

**Zeszyty Naukowe***Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk*

rok 2019, nr 109, s. 31–44

DOI: 10.24425/znigsme.2019.130165

Anna KIELERZ¹

Energetyka zawodowa oparta na węglu a rynek mocy

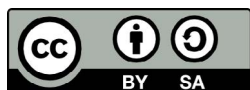
Streszczenie: Warto zauważyć, że pomimo spadku udziału węgla w bilansie energetycznym, paliwo to w dalszym ciągu pozostanie kluczowe dla sektora energetycznego, stabilizując system energetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej. Rozwój energetyki opartej na OZE możliwy będzie przy zapewnieniu przez energetykę konwencjonalną regulowalności, umożliwiającej kompensowanie niestabilnej pracy źródeł odnawialnych, ponieważ uwarunkowania klimatyczne Polski nie pozwalają na stabilne korzystanie z źródeł OZE, a tym samym efektywne ich wykorzystanie. Rewitalizacja bloków 200 MW oraz rozważenie ewentualnej budowy 2–3 nowych tej samej klasy pozwoli na zapewnienie stabilizacji ilości dostarczanej energii elektrycznej do sieci przesyłowej. Nowoczesne i modernizowane bloki klasy 200 MW potrafią w razie potrzeby utrzymać sieć, a równocześnie w dalszej przyszłości łatwiej będzie je stopniowo wycofywać z eksploatacji, w miarę rozwoju energetyki rozproszonej, w tym prosumenckiej, i technologii magazynowania energii. Dzięki przeprowadzonym oraz planowanym aukcjom głównym i dodatkowym na zakup mocy na lata po 2020 roku mamy zapewnienie, że pomimo znacznego zwiększenia udziału źródeł rozproszonych w strukturze wytwarzania energii w Polsce, dostawy energii elektrycznej do odbiorców końcowych będą pewne i stabilne.

Słowa kluczowe: energetyka węglowa, rynek mocy, miks energetyczny, rewitalizacja bloków klasy 200 MW

Coal-based professional energy and the capacity market

Abstract: It is worth mentioning that despite of the decrease of coal generation in the energy mix, the fuel remains crucial for energy sector stabilizing the energy system and securing the energy supply in Poland as well as has a positive impact on the energy security of the European Union. The development of renewable energy

¹ Agencja Rozwoju Przemysłu SA, Oddział w Katowicach; e-mail: anna.kielierz@katowice.arp.pl



© 2019. Autorzy. Jest to artykuł udostępniany w otwartym dostępie zgodnie z warunkami licencji międzynarodowej Creative Commons Uznanie autorstwa – Na tych samych warunkach 4.0 Międzynarodowa (CC BY-SA 4.0, <http://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>), która zezwala na używanie, dystrybucję i reprodukcję na dowolnym nośniku, pod warunkiem, że artykuł jest prawidłowo cytowany.

will be possible with conventional energy compensating the unstable operation of renewable energy sources as climate conditions in Poland do not allow for the sustainable usage of renewable energy sources and thus, their effective utilization. The modernization of 200 MW energy generating units as well as the possible construction of 2–3 similar units will enable the stabilization of the amount of electricity in the transmission grid. The modern and modernized 200 MW energy generating units are able to maintain grid operation if needed and it will be easier to phase them out gradually as prosumer energy and energy storage technologies are being developed. Due to the held and planned general and additional generation capacity auctions for years following 2020, we are assured that despite the substantial increase of distributed generation sources in Poland's energy mix, the electricity supply to end-users will be stable and safe.

Keywords: coal energy, power market, energy mix, revitalization of energy blocks class 200 MW

Wprowadzenie

W Europie, a co za tym idzie i w Polsce, rośnie udział źródeł odnawialnych, charakteryzujących się bardzo niskimi kosztami zmiennymi, jednocześnie trwa wyścig o znalezienie metody bezpiecznego, a zarazem taniego bilansowania systemu w chwilach, kiedy te źródła przestają pracować, na przykład w wyniku zmian pogodowych – zjawisko to dotyczy zarazem źródeł wiatrowych i słonecznych, jak i jednostek termicznych, które przy wysokich temperaturach wykazują pewne ograniczenia związane z chłodzeniem. Obecny model rynku energii nie nadąża za zmianami w obszarze technologii wytwórczych, dlatego od kilku lat w Unii Europejskiej, w tym i w Polsce, trwają prace na temat zmiany modelu jego funkcjonowania. Wszyscy uczestnicy działają na rynku energii od wytwórców poprzez dystrybucję, a kończąc na odbiorcach, zgadzają się, że rynek ten wymaga reformy. Jednym z najważniejszych wątków tych prac jest rozbudowa istniejących mechanizmów wynagradzania mocy, które według założenia mają zapewnić odpowiedni poziom rezerw i pobudzić inwestycje.

W chwili obecnej węgiel jest w Polsce dostępnym paliwem konwencjonalnym, zapewniającym bezpieczeństwo i niezależność energetyczną kraju. Z tego powodu energetyka konwencjonalna powinna pozostać oparta na węglu, jednocześnie zapewniając optymalną rozbudowę energetyki opartej na OZE. Takie rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo energetyczne kraju, oparte na paliwie kopalnym, jakim jest węgiel, dzięki czemu jesteśmy i będziemy niezależni od zawirowań politycznych i koniunkturalnych na światowych rynkach. Polska posiada zasoby węgla kamiennego, które mogą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju na kilka dziesięcioleci. Można z całą odpowiedzialnością stwierdzić, iż mimo wzrastającego udziału ropy naftowej i gazu w zużyciu paliw, węgiel (kamienny i brunatny) będzie również w przyszłości ważnym stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Rozwój energetyki opartej na OZE możliwy będzie przy zapewnieniu przez energetykę konwencjonalną regulowalności, umożliwiającej kompensowanie niestabilnej pracy źródeł odnawialnych, ponieważ uwarunkowania klimatyczne Polski nie pozwalają na stabilne korzystanie ze źródeł odnawialnych, a tym samym efektywne ich wykorzystanie.

