowanego z tytułu korzystania z usług wodnych polegających na wprowadzaniu ścieków do wód lub do ziemi, które w 10 proc. stanowią przychód Wód Polskich, a w 90 proc. stanowią przychód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.

Opłaty z tytułu wyłączenia gruntów z produkcji rolniczej lub leśnej

1. Regulowane postanowieniami ustawy o ochronie gruntów rolnych i leśnych.
2. Według art. 11 ustawy wyłączenie z produkcji użytków rolnych wytworzonych z gleb pochodzenia mineralnego i organicznego, zaliczonych do klas I, II, III, IIIa, IIIb oraz użytków rolnych klas IV, IVa, IVb, V i VI wytworzonych z gleb pochodzenia organicznego, a także gruntów, o których mowa w ustawie oraz gruntów leśnych, przeznaczonych na cele nierolnicze i nieleśne — może nastąpić po wydaniu decyzji zezwalających na takie wyłączenie.
3. Osoba, która uzyskała zezwolenie na wyłączenie gruntów z produkcji, jest obowiązana uiścić:
 - a) należności
 - b) opłaty roczne,
 - c) a w odniesieniu do gruntów leśnych — także jednorazowe odszkodowanie w razie dokonania przedwczesnego wyrębu drzewostanu.
Obowiązek taki powstaje od dnia faktycznego wyłączenia gruntów z produkcji (art. 12).
4. Osoba powodująca utratę albo ograniczenie wartości użytkowej gruntów jest obowiązana do ich rekultywacji na własny koszt.
5. Na terenach przewidywanego osiadania gruntów na skutek działalności górniczej zakład przemysłowy, na wniosek właściciela, rozpoczyna rekultywację przed wystąpieniem degradacji gruntów. (art. 21).
6. Wedle art. 22b dochodami budżetu województwa związanymi z wyłączaniem z produkcji gruntów rolnych są pobierane na podstawie ustawy:
 - a) należności,
 - b) opłaty roczne,
 - c) opłaty z tytułu niewykonania obowiązku zdjęcia i wykorzystania próchnicznej warstwy gleby,
 - d) opłaty oraz należności i opłaty roczne podwyższone,
 - e) odsetki z tytułu powyższych należności i opłat.
Zarząd województwa gromadzi powyższe dochody na wyodrębnionym rachunku bankowym.

4.3.5 Obciążenia związane z prowadzeniem działalności górniczej

Opłata eksploatacyjna

1. Określona w Dziale VII ustawy z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (PGG) — art. 134 i nast.

2. Wnoszona jest przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję na wydobywanie kopaliny ze złoża.
3. Pełni funkcję swego rodzaju rekompensaty za ingerencję w środowisko.
4. Ustalana jako iloczyn jej stawki oraz ilości kopaliny wydobytej ze złoża bilansowego i pozabilansowego w okresie rozliczeniowym.
5. Stawki dla poszczególnych kopaliny określa załącznik do ustawy.
6. Stawki dla kopaliny towarzyszącej i dla kopaliny współwystępującej wydobytej ze złoża węglowodorów wynoszą 50 proc.
7. Okresem rozliczeniowym jest półrocze, liczone odpowiednio od dnia 1 stycznia do 30 czerwca i od dnia 1 lipca do dnia 31 grudnia.
8. Instytucja tzw. samoopodatkowania, czyli przedsiębiorca samodzielnie ustala wysokość opłaty należnej za okres rozliczeniowy i wnosi ją, bez wezwania, na rachunki bankowe gminy, na terenie której jest prowadzona działalność oraz Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej (w przypadku koncesji na wydobywanie węglowodorów ze złoża oraz w przypadku uzyskania decyzji inwestycyjnej przy koncesji na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża węglowodorów — na rachunki bankowe gminy, powiatu i województwa, na terenie których jest prowadzona działalność oraz NFOŚiGW).
9. Obowiązek zapłaty opłaty eksploatacyjnej nie powstaje, jeżeli jej wysokość za okres rozliczeniowy nie przekracza 300 zł.

Opłata (koncesyjna) za poszukiwanie / rozpoznawanie

1. Opłata uiszczana przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję na poszukiwanie lub rozpoznawanie złoża kopaliny, koncesję na poszukiwanie lub rozpoznawanie kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla albo koncesję na poszukiwanie i rozpoznawanie złoża węglowodorów oraz wydobywanie węglowodorów ze złoża (art. 133 ust. 1 ustawy PGG).
2. Opłata ustalana w koncesji jako iloczyn stawki opłaty oraz wyrażonej w kilometrach kwadratowych powierzchni terenu objętego koncesją.
3. Stawki opłat są określone w ustawie.
4. Stawki opłaty za działalność w zakresie poszukiwania złóż kopaliny za kilometr kwadratowy wskazano w art. 133 ust. 2 PGG:
 - a) węgiel kamienny i ruda uranu — 624,71 zł,
 - b) węgiel brunatny — 249,91 zł,
 - c) pozostałe kopaliny, których złoża są objęte własnością górnictw, z wyłączeniem węglowodorów — 124,98 zł.

5. Stawki opłaty za działalność w zakresie rozpoznawania złóż kopalin lub łącznie za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż kopalin wynosi dwukrotność stawki określonej powyżej.
6. Stawka opłaty za działalność w zakresie poszukiwania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla wynosi 121,20 zł.
7. Stawka opłaty za działalność w zakresie rozpoznawania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla lub łącznie za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania kompleksu podziemnego składowania dwutlenku węgla wynosi dwukrotność stawki określonej w pkt. 6.
8. Stawka opłaty za działalność w zakresie poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów za kilometr kwadratowy wynosi 234,88 zł.
9. Opłata ma charakter jednorazowy i jest wnoszona w terminie 14 dni od dnia, w którym koncesja stała się ostateczna.

Opłata (koncesyjna) za magazynowanie / składowanie

1. Wnoszona przez przedsiębiorcę, który uzyskał koncesję na (art. 135 ust. 1 ustawy PGG):
 - a) podziemne bezzbiornikowe magazynowanie substancji albo
 - b) podziemne składowanie odpadów, albo
 - c) podziemne składowanie dwutlenku węgla.
2. Ustalana jako iloczyn stawki opłaty oraz ilości odpowiednio substancji, odpadów albo dwutlenku węgla, która w okresie rozliczeniowym została wprowadzona do górotworu, w tym do podziemnych wyrobisk górniczych.
3. Wysokość stawek określona w ustawie.
4. Samoopodatkowania na tych samych warunkach, co opłata eksploatacyjna.

Opłata podwyższona / dodatkowa

1. Stawki trzech ww. opłat podlegają corocznej zmianie, stosownie do średniorocznego wskaźnika cen towarów i usług konsumpcyjnych ogółem, planowanego w ustawie budżetowej na dany rok kalendarzowy. Na podstawie powyższego wskaźnika minister właściwy do spraw środowiska ogłasza, w drodze obwieszczenia, w Monitorze Polskim stawki opłat obowiązujące na następnym roku kalendarzowy, zaokrąglając je w górę do pełnych groszy.
2. Za działalność wykonywaną z rażącym naruszeniem warunków określonych w koncesji lub zatwierdzonym albo w podlegającym zgłoszeniu projekcie robót geologicznych nakładana jest opłata dodatkowa (art. 139 ustawy PGG). Jest niezależna od wymienionych powyżej opłat.

3. Ustalana w drodze decyzji przez organ koncesyjny lub organ administracji geologicznej, który zatwierdził projekt robót geologicznych lub któremu zgłoszono projekt robót geologicznych.
4. Jej wysokość dla poszczególnych rodzajów działalności jest określona w ustawie.
5. Wnoszona w terminie 14 dni od dnia, w którym decyzja stała się ostateczna.
6. Opłacie podwyższonej podlega działalność wykonywana bez wymaganej koncesji albo bez zatwierdzonego, albo podlegającego zgłoszeniu projektu robót geologicznych (art. 140 ustawy PGG).
7. Organami właściwymi są minister właściwy do spraw środowiska bądź właściwy organ nadzoru górniczego.
8. Jej wysokość jest ustalona w ustawie.

4.3.6 Przepisy wspólne dot. opłat regulowanych Działem VII ustawy PGG

1. Wpływy z tytułu opłat określonych w Dziel VII ustawy PGG w 60 proc. stanowią dochód gminy, na terenie której prowadzona jest działalność, a w 40 proc. dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
2. Za działalność prowadzoną w granicach obszarów morskich RP w całości stanowią dochód Narodowego Funduszu Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej.
3. Do wymienionych opłat stosuje się odpowiednio przepisy ustawy Ordynacja podatkowa dotyczące zobowiązań podatkowych.
4. Przedawnienie — decyzja w sprawach opłat nie może być wydana po upływie 5 lat od końca roku, w którym nastąpiło zdarzenie uzasadniające jej wydanie.

Zabezpieczenie roszczeń

1. Co do zasady, tylko koncesja na prowadzenie działalności polegająca na podziemnych składowaniu odpadów jest udzielana pod warunkiem ustanowienia zabezpieczenia roszczeń mogących powstać wskutek wykonywania takiej działalności. Jednak takie zabezpieczenie może być także warunkiem udzielenia koncesji na działalność inną niż wskazana powyżej (z wyjątkiem koncesji na podziemne składowanie dwutlenku węgla), jeżeli przemawia za tym szczególnie ważny interes państwa lub szczególnie ważny interes publiczny związany w szczególności z ochroną środowiska lub gospodarką kraju (art. 28 PGG).
2. Zabezpieczenie może w szczególności przyjąć formę ubezpieczenia od odpowiedzialności cywilnej przedsiębiorcy, gwarancji bankowej albo poręczenia bankowego.

Wynagrodzenie za korzystanie z informacji geologicznej

1. Zgodnie z art. 6 ust. 1 pkt 2 PGG informacją geologiczną są dane i próbki geologiczne wraz z wynikami ich przetworzenia i interpretacji, w szczególności

- przedstawione w dokumentacjach geologicznych oraz zapisane na informatycznych nośnikach danych, natomiast danymi geologicznymi są wyniki bezpośrednich obserwacji i pomiarów uzyskanych w toku prowadzenia prac geologicznych (art. 6 ust. 1 pkt 1).
2. Zgodnie z art. 99 ust. 1 co do zasady prawo do informacji geologicznej przysługuje Skarbowi Państwa.
 3. Organy administracji geologicznej oraz państwowa służba geologiczna gromadzą, ewidencjonują, archiwizują, chronią i udostępniają informację geologiczną.
 4. Temu, kto ponosząc koszt prac prowadzonych w wyniku decyzji wydanych na podstawie PGG lub prowadzonych na podstawie zgłoszenia projektu robót geologicznych uzyskał informację geologiczną, przysługuje prawo do nieodpłatnego korzystania z niej.
 5. W okresie 3 lat od dnia doręczenia decyzji zatwierdzającej dokumentację geologiczną lub od dnia przekazania dokumentacji sporządzonej w przypadkach, o których mowa w art. 92 pkt 3 i 5, podmiotowi, o którym mowa powyżej przysługuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej w celu ubiegania się o wykonywanie działalności w zakresie:
 - a) wydobywania kopalin ze złóż,
 - b) wydobywania węglowodorów ze złóż w czasie trwania fazy wydobywania,
 - c) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów oraz podziemnego składowania dwutlenku węgla,
 - d) w jakim wymagane jest pozwolenie wodnoprawne.
 6. Jeżeli przed upływem terminu określonego w punkcie powyżej ten, komu przysługuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej, uzyskał decyzję stanowiącą podstawę wykonywania ww. działalności, zachowuje wyłączne prawo do korzystania z informacji geologicznej przez czas określony w takiej decyzji oraz dodatkowo przez 2 lata od dnia utraty jej mocy.
 7. W świetle art. 100 PGG korzystanie z informacji geologicznej, do której prawa przysługują Skarbowi Państwa, jest co do zasady nieodpłatne. Wyjątkiem, który wymaga zawarcia umowy i wynagrodzenia, jest korzystanie z takiej informacji w zakresie:
 - a) wydobywania kopalin ze złóż,
 - b) wydobywania węglowodorów ze złóż w czasie trwania fazy wydobywania,
 - c) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów oraz podziemnego składowania dwutlenku węgla,
 - d) w jakim wymagane jest pozwolenie wodnoprawne.
 8. Podstawę określenia wynagrodzenia za korzystanie z informacji geologicznej stanowi wycena określająca koszty projektowania, wykonywania i dokumentowania

prac geologicznych sfinansowana przez podmiot ubiegający się o korzystanie z tej informacji. Przed zawarciem umowy Skarb Państwa dokonuje weryfikacji wyceny.

9. Wpływy z tytułu rozporządzania prawem do informacji geologicznej należącej do Skarbu Państwa stanowią dochód budżetu państwa.

Wynagrodzenie z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego

1. W granicach określonych przez ustawy Skarb Państwa, z wyłączeniem innych osób, może korzystać z przedmiotu własności górniczej albo rozporządzać swoim prawem wyłącznie przez ustanowienie użytkowania górniczego (art. 12 PGG)
2. Stosownie do art. 13 PGG ustanowienie użytkowania górniczego następuje w drodze umowy zawartej na piśmie pod rygorem nieważności. Wysokość wynagrodzenia z tytułu ustanowienia użytkowania górniczego i sposób jego zapłaty określa umowa o ustanowienie użytkowania górniczego. Wynagrodzenie to stanowi dochód budżetu państwa.
3. Umowa o ustanowieniu użytkowania górniczego staje się skuteczna z dniem uzyskania koncesji.
4. W przypadku nieuzyskania koncesji w terminie roku od dnia zawarcia umowy o ustanowieniu użytkowania górniczego, umowa ta wygasa.
5. Użytkowanie górnicze wygasa w przypadku wygaśnięcia, cofnięcia lub utraty mocy koncesji, bez względu na przyczynę.
6. Z wyjątkiem poszukiwania lub rozpoznawania złóż kopalin (za wyłączeniem węglowodorów), ustanowienie użytkowania górniczego może być poprzedzone przetargiem, w szczególności, gdy o jego ustanowienie ubiega się więcej niż jeden podmiot.
7. Ministerstwo Klimatu i Środowiska na swojej stronie internetowej zamieszcza „Zasady ustalania wynagrodzenia z tytułu użytkowania górniczego” (dokument z 3 września 2015 r., zmieniony 24 kwietnia 2018 r.). Zgodnie z nimi wynagrodzenie to, związane z wydobywaniem kopalin ze złóż, składa się z dwóch części:
 - a) stałej, płatnej co roku (zależnej od iloczynu wyliczonej wartości użytkowej złoża i przyjętego przez MKiŚ wskaźnika określonego w promilach):
 - dla złóż węgla kamiennego stawka wynosi 0,01 proc. wartości użytkowej złoża, nie mniej niż 50 tys. zł,
 - dla węgla brunatnego stawka wynosi 0,05 proc. wartości użytkowej złoża, nie mniej niż 50 tys. zł,
 - dla złóż metanu z pokładów węgla stawka wynosi 0,005 proc. wartości użytkowej złoża,
 - b) zmiennej, płatnej co roku od dnia rozpoczęcia wydobywania kopaliny ze złoża (zależnej od iloczynu wysokości opłaty eksploatacyjnej za poprzedni rok i przyjętego przez MKiŚ wskaźnika określonego w procentach) — część

zmienna dla złóż węgla kamiennego oraz złóż metanu występującego jako kopalina towarzysząca stanowi równowartość 10 proc. opłaty eksploatacyjnej; dla złóż węgla brunatnego 30 proc.,

- c) wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego jest uiszczane corocznie przez cały okres obowiązywania tego użytkowania,
- d) wynagrodzenie jest uiszczane do końca lutego każdego roku obowiązywania użytkowania górniczego (liczonego jako kolejne następujące po sobie 12 miesięcy) za rok poprzedni. W przypadku, gdy w roku poprzednim nie była prowadzona eksploatacja kopaliny i nie była uiszczana opłata eksploatacyjna, użytkownik górniczny płaci tylko część stałą wynagrodzenia;
- e) wynagrodzenie za ustanowienie użytkowania górniczego w przypadku złóż zawierających kopaliny towarzyszące jest obliczane jako suma wartości poszczególnych składników.

