

Krajowy park elektrowni u progu ery atomowej

prof. zw. dr hab. inż. Maciej Pawlik; dr H.C.
 Profesor Senior Politechniki Łódzkiej,
 Instytut Elektroenergetyki PŁ

1. Wprowadzenie

W październiku 2022 r. rząd podjął uchwałę o budowie elektrowni jądrowej przez amerykański koncern Westinghouse. Jednocześnie spółki ZE PAK, PGE i koreański koncern KHNP podpisały 31.10. 2022 r. w Seulu list intencyjny dotyczący opracowania planu budowy elektrowni jądrowej w Pątnowie w oparciu o koreańską technologię reaktorów APR 1400. Dokument podpisano w obecności wicepremiera Jacka Sasina. Obie elektrownie mają zostać uruchomione w 2033 roku, tzn. dwa lata później pierwsze bloki powinny już pracować z pełnym obciążeniem. Trzeba jednak zdawać sobie sprawę z trudności, jakie występują przy budowie pierwszej w danym kraju elektrowni jądrowej.

W elektrowni jądrowej 80% finalnej ceny energii stanowią koszty inwestycyjne. Konieczność zgromadzenia odpowiedniego kapitału, a także skomplikowany i długotrwały proces notyfikacji w UE modelu finansowania elektrowni jądrowej powodują często znaczne opóźnienie oddania do eksploatacji pierwszego bloku jądrowego. Są tu, niestety, złe doświadczenia. W Elektrowni Olkiluoto w Finlandii blok EPR 1500 zaczęto budować w 2005 roku, zakończenie planowano w 2010 roku, natomiast koniec ruchu próbnego nastąpił dopiero w marcu 2022 r. We francuskiej Elektrowni Flamanville zakończenie budowy takiego samego bloku planowano na 2012 rok, zaś przewidywany termin uruchomienia to rok 2023. W obu przypadkach koszty realizacji były trzykrotnie wyższe od planowanego budżetu. Podobne problemy z opóźnieniem dotknęły także bloków AP 1000. W Elektrowni Sanmen w Chinach zakończenie budowy planowano na rok 2012, natomiast uruchomienie pierwszego bloku miało miejsce w 2018 roku. W amerykańskiej Elektrowni Vogtle budowę bloku AP 1000 rozpoczęto w 2009 roku, zakończenie zaplanowano na lata 2014–2016, zaś najwcześniejszy termin uruchomienia to rok 2023. Licząc się z ewentualnym opóźnieniem uruchomienia elektrowni jądrowej w Polsce, krajowy system elektroenergetyczny powinien do drugiej połowy lat trzydziestych rozwijać się na drodze dekarbonizacji według scenariusza: gaz + OZE (odnawialne źródła energii).

2. Krajowy park elektrowni – diagnoza

Krajowy park elektrowni jest jednym z większych w Europie. Produkcja energii elektrycznej w latach 2021 i 2022 wyniosła odpowiednio 173,6 TWh i 175 TWh, z tego blisko 80% w elektrowniach opalanych

węglem [2]. Niestety, stopień dekapitalizacji majątku wytwórczego krajowej elektroenergetyki jest bardzo duży. Najmłodszy z bloków klasy 370 MW w Elektrowni Opolo ma wprawdzie tylko 25 lat, ale pierwsze bloki Elektrowni Bełchatów pracują już ponad 39 lat. Wszystkie bloki klasy 200 MW mają ponad 40 lat, przy czym większość mieści się w przedziale 45–50 lat. Jest wielce prawdopodobne, że do 2035 roku zostaną wszystkie wycofane z eksploatacji. Stan ten jest konsekwencją wieloletniego (na przełomie wieków) zastoju w budowie nowych mocy wytwórczych. Oddanie do eksploatacji w latach 2008–2011 (po wspomnianym zastoju) trzech wielkoskalowych bloków na parametry nadkrytyczne w Elektrowniach: Pątnów, Łagisza i Bełchatów oraz uruchomienie w latach 2017–2021 nowych bloków nadkrytycznych w Kozienicach, Opolu, Turowie i Jaworznie znacznie poprawiło sytuację w dłuższej perspektywie czasowej. W tabeli 1. zestawiono dyspozycyjne moce i szacowaną produkcję energii elektrycznej wszystkich krajowych bloków nadkrytycznych w 2035 r. W warunkach polskich nowe wielkoskalowe bloki nadkrytyczne powinny być przede wszystkim przeznaczone do pracy podstawowej, gwarantującej najwyższą sprawność i znaczne ograniczenie emisji CO₂ oraz innych zanieczyszczeń.