Unia Europejska naciska, aby państwa członkowskie solidarnie ograniczały emisję gazów cieplarnianych, zwiększając udział źródeł odnawialnych, poprawiając efektywność energetyczną, a także wdrażając nowe, niskoemisyjne technologie. Biorąc pod uwagę, że Polska zaczęła nieco później niż inne kraje odchodzenie od paliw kopalnych i dywersyfika-

cję źródeł do produkcji energii elektrycznej, obecnie potrzebuje adekwatnie więcej czasu na włączenie się w proces i tempo redukcji emisji. Polska jest w stanie wypełnić ostre standardy emisyjne, ale strukturę paliw musimy zmieniać w sposób racjonalny i systematyczny.

Zgodnie z zapisami ustawy o rynku mocy z dnia 8 grudnia 2017 r., ma on na celu zapewnić stabilne dostawy energii elektrycznej do gospodarstw domowych oraz przemysłu w horyzoncie długoterminowym, dzięki czemu każdy odbiorca energii na terenie kraju będzie mógł korzystać z energii elektrycznej w czasie i w ilości wynikających z jego potrzeb. Jego głównym zadaniem ma być zapewnienie po 2020 roku wystarczającej mocy w systemie elektroenergetycznym, zapewniającej bezpieczeństwo energetyczne kraju oraz pewność dostawy energii do odbiorcy końcowego.

Elektroenergetykę, która dzięki inwestycjom w Opolu i Kozienicach dopiero co zażegnała ryzyko niezbilansowania systemu w latach 2016–2020, czekają kolejne wyzwania. W perspektywie 10–20 lat prawdopodobnie wygaszonych zostanie kilkadziesiąt generatorów o mocy 200 MW. Ze względu na coraz większy udział OZE oraz konstrukcję naszej sieci powinniśmy je zastąpić nowymi, wysoko regulowanymi blokami węglowymi. Szerszy rozwój źródeł rozproszonych nastąpi natomiast dopiero wtedy, gdy będziemy organizacyjnie, technologicznie i mentalnie gotowi na odejście od scentralizowanego modelu energetyki.

Mając na uwadze potrzeby krajowego systemu oraz unijne obwarowania, uważa się, że w miejsce wyłączanych starych generatorów powinno się realizować inwestycje w wysoko regulowalne bloki o mocy 200–400 MW. Daje to czas na realizację zmian w strukturze wytwarzania przy zachowaniu wymogów emisyjnych. W większości byłyby to bloki węglowe nowej generacji, lecz ich uzupełnieniem mogłyby być jednostki pracujące w układzie kogeneracyjnym. Tego typu instalacje potrafią w razie potrzeby samodzielnie umożliwić stabilną pracę sieci, a równocześnie mają wystarczający zapas regulowalności, żeby kompensować niestabilną pracę źródeł odnawialnych, w szczególności wiatrowych i fotowoltaicznych.

Równocześnie w Polsce zaobserwować można rozwój mikrogeneracji i wzrostu liczby prosumentów, co z jednej strony przyczynia się do wypychania energetyki systemowej opartej na paliwach kopalnych z systemu, z drugiej zaś powoduje redukcję zapotrzebowania na energię elektryczną, wynikającą z częściowego pokrycia potrzeb własnych przez samych prosumentów.

W konsekwencji tych zmian dotychczasowy model funkcjonowania systemu elektroenergetycznego podlega silnej ewolucji. Podstawowe zapotrzebowanie na energię elektryczną jest niższe i charakteryzuje się dużo większą zmiennością. W podstawie pracują źródła niesterowalne o nieregularnej produkcji. Jednostki wytwórcze, które dotychczas pracowały w podstawie, ograniczają wolumeny produkcji i czas pracy oraz przejmują zadania regulacyjne.

Z uwagi na spodziewane znaczące wycofania mocy w najbliższych kilkunastu latach (z przyczyn naturalnych i ekologiczno-ekonomicznych) oraz wzrost popytu na energię elektryczną, konieczna będzie rozbudowa zasobów wytwórczych. Istotny wpływ na kształt sektora oraz na wystarczalność mocy będzie miał rynek mocy, który spowoduje, że po 2021 r. będzie istniał rynek dwutowarowy: energia elektryczna i moc.

1. Struktura wytwórcza energii w Polsce

Wobec dużej dynamiki zmian technologicznych w energetyce, podstawowym problemem jest określenie sposobu zmiany struktury wytwarzania od obecnego stanu do stanu pożądanego z punktu widzenia efektywności energetycznej, ekologicznej i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ważne ograniczenia wynikają z polityki klimatycznej. W chwili obecnej określeniem perspektyw krótko- i średnioterminowej są konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT), co ogranicza inwestycje w zakresie technologii węglowych. W obecnym stanie rozwoju technologii (brak dojrzałych technologii magazynowania energii) nie jest możliwy bezpieczny system energetyczny oparty tylko na źródłach odnawialnych, które muszą być zabezpieczone przez źródła regulowane, tj. pracujące w podstawie systemu energetycznego.