Fundusz likwidacji zakładu górniczego

1. Zgodnie z art. 128 PGG przedsiębiorca, który uzyskał koncesję na działalność w zakresie wydobywania kopalin ze złóż, poszukiwania i rozpoznawania złóż węglowodorów oraz wydobywania węglowodorów ze złóż, podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji, podziemnego składowania odpadów, tworzy fundusz likwidacji zakładu górniczego oraz gromadzi na nim środki. Przedsiębiorca może utworzyć wspólny fundusz dla więcej niż jednego zakładu górniczego.
2. Środki funduszu gromadzi się na wyodrębnionym rachunku bankowym w postaci środków pieniężnych. Środki funduszu mogą być gromadzone również w postaci bonów skarbowych lub obligacji emitowanych lub gwarantowanych przez Skarb Państwa.
3. Środki funduszu zwiększa się o wpływy z oprocentowania środków pieniężnych, przychody z bonów skarbowych oraz przychody z obligacji emitowanych lub gwarantowanych przez Skarb Państwa.
4. W przypadku wydobywania kopalin ze złóż metodą:
 - a) robót podziemnych lub otworów wiertniczych, przeznaczają się na fundusz równowartość nie mniej niż 3 proc. odpisów amortyzacyjnych od środków trwałych zakładu górniczego, ustalanych stosownie do przepisów o podatku dochodowym (stosuje się także do podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji oraz podziemnego składowania odpadów),
 - b) odkrywkową — przeznaczają się na fundusz równowartość nie mniej niż 10 proc. należnej opłaty eksploatacyjnej, w terminie miesiąca po zakończeniu roku obrotowego.
5. Obowiązek przeznaczania środków na fundusz powstaje w przypadku:
 - a) wydobywania kopalin ze złóż — od dnia wymagalności opłaty eksploatacyjnej,

- b) podziemnego bezzbiornikowego magazynowania substancji lub podziemnego składowania odpadów — od dnia zatwierdzenia planu ruchu zakładu górniczego.
6. Obowiązek przeznaczania środków na fundusz ustaje z dniem rozpoczęcia likwidacji zakładu górniczego.
 7. Likwidacja części zakładu górniczego nie zwalnia z obowiązku dokonywania wpłat w zakresie pozostałej części tego zakładu.
 8. Likwidacja funduszu następuje po zakończeniu likwidacji zakładu górniczego, za zgodą właściwego organu nadzoru górniczego, wyrażoną w drodze decyzji po zasięgnięciu opinii właściwego wójta, burmistrza, prezydenta miasta.
 9. Stosowanie wymagań powyższych nie jest obowiązkowe dla przedsiębiorcy, który uzyskał koncesję starosty.
 10. Kto nie dopełnia ciężącego na nim obowiązku w zakresie tworzenia funduszu, gromadzenia środków na funduszu oraz przedstawiania na żądanie właściwych organów aktualnych wyciągów z rachunku bankowego, na którym gromadzi środki funduszu oraz informacji o sposobie ich wykorzystania, podlega karze grzywny (art. 187 PGG).

4.3.7 Inne obciążenia

Wpłaty z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa

1. Obciążenia te w poprzednim stanie prawnym regulowała ustawa z dnia 19 lipca 1991 r. o oprocentowaniu kapitału w jednoosobowych spółkach Skarbu Państwa (Dz. U. Nr 75, poz. 330 ze zm.), przy czym była wówczas mowa o obowiązku wpłacania Skarbowi Państwa odsetek od wniesionego przez Skarb Państwa kapitału (wpłacane były z zysku po opodatkowaniu w wysokości 0,5 proc. podstawy w stosunku miesięcznym).
2. Obecnie kwestia ta jest regulowana w ustawie z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa.
3. Przepisy tej ustawy, co do zasady, stosuje się do:
 - a) jednoosobowych spółek Skarbu Państwa,
 - b) spółek, w których wszystkie akcje (udziały) są własnością Skarbu Państwa, z wyjątkiem akcji (udziałów) nieodpłatnie udostępnionych pracownikom na zasadach określonych w odrębnych przepisach.
4. Wymienione spółki są obowiązane do dokonywania wpłat z zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym na rzecz Funduszu Inwestycji Kapitałowych. Są one dokonywane zaliczkowo w okresach miesięcznych lub kwartalnych. Ostateczne rozliczenie następuje po zatwierdzeniu sprawozdania finansowego. Wyboru okresu, za jaki będzie dokonywana zaliczka dokonuje spółka.

5. Spółki są obowiązane składać deklaracje o wysokości zysku po opodatkowaniu podatkiem dochodowym, osiągniętego od początku roku obrotowego i wpłacać na rachunek urzędu skarbowego, właściwego według siedziby spółki, zaliczki miesięczne (kwartalne) w wysokości różnicy między wpłatami z zysku należnymi z zysku osiągniętego od początku roku obrotowego a sumą zaliczek należnych za poprzednie miesiące (kwartały).
6. Podstawą ustalenia wysokości zaliczki jest zysk po opodatkowaniu podatkiem dochodowym osiągnięty w danym okresie, liczony w rachunku narastającym.
7. Wpłaty z zysku dokonywane są w wysokości 15 proc. zysku. Tryb i terminy wpłacania wpłat określa Minister Finansów w rozporządzeniu.

Dywidenda

1. Dywidenda (łac. *dividendum* — rzecz do podziału) — część zysku netto (po opodatkowaniu podatkiem dochodowym) spółki kapitałowej przeznaczona dla jedyne go wspólnika albo akcjonariusza, lub podziału pomiędzy wspólników lub akcjonariuszy.
2. To forma dochodu z kapitału. Dywidendę uzyskują posiadacze akcji przedsiębiorstwa zorganizowanego w formie spółki akcyjnej, a także właściciele spółki z ograniczoną odpowiedzialnością — jako formę udziału w jej zyskach (związaną z udziałami, a nie akcjami).
3. Zasady wypłaty dywidendy uregulowane są w statucie konkretnej spółki, ale muszą być zgodne z regulacjami ustalonymi w Kodeksie spółek handlowych.
4. O proporcjach podziału zysku na część niepodlegającą podziałowi i część przeznaczoną na wypłaty dywidendy decyduje walne zgromadzenie akcjonariuszy lub zgromadzenie wspólników po zatwierdzeniu bilansu spółki.
5. Regulacje dotyczące dywidendy różnią się w zależności od tego, czy dotyczą spółki z ograniczoną odpowiedzialnością, czy spółki akcyjnej.

4.4 Podsumowanie

Polityka fiskalna państwa wobec górnictwa węgla kamiennego była w ostatnich dekadach nieprzychylna i restrykcyjna. Doprowadziła do nadmiernego rozbudowania nieprzyjaznego dla branży systemu podatków, opłat i kar. W latach 2000–2020 górnictwo węgla kamiennego było obciążone i fizycznie wpłaciło do budżetu państwa, budżetów lokalnych oraz państwowych funduszy parabudżetowych kwotę 133 111 762,00 tys. zł. W tym samym okresie wartość pomocy publicznej skierowanej do analizowanego sektora górnictwa wyniosła 53 581 529,77 tys. zł. Saldo górniczych płatności i pomocy publicznej wyniosło więc 79 530 232,23 tys. zł. Niespotykany w innych krajach poziom obligatoryjnych obciążeń polskiego górnictwa węglowego skutecznie blokował jego rozwój i częstokroć wręcz uniemożliwiał utrzymanie konkurencyjności krajowego węgla.

Obecnie w dobie transformacji sektora, która skutkować będzie likwidacją kopalń do roku 2049, warto zwrócić uwagę na ubytek dochodów publicznych spowodowany decyzjami podjętymi w tym zakresie.

4.5 Lista aktów prawnych

- 1) Ustawa z dnia 26 lipca 1991 r. o podatku dochodowym od osób fizycznych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1426 ze zm.);
- 2) Ustawa z dnia 20 listopada 1998 r. o zryczałtowanym podatku dochodowym od niektórych przychodów osiąganych przez osoby fizyczne (Dz. U. z 2020 r., poz. 1905 ze zm.);
- 3) Ustawa z dnia 13 listopada 2003 r. o dochodach jednostek samorządu terytorialnego (Dz. U. z 2021 r., poz. 38 ze zm.) – skrót u.d.j.s.t.;
- 4) Ustawa z dnia 27 sierpnia 2009 r. o finansach publicznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 305 ze zm.);
- 5) Ustawa z dnia 15 lutego 1992 r. o podatku dochodowym od osób prawnych (Dz. U. z 2020 r., poz. 1406 ze zm.);
- 6) Ustawa z dnia 11 marca 2004 r. o podatku od towarów i usług (Dz. U. z 2021 r., poz. 685 ze zm.);
- 7) Ustawa z dnia 6 grudnia 2008 r. o podatku akcyzowym (Dz. U. z 2020 r., poz. 722 ze zm.);
- 8) Ustawa z dnia 12 stycznia 1991 r. o podatkach i opłatach lokalnych (Dz. U. z 2019 r., poz. 1170 ze zm.);
- 9) Ustawa z dnia 13 października 1998 r. o systemie ubezpieczeń społecznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 423 ze zm.);
- 10) Ustawa z dnia 25 czerwca 1999 r. o świadczeniach pieniężnych z ubezpieczenia społecznego w razie choroby i macierzyństwa (Dz. U. z 2020 r. poz. 870 ze zm.);
- 11) Rozporządzenie Ministra Pracy i Polityki Społecznej z dnia 29 listopada 2002 r. w sprawie różnicowania stopy procentowej składki na ubezpieczenie społeczne z tytułu wypadków przy pracy i chorób zawodowych w zależności od zagrożeń zawodowych i ich skutków (Dz. U. z 2019 r. poz. 757 ze zm.);
- 12) Ustawa z dnia 27 sierpnia 2004 r. o świadczeniach opieki zdrowotnej finansowanych ze środków publicznych (Dz. U. z 2020 r., poz. 1398 ze zm.);
- 13) Ustawa z dnia 20 kwietnia 2004 r. o promocji zatrudnienia i instytucjach rynku pracy (Dz. U. z 2020 r. poz. 1409 ze zm.);
- 14) Ustawa z dnia 13 lipca 2006 r. o ochronie roszczeń pracowniczych w razie niewypłacalności pracodawcy (Dz. U. z 2020 r. poz. 7);

- 15) Ustawa z dnia 27 sierpnia 1997 r. o rehabilitacji zawodowej i społecznej oraz zatrudnianiu osób niepełnosprawnych (Dz. U. z 2021 r., poz. 573);
- 16) Ustawa z dnia 19 grudnia 2008 r. o emeryturach pomostowych (Dz. U. z 2018 r., poz. 1924);
- 17) Ustawa z dnia 17 grudnia 1998 r. o emeryturach i rentach z Funduszu Ubezpieczeń Społecznych (Dz. U. z 2021 r. poz. 291 ze zm.);
- 18) Ustawa budżetowa z dnia 20 stycznia 2021 r. na rok 2021 (Dz. U. poz. 190);
- 19) Ustawa z dnia 27 kwietnia 2001 r. Prawo ochrony środowiska (Dz. U. z 2020 r. poz. 1219 ze zm.);
- 20) Ustawa z dnia 16 kwietnia 2004 r. o ochronie przyrody (Dz. U. z 2020 r., poz. 55 ze zm.);
- 21) Ustawa z dnia 20 lipca 2017 r. Prawo wodne (Dz. U. z 2021 r., poz. 624);
- 22) Rozporządzenie Rady Ministrów z dnia 22 grudnia 2017 r. w sprawie jednostkowych stawek opłat za usługi wodne (Dz. U. z 2021 r., poz. 736);
- 23) Ustawa z dnia 3 lutego 1995 r. o ochronie gruntów rolnych i leśnych (Dz. U. z 2017 r. poz. 1161 ze zm.);
- 24) Ustawa z dnia 9 czerwca 2011 r. Prawo geologiczne i górnicze (Dz. U. z 2020 r., poz. 1064 ze zm.) — skrót PGG;
- 25) Zasady ustalania wynagrodzenia z tytułu użytkowania górniczego z 3 września 2015 r., zmienione 24 kwietnia 2018 r.;
- 26) Ustawa z dnia 1 grudnia 1995 r. o wpłatach z zysku przez jednoosobowe spółki Skarbu Państwa (Dz. U. z 2020 r., poz. 16);
- 27) Ustawa z dnia 15 września 2000 r. Kodeks spółek handlowych (Dz. U. z 2020 r. poz. 1526).

Materiały uzupełniające: załączniki do rozdziału 3

Załącznik 1. Kalendarium wybranych prac doprecyzowujących koncepcję Europejskiego Zielonego Ładu

14 lipca 2021 r. - realizacja Europejskiego Zielonego Ładu

Pakiet inicjatyw legislacyjnych dotyczących:

- **Transformacji gospodarki i społeczeństwa**, zapewniającej m.in. ograniczenie emisji, w tym emisji CO₂ do 2030 r. o 55 proc. w stosunku do r. 1990, nowe miejsca pracy i wzrost gospodarczy, przeciwdziałanie ubóstwu energetycznemu, zmniejszenie uzależnienia od zewnętrznych źródeł energii, poprawę zdrowia i jakości życia obywateli UE.
- **Zrównoważonego transportu dla wszystkich**, w tym rozwój rynku pojazdów bezemisyjnych i niskoemisyjnych, ograniczenie do 2030 r. o 55 proc. emisji z samochodów osobowych i o 50 proc. emisji z samochodów dostawczych, zero emisji z nowych samochodów osobowych do 2035 r., stymulowanie wykorzystywania bardziej ekologicznych paliw oraz inwestowania w czyste technologie, włączenie od 2026 r. transportu drogowy systemem handlu uprawnieniami do emisji, a docelowo również sektora lotnictwa i transportu morskiego, elektryfikacja wszystkich rodzajów transportu.
- **Przewodzenia w trzeciej rewolucji przemysłowej**, dzięki czemu powstaną nowe rynki dla ekologicznych technologii i produktów, zmienią się łańcuchy wartości w sektorach takich jak energetyka i transport czy budownictwo, przyczyniając się do tworzenia zrównoważonych, lokalnych i dobrze płatnych miejsc pracy w całej Europie, zwiększy się poziom elektryfikacji gospodarki oraz wykorzystywanie odnawialnych źródeł energii, a także efektywność energetyczna budynków. Aby uniknąć sytuacji, w której działania unijnego przemysłu na rzecz ograniczenia emisji będą niweczone przez nieuczciwą konkurencję zagraniczną proponuje się mechanizm gwarantujący, że przedsiębiorstwa importujące produkty do UE z krajów o mniej rygorystycznych przepisach dotyczących klimatu będą również musiały płacić opłaty za emisję gazów cieplarnianych.
- **Ekologizacji systemu energetycznego**, prowadzącej docelowo do osiągnięcia neutralności klimatycznej, z celem pośrednim redukcji emisji gazów szklarniowych o 55 proc. do 2030 r., do czego konieczne jest podwyższenie do 40 proc. wiążącego

celu w zakresie udziału energii ze źródeł odnawialnych w koszyku energetycznym UE, wzmocnienie strategii zwiększenia wykorzystania paliw odnawialnych (m.in. wodoru) w przemyśle i transporcie, a w szczególności zasadnicze zmniejszenie zużycia energii do 2030 r. o 36–39 proc., jeśli chodzi o zużycie energii końcowej i pierwotnej.

- **Renowacji budynków ukierunkowanej na bardziej ekologiczny styl życia**, przyczyniającej się w szczególności do oszczędzania energii, ochrony przed ekstremalnymi upałami lub mrozami oraz rozwiązania problemu ubóstwa energetycznego, ze szczególnym wsparciem dla osób najbardziej dotkniętych ubóstwem energetycznym lub ubóstwem związanym z mobilnością, tak aby transformacja była sprawiedliwa i nie pozostawiała nikogo w tyle. Oprócz budynków mieszkalnych konieczna będzie również renowacja budynków publicznych (co najmniej 3 proc. całkowitej powierzchni wszystkich budynków publicznych rocznie), aby były bardziej efektywne energetycznie i częściej korzystały z energii ze źródeł odnawialnych (celem jest 49 proc. poziom wykorzystania energii ze źródeł odnawialnych w budynkach publicznych do 2030 r.).
- **Działanie w zgodzie z przyrodą w celu ochrony planety i zdrowia**, umożliwiające utrzymanie dobrego stanu środowiska, odbudowę europejskich zasobów przyrodniczych, lasów, gleb, terenów podmokłych i torfowisk, a w efekcie ponowny wzrost różnorodności biologicznej i tanie rozwiązanie pozwalające na zwiększenie naturalnej biologicznej sekwestracji dwutlenku węgla (na poziomie 310 milionów ton), czyniąc środowisko bardziej odpornym na zmianę klimatu. Wprowadzone zostaną rygorystyczne kryteria, które wyeliminują nie zrównoważone pozyskiwanie drewna, zwłaszcza do celów energetycznych i ochronią obszary o wysokiej różnorodności biologicznej.
- **Impuls dla globalnych działań w dziedzinie klimatu**, poprzez dawanie dobrego przykładu, zachęcanie głównych partnerów międzynarodowych do wyznaczenia własnych terminów osiągnięcia neutralności klimatycznej, rozwijanie istotnej dla osiągnięcia celów klimatycznych wiedzy fachowej i produktów, z których korzystać będzie również reszta świata, stworzenie przedsiębiorstwa oferujących usługi w zakresie „zielonego transportu” wiodących w skali globalnej, które będą w stanie obsługiwać rozwijający się rynek światowy, współpraca z partnerami międzynarodowymi w celu redukcji emisji w transporcie morskim i lotniczym w skali globalnej.