Tabela 1. Wiek, moce i szacowana produkcja energii w krajowych blokach węglowych na parametry nadkrytyczne w 2035 r.

L.p.	Elektrownia	Wiek (lat)	Moc (MW)	Szacowana prod.(TWh)
1.	Pątnów II	27	470	3,1
2.	Łagisza II	26	460	3,0
3.	Bełchatów II	24	858	5,5
4.	Kozienice II	18	1075	6,8
5.	Opole bl. 5	16	900	5,8
6.	Opole bl. 6	16	900	5,8
7.	Turów II	15	490	5,9
8.	Jaworzno III	15	910	3,2
9.	Razem bloki nadkrytyczne		6063	39,1

3. Dywersyfikacja struktury paliwowej

Najszybsza droga ograniczania udziału węgla w krajowej produkcji energii elektrycznej i jednocześnie redukcji emisji CO₂ z konwencjonalnych elektrowni wiedzie dziś poprzez zastępowanie węgla gazem. Emisja CO₂ w prostych układach gazowych wynosi ok. 550 kg/MWh, zaś w kombinowanych układach gazowo-parowych tylko ok. 330 kg/MWh.

Relatywnie niski koszt inwestycyjny oraz krótki czas budowy stwarza także mniejsze ryzyko dla inwestora i pozwala stosunkowo szybko wypełnić lukę wynikającą z długotrwałości procesu budowy wielkoskalowych źródeł węglowych, a tym bardziej jądrowych. Istotną zaletą jest także najwyższa spośród elektrowni spalających paliwa organiczne sprawność (do 60% przy wytwarzaniu tylko energii elektrycznej oraz ok. 90% w kogeneracji). Ponadto elektrownie gazowe zdolne są pokryć zapotrzebowanie zarówno w podstawie wykresu obciążenia, jak i w strefie szczytowej, a szybkość reakcji w czasie rzeczywistym czyni je też dobrym partnerem dla niestabilnych źródeł wiatrowych.

Istotne jest także i to, że Komisja Europejska przyjęła 2 lutego 2022 r. projekt tzw. taksonomii, w którym umieściła gaz i energetykę jądrową na liście zrównoważonych przedsięwzięć. Uznała te technologie za „zgodne z klimatycznymi i środowiskowymi celami UE”, które pozwolą przyspieszyć odejście od wytwarzania energii z węgla. Tym samym dała zielone światło dla finansowania tego typu instalacji. Warto tu podkreślić fakt, że wprawdzie inwazja Rosji na Ukrainę wywindowała w połowie roku 2022 cenę gazu do poziomu kilkuset euro /MWh, ale później ceny gazu szybko spadały i aktualnie w holenderskim hubie TTF są one na poziomie 42–45 euro/MWh.

Po oddaniu do eksploatacji w roku 2020 bloku gazowo-parowego w EC Stalowa Wola (450 MWe) i w październiku 2021 roku bloku gazowo-parowego EC Żerań (500 MWe), moc zainstalowana w elektrowniach i elektrociepłowniach opalanych gazem na koniec 2021 roku osiągnęła poziom ok. 3300 MWe (wg raportu rocznego PSE za rok 2021–dokładnie 3317 MWe) [1]. Udział gazu w strukturze paliwowej produkcji energii elektrycznej KSE wzrósł w latach 2017–2021 z 4,3% do 7,7% (w 2020 roku było to nawet 9,14%), ale pamiętać trzeba że w Unii Europejskiej jest on na poziomie ok. 20%.

Od końca 2021 roku konsorcjum General Electric i Polimeks Mostostal buduje na zlecenie Polskiej Grupy Energetycznej (PGE GiEK) budowę dwóch bloków gazowo-parowych (CCGT) o mocy po ok. 700 MWe w Elektrowni Dolna Odra, które przeszły już z powodzeniem certyfikację ogólną i uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy. Będą to pierwsze bloki gazowo-parowe pracujące w trybie kondensacyjnym w Polsce, produkujące wyłącznie prąd. Dotychczasowe, jak wiadomo, pracują w kogeneracji. Ich uruchomienie przewiduje się na przełomie lat 2023/2024.