W najbliższej przyszłości nie będą możliwe monotehnologie w energetyce i niezbędne jest wypracowanie kompromisu, który pomoże przetrwać konwencjonalnym źródłom energii. Zrównoważony rozwój energetyki w dłuższej perspektywie będzie możliwy wyłącznie w oparciu o tzw. rozwiązania hybrydowe, czyli połączenie w jednym miejscu źródeł konwencjonalnych, odnawialnych, źródeł rozproszonych czy opartych na paliwach gazowych.

Polska posiada znaczne zasoby węgla, które pełnią rolę stabilizatora bezpieczeństwa energetycznego kraju (Szczerbowski 2017), co ma szczególne znaczenie wobec uzależnienia polskiej gospodarki od importu gazu (w ponad 70%) i ropy naftowej (w ponad 95%).

Ze względu na zobowiązania międzynarodowe, w szczególności związane z pakietem klimatycznym, obecny wysoki udział węgla w bilansie energetycznym będzie się stale zmniejszał. Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię do 2030 roku, wykonana na potrzeby Polityki energetycznej Polski do 2030 roku przewiduje, że w 2030 roku udział węgla w bilansie produkcji energii pierwotnej zmniejszy się z około 57% do około 39% (PEP 2009).

Utrzymanie tego trendu przewiduje Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r., w którym oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną sięgnie blisko 200 TWh w 2030 r. i 230 TWh w 2040 r. Popyt na moc maksymalną przekroczy 30 GW w 2030 r. i 34 GW w 2040 r. Warto zauważyć, że szybsze tempo wzrostu popytu na energię elektryczną niż na moc wynika z lepszej organizacji funkcjonowania krajowego systemu elektroenergetycznego. Szczegółowe dane zawarto w tabeli 1.

Skumulowany średnioroczny wskaźnik wzrostu w latach 2018–2040 uwzględniający zapotrzebowanie samochodów elektrycznych i pomp ciepła wynosi 1,7% dla zapotrzebowania na energię elektryczną oraz 1,6% w przypadku zapotrzebowania na moc. Bez uwzględnienia potrzeb elektromobilności i pomp ciepła wzrost zapotrzebowania na energię w wymienionym okresie wynosi średniorocznie 1,5%, zaś 1,3% w odniesieniu do mocy.

Całkowity wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną w latach 2020–2040 wynosi 40,4%. Zapotrzebowanie na moc szczytową w tym okresie wzrośnie o 35,5%. Warto zauważyć, że pomimo spadku udziału węgla w bilansie energetycznym, paliwo to w dalszym ciągu pozostanie kluczowe dla sektora energetycznego, stabilizując system elektroenergetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej.

TABELA 1. Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną i na moc maksymalną oraz wskaźniki wzrostu zapotrzebowania

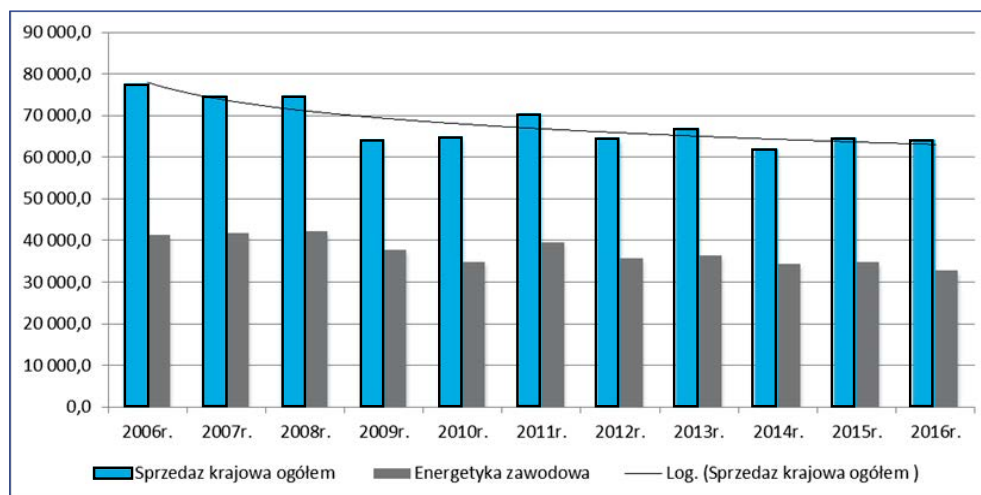
TABLE 1. Forecast of demand for electricity and for maximum power and demand growth indicators

	2020	2025	2030	2035	2040
Zapotrzebowanie na energię elektryczną [TWh]	165,0	181,2	198,8	214,3	230,1
Zapotrzebowanie na moc maksymalną [MW]	25 487	27 963	30 226	32 301	34 535
	2018–2020	2020–2025	2025–2030	2030–2035	2035–2040
Wzrost zapotrzebowania na energię elektryczną [%]	1,9	1,9	1,9	1,5	1,5
Wzrost zapotrzebowania na moc maksymalną [%]	2,1	1,9	1,6	1,3	1,3

Źródło: Ministerstwo Energii – PEP2040.

W Polsce w okresie 1995–2016 udział paliw stałych, tj. węgla kamiennego i brunatnego w strukturze wytwarzania energii zmniejszył się o 41%, przy ponad czterokrotnym wzroście produkcji energii z paliwa gazowego do czego przyczynił się rozwój energetyki przemysłowej. Nastąpiło dwukrotne zwiększenie produkcji energii ze źródeł odnawialnych.