17 maja 2021 r. - Zrównoważona „niebieska” gospodarka

Nowe podejście do eksploatacji zasobów oceanicznych, morskich i szelfu przybrzeżnego, dotyczące:

- **Osiągnięcia celów neutralności klimatycznej i eliminacji zanieczyszczeń**, w szczególności poprzez zwiększenie wykorzystywania morskiego potencjału energii odnawialnej (pływające turbiny wiatrowe, ciepło, energia fali i pływów mogą zapewnić

pokrycie jednej czwartej zapotrzebowania na energię elektryczną w UE w 2050 r.), dekarbonizację transportu morskiego i poprawę ochrony środowiska w portach.

- **Wdrożenia zasad gospodarki obiegu zamkniętego i ograniczenie zanieczyszczeń** – w tym zmiana norm projektowania narzędzi połowowych, recykling statków, likwidacja platform morskich oraz działania na rzecz ograniczenia zanieczyszczenia tworzywami sztucznymi i mikrodrobinami plastiku.
- **Ochrony różnorodności biologicznej i inwestowania w przyrodę** – objęcie ochroną co najmniej 30 proc. obszaru morskiego UE przyczyni się do odwrócenie trendów spadku różnorodności biologicznej, zwiększenie zasobów łowisk, ograniczania wpływu na zmiany klimatu oraz przyniesie znaczne korzyści finansowe i społeczne. Wpływ połowów na środowisko na siedliska morskie zostanie jeszcze bardziej zminimalizowany.
- **Adaptowania się obszarów przybrzeżnych do skutków zmian klimatu** – inwestycje infrastrukturalne na obszarach przybrzeżnych, ochrona wybrzeży przed ryzykiem erozji i powodzi, ochrona różnorodności biologicznej i krajobrazu, przy jednoczesnym wsparciu turystyki i gospodarki przybrzeżnej.
- **Zapewnienia zrównoważonej produkcji żywności z zasobów morskich** – nowe standardy produkcyjne i handlowe w zakresie owoców morza, wykorzystanie glonów i trawy morskiej, ściślejsza kontrola rybołówstwa, a także badania naukowe i innowacje, rozwój zrównoważonej akwakultury w UE.
- **Poprawy zarządzania wykorzystaniem akwenów morskich** – Błękitne Forum dla użytkowników morza w celu koordynacji dialogu między przedsiębiorcami i naukowcami zajmującymi się rybołówstwem, akwakulturą, żegluga, turystyką, energią odnawialną i innymi działaniami w celu stymulacji zrównoważonego wykorzystania zasobów morskich.

12 maja 2021 r. - Plan działania na rzecz eliminacji zanieczyszczeń

Europejski Plan Działania: W Kierunku Zerowego Zanieczyszczenia Powietrza, Wody i Gleby mający doprowadzić do zredukowania do zera zanieczyszczenia podstawowych komponentów środowiska, zgodnie z wizją Zdrowa Planeta dla Wszystkich, czyli takiego ograniczenia emisji zanieczyszczeń do środowiska, zgodnie z hierarchią: zapobieganie (główny kierunek działań); – ograniczanie i kontrola (w sytuacjach, gdy emisji nie da się całkowicie uniknąć); – eliminacja i remediacja (przywracanie dostępnymi metodami „dobrej jakości” dziś zanieczyszczonych wód i gleb), aby zanieczyszczenie powietrza, wody i gleby zostało zredukowane do poziomów, które nie są już uważane za szkodliwe dla zdrowia i ekosystemów (środowisko wolne od substancji toksycznych) i nie przekraczało granic, z którymi ekosystem ziemski może sobie poradzić. Zakłada się, że do 2030 r. osiągnięte zostaną następujące cele:

1. zmniejszenie o ponad 55 proc. negatywnego wpływu zanieczyszczenia powietrza na zdrowie (przedwczesne zgony);

2. ograniczenie o 30 proc. populacji osób stale narażonych na ponadnormatywny hałas transportowy;
3. zmniejszenie o 25 proc. ekosystemów UE, w których zanieczyszczenie powietrza zagraża różnorodności biologicznej;
4. ograniczenie o 50 proc. strat składników nawozowych oraz stosowania i ryzyka związanego z pestycydami chemicznymi, w tym wykorzystywania tych najbardziej szkodliwych, a także stosowania i sprzedaży środków ochrony mikrobiologicznej zwierząt gospodarskich i akwakultury;
5. zredukowanie o 50 proc. odpadów z tworzyw sztucznych odprowadzanych do morza i o 30 proc. mikrodrobin plastiku uwalnianych do środowiska;
6. znaczące zmniejszenie ilości wszystkich wytwarzanych odpadów, w tym o 50 proc. odpadów komunalnych z gospodarstw domowych.

25 marca 2021 r. - Plan działania na rzecz rolnictwa ekologicznego

Kompleksowy plan działań na rzecz rozwoju ekologicznej produkcji żywności, odwołujący się do wcześniejszych strategii ochrony bioróżnorodności oraz strategii „od pola do stołu”, zakładający, że do 2030 r. 25 proc. gruntów rolnych objętych będzie rolnictwem ekologicznym (obecnie ok. 8 proc.). Zaplanowane działania pogrupowano w układzie 3 głównych osi:

oś 1: stymulowanie popytu i zapewnienie zaufania konsumentów

oś 2: stymulowanie konwersji i wzmacnianie całego łańcucha wartości

oś 3: produkty ekologiczne, w tym zwiększenie wkładu rolnictwa ekologicznego na rzecz przywrócenia zrównoważonego środowiska.

W obszarach tych zaplanowano realizację 23 działań, kontynuując część działań z lat 2014–2020, a także przedstawiając szereg nowych działań i mobilizując różne źródła finansowania.

Priorytetem jest bezpieczeństwo żywnościowe, jednak przyjęte strategie mają również na celu:

- zapewnienie wystarczającej podaży niedrogiej i bogatej w składniki odżywcze żywności, bez przekraczania granic wydajności ekosystemów;
- transformację całego systemu wytwarzania żywności w kierunku zrównoważonej produkcji m.in. przez znaczne ograniczenie stosowania pestycydów, nawozów i środków ochrony przed zagrożeniami mikrobiologicznymi oraz zwiększenie produkcji ekologicznej;
- rozpropagowanie modeli i wzorców bardziej zrównoważonej konsumpcji żywności i zdrowego odżywiania
- ograniczenie strat i marnowania żywności;
- przeciwdziałanie oszustwom żywnościowym w łańcuchu dostaw;

- polepszanie dobrostanu zwierząt.

24 lutego 2021 r. - Nowa strategia UE w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu

Nowa strategia UE w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu, określająca działania adaptacyjne do nieuniknionych skutków zmian klimatu takich, jak fale upałów i niszczycielskich susz, pożary lasów, erozja i podtopienia wybrzeży itp., powodujących liczone w miliardach euro straty, a także przypadki przedwczesnych śmierci obywateli UE.

Straty gospodarcze spowodowane częstszymi ekstremalnymi warunkami pogodowymi związanymi z klimatem szacuje się już teraz na ponad 12 mld euro rocznie.

Strategia zakłada:

- budowę społeczeństwa odpornego na zmianę klimatu poprzez poprawę wiedzy na temat wpływu na klimat i rozwiązań w zakresie przystosowania się do zmiany klimatu;
- intensyfikację planowania przystosowania się do zmiany klimatu i ocen ryzyka klimatycznego;
- przyspieszenie działań adaptacyjnych

oraz

- pomoc we wzmacnianiu odporności na zmianę klimatu na całym świecie.

9 grudnia 2020 r. - Europejski Pakt na rzecz Klimatu

Ogólnounijna inicjatywa zachęcająca obywateli, społeczności i organizacje do udziału w działaniach na rzecz klimatu i budowania bardziej ekologicznej Europy. Pakt na rzecz klimatu – stanowiący element Europejskiego Zielonego Ładu – stwarza przestrzeń, w której wszyscy zainteresowani mogą wymieniać się informacjami, prowadzić debaty oraz podejmować działania związane z kryzysem klimatycznym. Stanowi on także sposobność do zaangażowania się w coraz liczniejszy europejski ruch na rzecz klimatu.

19 listopada 2020 r. - Energia z morskich źródeł odnawialnych

Strategia UE na rzecz energii z morskich źródeł odnawialnych, która zakłada zwiększenie mocy morskiej energii wiatrowej z obecnego poziomu 12 GW do przynajmniej 60 GW do 2030 r. i do 300 GW do 2050 r. Komisja zamierza uzupełnić ją o 40 GW energii oceanicznej oraz o inne powstające technologie, takie jak pływające elektrownie wiatrowe i pływające instalacje fotowoltaiczne do 2050 r. Rozwój ma wykorzystać potencjał wszystkich europejskich basenów morskich, a także pozycji unijnych przedsiębiorstw jako światowych liderów w tym sektorze. Stworzy to nowe możliwości dla przemysłu, utworzy zielone miejsca pracy na całym kontynencie i wzmocni pozycję UE jako

światowego lidera w dziedzinie technologii energii morskich. Zapewni również ochronę środowiska, różnorodności biologicznej i rybołówstwa.

14 października 2020 r. - Fala renowacji

Fala renowacji: podwojenie wskaźnika renowacji budynków mieszkalnych w celu ograniczenia emisji, pobudzenia ożywienia gospodarczego i ograniczenia ubóstwa energetycznego. Celem jest poprawa charakterystyki energetycznej budynków. Komisja zamierza zwiększyć wskaźniki renowacji co najmniej dwukrotnie w ciągu najbliższych dziesięciu lat i sprawić, by renowacje przyczyniły się do większej efektywności energetycznej i oszczędniejszego gospodarowania zasobami. Spowoduje to poprawę jakości życia osób mieszkających w budynkach i korzystających z nich, zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych w Europie, rozwój cyfryzacji i zwiększenie poziomu ponownego użycia i recyklingu materiałów. Do 2030 r. możnaby odnowić 35 mln budynków i stworzyć do 160 tys. dodatkowych zielonych miejsc pracy w sektorze budowlanym.

14 października 2020 r. - Strategia dotycząca metanu

Strategia UE na rzecz ograniczenia emisji metanu, który jest drugim – po dwutlenku węgla – najważniejszym czynnikiem przyczyniającym się do zmiany klimatu. Jest on również silnym lokalnym czynnikiem zanieczyszczenia powietrza, który powoduje poważne problemy zdrowotne. Ograniczenie emisji metanu ma zatem zasadnicze znaczenie dla osiągnięcia naszych celów klimatycznych na 2030 r. oraz celu neutralności klimatycznej do 2050 r., a także dla osiągnięcia celu Komisji w zakresie zerowego poziomu emisji zanieczyszczeń. Strategia ta określa środki służące ograniczeniu emisji metanu w Europie i na świecie. Przedstawiono w niej działania legislacyjne i pozalegisłacyjne w sektorach energii, rolnictwa i odpadów, które w skali światowej odpowiadają za około 95 proc. emisji metanu związanych z działalnością człowieka. Komisja będzie współpracować z międzynarodowymi partnerami UE oraz z przemysłem na rzecz ograniczenia emisji w całym łańcuchu dostaw.

17 września 2020 r. - Prezentacja planu w zakresie celów klimatycznych na 2030 r.

Plan obniżenia emisji gazów cieplarnianych w UE do 2030 r. o co najmniej 55 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r. — taki ambitny cel na kolejną dekadę pozwoli Unii obrąć stabilny kurs na osiągnięcie neutralności klimatycznej do 2050 r. Nowy cel opiera się na kompleksowej ocenie skutków społecznych, gospodarczych i środowiskowych. Z oceny wynika, że taki cel jest realistyczny, a jego osiągnięcie możliwe. Zwiększony poziom ambicji uwydatnia również fakt, że UE nadal odgrywa wiodącą rolę w skali globalnej przed kolejną konferencją klimatyczną ONZ (COP26).

8 lipca 2020 r. - Strategia UE na rzecz integracji systemów energetycznych i sektora technologii wodorowych

Celem Strategii jest stworzenie w pełni bezemisyjnego, bardziej wydajnego i wzajemnie połączonego sektora energetycznego.

4 marca 2020 r. - Wniosek dotyczący Europejskiego prawa o klimacie zakładający osiągnięcie przez Unię Europejską neutralności klimatycznej do 2050 r.

Konsultacje publiczne (otwarte do 17 czerwca 2020 r.) na temat Europejskiego Paktu na rzecz Klimatu, w którym uczestniczą przedstawiciele regionów, społeczności lokalnych, społeczeństwa obywatelskiego, przedsiębiorstw i szkół

11 grudnia 2019 r. - Prezentacja Europejskiego Zielonego Ładu

Załącznik 2. Zasady i cele zrównoważonego rozwoju

Definicja zrównoważonego rozwoju

Wśród wielu funkcjonujących w obiegu publicznym wersji definicji zrównoważonego rozwoju, który to termin jest niedoskonałym, ale ogólnie przyjętym w Polsce tłumaczeniem terminu *sustainable development*, najczęściej wykorzystywana jest następująca, choć nie oddająca w pełni istoty rzeczy fraza:

Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.

Zrównoważony rozwój to rozwój, który zaspokaja potrzeby teraźniejszości bez uszczerbku dla zdolności przyszłych pokoleń do zaspokajania własnych potrzeb.

Definicja ta jest na tyle lakoniczna, że każdy może pod nią podłożyć swoje własne, często różniące się od innych, interpretacje. Nie zawiera ona przede wszystkim kluczowego dla rozumienia tego konceptu odwołania do nieprzekraczalnych granic, jakie dla kierunków i skali aktualnego rozwoju społeczno-gospodarczego wyznaczają stan dostępnych zasobów i (nie)zdolność środowiska do funkcjonowania wobec rosnącego antropogenicznego zanieczyszczenia ekosystemu ziemskiego. Warto w związku z tym sięgnąć do dokumentu, który uznaje się powszechnie za źródło współcześnie stosowanej definicji (filozoficzne i praktyczne jej podwaliny powstawały w Europie już ponad 300 lat

temu¹), Raportu tzw. Komisji Bruntland² opublikowanego w 1987 r. pt. Nasza Wspólna Przyszłość (*Our Common Future*). Zawarto tam następujące twierdzenia:

Humanity has the ability to make development sustainable to ensure that it meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs. The concept of sustainable development does imply limits - not absolute limits but limitations imposed by the present state of technology and social organization on environmental resources and by the ability of the biosphere to absorb the effects of human activities. But technology and social organization can be both managed and improved to make way for a new era of economic growth. The Commission believes that widespread poverty is no longer inevitable. Poverty is not only an evil in itself, but sustainable development requires meeting the basic needs of all and extending to all the opportunity to fulfil their aspirations for a better life. A world in which poverty is endemic will always be prone to ecological and other catastrophes.

Ludzkość jest w stanie czynić rozwój zrównoważonym, aby zapewnić, że zaspokaja on potrzeby teraźniejszości bez uszczerbku dla zdolności przyszłych pokoleń do zaspokajania własnych potrzeb. Koncepcja zrównoważonego rozwoju oznacza ograniczenia - nie absolutne granice, ale ograniczenia nałożone przez obecny stan technologii i organizacji społecznej na zasoby środowiskowe oraz przez zdolność biosfery do absorpcji skutków działalności człowieka. Ale technologia i organizacja społeczna mogą być zarządzane i ulepszone, aby zrobić miejsce dla nowej ery wzrostu gospodarczego. Komisja uważa, że powszechne ubóstwo nie jest już nieuniknione. Ubóstwo jest nie tylko złem samym w sobie, ale zrównoważony rozwój wymaga zaspokojenia podstawowych potrzeb wszystkich i rozszerzenia na wszystkie możliwości spełnienia ich aspiracji do lepszego życia. Świat, w którym ubóstwo jest endemiczne, zawsze będzie podatny na klęski ekologiczne i inne katastrofy.