Konsorcjum Polimeksu Mostostalu i Siemensu wybuduje dla PGE blok gazowo-parowy o mocy 882 MW w Rybniku. Będzie to jedna z największych tego typu inwestycji nie tylko w Polsce, ale i w Europie. Zastąpi on 4 bloki węglowe o łącznej mocy ok. 900 MW wyłączane z eksploatacji. Na ostatniej aukcji głównej rynku mocy 15 grudnia 2022 r. blok ten uzyskał 17-letni kontrakt (na rok dostaw 2027).

PGE analizuje także mniejsze projekty zasilane gazem o łącznej mocy do 1000 MWe. Zamierza budować gazowe elektrociepłownie, które skorzystają z uchwalonej w zeszłym roku ustawy o wsparciu kogeneracji. Największa, o mocy 170 MWe, powstaje w EC Czechnica pod Wrocławiem (15.10.2021 r. wmurowano kamień węgielny pod jej budowę), nieco mniejsze powstaną w Bydgoszczy (50 MWe) i Zielonej Górze (30 MWe), a całkiem małe w Kielcach i Zgierzu. Rozważane są także inwestycje w gazowe elektrociepłownie w Gdańsku, Gdyni i Wrocławiu, Krakowie i Rzeszowie. Wszędzie tam mogłyby zastąpić stare jednostki węglowe. Prezes zarządu PGE Energia Ciepła zapowiada, że do 2030 r. spółka planuje budowę 1000 MW mocy w kogeneracyjnych źródłach gazowych.

PKN Orlen i Energa, należąca do Grupy Orlen, zawarły we wrześniu 2021 roku porozumienie w sprawie finansowania budowy elektrowni gazowo-parowej o mocy 600 MWe w Grudziądzu. Elektrownia ta ma już długą historię, ponieważ Energa już w marcu 2019 roku ogłosiła przetarg

na budowę bloku gazowo-parowego w Grudziądzu o mocy 450+750 MWe wraz z infrastrukturą pomocniczą oraz towarzyszącą. Podobnie jak bloki w Dolnej Odrze, będzie to blok do pracy w trybie kondensacyjnym. Projekt elektrowni CCGT Grudziądz jest na zaawansowanym etapie rozwoju, inwestor posiada wszelkie zgody, w tym pozwolenie na budowę. Oddanie bloku do eksploatacji jest planowane na rok 2025.

PKN Orlen zainwestuje też ok. 2,5 mld zł w budowę bloku gazowo-parowego CCGT o mocy 745 MWe w Ostrołęce, w miejsce zaniechanej budowy bloku węglowego klasy 1000 MW i z wykorzystaniem części jego infrastruktury. Budowa tego bloku już ruszyła na początku 2022 roku, a oddanie do użytku planowane jest na rok 2025. Nowym partnerem w realizacji tej inwestycji zostało PGNiG. W grudniu 2021 r. Orlen poinformował, że oba projekty: w Ostrołęce i Grudziądzu uzyskały 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy.

Rok później mógłby ruszyć blok gazowo-parowy klasy 450 MWe w Gdańsku, bowiem PKN Orlen wspólnie z Energa oraz Grupą Lotos podpisał w listopadzie 2020 roku list intencyjny dotyczący realizacji tej inwestycji.

W elektrowni Kozienice, należącej do Grupy Enea, węglowe bloki klasy 200 MW, które mają być odstawione w latach 2025–2027, będą zastąpione źródłami gazowymi. Powołana w Kozienicach w lipcu 2022 r. spółka Enea Elkogaz ogłosiła postępowanie w trybie dialogu konkurencyjnego, zmierzające do wybudowania trzech bloków gazowo-parowych, każdy o mocy po 700 MW lub dwóch po 1100 MW. Pierwsze z przyszłych bloków CCGT mogłyby zostać zgłoszone do aukcji w rynku mocy w 2023 r., z pierwszym okresem dostaw na 2028 r.