Potwierdzeniem zmian zachodzących na rynku produkcji energii elektrycznej (a co za tym idzie, w strukturze wytwarzania energii w Polsce) są zmiany zachodzące w sektorze wydobywania i krajowej sprzedaży węgla kamiennego do sektora energetycznego, co przedstawiono na rysunku 1.



Rys. 1. Wielkość krajowej sprzedaży węgla kamiennego w latach 2006–2016

Źródło: dane własne ARP

Fig. 1. The scale of coal domestic sales in the years 2006–2016

Rozwój źródeł mikrogeneracji jest najczęściej opisywany w kontekście energetyki prosumenckiej. W myśl tej koncepcji odbiorca energii jest jednocześnie jej producentem. Idea aktywnego włączenia odbiorców w energetyczny łańcuch dostaw energii jest realizowana w wielu krajach UE. W perspektywie długoterminowej proces rozwoju energetyki prosumenckiej przynosi korzyści systemowi energetycznemu. Między innymi: promuje świadomość w zakresie efektywności energetycznej, odciąża sieci dystrybucyjne poprzez produkcję i konsumpcję energii bez wprowadzania jej do sieci dystrybucyjnej, zapewnia ciągłość zasilania, nawet w momentach awarii sieci (III edycja raportu... maj 2013).

Coraz większe inwestycje w rozproszone źródła energii oraz starzenie i sukcesywne wyłączenie z eksploatacji starych bloków energetycznych, wymaga zmiany podejścia w zakresie zarządzania siecią przesyłową oraz popytem i podażą. Brak zastępowalności przestarzałych systemów wyłączanych bloków energetycznych nowymi mocami konwencjonalnymi powoduje, że coraz większą rolę w bilansie energetycznym odgrywają rozproszone źródła energii (w tym OZE), wzrost efektywności energetycznej oraz optymalne użycie energii elektrycznej przez gospodarstwa domowe (odpowiadają one za 25% zużycia energii w bilansie krajowym). Przyłączanie OZE i źródeł rozproszonych stanowi alternatywę dla kosztownej rozbudowy infrastruktury przesyłowej oraz przyczynia się do ochrony środowiska naturalnego przez zmniejszenie emisji CO₂.

2. Rynek mocy w Polsce

Kluczowym elementem zmieniającym uwarunkowania działania operatorów sieci dystrybucyjnych (OSD) był, jest i będzie przyrost mocy w rozproszonych źródłach energii, zarówno w ostatnich latach, jak i w latach następnych. OSD są odpowiedzialni za rozwój systemu dystrybucyjnego oraz zapewnienie stabilnej pracy nawet w warunkach ekstremalnych. Powoduje to, że spółki te muszą planować rozwój systemu z marginesem bezpieczeństwa, co przy zachowaniu dotychczasowego systemu planowania sieci i zarządzania nią może wywołać dwa skutki:

- trudność w finansowaniu szczytowych zdolności systemu dystrybucyjnego (priorytet – wprowadzenie do sieci energii wytwarzanej w OZE oraz niestabilność produkcji w źródłach wiatrowych – które są dominującą technologią OZE w naszym kraju – może spowodować, że wystąpi sytuacja, w której sieć musi być przygotowana na większe obciążenie aby dystrybuować mniej energii),
- lokalne ograniczenia w możliwości przyłączenia OZE (przy stosowaniu reaktywnego podejścia, istnieje ryzyko stwierdzenia przez spółkę braku możliwości przyłączenia dodatkowych źródeł).

W celu uniknięcia tych problemów konieczne wydaje się wprowadzenie na różnych etapach planowania i zarządzania siecią, elastyczności i przejścia do proaktywnego, dynamicznego zarządzania systemem dystrybucyjnym przez OSD.

Operatorzy systemów dystrybucyjnych i przesyłowych stają obecnie wobec wyzwania, jakim jest równoważenie podaży i popytu energii w warunkach niepewności związanej z generacją OZE i źródłach rozproszonych.

W warunkach tych jest miejsce na rynek mocy, który ma zapewnić poprawny bilans pomiędzy zapotrzebowaniem na energię elektryczną odbiorców a jej produkcją przez wytwórców. Zgodnie z intencją autorów tego rozwiązania powinno tak się stać, ponieważ rynek mocy spowoduje:

- stabilne funkcjonowanie istniejących źródeł wytwórczych oraz efekt zachęty do ich modernizacji;
- bezpieczny rozwój OZE, tj. bez negatywnego ich wpływu na ciągłość dostaw energii elektrycznej do odbiorców końcowych;
- rozwój magazynów energii oraz usług redukcji zapotrzebowania odbiorców (DSR);
- inwestycje w nowe elektrownie, które zastąpią elektrownie pracujące już kilkadziesiąt lat.

W roku 2018 przeprowadzone zostały zgodnie z przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy aukcje główne na okres dostaw na lata 2021–2023. Wyniki aukcji przedstawia tabela 2.

We wszystkich trzech wymienionych aukcjach zawarto kontrakty mocowe na okresy:

- 1 roku dla jednostek działających,
- od 5 do 7 lat dla jednostek modernizowanych,
- od 15 do 17 lat dla nowych jednostek (tylko dla aukcji organizowanej na 2021 r.).

W wyniku aukcji przeprowadzonych na 2021 r. ponad 50% jednostek rynku mocy trafiło do PGE, co potwierdza dominującą rolę tej spółki. Pozostałe polskie firmy energetyczne zyskają odpowiednio 15, 12 i 4% puli aukcji rynku mocy. Udział pozostałych wytwórców jest nieduży, zaledwie 18%.