¹ Z górą 300 lat temu królewski zarządca górniczy w Saksonii Carl Hans von Carlowitz, uznawany dziś za prekursora idei zrównoważonego rozwoju, opublikował przetomowe dzieło „*Sylvicultura Oeconomica*” z koncepcjami nowoczesnej zrównoważonej gospodarki leśnej, gdy tamtejsze kopalnie znalazły się w głębokim kryzysie ze względu na brak drewna. Jego źródłem była prowadzona przez dziesięciolecia rabunkowa wycinka okolicznych lasów, co po latach spowodowało, iż zabrakło drewna niezbędnego do budowy szybów i przetopu rudy. Carlowitz to dostrzegł i zaproponował remedium dające się sprowadzić do kolokwoialnego stwierdzenia: Nie wycinaj więcej drzewa niż ci w lesie urosnie, bo wkrótce nie będziesz miał co rąbać.

² Report of the World Commission on Environment and Development: *Our Common Future*, Oslo March, 1987; Documents Sustainable Development Knowledge Platform (un.org).

Szczyt Ziemi w Rio de Janeiro w 1992 r.

W dniach 3–14 czerwca 1992 r. z okazji 20-lecia pierwszej Konferencji ONZ na temat środowiska w Sztokholmie w Szwecji w 1972 r³, w Rio de Janeiro odbyła się Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Środowiska i Rozwoju (UNCED), znana również jako Szczyt Ziemi. Przywódcy polityczni, dyplomaci, naukowcy, przedstawiciele mediów i organizacji pozarządowych (NGO) ze 179 krajów, dyskutowali o wpływie działalności społeczno-gospodarczej człowieka na środowisko oraz o wizji przyszłości świata w odniesieniu do środowiska i rozwoju społeczno-gospodarczego. Na Konferencji przyjęto szereg istotnych dokumentów w tym w szczególności:

- Agenda 21 – ambitny program działań wzywający do nowych strategii inwestowania w przyszłość w celu osiągnięcia ogólnego zrównoważonego rozwoju w XXI wieku,
- Deklaracja z Rio, definiująca 27 uniwersalnych zasad zrównoważonego rozwoju,
- Ramowa Konwencja Narodów Zjednoczonych w sprawie zmian klimatu (UNFCCC),
- Konwencja o różnorodności biologicznej;
- Deklaracja w sprawie zasad gospodarki leśnej.

Szczyt Ziemi doprowadził również do utworzenia Komisji ds. Zrównoważonego Rozwoju (Commission on Sustainable Development).

Zasady Zrównoważonego Rozwoju (Deklaracja z Rio)⁴:

Zasada 1. Istoty ludzkie stanowią centrum zainteresowania w procesie trwałego i zrównoważonego rozwoju. Mają prawo do zdrowego oraz twórczego życia w harmonii z przyrodą.

Zasada 2. Państwa na podstawie Karty Narodów Zjednoczonych i prawa międzynarodowego mają suwerenne prawo do korzystania ze swoich zasobów naturalnych, stosownie do ich własnej polityki dotyczącej środowiska i rozwoju oraz są odpowiedzialne za zapewnienie, że działalność prowadzona zgodnie z ich prawem lub pod ich kontrolą nie spowoduje zniszczeń środowiska naturalnego innych państw lub obszarów, znajdujących się poza zasięgiem wewnętrznych uregulowań prawnych państw prowadzących daną działalność.

³ Konferencja Narodów Zjednoczonych w sprawie Środowiska w Sztokholmie w 1972 r. była pierwszą światową konferencją, na którą przedstawiono kwestie zagrożeń dla środowiska jako poważny problem zagrażający dalszemu niezakłóconemu rozwojowi ludzkiej cywilizacji. Uczestnicy przyjęli szereg zasad należytego zarządzania środowiskiem, w tym deklarację sztokholmską i plan działania na rzecz środowiska ludzkiego oraz kilka rezolucji. Utworzono wówczas jedną z najważniejszych agent ONZ – UNEP (Program Ochrony Środowiska Narodów Zjednoczonych) z siedzibą w Nairobi, Kenia. Zapoczątkowano też dialog między krajami uprzemysłowionymi i rozwijającymi się na temat związku między wzrostem gospodarczym, zanieczyszczeniem powietrza, wody i oceanów oraz dobrobytem ludzi na całym świecie.

⁴ <http://libr.sejm.gov.pl/tek01/txt/inne/1992.html>

- Zasada 3.** Prawo do rozwoju musi być egzekwowane tak, aby sprawiedliwie uwzględniać rozwojowe i środowiskowe potrzeby obecnych i przyszłych pokoleń.
- Zasada 4.** Do osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju, konieczne jest, aby ochrona środowiska stanowiła nierozłączną część procesów rozwojowych i nie była rozpatrywana oddzielnie od nich.
- Zasada 5.** Wszystkie państwa i wszyscy ludzie powinni współpracować przy realizacji zasadniczego zadania, jakim jest wykorzenienie ubóstwa — co jest niezbędne do zapewnienia trwałego i zrównoważonego rozwoju oraz do zmniejszenia różnic w poziomie życia większości ludzi na świecie — i dążyć do zaspokojenia ich potrzeb.
- Zasada 6.** Międzynarodowe działania dotyczące środowiska i rozwoju powinny uwzględniać interesy i potrzeby wszystkich państw. Ze względu na wyjątkową sytuację państw rozwijających się, szczególnie tych najmniej rozwiniętych oraz najbardziej podatnych na zagrożenia środowiska, ich potrzebom będzie nadane pierwszeństwo.
- Zasada 7.** Państwa powinny współpracować w duchu ogólnoświatowego partnerstwa w celu zachowania i ochrony ekosystemu Ziemi oraz przywracania jego zdrowia i integralności. Ze względu na różny udział w zniszczeniu środowiska naturalnego na Ziemi, państwa ponoszą za jego stan wspólną, ale zróżnicowaną odpowiedzialność. Państwa rozwinięte potwierdzają swoją odpowiedzialność, którą ponoszą w międzynarodowym dążeniu do osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju ze względu na wagę, jaką ich społeczeństwa przykładają do stanu środowiska oraz ze względu na możliwości technologiczne i środki finansowe, którymi dysponują.
- Zasada 8.** Aby osiągnąć trwałe i zrównoważony rozwój oraz poprawę jakości życia wszystkich ludzi, państwa powinny ograniczyć bądź wyeliminować modele produkcji lub konsumpcji zakłócające ten rozwój oraz promować odpowiednią politykę demograficzną.
- Zasada 9.** Państwa powinny współpracować w celu zwiększenia swoich wewnętrznych możliwości budowania podstaw trwałego i zrównoważonego rozwoju, pogłębiając naukową wiedzę w tym zakresie przez wymianę naukową i techniczną oraz przez usprawnienie procesów rozwoju, przystosowania, rozprzestrzeniania i transferu technologii, włączając w to nowe technologie i innowacje.
- Zasada 10.** Zagadnienia środowiskowe są na każdym poziomie najlepiej rozwiązywane przy udziale wszystkich zainteresowanych obywateli. Na poziomie państwa każdy obywatel powinien mieć zapewniony odpowiedni dostęp do informacji dotyczącej środowiska, która jest w posiadaniu władzy publicznej. Dotyczy to informacji o niebezpiecznych substancjach i o niebezpiecznej działalności w rejonie zamieszkiwania społeczności, jak również możliwości uczestniczenia społeczeństwa w procesie podejmowania decyzji. Państwa powinny to ułatwić, jak również zwiększyć świadomość społeczeństwa przez stworzenie szerokiego dostępu do informacji. Powinien zostać zapewniony efektywny i rzeczywisty dostęp do prawnych i administracyjnych środków w tym zakresie, włączając w to środki kompensujące i zaradcze.

Zasada 11. Państwa powinny wprowadzać skuteczne prawa środowiskowe. Standardy środowiskowe, cele i priorytety w zarządzaniu powinny odzwierciedlać środowiskowe i rozwojowe potrzeby, w celu zaspokojenia których mają być stosowane. Standardy przyjęte w niektórych państwach mogą być nieodpowiednie do stosowania w innych państwach, zwłaszcza rozwijających się, powodując ekonomicznie i społecznie nieuzasadnione koszty.

Zasada 12. Państwa powinny współpracować w celu promowania wspierającego otwartego międzynarodowego systemu ekonomicznego — co mogłoby prowadzić do wzrostu gospodarczego i osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju we wszystkich państwach — a także w celu lepszego rozwiązywania problemów degradacji środowiska. Polityka handlowa uwzględniająca cele środowiskowe nie powinna stanowić środków samowolnej i bezprawnej dyskryminacji bądź ukrytych ograniczeń w międzynarodowym handlu. Należy unikać jednostronnych działań, zajmujących się wyzwaniami środowiskowymi, jeżeli są one poza zasięgiem działania systemu prawnego kraju importującego. Środowiskowe działania zajmujące się transgranicznymi i globalnymi problemami środowiska powinny, w takim stopniu, jak to możliwe, opierać się na międzynarodowym porozumieniu.

Zasada 13. Państwa powinny rozszerzać swoje wewnętrzne przepisy prawne, uwzględniając odpowiedzialność za zanieczyszczenie środowiska i wypłatę odszkodowań dla ofiar tego zanieczyszczenia bądź innego rodzaju zniszczenia środowiska. Państwa powinny także prowadzić w szybszy i bardziej zdeterminowany sposób współpracę w celu wypracowania międzynarodowego prawa przewidującego odpowiedzialność i odszkodowania za niekorzystne efekty zniszczeń środowiska, spowodowane działalnością w obrębie ich systemu prawnego, bądź obowiązek usuwania szkód na obszarach nie objętych ich jurysdykcją.

Zasada 14. Państwa powinny efektywnie współdziałać w sprzeciwianiu się i zapobieganiu transferowi do innych państw skutków działalności bądź substancji powodujących poważne zniszczenie środowiska lub szkodliwych dla ludzkiego zdrowia.

Zasada 15. Wszystkie państwa powinny szeroko stosować działania zapobiegawcze dotyczące ochrony środowiska, mając na uwadze ich własne możliwości w tym zakresie. Tam, gdzie występuje zagrożenie poważnymi lub nieodwracalnymi zmianami w środowisku, brak co do tego całkowitej, naukowej pewności nie może być powodem opóźnienia efektywnych działań, których realizacja zapobiegałaby degradacji środowiska.

Zasada 16. Państwa muszą dołożyć wszelkich starań, aby promować internalizację kosztów naprawy środowiska oraz użycie instrumentów ekonomicznych, zgodnie z zasadą: zanieczyszczający ponosi wszelkie koszty zanieczyszczeń, mając na uwadze interes publiczny oraz unikanie zakłócenia międzynarodowego handlu i procesu inwestowania.

- Zasada 17.** Ocena oddziaływania na środowisko, jako wewnętrzny instrument kontroli, musi być wykonywana dla tych zamierzonych działań, co do których można się spodziewać, że będą miały znacząco niekorzystny wpływ na środowisko i których realizacja wymaga podjęcia decyzji przez kompetentne organy władzy.
- Zasada 18.** Państwa powinny natychmiast powiadomić inne państwa o jakiegokolwiek katastrofie lub innych zdarzeniach wymagających natychmiastowego działania, co do których można się spodziewać, że mogą spowodować nagłe i szkodliwe zmiany w środowisku tych właśnie państw. Międzynarodowa wspólnota powinna skierować wszelkie wysiłki, aby pomóc państwom dotkniętym nieszczęściem.
- Zasada 19.** Państwa powinny zapewnić wczesne powiadomienie potencjalnie zagrożonych państw i odpowiednią aktualną informację na temat wydarzeń, które mogą mieć w znaczący sposób niekorzystne transgraniczne oddziaływanie. Powinny także konsultować się z tymi państwami we wczesnej fazie zagrożenia i w dobrej wierze.
- Zasada 20.** Kobiety odgrywają żywotną rolę w zarządzaniu środowiskiem i w jego rozwoju. Stąd też ich pełny udział w działaniach w tym zakresie jest ważnym aspektem osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju.
- Zasada 21.** Twórczość, ideały i odwaga młodych świata powinna zostać zmobilizowana do rozwijania światowego partnerstwa, co pomoże osiągnąć trwałe i zrównoważony rozwój oraz zapewnić lepszą przyszłość dla wszystkich.
- Zasada 22.** Ludność tubylcza i ich wspólnoty, a także inne wspólnoty lokalne odgrywają znaczącą rolę w zarządzaniu środowiskiem i w jego rozwoju, ze względu na swoje doświadczenie i tradycję. Państwa powinny uznać i właściwie wspierać tożsamość, kulturę i zainteresowania wspólnot oraz umożliwić im efektywny udział w osiągnięciu trwałego i zrównoważonego rozwoju.
- Zasada 23.** Środowisko i zasoby naturalne należące do ludzi uciskanych, znajdujących się pod jakąkolwiek dominacją bądź okupacją, powinny być chronione.
- Zasada 24.** Działania wojenne są nieodłącznie związane z niszczeniem warunków do trwałego i zrównoważonego rozwoju. Dlatego też państwa powinny respektować międzynarodowe prawo, które zapewnia ochronę środowiska w czasie zbrojnego konfliktu oraz powinny współpracować przy jego dalszym rozwoju tam, gdzie to jest konieczne.
- Zasada 25.** Pokój, rozwój i ochrona środowiska są współzależne i niepodzielne.
- Zasada 26.** Państwa powinny rozwiązać wszystkie swoje spory środowiskowe w sposób pokojowy i za pomocą środków zgodnych z Kartą Narodów Zjednoczonych.
- Zasada 27.** Państwa i społeczeństwa powinny współpracować w dobrej wierze, w duchu partnerstwa przy wypełnianiu zasad zawartych w tej Deklaracji i zmierzać do dalszego rozszerzania prawa międzynarodowego w zakresie osiągnięcia trwałego i zrównoważonego rozwoju.

Milenijne Cele Rozwoju⁵

We wrześniu 2000 r. na tzw. Szczycie Milenijnym uczestniczący w nim przywódcy i przedstawiciele blisko 190 krajów zadeklarowali przystąpienia do nowego globalnego partnerstwa na rzecz ograniczenia skrajnego ubóstwa i określili szereg wyznaczonych w czasie celów, z terminem realizacji do 2015 r., które określono Milenijnymi Celami Rozwoju. Było to doprecyzowanie/uszczegółowienie oraz kontynuacja niektórych zadań przyjętych we wcześniejszych dokumentach ONZ, w tym w szczególności w planie działań Agenda 21.

1. Zlikwidowanie skrajnego ubóstwa i głodu:

- a) zmniejszenie do 2015 r. o połowę, w porównaniu z 1990 r., liczby ludzi, których dochód wynosi mniej niż 1 dolar dziennie;
- b) zmniejszenie do 2015 r. o połowę, w porównaniu z 1990 r., liczby ludzi cierpiących głód.

2. Zapewnienie powszechnego nauczania na poziomie podstawowym.

Zapewnienie, że do 2015 r. dzieci na całym świecie – zarówno chłopcy, jak i dziewczęta – będą mogły ukończyć szkołę podstawową.

3. Wspieranie zrównoważenia w prawach mężczyzn i kobiet oraz wzmocnienie pozycji kobiet.

Wylimitowanie nierówności między obu płciami w dostępie do szkół na poziomie podstawowym i średnim, najlepiej do 2005 r. oraz edukacji na poziomie wyższym najpóźniej do 2015 r.

4. Zmniejszenie wskaźnika umieralności dzieci.

Zmniejszenie do 2015 r. o dwie trzecie, w porównaniu z 1990 r., stopy umieralności dzieci poniżej piątego roku życia.

5. Poprawa stanu zdrowia kobiet ciężarnych i położnic.

Zmniejszenie do 2015 r. o trzy czwarte, w porównaniu z 1990 r., wskaźnika umieralności okołoporodowej.

6. Zwalczanie AIDS, malarii i innych chorób:

- a) zahamowanie do 2015 r., a następnie zmniejszenie, liczby zachorowań na AIDS;
- b) zahamowanie do 2015 r., a następnie zmniejszenie liczby zachorowań na malarię i inne groźne choroby.