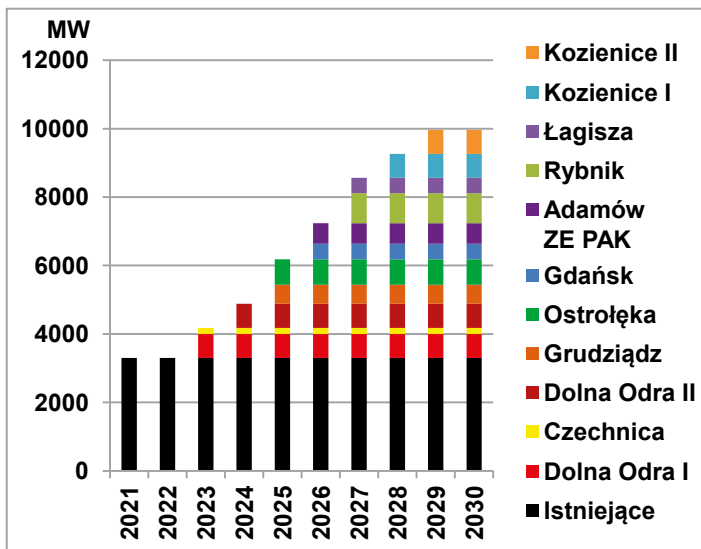
W marcu 2022 r. Grupa Tauron rozpoczęła kolejny etap prac dotyczących budowy kogeneracyjnego bloku gazowo-parowego o przewidywanej mocy w przedziale od 400 MWe do 500 MWe oraz 250 MWt w Elektrowni Łągisza. Tauron podpisał umowę z PFR ws. finansowania i budowy tego bloku. Nowy blok CCGT uzupełni niedobory mocy powstałe po wyłączeniu najstarszych (z lat 70.), wyeksploatowanych bloków węglowych.

Należy wspomnieć, że także ZE PAK, należący do miliardera Zygmunta Solorza, zamierza zainwestować w blok gazowo-parowy. Blok CCGT klasy 600 MWe wraz z infrastrukturą towarzyszącą zlokalizowany będzie na terenie zamkniętej w 2018 roku, opalanej węglem brunatnym Elektrowni Adamów, której obiekty są rozbierane i wyburzane. Do końca listopada 2022 roku teren starej Elektrowni Adamów został przygotowany pod budowę nowej jednostki parowo-gazowej. Także ten projekt otrzymał 17-letni kontrakt w aukcji głównej rynku mocy, co było jednym z warunków rozpoczęcia prac.

Do istotnych inwestycji, których realizację planuje PGNiG Termika, należy m.in. gazowo-parowy blok w EC Siekierki, o podobnej mocy jak zbudowany w EC Żerań, tj. 500 MWe. W planach są także mniejsze instalacje gazowe poza Warszawą. Z kolei Veolia Energia Poznań otrzymała w kwietniu 2021 decyzję środowiskową dla budowy bloków gazowych o łącznej mocy 320 MWt i do 200 MWe na terenie elektrociepłowni Karolin. Pierwsze ciepło i energia elektryczna mają być dostarczone do odbiorców w Poznaniu w sezonie grzewczym 2026/27. Do tego trzeba dodać plany firm prywatnych – analizy w sprawie inwestycji w nowe jednostki kogeneracyjne prowadzi m.in. Synthos i Ciech, które dysponują obecnie starymi jednostkami węglowymi. Wspomnieć też należy, że w styczniu 2020 roku Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej przyznał wsparcie finansowe m.in. dla 31 projektów wysokosprawnej kogeneracji gazowej małej mocy.

Sumując, realizowane i zamierzone konkretne inwestycje (w przypadku Kozienic uwzględniono uruchomienie do 2030 r. tylko dwóch z trzech bloków CCGT, pominięto także inne małe źródła) można oczekiwać, że już w roku 2025 moc zainstalowana w jednostkach opalanych gazem

przekroczy 6000 MWe (rys. 1.), osiągając w 2030 roku poziom ok. 10 000 MWe (prognoza PEP 2040 [3, 4] przewiduje zaledwie 6271 MWe).