W przypadku nowych elektrowni np. Kozienc, Turowa, Jaworzna i Opola – dostaną one 15-letnie kontrakty mocowe (w sumie to 3627 MW). Do tego dochodzą elektrociepłownie – piętnastoletnią umowę mocową wylicytowało Fortum dla swojej nowej wielopaliwowej elektrociepłowni w Zabrze (62 MW), a siedemnastoletnią (z uwzględnieniem bonusu za niską emisję CO₂) PGNiG dla elektrociepłowni na Żeraniu (433 MW), EC Stalowa Wola ma kontrakt siedmioletni. Ostatnią nową jednostką jest maleńka elektrociepłownia przemysłowa Tauronu o mocy 4,3 MW, planowana dla jednej z kopalń.

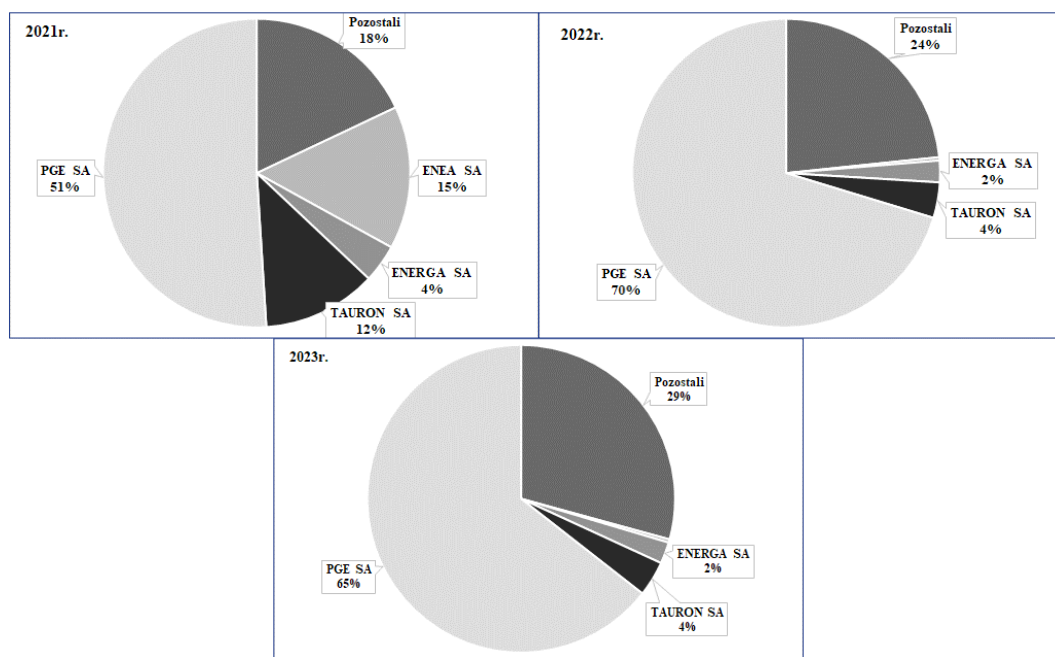
TABELA 2. Wyniki aukcji głównych na zakup mocy na lata 2021–2023

TABLE 2. Results of the main auctions for power for the years 2021–2023

Data aukcji	Rok, którego dotyczy aukcja	Ustalona cena [zł/kW/rok]	Sumaryczna wielkość obowiązków mocowych [MW]	Liczba ofert
15 listopada 2018 r.	2021	240,32	22 427,066	160
5 grudnia 2018 r.	2022	198,00	10 580,056	120
21 grudnia 2018 r.	2023	202,99	10 631,191	94

Źródło: Polskie Sieci Elektroenergetyczne SA.

W wyniku aukcji przeprowadzonych na lata 2022–2023 prawie 3/4 jednostek rynku mocy trafiło do PGE, co potwierdza dominującą rolę tej spółki, w kategorii „pozostali” znajduje się ENEA SA. Pozostałe polskie firmy energetyczne zyskują odpowiednio 4 i 2% (taki sama w każdym roku) puli aukcji rynku mocy. Udział pozostałych wytwórców zwiększa się z roku na rok. W ramach PGE SA jednostki rynku mocy otrzymały cztery spółki działające w grupie kapitałowej. Co znamienne 47% w ramach PGE SA otrzymują PGR Energetyka Odnawialna oraz PGE Energia Ciepła



Rys. 2. Procentowy udział jednostek rynku mocy spółek energetycznych uzyskanych w wyniku aukcji na lata 2021–2023
 Źródło: PSE SA

Fig. 2. Percentage share of the capacity market units for energy companies obtained as a result of auction for the years 2021–2023

Nie tylko elektrownie startowały w aukcji, ale także przedsiębiorstwa świadczące usługi tzw. DSR, czyli przedsiębiorstwa redukujące zapotrzebowanie na energię, w sytuacji gdy PSE zgłasza taką potrzebę. W zamian za redukcję zapotrzebowania na energię otrzymują od operatora wynagrodzenie. W aukcji wystartowali tzw. agregatorzy, czyli firmy, które integrują takie przedsiębiorstwa, załatwiają za nie formalności i pomagają w technikalniach.

Enernoc Polska sp. z o.o. (polska spółka amerykańskiego koncernu) w ramach DSR zakontaktował 446 MW, a następny jest krajowy lider tej technologii Enspirion sp. z o.o. (należący do Energi SA) z wynikiem 150 MW. Reszta to mniejsze jednostki. W sumie DSR zdobył kontrakty ponad 620 MW.