7. Zapewnienie stanu równowagi ekologicznej środowiska:

- a) włączenie do polityki i programów działania każdego kraju zasad zrównoważonego rozwoju oraz zahamowanie utraty zasobów środowiska naturalnego;
- b) zmniejszenie o połowę do 2015 r. liczby ludzi niemających dostępu do wody zdatnej do picia i do urządzeń sanitarnych;

⁵ https://www.un.org/en/events/pastevents/millennium_summit.shtml

- c) doprowadzenie do 2020 r. do znacznej poprawy warunków życia co najmniej 100 milionów ludzi mieszkających w slumsach.

8. Rozwijanie i wzmacnianie światowego partnerstwa w sprawach rozwoju:

- a) dalsze rozwijanie otwartego, opartego na ustalonych regułach, przewidywalnego, niedyskryminacyjnego systemu handlu i finansów, łącznie ze zobowiązaniem do prawidłowego sposobu rządzenia, rozwoju i zmniejszania ubóstwa – zarówno w skali krajów, jak i skali międzynarodowej;
- b) uwzględnienie szczególnych potrzeb krajów najmniej rozwiniętych, a zwłaszcza: umożliwienie tym krajom dokonywania eksportu bez ceł i kontyngentów; rozszerzenie programu redukcji zadłużenia najbardziej zadłużonych biednych krajów oraz umorzenie długów zaciągniętych w ramach pomocy bilateralnej; hojniejsza rządowa pomoc rozwojowa dla krajów zaangażowanych ograniczanie ubóstwa;
- c) uwzględnienie szczególnych potrzeb krajów śródlądowych i małych rozwijających się państw wyspiarskich (w ramach Programu Działania na rzecz Zrównoważonego Rozwoju Małych Wyspiarskich Krajów Rozwijających się oraz zaleceń XXII Sesji Nadzwyczajnej Zgromadzenia Ogólnego ONZ);
- d) wszechstronne zajmowanie się problemami zadłużenia krajów rozwijających się przez przedsięwzięcie w skali krajowej i międzynarodowej niezbędnych środków w celu utrzymania długookresowej zdolności do spłaty zadłużenia;
- e) stworzenie i wprowadzenie w życie, we współpracy z krajami rozwijającymi się, strategii zapewniających młodzieży możliwość ucziwej i wydajnej pracy;
- f) zapewnienie, we współpracy z firmami farmaceutycznymi, dostępu krajów rozwijających się do w miarę tanich, podstawowych leków;
- g) udostępnienie, we współpracy z sektorem prywatnym, korzyści z nowych technologii, zwłaszcza w dziedzinie informacji i łączności.

Agenda 2030

Na Zgromadzeniu Ogólnym ONZ 25 września 2015 r. 193 państwa członkowskie przyjęły z kolei nowy dokument nawiązujący do słynnej Agendy 21 z Rio de Janeiro z 1992 r. pt.: Przekształcamy nasz świat: Agenda na rzecz zrównoważonego rozwoju 2030 zawierający nowe Cele Zrównoważonego Rozwoju (ang. *The Sustainable Development Goals*). Zastąpiły one przedstawione wyżej Milenijne Cele Rozwoju, które miały być osiągnięte do 2015 r.

Kolejna Agenda określa 17 Celów Zrównoważonego Rozwoju, obejmujących 5 głównych obszarów: ludzie, planeta, dobrobyt, pokój i partnerstwo oraz wyzwiań takich, jak zwalczanie ubóstwa i głodu, równy dostęp do ochrony zdrowia, efektywna edukacja, równość płci, przeciwdziałanie globalnym zmianom klimatu, sprawiedliwość społeczna, a także związanych z nimi 169 konkretnych zadań, które mają zostać zrealizowane przez sygnatariuszy Rezolucji do 2030 r.

- Cel 1:** Wyeliminować ubóstwo we wszystkich jego formach na całym świecie.
- Cel 2:** Wyeliminować głód, osiągnąć bezpieczeństwo żywnościowe i lepsze odżywianie oraz promować zrównoważone rolnictwo.
- Cel 3:** Zapewnić wszystkim ludziom w każdym wieku zdrowe życie oraz promować dobrobyt.
- Cel 4:** Zapewnić wszystkim edukację wysokiej jakości oraz promować uczenie się przez całe życie.
- Cel 5:** Osiągnąć równość płci oraz wzmocnić pozycję kobiet i dziewcząt.
- Cel 6:** Zapewnić wszystkim ludziom dostęp do wody i warunków sanitarnych poprzez zrównoważoną gospodarkę zasobami wodnymi.
- Cel 7:** Zapewnić wszystkim dostęp do źródeł stabilnej, zrównoważonej i nowoczesnej energii po przystępnej cenie.
- Cel 8:** Promować stabilny, zrównoważony i inkluzywny wzrost gospodarczy, pełne i produktywne zatrudnienie oraz godną pracę dla wszystkich ludzi.
- Cel 9:** Budować stabilną infrastrukturę, promować zrównoważone uprzemysłowienie oraz wspierać innowacyjność.
- Cel 10:** Zmniejszyć nierówności w krajach i między krajami.
- Cel 11:** Uczynić miasta i osiedla ludzkie bezpiecznymi, stabilnymi, zrównoważonymi oraz sprzyjającymi włączeniu społecznemu.
- Cel 12:** Zapewnić wzorce zrównoważonej konsumpcji i produkcji.
- Cel 13:** Podjąć pilne działania w celu przeciwdziałania zmianom klimatu i ich skutkom.
- Cel 14:** Chronić oceany, morza i zasoby morskie oraz wykorzystywać je w sposób zrównoważony.
- Cel 15:** Chronić, przywrócić oraz promować zrównoważone użytkowanie ekosystemów lądowych, zrównoważone gospodarowanie lasami, zwalczać pustoszenie, powstrzymać i odwracać proces degradacji gleby oraz powstrzymać utratę różnorodności biologicznej.
- Cel 16:** Promować pokojowe i inkluzywne społeczeństwa, zapewnić wszystkim ludziom dostęp do wymiaru sprawiedliwości oraz budować na wszystkich szczeblach skuteczne i odpowiedzialne instytucje, sprzyjające włączeniu społecznemu.
- Cel 17:** Wzmocnić środki wdrażania i ożywić globalne partnerstwo na rzecz zrównoważonego rozwoju.

Załącznik 3. Emisje CO₂ w latach 1990–2020: globalne,
w poszczególnych regionach oraz krajach

	Zmiany emisji w latach											Udział w globalnej emisji			
	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2019	2020	1990-2019	1990-2020	2019-2020	1990	2019	2020	2019 Narastająco
	Miliony ton CO ₂								[%]			[%]			
Azja i wyspy Pacyfiku	5351,5	6764,0	7695,5	11174,8	13976,3	15955,9	17178,6	16752,9	221%	213%	-2%	25,1%	50,5%	52,4%	50%
Ameryka Północna	5683,0	5994,2	6627,6	6846,3	6475,4	6170,8	6019,3	5307,1	6%	-7%	-12%	26,6%	17,7%	16,6%	68%
Europa	5460,1	4805,3	4789,4	4984,2	4674,7	4206,9	4087,1	3592,9	-25%	-34%	-12%	25,6%	12,0%	11,2%	80%
Kraje WNP	2848,0	2016,6	1798,5	1871,9	1939,3	2017,2	2109,8	1981,0	-26%	-30%	-6%	13,4%	6,2%	6,2%	86%
Bliski Wschód	670,7	897,5	1044,9	1339,0	1709,8	1987,3	2103,6	2025,3	214%	202%	-4%	3,1%	6,2%	6,3%	93%
Afryka	661,9	720,3	792,2	937,5	1095,5	1207,3	1297,3	1195,0	96%	81%	-8%	3,1%	3,8%	3,7%	96%
Ameryka Płd. i Śr.	653,0	797,1	915,5	1006,4	1174,0	1351,8	1244,2	1129,5	91%	73%	-9%	3,1%	3,7%	3,5%	100%
Cały świat	21328,3	21995,1	23663,5	28160,0	31045,1	32897,2	34039,8	31983,6	60%	50%	-6%	100,0%	100,0%	100,0%	
w tym: kraje OECD	11693,7	12141,3	13052,7	13611,4	13016,5	12423,7	12084,1	10730,3	3%	-8%	-11%	54,8%	35,5%	33,5%	
krajenon-OECD	9634,5	9853,8	10610,9	14548,6	18028,6	20473,5	21955,7	21253,3	128%	121%	-3%	45,2%	64,5%	66,5%	
Unia Europejska	3846,7	3555,2	3548,5	3714,7	3431,5	3085,7	2974,3	2583,8	-23%	-33%	-13%	18,0%	8,7%	8,1%	
20 największych emitentów	16457,8	17280,0	18685,0	22414,5	24888,3	26364,6	27099,2	25619,6	65%	56%	-5%	77,2%	79,6%	80,1%	
Chińska Republika Ludowa	2323,8	3028,8	3360,9	6098,2	8142,2	9274,8	9806,0	9893,5	322%	326%	1%	10,9%	28,8%	30,9%	29%
Stany Zjednoczone Ameryki Płn.	4970,5	5227,9	5740,7	5873,2	5485,7	5141,3	4994,5	4432,2	0%	-11%	-11%	23,3%	14,7%	13,9%	43%
Indie	602,1	773,4	959,8	1200,2	1650,2	2146,5	2468,4	2298,2	310%	282%	-7%	2,8%	7,3%	7,2%	51%
Federacja Rosyjska	2233,9	1616,4	1452,8	1465,9	1492,2	1507,0	1547,6	1431,6	-31%	-36%	-8%	10,5%	4,5%	4,5%	55%
Japonia	1087,0	1189,9	1233,2	1295,1	1197,9	1207,0	1117,6	1026,8	3%	-6%	-8%	5,1%	3,3%	3,2%	59%
Niemcy	1007,6	889,4	854,4	826,3	783,2	755,6	681,4	604,8	-32%	-40%	-11%	4,7%	2,0%	1,9%	61%
Iran	181,8	236,6	304,9	409,1	504,8	551,2	645,1	649,6	255%	257%	1%	0,9%	1,9%	2,0%	62%
Korea Południowa	235,4	372,7	428,6	487,9	578,9	609,4	623,1	577,8	165%	145%	-7%	1,1%	1,8%	1,8%	64%
Indonezja	135,8	195,5	268,5	337,4	436,2	496,5	620,2	541,3	357%	299%	-13%	0,6%	1,8%	1,7%	66%
Kanada	444,8	471,5	533,1	556,5	547,1	566,3	575,7	515,1	29%	16%	-11%	2,1%	1,7%	1,6%	68%
Arabia Saudyjska	202,3	242,1	278,2	342,8	472,0	586,9	574,4	565,1	184%	179%	-2%	0,9%	1,7%	1,8%	69%
Republika Południowej Afryki	324,9	351,2	371,6	421,7	474,9	455,1	462,1	434,1	42%	34%	-6%	1,5%	1,4%	1,4%	71%
Meksyk	267,7	294,9	353,8	416,6	442,6	463,1	449,1	359,7	68%	34%	-20%	1,3%	1,3%	1,1%	72%
Brazylia	196,6	251,7	301,7	330,0	398,3	487,6	442,3	415,2	125%	111%	-6%	0,9%	1,3%	1,3%	73%

Australia	274,9	307,7	355,0	382,6	396,1	403,1	398,1	370,3	45%	35%	-7%	1,3%	1,2%	1,2%	75%
Turcja	136,2	161,1	205,7	224,8	276,3	340,6	385,3	369,5	183%	171%	-4%	0,6%	1,1%	1,2%	76%
Zjednoczone Królestwo	595,2	558,8	566,4	579,1	528,5	437,8	377,8	317,1	-37%	-47%	-16%	2,8%	1,1%	1,0%	77%
Włochy	403,8	413,1	434,4	470,2	397,1	334,4	330,2	287,1	-18%	-29%	-13%	1,9%	1,0%	0,9%	78%
Polska	373,5	341,3	299,8	307,2	323,8	293,3	301,4	279,5	-19%	-25%	-7%	1,8%	0,9%	0,9%	79%
Francja	367,2	356,2	381,5	389,8	360,4	307,2	298,8	250,9	-19%	-32%	-16%	1,7%	0,9%	0,8%	80%
Tajwan	120,5	169,4	236,4	270,3	273,2	281,3	284,9	275,9	136%	129%	-3%	0,6%	0,8%	0,9%	80,4%
Hiszpania	214,6	247,9	309,3	374,9	300,1	287,9	270,9	220,2	26%	3%	-19%	1,0%	0,8%	0,7%	81,2%
Singapur	69,6	98,6	107,1	127,3	185,3	202,8	217,2	211,0	212%	203%	-3%	0,3%	0,6%	0,7%	81,9%
Zjednoczone Emiraty Arabskie	81,7	114,6	123,6	159,1	213,8	265,6	269,9	243,8	230%	198%	-10%	0,4%	0,8%	0,8%	82,7%
Niderlandy	191,9	208,6	216,2	233,1	226,5	206,8	194,0	175,8	1%	-8%	-9%	0,9%	0,6%	0,5%	83,2%
Belgia	126,5	128,9	136,3	136,2	133,5	115,2	121,6	88,7	-4%	-30%	-27%	0,6%	0,4%	0,3%	83,6%
Kuwejt	21,6	33,8	46,6	77,3	87,4	98,1	99,8	89,8	361%	315%	-10%	0,1%	0,3%	0,3%	83,9%
Katar	12,9	26,4	22,6	37,7	59,9	109,5	98,5	85,0	666%	561%	-14%	0,1%	0,3%	0,3%	84,2%
Republika Czeska	155,3	130,2	124,1	123,4	116,5	102,8	98,5	85,1	-37%	-45%	-14%	0,7%	0,3%	0,3%	84,5%
Chiński Hong Kong	41,3	52,2	53,4	75,8	88,3	90,5	94,7	68,2	129%	65%	-28%	0,2%	0,3%	0,2%	84,8%
Grecja	81,5	88,7	102,6	107,8	94,6	73,2	76,7	58,2	-6%	-29%	-24%	0,4%	0,2%	0,2%	85,0%
Izrael	35,0	50,4	61,9	67,6	71,6	69,8	72,1	64,5	106%	84%	-11%	0,2%	0,2%	0,2%	85,2%
Austria	58,0	61,1	63,5	74,7	67,8	60,7	63,7	55,3	10%	-5%	-13%	0,3%	0,2%	0,2%	85,4%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z Statistical Review of World Energy BP <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Załącznik 4. Odnawialne źródła energii – energetyka wiatrowa

Według danych MAE produkcja z „odnawialnych źródeł energii elektrycznej, takich jak wiatr i energia słoneczna, rosta w 2020 r. najszybciej od dwóch dekad i ma rosnąć w nadchodzących latach w znacznie szybszym tempie niż przed pandemią. Wzrost w Europie i Stanach Zjednoczonych będzie jeszcze szybszy niż wcześniej przewidywano, kompensując przejściowe spowolnienie Chin po wyjątkowym wzroście w 2020 r.”. Zużycie energii odnawialnej na świecie wzrosło w 2020 r. o 3 proc., podczas gdy popyt na wszystkie inne nośniki spadł, głównie ze względu na perturbacje w światowej gospodarce wywołane nasilającą się pandemią COVID-19. W samym tylko sektorze elektroenergetycznym wzrost ten był jeszcze większy, wynosił prawie 7 proc. wzrostu produkcji energii elektrycznej ze źródeł odnawialnych. Długoterminowe kontrakty, priorytetowy dostęp do sieci i budowa nowych jednostek wytwórczych napędzały wzrost odnawialnych źródeł energii pomimo mniejszego zapotrzebowania na energię elektryczną, wyzwań związanych z łańcuchem dostaw i opóźnień w budowie w wielu częściach świata. Dzięki temu w 2020 r. udział odnawialnych źródeł energii w globalnym wytwarzaniu energii elektrycznej wzrósł do 29 proc. z 27 proc. w 2019 r. W samych tylko Chinach, największym światowym emitencie CO₂ udział OZE w zaspokajaniu potrzeb energetycznych wzrósł od 2005 r. do ponad 28 proc.

Dane te potwierdzają ogólnoswiatowy megatrend rozwoju energetyki odnawialnej obserwowany już praktycznie we wszystkich regionach i w większości krajów świata, w tym w największych potęgach gospodarczych.