Rys. 1. Przyrost mocy elektrowni gazowo-parowych w Polsce do 2030 r. (obliczenia własne)

Przyjmując średni oczekiwany czas wykorzystania elektrycznej mocy zainstalowanej T_e choćby tylko w przedziale 3500–4000 h/a można oczekiwać rocznej produkcji energii elektrycznej z gazu w 2030 roku na poziomie 35–40 TWh, tj. 17,5–20,0% udziału w całkowitej produkcji 200 TWh w 2030 r. Jeśli uwzględnić dalsze, wspomniane wyżej plany inwestycyjne krajowych grup energetycznych, można szacować moc źródeł gazowych w 2035 roku na poziomie 12–13 GW, z oczekiwaną produkcją ok. 45–50 TWh.

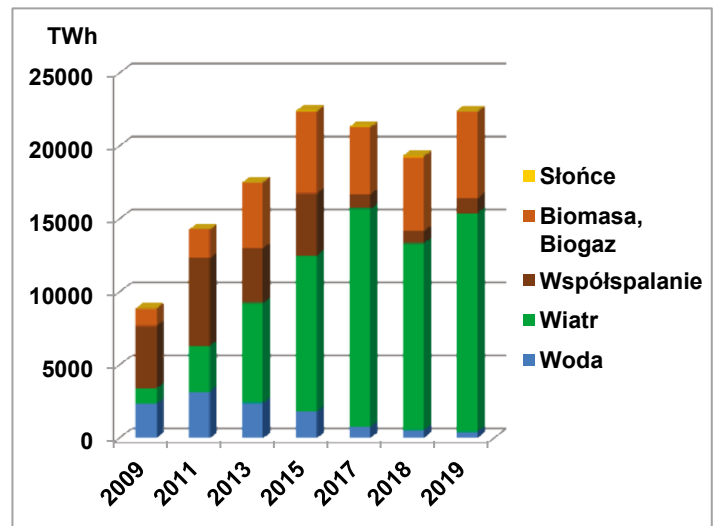
Kilka lat temu informacja, że w Polsce planuje się więcej elektrowni gazowych niż węglowych byłaby sensacją. Dziś już nie jest i mamy świadomość, że elektrownie gazowe stają się niezbędnym elementem procesu transformacji polskiej energetyki, zgodnej z celami środowiskowymi UE. Stąd bardzo ważny jest też wzrost zdolności wydobywczych krajowego gazu ziemnego, zwiększenie przepustowości gazowniczych systemów przesyłowych i magazynowych, a także rozwój połączeń transgranicznych (interkonektorów).

4. Odnawialne źródła energii

Światowy sektor energii jest obecnie świadkiem gwałtownych i szeroko zakrojonych zmian spowodowanych bezprecedensowym rozwojem odnawialnych źródeł energii (OZE). W zeszłym roku zainstalowana moc odnawialnych źródeł energii na całym świecie wzrosła o 168 GW. Jest to szósty rok z rzędu, w którym moc nowych instalacji OZE była większa od tych opartych na źródłach konwencjonalnych, w tym na węglu. Energia odnawialna pełni też kluczową rolę w odpowiedzi na wyzwania klimatyczne, które wymagają pilnych działań.

Polska nie jest w stanie uchronić się przed globalnymi trendami ograniczania emisji CO₂ i rozwoju odnawialnych źródeł energii, tym bardziej, że niestety ma jedną z najwyższych w Europie emisji dwutlenku węgla w stosunku do wyprodukowanej energii elektrycznej (na 1 kWh). Stąd konieczność intensywnego rozwoju odnawialnych źródeł energii i zmierzania w kierunku gospodarki niskoemisyjnej tak szybko, jak tylko można.

Dynamiczny rozwój OZE w Polsce był zauważalny do 2015 roku, niestety, tzw. ustawa odległościowa z regułą 10H spowodowała wyhamowanie tempa, a wręcz obniżenie produkcji energii elektrycznej z OZE (rys. 2.).



Rys. 2. Produkcja energii elektrycznej z OZE w Polsce, w latach 2009–2019, wg URE

Jeszcze w 2016 r. w kraju podłączono do sieci farmy wiatrowe o mocy 1225 MW, ale w 2017 r. było to już tylko 41 MW, a w 2018 r. - 15,7 MW. Po trzech latach przestoju pewne ożywienie w inwestycjach OZE nastąpiło w 2020 roku. Wzrost mocy lądowych elektrowni wiatrowych to efekt aukcji w latach 2018–2020, a następnie realizacji projektów powstałych przed wejściem w życie tzw. ustawy odległościowej. Dzięki temu moc zainstalowana wiatraków osiągnęła pod koniec roku 2022 poziom ok. 8 GW.