3. Rewitalizacja bloków klasy 200MW

Rewitalizacja bloków 200 MW oraz rozważenie ewentualnej budowy 2–3 nowych bloków tej samej klasy pozwoli na zapewnienie stabilizacji ilości dostarczanej energii elektrycznej do sieci przesyłowej. Dopóki nie rozwiną się tanie i efektywne magazyny energii, które pozwolą na przechowywanie energii wyprodukowanej w odnawialnych źródłach energii. Na dzień dzisiejszy jest to szybkie i relatywnie tanie rozwiązanie stabilizujące wytwarzanie produkcji energii elektrycznej w OZE. Oprócz bloków w elektrowni Turów najmłodszy z bloków działa już od 34 lat, a najstarszy od 50 lat.

Narodowe Centrum Badań i Rozwoju przygotowało w związku z tym dla branży energetycznej program „Bloki 200+”. Jego celem jest opracowanie zbioru rozwiązań technicznych, organizacyjnych lub prawnych służących niskonakładowej technologii zmian podstawowych parametrów pracy i utrzymaniu bloków klasy 200 MWe przy zapewnieniu dyspozycyjności i zachowaniu wymaganych norm środowiskowych.

Modernizacja bloków 200 MW stanowi wyzwanie dla polskich koncernów energetycznych. Główny cel to wydłużenie żywotności bloków 200 MW do 2035–2040 r. Budowa bloków o mocy 1000 MW trwa około pięciu lat i kosztuje około 6 mld zł. Szacunkowa ocena pozwala mówić o około 30 blokach 200 MW nadających się do rewitalizacji. Rewitalizacja 30 bloków węglowych 200 MW (wydłużenie rezerwy technicznego bloku o 150 tys. godzin) w okresie do 2030 roku zapewniłaby skumulowane zasoby wytwórcze w horyzoncie 2055 roku rzędu 900 TWh. Modernizacja bloków 200 MW w krótkiej perspektywie czasowej miałaby negatywny wpływ na sektor węgla kamiennego. Oprócz oczywistych względów w zakresie spadku zużycia surowca ze względu na poprawę parametrów funkcjonowania bloków, zrewitalizowane kotły, w celu obniżenia emisji, mogą być dostosowane do współspalania z biomasą. Jedyną różnicą to sprawność – w rewitalizowanych kotłach wynosiłaby 43–44%, a nie 45% jak w nowych blokach, co przełożyłoby się na zmniejszenie emisji CO₂ nie o 22%, ale o około 20%. Jednak różnica w cenie oraz czasie realizacji jest kolosalna.

Plusem takiego rozwiązania jest ograniczenie emisji spalin przy jednoczesnym spadku zużycia węgla (w zamian krajowe zasoby węgla kamiennego wystarczą na dłuższy czas, zapewniając Polsce niezależność od dostaw surowca z zewnątrz).

Projekt rewitalizacji bloków 200 MW, a w przyszłości również bloków klasy 360 MW zawiera cztery praktyczne rozwiązania technologiczne:

1. Budowa tzw. duobloków, czyli dwa kotły ze wspólną turbiną, którego moc wynosiłaby więcej niż prosty iloczyn 2×200 , bo już 500 MW (oznacza to spore oszczędności na węglu i emisjach).
2. Hybrydy zasilane m.in. mułami węglowymi i odpadami komunalnymi. Naukowcy podkreślają, że w górnictwie rocznie powstaje około 2 mln t niepełnowartościowych mułów, które można współspalać z lepszym paliwem węglowym.
3. Przebudowa trzech kotłów przy blokach 200 MW, tak aby zamiast węgla zaczęły spalać biomasę.
4. Użycie technologii spalania tlenowego, w której dwutlenek węgla jest wychwytywany a następnie – zatłaczany pod ciśnieniem pod ziemię – wypycha gaz lub ropę ze złóż na powierzchnię.

Obecnie najbardziej zaawansowane prace dotyczą rozwiązania związanego z duoblokiem 500 MW. Prace w tym zakresie były prowadzone przez konsorcjum w ramach programu *Niskoemisyjne technologie rekonstrukcji elektrowni węglowych z blokami o mocy 200 MW* finansowanego ze środków Narodowego Centrum Badań i Rozwoju.

4. Konwencjonalna energetyka

W toku procesu kształtującego obecną i przyszłą strukturę wytwarzania energii elektrycznej w Polsce, a co za tym idzie bezpieczeństwo energetyczne kraju, należy mieć na uwadze kluczową rolę krajowych paliw kopalnych, tj. węgla kamiennego i brunatnego. Węgiel w polskiej energetyce od lat pełni strategiczną rolę. Kluczowy jest wpływ tego surowca na rozwój gospodarczy państwa i jego pozytywne oddziaływanie na społeczeństwo.

Istotny wpływ na wykorzystanie surowców konwencjonalnych, w tym węgla, ma obecnie polityka klimatyczno-energetyczna Unii Europejskiej. W 2014 r. Rada Europejska utrzymała kierunek przeciwdziałania zmianom klimatu i zatwierdziła cztery cele w perspektywie 2030 r. dla całej UE, które po rewizji w 2018 r. mają następujący kształt:

- zmniejszenie emisji gazów cieplarnianych o 40% w porównaniu z emisją z 1990 r. (w przeliczeniu na poziomy z 2005 r.:
 - 43% w sektorach EU ETS,
 - 30% w non-ETS),
- co najmniej 32% udział źródeł odnawialnych w zużyciu finalnym energii brutto,
- wzrost efektywności energetycznej o 32,5%,
- ukończenie budowy wewnętrznego rynku energii UE.