Poszczególne kraje członkowskie UE cechuje zróżnicowane podejście do rozwoju odnawialnych źródeł energii. Wspomniany w części głównej analizy kryzys naftowy z 1973 r. uruchomił w Europie Zachodniej całą gamę reakcji mających na celu zapewnienie bezpieczeństwa energetycznego poszczególnych państw i uniknięcie podobnych katastrof gospodarczych w przyszłości. We Francji i RFN przyśpieszono realizację programów rozbudowy sektora atomowego, Zjednoczone Królestwo, Norwegia i Holandia, w po części także Dania zintensyfikowały poszukiwania i eksplorację podmorskich złóż ropy naftowej i gazu na szelfach Morza Północnego, Szwecja i Austria zwróciły się w kierunku rozbudowy hydroenergetyki.

Zainicjowano jednocześnie poważniejsze badania nad rozwojem technologii biogazowych, wiatrowych i fotowoltaiki. Zaowocowało to dwie dekady później pojawieniem się na rynku znacznie dojrzałych, efektywniejszych i tańszych rozwiązań.

Energetyka wiatrowa na świecie

Szczególny rozwój technologiczny nastąpił w energetyce wiatrowej. Dzisiejsze, nawet 5 MW duże wiatraki, z wieżami o wysokości 130 m i więcej i z podobnej średnicy wolnoobrotowymi turbinami to wręcz „kosmiczne” urządzenia w porównaniu do znanych z wielu artykułów i fotografii wiatraków z kalifornijskiej Farmy Wiatrowej Altamont Pass, których budowa zapoczątkowała epokę OZE w Ameryce Północnej.

W latach lat 80. zainstalowano na przelęczy Altamont Pass ok. 4930 niewielkich turbin wiatrowych o łącznej mocy ok. 590 MW. Jest to jedna z najstarszych farm wiatrowych na świecie, która powstała jako pierwsza odpowiedź Stanów Zjednoczonych na kryzys naftowy z 1973 r.

Dziś rozwiązanie to może być słusznie krytykowane ze względu na względnie niską, choć w owych czasach rewelacyjną efektywność (tzw. *Capacity Factor*⁶ – 21 proc.) oraz dramatycznie negatywne skutki dla tamtejszej populacji ptaków drapieżnych. Niemniej jednak sukces produkcyjny i komercyjny tego projektu otworzył drogę do rozwoju energetyki wiatrowej w USA i stał się impulsem do poszukiwania lepszych rozwiązań technologicznych, o 10-, 20-krotnie większych mocach i o co najmniej 50 proc. lepszym współczynniku CF, które dziś stanowią podstawę rozwoju energetyki wiatrowej na świecie.

Aktualna moc zainstalowana elektrowni wiatrowych przekroczyła w USA 118 GW (stan na 31.12.2020 r.), a w samym tylko 2020 r. przybyło ich tam ponad 2-krotnie więcej niż cały potencjał wiatrowy, jaki powstał w Polsce w okresie minionych 20 lat. Instalacje te wytworzyły w 2020 r. ponad 320 TWh energii elektrycznej, czyli blisko 2-krotnie więcej niż wszystkie jednostki wytwórcze w Polsce. Nawiasem mówiąc źródła odnawialne, w tym hydroenergetyka, pokrywają dziś w Stanach ok. 20 proc. potrzeb na energię elektryczną, prześcignawszy po raz pierwszy w historii węgiel (19 proc.).⁷

W skali globalnej prawdziwie dynamiczny rozwój tej gałęzi energetyki wykorzystującej energię wiatru rozpoczął się w końcu lat 90. Według *Global Wind Energy Council* (GWEC) w pierwszej dekadzie XXI wieku moc zainstalowana turbin wiatrowych wzrosła na świecie ponad 11-krotnie – z ca. 18 GW w końcu 2000 r. do 198 GW na koniec 2010 r. (CAGR⁸ – 26 proc.). W następnej dekadzie tempo wzrostu było nieco wolniejsze, ale nadal dwucyfrowe (ca. 15 proc. średniorocznie), dzięki czemu w 2020 r. moc pracujących na świecie turbin wiatrowych przekroczyła 743 GW (30-krotnie więcej niż na początku wieku), w czym udział morskiej energetyki wiatrowej stanowił ok. 4,7 proc. W samym tylko r. 2020 na świecie zaczęły pracę turbiny o mocy ponad 93 GW, w tym 6,1 GW na morzu.

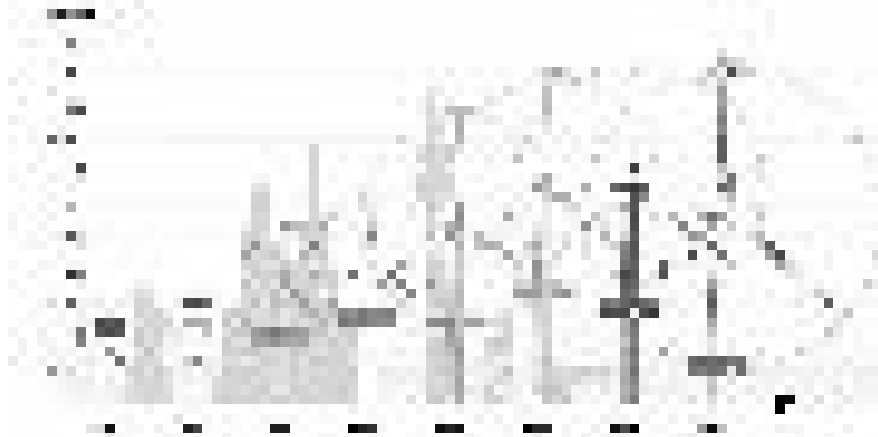
Obserwowany jest także ciągły postęp w technologii wiatrowej, a koszty wytwarzania energii z wiatru (LCOE) z nowych jednostek już w 2019 r. spadły poniżej 50 USD/MWh. Dzieje się tak m.in. dlatego, że turbiny montowane na coraz wyższych wieżach mają znacznie większy niż małe wiatraki capacity factor (wskaźnik wykorzystania mocy).

⁶ Capacity Factor (CF) – współczynnik wykorzystania mocy zainstalowanej odzwierciedlający stosunek energii rzeczywiście wytworzonej w danym okresie w stosunku do energii, która mogłaby zostać w tym samym czasie wytworzona, gdyby instalacja pracowała nieprzerwanie ze 100 proc. wydajnością.

⁷ <https://www.eia.gov/energyexplained/electricity/electricity-in-the-us-generation-capacity-and-sales.php>

⁸ CAGR (z ang. Compound Annual Growth Rate) to średni wskaźnik rocznego wzrostu danej wartości w pewnym okresie, przy założeniu, że roczne wzrosty są dodawane do wartości bazy następnego okresu.

Zmiany parametrów turbin wiatrowych



Jeszcze dekadę temu wskaźnik ten w Polsce wynosił średnio niespełna 23 proc. Nowoczesne turbiny lądowe montowane 5 lat później w lokalizacjach o trochę lepszej niż przeciętna wietrzności osiągały już ten wskaźnik na poziomie 35–40 proc., co oznacza, że produkowały o 40–60 proc. więcej energii niż modele starsze w lokalizacjach o słabszej wietrzności.

Tabela. Uśrednione współczynniki wykorzystania mocy w wybranych parkach wiatrowych w Polsce zbudowanych w latach 2005–2015

Turbiny	2/80/40	2,5/100/47	2,5/100/49,5	2,5/100/50	2,5/100/50	2,5/100/50	2,5/120/60	Wzrost wydajności FW 2015 w stosunku do turbin starszych	
	Współczynnik wykorzystania mocy [CF]							Min.	max.
ROK	FW 2005	FW 2011	FW 2013	FW 2013	FW 2014	FW 2014	FW 2015	Min.	max.
2016	25,32%	24,79%	25,32%	26,09%	27,44%	25,37%	36,33%	132,4%	146,6%
2017	30,66%	30,39%	30,66%	31,24%	33,17%	31,76%	42,48%	128,1%	139,8%
2018	23,98%	22,01%	23,98%	23,68%	24,46%	24,97%	35,04%	140,3%	159,2%
2019	28,09%	26,11%	28,09%	28,33%	28,51%	28,35%	37,51%	131,6%	143,7%
Średni	25,8%	28,4%	27,0%	27,3%	27,6%	27,0%	37,8%	133,1%	147,3%

Źródło: Opracowanie własne na podstawie danych z kilku anonimowych projektów wiatrowych zrealizowanych w Polsce w różnych lokalizacjach w latach 2005–2015

Ponieważ gross kosztów w przypadku turbin wiatrowych stanowią koszty kapitałowe, tak zasadnicze zwiększenie produktywności skutkuje adekwatnym spadkiem kosztów wytwarzania.

Upada też mit o niestabilności pracy nowoczesnych turbin wiatrowych. W warunkach polskich czas nieprzerwanej produkcji energii elektrycznej (o różnej mocy) systematycznie się wydłuża, a przerwy w produkcji spowodowane zbyt małą prędkością wiatru nie przekraczają już 7–9 proc. czasu w roku. W przypadku energetyki wiatrowej nie ma to

zresztą aż tak dużego znaczenia, gdyż sytuacje, w których na całym obszarze kraju „nie wieje” są niezwykle rzadkie.



Powyższy diagram dowodzi, że przez ponad połowę czasu w roku dany wiatrak pracuje ze średnią wydajnością rzędu 30–40 proc. mocy zainstalowanej, a okresy ekstremalnej produkcji (prędkość wiatru >11 m/s), jak i jej zaniku (prędkość wiatru <3 m/s) występują z znacznie mniejszą częstotliwością.

Klasyczny wiatrak o mocy 2,5 MW zamontowany na podwyższonej wieży (>140 m zamiast 100 m) i z nieco wydłużonymi śmigłami (66–70 m, zamiast 45–50 m), może osiągnąć wskaźnik CF – 35–40 proc. i wyprodukować energię wystarczającą na pokrycie rocznego zapotrzebowania co najmniej 9 tys. przeciętnych polskich gospodarstw domowych – 100 takich wiatraków wystarczyłoby, aby zasilić wszystkie gospodarstwa domowe w Warszawie w tanią energię! Na horyzoncie rysuje się już komercyjna perspektywa wykorzystania wiatru do produkcji wodoru – 1 kg H₂ wystarczy do przejechania 100 km przez średniej wielkości auto osobowe, a wspomniany wiatrak 2,5 MW jest w stanie wyprodukować 175 ton tego paliwa rocznie (dość do przejechania 17 milionów km!)

Koszty wytwarzania energii z wiatru

Jednocześnie można było zaobserwować zasadniczy wzrost sprawności wytwarzania energii oraz systematyczny spadek kosztów inwestycji, co spowodowało, że w chwili obecnej lądowa energetyka wiatrowa jest nie tylko najtańszym źródłem oze, ale może też śmiało konkurować cenowo z nowymi instalacjami na gaz, olej opałowy, a przede wszystkim na węgiel.

Według danych IRENA (*International Renewable Energy Agency*)⁹ koszty wytwarzania energii elektrycznej z turbin wiatrowych systematycznie spadają, przede wszystkim dzięki istotnemu zmniejszeniu koniecznych na ich budowę nakładów (w zależności od regionu nakłady te w stosunku do szczytów w latach 2007–2010 spadły o 44–78 proc.) oraz ulepszeniom technologicznym, które umożliwiają pozyskiwanie większych wolumenów energii z lokalizacji o tych samych warunkach wietrzności.

Średni ważony koszt energii elektrycznej z nowych lądowych farm wiatrowych zbudowanych w 2019 r. w skali globu wyniósł 53 USD/MWh (ca. 200 PLN/MWh). Koszty wytwarzania w najbardziej konkurencyjnych projektach, które funkcjonują bez żadnego wsparcia finansowego mogą być jeszcze niższe i wynosić nawet 30 USD/MWh. Przewiduje się, że koszty te będą nadal spadać, głównie dzięki dalszemu postępowi technologicznemu umożliwiającemu wyższe uzyski energii oraz redukcję kosztów O&M¹⁰.

Morska energetyka wiatrowa

Morska energetyka wiatrowa w 2019 r., której potencjał przekroczył 28 GW (dla porównania łączna moc turbin lądowych wyniosła 594 GW), była około 2 razy droższa, ale jej koszty spadły od szczytu w 2014 r. do 115 USD/MWh średnio na świecie, chociaż wskaźnik ten w Danii spadł do 87 USD/MWh. Przyczyny redukcji kosztów były w tym sektorze identyczne jak w wiatrowej energetyce lądowej — rosnąca dojrzałość branży i postępy w technologii, konkurencyjność rynku (aukcje na rynkach istniejących, jak i nowych), efektywniejsze łańcuchy dostaw oraz efekt skali.

W 2020 r. moc zainstalowana w lądowej energetyce wiatrowej¹¹ przekroczyła 699 GW (wzrost o 105 GW w stosunku do r. 2019), a w energetyce morskiej 44 GW (wzrost o 16 GW).

Potencjał energetyki wiatrowej w Polsce

Dla porównania, w Polsce w energetyce wiatrowej w 2020 r. przybyło ok. 430 MW (0,4 proc. inwestycji globalnych) nowych mocy wyłącznie na lądzie, co i tak było dużym osiągnięciem w porównaniu do zastoju inwestycyjnego z lat 2017–2019, kiedy to blokada przestrzenna wprowadzona w 2016 r. w tzw. ustawie antywiatrakowej praktycznie zamroziła budowę nowych wiatraków. Przyjęta wówczas tzw. zasada 10H, czyli wymóg zachowania co najmniej 10-krotnej odległości lokalizacji turbiny w odniesieniu do najbliższego położonego budynku mieszkalnego, spowodowała, że w okresie od końca 2016 r. do początku 2020 r. oddano do użytku niespełna 110 MW nowych mocy, wobec ponad 1200 MW zbudowanych w samym tylko 2016 r.

⁹ <https://www.irena.org/costs/Power-Generation-Costs/Wind-Power>

¹⁰ Operation & Maintenance – koszty operacyjne i serwisowe w polskiej nomenklaturze zaliczane do kosztów zmiennych regresyjnych, które przy współczynniku CF rzędu 27-30 proc. i IRR 10 proc. nie przekraczają z reguły 30 proc. wszystkich kosztów wytwarzania w tej branży.

¹¹ <https://www.statista.com/statistics/476306/global-capacity-of-onshore-wind-energy/>

Aktualny potencjał lądowej energetyki wiatrowej w Polsce to ok. 7 GW, a w okresie 2005–2015, po wprowadzeniu systemu wsparcia w formie tzw. zielonych certyfikatów, moce wykorzystywane w tej branży wzrosły ponad 50-krotnie. Działające dziś w Polsce wiatraki wprowadzają do sieci rocznie ok. 16 TWh energii elektrycznej nie związanej z żadnymi emisjami zanieczyszczeń do powietrza.

Według różnych szacunków możliwe jest przyłączenie do sieci energetycznych w Polsce, bez wywoływania poważniejszych zaburzeń sieciowych, co najmniej 7–10 GW nowych turbin wiatrowych. Warunkiem koniecznym dla tego jest zniesienie zasady 10H, która blokuje w praktyce możliwość lokalizowania nawet pojedynczych dużych wiatraków (moc 3–5 MW, 130–140 m wysokości wieży plus 70 m śmigło), a tylko takie gwarantują wysoki współczynnik wykorzystania mocy (*Capacity Factor*) przekraczający 35–37 proc. (aktualny CF dla już zainstalowanych wiatraków to w Polsce 26–27 proc.), nawet na terenach do tej pory uznawanych za mało wietrzne.

Instalacja takich pojedynczych turbin w powiązaniu z lokalnymi biogazowniami rolniczymi i fotowoltaiką pozwoliłaby na zaspokojenie po niższych niż obecnie cenach zapotrzebowania na energię praktycznie wszystkich gmin wiejskich w Polsce. Szacowana produkcja z takich instalacji hybrydowych mogłaby wynieść rocznie nawet 30 TWh, stabilizując jednocześnie dostawy energii na obszarach wiejskich.