Branża energetyki odnawialnej wzywa do jak najszybszego odblokowania potencjału rozwojowego energetyki wiatrowej na lądzie i zniesienia zasady 10H. Pewną nadzieję daje projekt liberalizacji ustawy odległościowej, który przeszedł przez Komisję Wspólną Rządu i Samorządu Terytorialnego w brzmieniu umożliwiającym wykorzystanie istniejących miejscowych planów zagospodarowania przestrzennego, które obejmują elektrownie wiatrowe. Zniesienie barier umożliwiłoby rozwój energetyki wiatrowej na lądzie do poziomu 15 GW w roku 2030 i ok. 22 GW w roku 2035.

Niedocenienie potencjału energetyki wiatrowej na lądzie w Polityce Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040) jest tym bardziej niezrozumiałe, jeśli uwzględnić fakt, że w Polsce działa już blisko 100 przedsiębiorstw pracujących na rzecz energetyki wiatrowej. Mamy także pełny łańcuch wartości dostaw dla energetyki wiatrowej na lądzie, łącznie z fabryką budującą najnowocześniejsze generatory. Ponadto elektrownie wiatrowe na lądzie to dziś jedno z najtańszych źródeł wytwarzania energii elektrycznej.

Warto nadmienić, że w Niemczech – kraju o powierzchni tylko ok. 15% większej od terytorium Polski, moc zainstalowana elektrowni wiatrowych na lądzie przekracza 71 GW. Modyfikacja „zasady 10H”, przynajmniej w przypadku inwestycji, które są możliwe do realizacji w gminach, gdzie jest zgoda społeczna, pozwoli na wymianę istniejących instalacji na dużo nowocześniejsze turbiny o większej efektywności (poziom wykorzystania mocy ok. 40%) w ramach tzw. repoweringu. Większe turbiny to tańsza energia elektryczna i mniejsza powierzchnia zajmowana przez farmę.

Dalszy, istotny wzrost udziału OZE w krajowym miksie energetycznym rząd wiąże z programem morskiej energetyki wiatrowej, dotyczy on jednak dopiero okresu po 2025 roku.

Opublikowana w lutym 2021 r. Ustawa o promowaniu wytwarzania energii elektrycznej w morskich farmach wiatrowych („Ustawa Offshore”) przewiduje dwufazowy model wsparcia dla przyspieszenia procesu inwestycyjnego. W pierwszej fazie, w latach 2021–2022 wsparcie otrzymały najbardziej zaawansowane projekty posiadające już warunki przyłączenia lub umowy przyłączeniowe. W marcu 2021 roku pięć takich

podmiotów złożyło wnioski o wsparcie swoich projektów morskich farm wiatrowych. Wspólne przedsięwzięcie Polenergii i norweskiego Equinora złożyło wnioski o wsparcie projektów farm: Bałtyk II i Bałtyk III (o mocy po 720 MW każda). Joint venture PGE i duńskiego Ørsted złożył wniosek o wsparcie dla projektowanych dwóch farm: Baltica-2 o mocy 1500 MW i Baltica-3 o mocy 1045 MW. Spółka PKN Orlen i kanadyjskiego Northland Power ubiega się o wsparcie dla projektu Baltic Power o mocy 1200 MW. Koncern RWE Renewables złożył wniosek o wsparcie dla projektu BTI o mocy 350 MW, a OW Offshore – spółka firm EDPR i Engie – wnioskuje o wsparcie dla projektu BC-Wind o mocy 369 MW.

W kwietniu i w maju 2021 roku Prezes URE przyznał wspomnianym projektom o łącznej mocy zainstalowanej do 5,9 GW, wsparcie w formie prawa do pokrycia ujemnego salda dla energii elektrycznej wytworzonej i wprowadzonej do sieci. W końcu maja 2021 r. Komisja Europejska zatwierdziła polski system wsparcia dla morskich farm wiatrowych.