Zgodnie z dotychczasowym trendem rola węgla w zaspokajaniu potrzeb energetycznych będzie stopniowo malała na korzyść energii z rozproszonych źródeł energii. Jednakże podstawą bezpieczeństwa energetycznego w przewidywalnym horyzoncie czasowym pozostanie energetyka zawodowa oparta na węglu.

Budowane obecnie w Polsce bloki energetyczne w Jaworznie, Opolu, Turowie czy blok gazowo-parowy o wysokiej sprawności ogólnej w Stalowej Woli to przykłady zastosowania najnowszych technologii, przy wykorzystaniu do ich zasilania paliw kopalnych, które występują w naszym kraju (możliwy do wykorzystania metan z kopalń lub biometan). Oprócz tego warto zauważyć, że w ostatnich latach oddanych zostało do użytku kilka inwestycji energetycznych. Wśród nich należy wymienić:

- blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Gorzów – o mocy elektrycznej 138 MW i 100 MW cieplnych,
- elektrociepłownię gazową w Toruniu o łącznej mocy cieplnej 357,6 MW oraz mocy elektrycznej 106 MW,
- blok gazowo-parowy o mocy 463 MW we Włocławku,
- blok gazowo-parowy o mocy elektrycznej 596 MW i cieplnej 520 MW w Płocku,
- nowy blok o mocy 1075 MW w Elektrowni Kozienice.

Są to przykłady na to, że Polska zmienia swoją energetykę zgodnie z wymaganiami polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

Pod względem technologicznym powstające obecnie jednostki są dużo bardziej zaawansowane niż jeszcze kilka lat temu. Pojęcie czystych technologii węglowych w praktyce oznacza obecnie budowę wysokosprawnych jednostek konwencjonalnych. Dzięki ciągłym staraniom o to, by ich efektywność była jak najwyższa, pojawiają się bloki o parametrach określanych przez fachowców jako ultranadkrytyczne, o sprawności nawet 47%. Ten poziom efektywności jest jednak obecnie dostępny tylko przy spalaniu węgla kamiennego. Budowane są przede wszystkim bloki duże, o mocy w przedziale 800–1100 MW. Niemal wszystkie nowe elektrownie można będzie podłączyć do instalacji CCS (czyli składowanie CO₂ pod ziemią). Jednak na obecnym etapie nie tylko Polacy, ale również Niemcy mówią, że technologia ta jest kosztownym eksperymentem, którego nie opłaca się wdrażać w życie, dopóki jego opłacalność i skuteczność nie zostaną udokumentowane.

Inwestycje te rozwiązują problem niezbilansowania krajowego systemu w najbliższych latach, lecz w dalszej perspektywie stawiamy na jednostki mniejsze, które zachowują wysoką sprawność nawet przy niskich obciążeniach.

Od dłuższego czasu podkreślana jest zasadność pełnego wykorzystania potencjału kogeneracji. W tym sektorze pracują co prawda jednostki kosztowniejsze w eksploatacji od elektrowni, ale pozwalające efektywniej i oszczędniej wykorzystywać paliwa oraz zmniejszać emisję dwutlenku węgla. Polska ma potencjał pozwalający podwoić produkcję ciepła w kogeneracji, aby go jednak wykorzystać, trzeba mu zapewnić długoterminowe, systemowe wsparcie, którym może być właśnie rynek mocy. Ciągłe rozwijanie energetyki opartej na sieciach ciepłowniczych oraz kogeneracji jest jednym z naszych strategicznych celów, jest to także sposób ograniczania szkodliwej emisji. Znaczne oraz relatywnie szybkie obniżenie emisji CO₂ można osiągnąć poprzez zamianę wszelkiego typu ciepłowni na elektrociepłownie, gdyż na tej drodze uzyskuje się pokaźny wzrost sprawności do poziomu w granicach 85–95%. Skoro w tego typu działaniach innowacyjnych obniża się radykalnie zużycie pierwotnych nośników energii, to trzeba je traktować priorytetowo i to przede wszystkim w naszym kraju.

Dzięki znacznym zasobom węgla kamiennego oraz dodatkowo jeszcze brunatnego, system energetyczny kraju oparty w dużej mierze na energetyce konwencjonalnej dzięki wysokosprawnym, niskoemisyjnym blokom energetycznym, zapewni bezpieczeństwo energetyczne kraju, a stabilny system energetyczny umożliwi zgodną współpracę/koegzystencję odnawialnych źródeł energii z konwencjonalnymi.

Tymczasem 60% krajowych mocy wytwórczych pochodzi sprzed co najmniej 30 lat, a to oznacza, że bloki energetyczne są technicznie oraz technologicznie przestarzałe – co czyni je nieekonomicznymi, jak i szkodliwymi dla środowiska.

Biorąc pod uwagę koszty wytwarzania energii elektrycznej oraz bezpieczeństwo energetyczne kraju, można stwierdzić, że strategicznymi paliwami dla elektrowni systemowych w Polsce, co najmniej do 2020 roku, mogą być tylko węgiel brunatny i kamienny. Źródłem najtańszej energii elektrycznej z elektrowni systemowych są parowe bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem brunatnym. Polska ma duże zasoby tego paliwa. W najbliższym okresie muszą równocześnie być budowane bloki na parametry nadkrytyczne opalane węglem kamiennym, szczególnie w elektrowniach, w których będą wycofywane wyeksploatowane, o niskiej sprawności, bloki energetyczne o mocy jednostkowej 50–120 MW.