Potencjał energetyki wiatrowej w Niemczech

Warto też dodać, że potencjał tego sektora u naszych zachodnich sąsiadów, w Republice Federalnej Niemiec, przekroczył w 2020 r. 62 GW (w tym 7,7 GW na morzu), które są w stanie wytworzyć wolumen energii rzędu 130 TWh, czyli ok. 80 proc. całej produkcji energii elektrycznej ze wszystkich jednostek wytwórczych w Polsce i mniej więcej tyle, ile polscy odbiorcy końcowi konsumują. Wraz z fotowoltaiką, biogazowniami i innymi źródłami odnawialnymi niemiecki sektor OZE wytworzył w 2020 r. blisko 252 TWh (44,5 proc. produkcji energii elektrycznej ogółem), a jego udział w pokrywaniu zapotrzebowania na energię pierwotną wyniósł 16,8 proc. (1,96 PJ) przekraczając o ponad 1 pkt. procentowy udział węgla kamiennego i brunatnego łącznie (1,84 PJ). Produkcja energii elektrycznej z obu rodzajów węgla łącznie spadła w latach 1990–2020 o ponad połowę, z ponad 311 TWh do 134 TWh rocznie. Dane powyższe pokazują, że konsekwentnie realizowana od co najmniej 20 lat polityka „rewolucji energetycznej – Energiewende” przynosi określone efekty, choć dzieje się to kosztem ogromnych nakładów finansowych.

Warto przy tym dodać, że całkowite zużycie energii pierwotnej spadło w Niemczech z poziomu ponad 14,9 tys. PJ w 1990 r. do ok. 11,7 tys. PJ w 2020 r. (spadek o ponad 21,5 proc.), co oznacza, że nasi sąsiedzi znajdują się na ścieżce realizacji celu wpisanego do niemieckiej Energiewende, gdzie założono, że do 2050 r. konsumpcja energii spadnie o 50 proc. w stosunku do 1990 r. i będzie w 100 proc. pochodzić ze źródeł odnawialnych. Dla osiągnięcia tego celu konieczne będzie co najmniej 3,5-krotne zwiększenie produkcji z OZE w porównaniu ze stanem obecnym.

Informacja o planowanej redukcji zużycia energii pierwotnej w Niemczech jest o tyle istotna, iż najprawdopodobniej wyznaczać ona będzie *benchmark* do oceny energochłonności innych gospodarek, w tym polskiej. W tym kontekście warto zauważyć, że wskaźnik ten liczony na głowę mieszkańca wyniósł w 2020 r. w Niemczech 144,6 GJ/*per capita*, a w Polsce 106 GJ/*per capita*, przy czym w RFN w minionej dekadzie jego wartość systematycznie, ale powoli spadała (o ca. 0,4 proc. rocznie), a w Polsce do 2018 r. rostała (w tempie 0,9 proc.) rocznie. Jeżeli jednak założy się, że docelowa konsumpcja energii pierwotnej w RFN w 2050 r. ma stanowić wzorzec, do którego powinny równać inne kraje członkowskie, to dla Polski oznaczałoby to konieczność zmniejszenia energochłonności o co najmniej 30 proc.

Załącznik 5. Czy energetyka atomowa to dobry kierunek transformacji?

Stan rozwoju energetyki jądrowej na świecie

Trudno jest zakwestionować fakt, że w porównaniu do tradycyjnych rozwiązań elektrotechniki cieplnej, czyli wykorzystującej przemianę energii cieplnej w energię elektryczną z wykorzystaniem różnych technik, energetyka jądrowa (atomowa) charakteryzuje się względnie niską emisyjnością w całym „cyklu życia” tego typu obiektów. W ocenie tej nie można jednak pomijać niebagatelnych oddziaływań środowiskowych, jakie powstają podczas eksploatacji złóż rud uranowych oraz w procesach wytwarzania paliwa jądrowego, a także w związku z koniecznością przetwarzania i ostatecznego składowania materiałów promieniotwórczych o różnej skali radioaktywności oraz czasu półrozpadu. Kwestie te są z reguły pomijane lub bagatelizowane przez promotorów rozwoju energetyki atomowej na świecie, a zwolennicy energetyki atomowej z naszego kraju zasadniczo się od nich nie różnią.

Trzeba też jednak wyraźnie powiedzieć, że kwestie te są dość dobrze rozpoznane i istnieją adekwatne, choć nie tanie, rozwiązania techniczne i systemowe, pozwalające problemy z tym związane przynajmniej częściowo rozwiązać. Polska w tej dziedzinie nie ma jednak aktualnie ani żadnego własnego potencjału, ani doświadczenia i będzie zmuszona korzystać, przynajmniej przez jakiś czas, z usług oferowanych przez inne kraje. Na tym etapie analizy warto jednak pamiętać, aby w rachunku ciągnionym, jaki trzeba będzie ostatecznie zapłacić za rozwój tego sektora w Polsce, koszty te zostały w pełni uwzględnione. Nie będą to bowiem pozycje nic nie znaczące, bo pamiętać należy, że rozwiązania w zakresie magazynowania materiałów radioaktywnych muszą być projektowane z perspektywą bezpiecznego funkcjonowania przez setki, a nawet tysiące lat.

Z punktu widzenia oceny ekonomicznej wykonalności, czy wręcz sensowności tego elementu planu polskiej transformacji energetycznej istotniejsze jest jednak ustalenie, ile ten program będzie kosztować na etapie inwestycyjnym, jakie przyniesie efekty w odniesieniu do poniesionych ogromnych nakładów i jak się to wszystko ma do trendów obserwowanych w światowej i europejskiej energetyce.

Z danych Międzynarodowej Agencji Energii (MAE/IEA¹²)¹³ wynika, że aktualnie na świecie, w 33 państwach (plus Tajwan), działa ok. 440 reaktorów jądrowych o łącznej mocy rzędu 400 GWe. Ponad połowa działających reaktorów zlokalizowana jest w 4 krajach: USA — 95, Francja — 57, Chiny — 47 i Rosja — 38.

Jest tajemnicą poliszynela, iż zasadniczym impulsem do rozwoju tego sektora nie były tylko potrzeby cywilnego sektora energetycznego, ale także, a może nawet przede wszystkim, cele militarne. Rodzi to określone implikacje prawne i technologiczne, ale także polityczno-socjologiczne. Dla konkluzji formułowanych w ramach tego opracowania nie mają one aż tak istotnego znaczenia, jednak nie można też o nich zapominać, gdyż sprzeciw przeciwko rozprzestrzenianiu się broni jądrowej stanowił impuls do powstania większości z funkcjonujących dziś na świecie organizacji społecznych i partii politycznych, które protestują przeciwko rozwojowi energetyki atomowej.

Instalacje te w 2019 r. dostarczyły ca. 2700 TWh, czyli około 10 proc. światowej produkcji energii elektrycznej. Jak łatwo policzyć średni czas wykorzystania mocy zainstalowanej (tzw. Capacity Factor¹⁴) istniejących elektrowni atomowych przekracza w tym sektorze 77 proc. (6750 godzin/rok), a w większości bloków jądrowych sięga nawet 85 proc. i więcej. Tak wysoki poziom wykorzystania zdolności produkcyjnych, znacznie wyższy niż w innych sektorach elektroenergetyki, wynika głównie z faktu, iż w cenie energii wytwarzanej w reaktorach jądrowych koszty paliwa nie przekraczają kilku USD/MWh, a większość kosztów to tzw. koszty stałe — trwający z reguły całe dekady zwrot nakładów inwestycyjnych oraz wysoka amortyzacja. Konkurencja na rynku energii wymusza zatem maksymalizację produkcji, bo tylko wtedy jest szansa na obniżenie ceny energii wytwarzanej w tych urządzeniach.

Z dostępnych danych wynika, że elektrownie jądrowe wybudowane w latach 70. i 80., na podstawie relatywnie tanich projektów nie obejmujących tak kosztownych zabezpieczeń, jakich oczekuje się obecnie, po katastrofie japońskiej elektrowni atomowej w Fukushima (2011 r.), pracujące w systemach elektroenergetycznych poddanych

¹² International Energy Agency – Międzynarodowa Agencja Energii (polskie źródła używają też nazwy Energetyczna) to agenda OECD utworzona w 1974 r., do której należy aktualnie 30 krajów, w tym Polska. IAE nie zajmuje się, poza obserwacjami statystycznymi, rozwojem energetyki jądrowej. W dziedzinach tych specjalizują się Agencja Energetyki Jądrowej OECD oraz znacznie ważniejsza Międzynarodowa Agencja Energetyki Jądrowej przy ONZ z siedzibą w Wiedniu.

¹³ [@inzynieria.com](https://inzynieria.com/energetyka/rankingi/58266,elektrownie-atomowe-w-budowie-ranking,pozycja-rankingu-modernizacja-reaktorow)

¹⁴ Capacity Factor (CF) – stosunek produkcji energii rzeczywiście osiągniętej do teoretycznej produkcji jaką można byłoby osiągnąć zakładając, że dana instalacja pracuje z maksymalną mocą nominalną przez 100 proc. czasu w roku (8760 MWh/MW mocy zainstalowanej).

regułem gospodarki wolnorynkowej, są w stanie utrzymywać rentowność sprzedając energię elektryczną po cenie rzędu 20–30 €/MWh.

Wyznacza to rzeczywisty poziom kosztów w tych elektrowniach jądrowych, które zakończyły już okres spłaty zaciągniętych kredytów. Jednak prognozowane ceny energii z nowych bloków, planowanych do oddania do użytku w nadchodzących latach, są już kilkunastokrotnie wyższe. Opinii publicznej szczególnie dobrze znany jest przykład inwestycji w brytyjskiej elektrowni jądrowej Hinckley Point, gdzie dla nowego bloku EPR o mocy 1600 MWe¹⁵ (a więc podobnego, do planowanych do zbudowania w Polsce) uzgodniono w 2014 r. 35-letnią gwarancję odkupu energii po cenie 92 funtów/MWh (dziś ta kwota przekracza 107 funtów, gdyż podlega ona corocznej indeksacji inflacyjnej).

Pracujące dziś na świecie reaktory cechuje też względnie mała elastyczność regulacyjna – bardzo szybkie obniżanie i zwiększanie produkcji nie jest w praktyce możliwe, a nawet wolniejsze zmiany sporo kosztują.

Jest to istotna informacja, gdyż podważa twierdzenia, często powtarzane ostatnio w Polsce, iż energetyka jądrowa pełnić może funkcję stabilizującą pracę systemu elektroenergetycznego, zakłócanego przez rosnący udział „niesterowalnych”¹⁶ odnawialnych źródeł energii, takich jak energetyka wiatrowa czy fotowoltaika. Jest wręcz przeciwnie – reaktory jądrowe powinny raczej pracować w stabilnym reżimie, blokując stale część pasma zapotrzebowania na energię elektryczną. Prowadzi to jednak niejednokrotnie do sytuacji, w których w systemach z dużym udziałem energetyki jądrowej ceny energii w okresach spadku zapotrzebowania, np. w tzw. dolinie nocnej, osiągały wartości ujemne, gdyż nie opłacałoby się zatrzymywać pracy tych instalacji.

Moc elektrowni jądrowych na świecie sukcesywnie, choć powoli rośnie – według danych ze stycznia 2021 r. w 19 krajach realizowano budowę 50 reaktorów, o łącznej mocy ok. 53 Gwe. MAE (IEA) zakłada, że moc zainstalowana EJ wzrośnie do 2040 r. do poziomu 480 GWe¹⁷ (czyli 3,5 proc. z 13,4 TWe mocy wszystkich pracujących generatorów energii) zapewniając pokrycie ok. 8,5 proc. światowego zapotrzebowania na energię elektryczną, a więc pod względem udziału w podaży mniej niż ma to miejsce obecnie.

Ponadto kolejnych 30 krajów opracowuje lub rozważa opracowanie planów budowy elektrowni jądrowych – w zaawansowanym stadium są plany budowy ok. 100 reaktorów (o łącznej mocy ok. 110GWe), a rozważania obejmują kolejne 300 instalacji. Większość projektów atomowych już realizowanych lub planowanych do realizacji zlokalizowana jest w Azji (głównie Chiny – 16 reaktorów, Indie – 6 reaktorów, Korea Płd. – 4 reaktory, ZRA – 4 reaktory), aczkolwiek budowane są też nowe jednostki w Unii Europejskiej (3), w Wlk. Brytanii (2) oraz w Rosji (3), Białorusi (2) i Ukrainie (2).

¹⁵ MWe – jednostka mocy elektrycznej, megawaty energii elektrycznej, czyli miliony watów.

¹⁶ Krytycy tych technologii nieustannie podnoszą zarzut, że przecież słońce nie zawsze świeci, a wiatr nie zawsze wieje i operator takiej instalacji OZE może wprawdzie przewidzieć, ile energii wytworzy, ale nie ma żadnego wpływu na to, kiedy ona powstanie.

¹⁷ GWe = 1000 Mwe.

Znaczne przyrosty mocy produkcyjnych mają być też uzyskane przez modernizację/zastąpienie istniejących instalacji. W wielu krajach, szczególnie w USA, przyjęto programy przedłużania okresu eksploatacji (licencje nawet do 60 lat), co pozwala utrzymać moce produkcyjne w starszych obiektach budowanych jeszcze w latach 70. i 80. Jednocześnie, dzięki modernizacjom tych bloków rosną ich moce/wydajności. W Szwajcarii wydajność wszystkich czterech reaktorów wzrosła dzięki modernizacjom o ponad 13 proc., a niektóre bloki w USA zwiększyły ją nawet o 20 proc. W elektrowni Olkiluoto (Finlandia) unowocześniono w kilku podejściach m.in. dwa reaktory BWR uruchomione w 1978 r. i 1980 r. zwiększając ostatecznie ich łączną moc (po zasadniczej przebudowie w latach 2010–2011) z pierwotnych 1320 MWe do 1760 MWe¹⁸.

W 2019 r. w 13 państwach członkowskich Unii Europejskiej działało łącznie 106 reaktorów jądrowych (z czego więcej niż połowa we Francji), które produkowały około 26 proc. (765 TWh) wytwarzanej w UE energii elektrycznej. Większość z tych jednostek uruchomiono w latach 70. i 80. ubiegłego stulecia, a tylko we Francji konsekwentnie realizowano kolejne projekty, z których ostatni oddano do użytku w 2004 r. Aktualnie realizowane projekty zachodnioeuropejskie (Olkiluoto, Flamanville, Hinkley Point, Mochowice) to przedsięwzięcia podjęte po ponad 15 latach zastoju inwestycyjnego w tym zakresie.

Jednocześnie niektóre kraje europejskie już podjęły lub rozważają decyzję o całkowitej rezygnacji z energetyki atomowej. Liderami są tu Austria, w której od 1979 r. obowiązuje zakaz budowy obiektów tego typu, a jej rząd sprzeciwia się ostro planom swoich sąsiadów oraz Niemcy, które planują zamknięcie wszystkich pracujących obecnie reaktorów (6 jednostek o łącznej mocy ca. 8 GWe i udziale w produkcji energii elektrycznej rzędu 12-13 proc.) do 2022 r.

Aktualnie realizowane reaktory atomowe w Europie
Wlk. Brytania: budowa EJ Hinkley Point - 2 bloki EPR o mocy 1600 MWe każdy
Decyzja o realizacji projektu zapadła w końcu 2014 r, a faktyczne prace podjęto z początkiem 2017 r, z planami uruchomienia pierwszego bloku w 2023 r.
Wartość kontraktu w 2014 r. określono na 16 mld funtów, obecnie wzrosła do 23 mld funtów – koszt 1 GW: 8,3 mld euro, czyli 37,5 mld zł
Aktualny termin uruchomienia to 2026 r. (EDF twierdzi, że poprzedni termin 2025 r. musi zostać przesunięty ze względu na COVID19)
Kontrakt na dostawę energii ma obowiązywać przez 35 lat od momentu przekazania inwestycji do użytkowania. Cena gwarantowana w kontrakcie różnicowym to 92,5 £, czyli ok. 500 zł/MWh (waloryzowany wskaźnikiem wzrostu cen od poziomu z 2012 r.)
Finlandia: rozbudowa istniejącej EJ Olkiluoto - blok z reaktorem EPR¹ o mocy 1650 MWe obok funkcjonujących już 2 reaktorów BWR o mocy 880 MW każdy uruchomionych na przełomie lat 70./80.