Na polskich obszarach morskich rozwijane są obecnie projekty o łącznej mocy ok. 8,4 GW, w tym 5,9 GW z projektów tzw. fazy I rozwoju oraz 2,5 GW z projektów tzw. fazy II rozwoju, obejmującej łącznie 9,4 GW, w której dopiero trwa wyścig o pozwolenia lokalizacyjne. Można więc oczekiwać, że w 2035 roku elektrownie wiatrowe na morzu osiągną moc co najmniej 15 GW i wyprodukują ok. 65 TWh energii elektrycznej.

Rynek fotowoltaiki (PV) w Polsce bardzo szybko rośnie i zwiększa tempo rozwoju. Moc instalacji fotowoltaicznych pracujących w polskim systemie elektroenergetycznym w końcu 2018 roku wyniosła 486,5 MW, by na koniec 2021 r. osiągnąć poziom ok. 7 GW, a w kwietniu 2023 roku przekroczyć poziom 13,5 GW. I nie wynika to wyłącznie z przepisów prawa, motorem napędowym są ceny energii elektrycznej i ceny urządzeń PV. Od pojawienia się pierwszych instalacji solarnych (w 1976 r.) ceny modułów z krystalicznego krzemu spadły z 79 USD/W, do 0,37 USD/W w 2017 roku.

W tej sytuacji jest pewne, że potencjał instalacji słonecznych w Polsce do 2030 r. będzie znacznie wyższy niż prognozowane w PEP 2040 7,27 GW. Oczekuje się, że Polska może mieć ok. 20 GW takich instalacji w 2030 roku i ok. 25 GW w 2035 roku. Niestety, boom na rynku fotowoltaiki nie przyniesie rozwoju krajowych producentów (możliwości produkcyjne polskich dostawców sięgają obecnie 250 MW rocznie) i utracą oni udział w rynku na rzecz globalnych dostawców, głównie z Chin.

Biomasa, rozumiana jako drewno odpadowe z produkcji leśnej i przemysłu drzewnego, uprawy roślin energetycznych, odpady i pozostałości z przemysłu rolniczego i spożywczego oraz biogaz, przedstawia sobą w warunkach Polski istotny potencjał do wykorzystania w produkcji „zielonej” energii. Niestety, przyjęty w Ministerstwie Gospodarki w 2009 r. program „Innowacyjna Energetyka – Rolnictwo Energetyczne”, zakładający budowę do 2020 roku średnio jednej biogazowni w każdej gminie (w Polsce jest 2489 gmin), jest bardzo daleki od wdrożenia.

W Polsce, według danych na koniec 2021 r. zarejestrowanych w Urzędzie Regulacji Energetyki (URE) było 346 biogazowni o łącznej mocy 257,3 MW. Do tego trzeba doliczyć 128 instalacji rolniczych wpisanych do rejestru prowadzonego przez Krajowy Ośrodek Wsparcia Rolnictwa (KOWR). To drastycznie mało w porównaniu zarówno do naszych zachodnich sąsiadów, jak i naszego potencjału. Dla porównania, w Niemczech w 2021 r. było 9770 takich instalacji o łącznej mocy 5860 MW, a wyprodukowana z nich energia elektryczna brutto wyniosła około 33,47 TWh. Według szacunków branży Polska ma duży, niewykorzystany potencjał w tej dziedzinie – to 120–150 mln ton odpadów rocznie do zagospodarowania przez biogazownie. Przekłada się to 12–15 mld m³ biogazu, co odpowiada ok. 8 mld m³ gazu ziemnego.

Potencjał polskiej energetyki wodnej w porównaniu z pozostałymi OZE jest bardzo ograniczony. Poza zakończeniem zabudowy Dolnej Wisły stopniem Nieszawa z elektrownią przepływową o mocy 70 MW, rozwój polskiej hydroenergetyki z konieczności będzie się ograniczał

do budowy małych elektrowni wodnych (MEW). Nie wpłynie to jednak w istotnym stopniu na udział hydroenergetyki w krajowym bilansie energii elektrycznej.

W tabeli 2. zestawiono liczby wynikające z przeprowadzonej powyżej analizy. Wielkości dotyczące biomasy, biogazu i wody zaczerpnięto z programu PEP 2040 [4].