Zbudowane w ich miejsce wysokosprawne bloki na parametry nadkrytyczne, przy tym samym zużyciu węgla, będą wytwarzać znacznie większe ilości energii elektrycznej. Po roku 2020 powinien rozpocząć się proces wprowadzania do eksploatacji bloków typu IGCC opalanych zarówno węglem brunatnym jak i kamiennym, przy równoczesnej produkcji w nich wodoru i innych paliw. Od roku 2025 powinien rozpocząć się etap udziału bloków jądrowych w produkcji energii elektrycznej w Polsce.

Podsumowanie

W perspektywie do roku 2040 energia z odnawialnych źródeł nie pokryje całkowitego zapotrzebowania na energię elektryczną, dlatego niezbędne jest opracowanie optymalnego modelu współpracy energetyki konwencjonalnej z energetyką rozproszoną (z wykorzystaniem technologii inteligentnych sieci elektroenergetycznych).

Mając na uwadze potrzeby naszego systemu oraz unijne obwarowania uważa się, że w miejsce wyłączanych starych generatorów powinniśmy stawiać na wysoko regulowalne bloki o mocy do 500 MW. Program rewitalizacji części pracujących bloków klasy 200 MW może być odpowiedzią na pracę podszczytową oraz jako stabilizacja pracy odnawialnych źródeł energii. Dzięki takiemu podejściu Polska posiadałaby bloki mogące pracować na niskich obciążeniach bądź jako stabilizator dla produkcji energii z OZE. Daje to czas na realizację zmian w miksie przy zachowaniu wymogów emisyjnych. W większości byłyby to bloki węglowe nowej generacji, lecz ich uzupełnieniem mogłyby być jednostki pracujące w układzie kogeneracyjnym. Tego typu instalacje potrafią w razie potrzeby samodzielnie utrzymać sieć, a równocześnie mają wystarczający zapas regulowalności, żeby kompensować niestabilną pracę źródeł odnawialnych, w szczególności wiatrowych i fotowoltaicznych.

Warto również zauważyć, że pomimo spadku udziału węgla w bilansie energetycznym, paliwo to w dalszym ciągu pozostanie kluczowe dla sektora energetycznego, stabilizując system energetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej.

Coraz ostrzejsze wymagania w obszarze ochrony środowiska wymuszają radykalne oraz relatywnie szybkie obniżenie emisji CO₂, co wymusza poprawę efektywności energetycznej, jak i wprowadzenie do elektrowni nowych, wysokosprawnych technologii produkcji energii elektrycznej z nieodnawialnych paliw.

Trzeba podkreślić konieczność wprowadzenia do systemu elektroenergetycznego elektrowni jądrowych, nowoczesnych bloków energetycznych, ograniczania globalnego zużycia surowców energetycznych poprzez wzrost efektywności wytwarzania energii elektrycznej i ciepła użytkowego oraz zwiększania udziału odnawialnych źródeł w bilansie energii pierwotnej.

Takie rozwiązanie zapewnia bezpieczeństwo energetyczne kraju, oparte na paliwie kopalnym, jakim jest węgiel, dzięki czemu jesteśmy i będziemy niezależni od zawirowań politycznych i koniunkturalnych na światowych rynkach.

Literatura

- Decyzja wykonawcza Komisji (UE) 2017/1442 z dnia 31 lipca 2017 r. ustanawiająca konkluzje dotyczące najlepszych dostępnych technik (BAT) w odniesieniu do dużych obiektów energetycznego spalania zgodnie z dyrektywą Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE (notyfikowana jako dokument nr C(2017) 5225); Dz.Urz. UE L 212/1 z 17.08.2017 tzw. konkluzje BAT.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 99/2018) w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2021.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 103/2018) w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2022.
- Informacja Prezesa Urzędu Regulacji Energetyki (nr 14/2019) w sprawie ogłoszenia ostatecznych wyników aukcji głównej na rok dostaw 2023.
- „Nie tylko wytwarzanie. O cichej rewolucji w polskiej elektroenergetyce” III edycja raportu ING Banku Śląskiego i PwC na temat finansowania inwestycji energetycznych, maj 2013.
- Polish power sector getting the facts straight – zielona broszura (Polski Komitet Energii Elektrycznej, opublikowana 17.10.2016 r.).
- Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Ministerstwo Gospodarki, 10 listopada 2009 r.
- „Program ramowy Energetyka 200+. Rewitalizacja i odbudowa mocy na bazie bloków 200 MW”.
- Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Ministerstwo Energii, Warszawa 2018 r.
- Raport Międzynarodowej Agencji Energii „World Energy Outlook 2017”.
- Raport PTPiREE „Energetyka przesyłowa i dystrybucyjna” Poznań, maj 2017 r.
- Raport PwC i ING Banku Śląskiego Kwiecień 2015 „Koniec tradycyjnej energetyki? – jak wygrać w dobie zmian”. Ustawa z dnia 8 grudnia 2017r. o rynku mocy (Dz.U. 2018 r. poz. 9).
- Szczerbowski, R. red. 2017. *Energetyka węglowa i jądrowa wybrane aspekty*. Wyd. 1, Poznań: Wydawca Fundacja na rzecz Czystej Energii.
- Szczerbowski, R. 2018. Wyzwania polskiego sektora wytwórczego do 2030 roku. *Zeszyty Naukowe Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią PAN* nr 102, s. 203–206.