¹⁸ <https://inzynieria.com/energetyka/rankingi/58266,elektrownie-atomowe-w-budowie-ranking,pozycja-rankingu-modernizacja-reaktorow> © inzynieria.com

<p>Decyzję o budowie bloku podjęto w 2003 r., a inwestycję rozpoczęto w 2005 r., z zamiarem jej uruchomienia w 2009 r. Po wielokrotnych zmianach harmonogramu, rozpadzie konsorcjum Areva-Simens i upadłości głównego wykonawcy blok ma być oddany do eksploatacji w I połowie 2022 r. – 13 lat opóźnienia!</p>
<p>Początkowa wartość kontraktu 3 mld euro (aktualne skorygowane koszty inwestycji nie mniej niż 11 mld euro) - koszt 1 GW: 6,9 mld euro, czyli 31 mld zł</p>
<p>Francja: budowa bloku jądrowego w EJ Flamanville o mocy 1650 MWe (etap 3 w istniejącej EJ)</p>
<p>Decyzja o realizacji inwestycji zapadła w 2005 r., a podjęto ją w 2007 r. z planem oddania do użytku w 2012 r. Po wielokrotnych zmianach, zweryfikowany termin uruchomienia to 2023 r. (11 lat opóźnienia).</p>
<p>Początkowa wartość kontraktu – 3,9 mld € (skorygowane w 2020 r. koszty inwestycji ok. 14,6 mld €) koszt 1 GW: 8,9 mld euro, czyli ok. 40 mld zł</p>
<p>Węgry: rozbudowa istniejącej EJ Paks (podwojenie mocy dzięki budowie 2 bloków WWER o mocy 1200 MW każdy)</p>
<p>Inwestycja planowana jest od 2010 r., ale prawdopodobnie rozpocznie się nie wcześniej niż w II połowie 2021 r. (7 lat po podpisaniu kontraktu z Rossatom). Pierwszy blok planuje się oddać do użytku w 2029 r.</p>
<p>Wartość inwestycji szacowana jest obecnie na 12,5 mld euro (80 proc. finansowania z rosyjskiego kredytu w wysokości 10 mld euro). koszt 1 GW: 5,3 mld euro, czyli 23,5 mld zł</p>
<p>Słowacja: budowa 2 bloków o mocy 440 MW każdy w istniejącej EJ Mochovce</p>
<p>Inwestycja jest kontynuacją planów rozbudowy potencjału jądrowego Słowacji przyjętych jeszcze przed transformacją ustrojową i zamrożonych w latach 90. Kontrakt z włoskim koncernem Enel podpisano w 2005 r., a inwestycję podjęto w 2008 r. z zamiarem oddania instalacji do użytku w latach 2012–2013.</p>
<p>Po wielokrotnych zmianach terminów aktualnie przewiduje się uruchomienie bloku nr 3 w 2021 r., a bloku nr 4 w 2023 r. (10 lat opóźnienia).</p>
<p>Pierwotny koszt przedsięwzięcia określono wstępnie na ca. 1,6 mld euro, ale zwiększono go w momencie rozpoczęcia inwestycji do 2,8 mld euro. Według informacji z grudnia 2020 r. koszt inwestycji wzrośnie do co najmniej 6,2 mld euro (koszt 1 GW: 7 mld euro, czyli ok. 31,5 mld zł)</p>
<p>Białoruś: budowa 2 bloków typu WWER o mocy 1110 MWe każdy w EJ Ostrowiec</p>
<p>Decyzję o budowie EJ podjęto w latach 2006–2008, przetargi na kontrakty sfinalizowano do 2013 r., a realizację projektu rozpoczęto w 2014 r. z założeniem oddania do użytku bloku nr 1 w 2019 r., a bloku nr 2 w 2020 r.</p>
<p>Wartość kontraktu szacowano oficjalnie na ok. 11 mld USD z czego ok. 90 proc. miało być sfinansowane z pożyczki udzielonej przez stronę rosyjską</p>
<p>Uruchomienie bloku nr 1 nastąpiło w listopadzie 2020 r., ale po awarii przekładników jego pracę wstrzymano.</p>

Jak wynika z powyższego zestawienia, żaden z realizowanych obecnie projektów atomowych w Unii Europejskiej i UK nie został zrealizowany zgodnie z założeniami. Podobnie jest w USA, gdzie opóźniona o wiele lat jest realizacja 2 bloków PM1000 w Georgii, a ich koszt przekracza już 11 mld USD/GWe.

Gdyby tyle miały ostatecznie kosztować reaktory planowane do budowy w Polsce, to nakłady na realizację pierwszej fazy Programu Jądrowego (7,7 GWe do 2045 r.) wyniosłyby (w cenach dzisiejszych) ok. 65 mld euro, albo 80 mld dolarów (czyli ok. 290–300 mld zł). Tymczasem ze wskaźników podanych w polskim Programie wynika, że koszt ten zamknąłby się w kwocie ok. 155–160 mld zł. Terminy oddania do użytku przesuwano o 9–10 lat, a w jednym przypadku nawet o 13 lat, średni czas realizacji sięga 15 lat, a zakładane początkowo budżety wzrosły nawet 3-krotnie.

Są to fakty, które trzeba rzetelnie uwzględniać oceniając plany budowy nowych reaktorów, w tym zwłaszcza w ramach Polskiego Programu Energetyki Jądrowej.

Polski Program Energetyki Jądrowej (PPEJ)

Zgodnie z założeniami Programu do 2050 r. mają/mogą powstać w Polsce 3 elektrownie jądrowe – po 3 x EPR¹⁹ 1100 MWe w każdej, w nieprzesądzonej jeszcze ostatecznie lokalizacji (do 2045 r. 7,7 GWe).

Rozważane są aktualnie co najmniej 4 najbardziej prawdopodobne opcje lokalizacyjne — 2 na północy kraju (Lubiatowo-Kopalino i Żarnowiec) oraz w okolicach obecnych elektrowni na węgiel brunatny — Bełchatowa i Pątnowa (co ma sens w szczególności ze względu na istniejącą tam już infrastrukturę przesyłową) oraz kilkanaście alternatywnych. Trzeba sobie jednak zdawać sprawę, że w centralnej części kraju nie ma dobrych lokalizacji dla tego typu przedsięwzięć. Główne problemy to brak wody do chłodzenia, bliskość osiedli ludzkich oraz brak możliwości wyprowadzenia mocy z lokalizacji na północy kraju. Najlepszą lokalizacją dla pierwszej EJ byłby zapewne Bełchatów, ale ze względu na warunki geotektoniczne niektórzy specjaliści to miejsce dyskwalifikują.

Zakłada się, że rozpoczęcie budowy EJ1 nastąpi w 2026 r., a uruchamianie kolejnych 7 bloków sukcesywnie co 2 lata w okresie 2033–2043.

Biorąc pod uwagę doświadczenia realizacyjne z ostatnich dwóch dekad w innych krajach trzeba zauważyć, że byłby to jeden z najambitniejszych i najszybciej w świecie realizowanych programów rozwoju energetyki jądrowej, porównywalny z osiągnięciami w tym w zakresie w Rosji i w Chinach czy w Zjednoczonych Emiratach Arabskich (projekt realizowany we współpracy z Koreą Południową). Polska nie ma jednak ani takiego potencjału wykonawczego, ani też żadnych aktualnych doświadczeń w tej dziedzinie, w związku z czym musiałaby polegać na wiedzy i doświadczeniu wykonawcy zewnętrznego. Jednak przykłady ślimaczących się inwestycji europejskich i w USA nie napawają w tym względzie nadmiernym optymizmem.

Według wskaźników cenowych w PPEJ przyjętym przez Radę Ministrów w październiku 2020 r. — nakłady inwestycyjne na realizację 7 bloków po 1100 MWe każdy, powinny

¹⁹ EPR – European Power Reactor, oryginalny projekt bloku jądrowego generacji III+, opracowany przez francuską firmę Areva. Wykorzystano w nim ulepszoną technologię PWR (Pressurized Water Reactor), podobną do rosyjskiej technologii WWER, stosowanej m.in. na Węgrzech i Słowacji oraz amerykańskiej AP1000. Dotychczas na świecie funkcjonuje tylko jeden reaktor tego typu - w Chinach.

wynieść ok. ca. 154–160 mld zł. Warto jednak zauważyć, że wskaźnik ok. 20 mln zł/MWe zainstalowanej mocy jest porównywalny z oficjalnymi kosztami budowy Elektrowni Ostrowiec i zasadniczo niższy od zakładanych kosztów nie rozpoczętej jeszcze rozbudowy Elektrowni Paks na Węgrzech. Brak miarodajnych danych o rzeczywistych kosztach tego typu przedsięwzięć w Chinach, a często przywoływany projekt Barakah (4x APR-1400) w Zjednoczonych Emiratach Arabskich, gdzie firmy koreańskie oddały właśnie do użytku pierwszy reaktor i kończą kolejne 3 reaktory (nakłady rządu 24,5 mld USA²⁰, czyli 4,4 mld USD/GWe) nie uwzględnia dodatkowego kontraktu operacyjnego zawartego z Koreańczykami na kwotę ok. 20 mld USD²¹.

Jeżeli weźmie się jednak pod uwagę rzeczywiste koszty aktualnie realizowanych projektów europejskich (francuskich, brytyjskich czy słowackich), a także amerykańskich całkowity nakład inwestycyjny mógłby być nawet 2-krotnie wyższy.

Do tego oszacowania należy dodać także koszty budowy nieistniejącej w Polsce infrastruktury zewnętrznej — cena musi być min. 10 proc. wyższa niż cena rozbudowy obiektów istniejących. Tymczasem wartość całego polskiego hurtowego rynku energii elektrycznej w 2020 r. to ok. 30 mld zł. Daje to pojęcie o skali wyzwania finansowego tego Programu, który bez systemowego wsparcia ze strony państwa byłby w praktyce niemożliwy do udźwignięcia przez żadną z działających na obszarze Polski grup energetycznych.

W publikacjach stymulowanych w szczególności przez rząd pojawiają się inne liczby i liczne zastrzeżenia na temat wpływu przyjętego modelu finansowego na końcowe nakłady inwestycyjne. Należy jednak pamiętać, że niezależnie od sposobu księgowania, nakłady inwestycyjne i koszty pieniądza będą musiały być całkowicie pokryte, czy to przez konsumenta końcowego energii elektrycznej, czy też przez podatnika, który dotować będzie w ten sposób ceny energii dla odbiorców konsumujących większe ilości energii.

Warto dodać, że zakładany w PPEJ koszt wytworzenia energii z EJ to początkowo ok. 300 PLN/MWh przy 90 proc. wykorzystaniu mocy zainstalowanej. Dopiero w perspektywie dekady koszty te mogą zostać potencjalnie zredukowane w miarę spłat zadłużenia zaciągniętego na realizację programu, ale biorąc pod uwagę skalę wyzwań i wynikające z nich obciążenie sektora, a w efekcie końcowym wszystkich odbiorców energii, należy rozważyć przeanalizować wszystkie za i przeciw takiego rozwiązania.

Czy funkcjonowanie Elektrowni Jądrowej powoduje ryzyka dla środowiska?

Jeżeli pominiemy poważne koszty środowiskowe, jakie powstają podczas wydobycia i uzdatniania rudy uranowej (które występują poza Polską) oraz ingerencje w przestrzeń i warunki wodno-glebowe podczas budowy obiektu, to w warunkach normalnej pracy

²⁰ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2015-09-03/abu-dhabi-said-to-revive-debt-plan-for-first-nuclear-power-plant-ie3wuyib>

²¹ <https://www.bloomberg.com/news/articles/2011-11-24/u-a-e-s-plan-to-develop-nuclear-power-facilities-said-to-cost-30-billion>

EJ jest zasadniczo bezpieczna dla środowiska. Konwencjonalne oddziaływania nie różnią się od oddziaływań innych zakładów przemysłowych o podobnej wielkości i są znacząco od konwencjonalnych elektrowni ciepłych o takiej skali. Pewnym problemem ekologicznym i wizerunkowym jest niska sprawność energetyczna – w energię elektryczną zamieniane jest nie więcej niż 35 proc. energii wydzielanej podczas rozszczepienia uranu. Reszta to obciążenie cieplne środowiska poprzez system chłodzenia bloków.

Co z odpadami radioaktywnymi?

Zapewne nie będziemy mieli problemu ze znalezieniem odbiorcy na zużyte paliwo (jest to cenny odpad, źródło wielu izotopów, ale trzeba mieć technologię do ich odzysku). Problemem będą napromieniowane części urządzeń, ubrania, płyny technologiczne itp., które trzeba będzie składować w Polsce. Najprawdopodobniej konieczna będzie budowa drugiego składowiska, większego niż obecnie funkcjonujące w Różanie. Jeżeli jednak tak znaczący rozwój polskiej energetyki jądrowej rzeczywiście nastąpi, a ruchy protestu przeciwko składowaniu odpadów radioaktywnych na świecie wzmocnią się, konieczne będzie przystąpienie do budowy własnego składowiska tych odpadów, co oznacza dodatkowe i to poważne nakłady.

Bezpieczeństwo dostaw paliwa

Rynek paliwa jądrowego jest aktualnie dość zdywersyfikowany, a wśród wiodących producentów znajdują się kraje należące do NATO, m.in.: USA; Kanada, Francja. W Polsce w Sudetach występują niewielkie złoża rudy uranowej (ich eksploatację zakończono w I połowie ubiegłego wieku), ale raczej mało prawdopodobne jest, aby ich wykorzystanie do produkcji własnego paliwa było opłacalne.

Jaką część zapotrzebowania krajowego może pokryć polski Program Jądrowy?

Zakładając, że rzeczywiście bez żadnych opóźnień wybudowane zostaną reaktory o mocy 7,7 GW, które pracować będą przez 85–90 proc. czasu z maksymalną mocą, produkcja w 2045 r. wyniesie ok. 57–61 TWh energii elektrycznej.

Aktualny poziom produkcji energii elektrycznej brutto nie przekracza 170 TWh, co oznacza, że konsumując ponad 50 proc. zakładanych w Polityce Energetycznej wydatków inwestycyjnych, uzyskanoby ok. 35-proc. udział w miksie energetycznym w odniesieniu do 2020 r., a zaledwie 23/26 proc. w odniesieniu do przewidywanego na rok 2040 zużycia na poziomie 230 TWh. Należy jednak pamiętać, że przy tak intensywnym wykorzystaniu EJ nie mogą pełnić żadnej funkcji regulacyjnej (np. reagować na spadki produkcji z sektora OZE). Tymczasem jest to jeden z argumentów za budową EJ, które mają rzekomo stanowić rezerwę na wahania produkcji w nieprzewidywalnych odnawialnych źródłach energii.

Wpływ na koszty energii

Cały hurtowy rynek energii wart jest dziś ok. 30 mld zł. Wpływ na jego obciążenie zależy od przyjętego czasu zwrotu przy racjonalnym koszcie kapitału (w PPEJ zakłada się $WACC = 6$ proc., czas realizacji 6 lat i wykorzystanie czasu pracy 0,9). W Programie podano, że w okresie spłaty zobowiązań cena hurtowa energii z EJ raczej nie spadnie poniżej 300 PLN/MWh, z czego co najmniej 80 PLN/MWh to będą skumulowane koszty paliwa i koszty stałe (O&M).

Jeżeli nie byłoby żadnych potknięć harmonogramowych i nadprogramowego wzrostu kosztów, to przy przyjętym $WACC$, zakładając zwrot w ciągu 30 lat (co oznacza w zasadzie podwojenie nakładów inwestycyjnych ze względu na koszty kapitałowe), to po zakończeniu realizacji I fazy programu (7,7 GWe) każdego roku należałoby obciążyć konsumentów z tytułu samej tylko spłaty zadłużenia kwotą rzędu 10 mld zł.

Wrażliwość skumulowanych kosztów inwestycji na wszelkie wzrosty założonych parametrów wyjściowych jest bardzo duża. Samo tylko wydłużenie czasu realizacji którejkolwiek z bloków generowałoby dodatkowe koszty w układzie skumulowanym rzędu nawet 10 i więcej procent wartości inwestycji za każdy rok opóźnienia. Równie poważne skutki mogłoby powodować znaczniejsze podniesienie kosztów realizacji inwestycji.

Z założeń programu wynika także, że koszt produkcji energii z bloków jądrowych dopiero po zakończeniu spłaty zadłużenia zbliży się do poziomu 70–80 PLN/MWh, typowego dla starszych elektrowni pracujących dziś w Szwecji, Finlandii czy na Słowacji, podczas gdy już dziś pracujące wiatraki, po zakończeniu okresu spłaty zaciągniętych kredytów (z reguły 15–20 lat), są w stanie produkować znacznie taniej (na poziomie 60–70 PLN/MWh).



Система
Информационных Технологий
Библиотеки



7 440 000 000 000

9