Tabela 2. Zestawienie danych prognostycznych dotyczących generacji odnawialnych źródeł energii w Polsce

Źródło	Rok 2030		Rok 2035	
	Moc [GW]	Energia [TWh]	Moc [GW]	Energia [TWh]
Elektrownie fotowoltaiczne	20	22	25	27
El. wiatrowe na lądzie	15	42	22	62
El. wiatrowe na morzu	5,9	25	15	65
El. biomasowe i biogazowe	2,3	15	2,5	16
Elektrownie wodne	1,15	3	1,2	3
Łącznie	44,35	107	65,7	173

Minister klimatu i środowiska Anna Moskwa na konferencji prasowej w listopadzie 2022 roku poinformowała, że osiągalny jest cel 50 GW w odnawialnych źródłach energii w 2030 r. W świetle tego liczby przedstawione w tabeli nie wydają się przesadzone, są także niższe od przedstawionych w pracy [6] przez Polskie Stowarzyszenie Elektrowni Wiatrowych (PSEW). Wynika z nich, że w 2035 roku, tj. w czasie możliwego pojawienia się w krajowej energetyce pierwszej energii z elektrowni jądrowej, wymagane krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną na poziomie 210 TWh może być pokryte przez odnawialne źródła energii, uzupełnione produkcją 37 TWh z elektrowni konwencjonalnych, tj. gazowych i węglowych.

Źródła te, tj. nadkrytyczne bloki węglowe i elektrownie gazowo-parowe dysponować będą dwukrotnie większymi możliwościami, więc stopień ich wykorzystania będzie zależeć od relacji cen węgla i gazu oraz wymagań regulacyjnych krajowego systemu elektroenergetycznego (KSE).

Warto dodać, że wobec rosnącego udziału w KSE odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza elektrowni wiatrowych i fotowoltaicznych, kluczowe dla stabilności systemu będą również magazyny energii, które złagodzą obciążenia sieci elektroenergetycznej w szczytach, gromadząc energię, kiedy następuje jej nadprodukcja. Zgodnie z ogłoszoną w 2020 roku strategią, Grupa PGE zamierza do 2030 roku wybudować bateryjne magazyny energii o mocy co najmniej 800 MW. Analizuje także potrzebę i opłacalność dokończenia przerwanej w 1981 roku budowy elektrowni szczytowo-pompowej Młoty o mocy ok. 750 MW. Ministerstwo Klimatu i Środowiska, NFOŚiGW oraz PGE podejmą wspólne działania na rzecz rozwoju elektrowni szczytowo-pompowych. List intencyjny w tej sprawie podpisano 22 października 2021 r.

5. Podsumowanie

Biorąc pod uwagę wspomniane we wstępie, nie zawsze dobre doświadczenia z uruchamiania pierwszych w danym kraju bloków jądrowych, skutkujące często znacznym opóźnieniem oddania ich do eksploatacji, należy zabezpieczyć pokrycie krajowego zapotrzebowania na energię elektryczną istniejącymi źródłami do drugiej połowy lat trzydziestych. Zapewnić to może przewidywany dynamiczny rozwój odnawialnych źródeł energii, zwłaszcza elektrowni fotowoltaicznych oraz elektrowni wiatrowych na lądzie i na morzu, a także dysponowanie efektywnymi źródłami konwencjonalnymi, tj. sprawnymi blokami węglowymi

na parametry nadkrytyczne i i wysokosprawnymi, bardziej przyjaznymi środowisku blokami gazowo-parowymi.

6. Bibliografia

- [1] PSE: Raport roczny za rok 2021 z funkcjonowania KSE. Warszawa 2022.
- [2] CIRE.pl: Centrum informacji o Rynku Energii.
- [3] Zaktualizowany Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r. PEP 2040. 2021-02-02.
- [4] Zał. 2 do PEP 2040: Wnioski z analiz prognostycznych. 2021-02-02.
- [5] Pawlik M.: Krajowy park elektrowni w świetle polityki energetycznej. Energetyka Ciepła i Zawodowa 2019, nr 5, s.22-36, ISSN 1734-7823.
- [6] Węgiel+wiatr. OZE i źródła konwencjonalne dla bezpieczeństwa energetycznego kraju. PSEW, Warszawa 2022.