



Zeszyty Naukowe

Instytutu Gospodarki Surowcami Mineralnymi i Energią
Polskiej Akademii Nauk

rok 2019, nr 108, s. 39–50

DOI: 10.24425/znigsme.2019.128676

Anna KIELERZ¹, Monika PORZERZYŃSKA-ANTONIK¹

Węgiel w energetyce zawodowej i ciepłownictwie – stan obecny i perspektywy

Streszczenie: Postępujące procesy globalizacyjne, zmiany w strukturze gospodarki światowej, europejskiej i lokalnej wymagają zintegrowanych działań służących rozwiązywaniu problemów związanych z rozwojem państw, regionów i miast – a dotyczących m.in.: środowiska, źródeł energii, klimatu, transformacji technologicznej. Każdy kraj Unii Europejskiej ma prawo tworzenia własnego miksu energetycznego. Polska posiada zasoby węgla kamiennego, które mogą zapewnić bezpieczeństwo energetyczne kraju na kilka dziesięcioleci. Można z całą odpowiedzialnością stwierdzić, że mimo wzrastającego udziału ropy naftowej i gazu w zużyciu paliw, węgiel (kamienny i brunatny) zostanie również w przyszłości stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju i będzie pełnił ważną rolę w polskim miksie energetycznym w kolejnych latach.

Stosowanie tego surowca wymaga inwestycji w nowe technologie niskoemisyjne, które w przypadku jednostek wytwórczych centralnie dysponowanych będą również wysokosprawne oraz inwestycje w wysokosprawną kogenerację.

Należy podkreślić 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.

Zgodnie z założeniami polityki energetycznej państwa należy wspierać i rozwijać gospodarkę niskoemisyjną w formie odnawialnych źródeł energii i energetyki jądrowej. Równocześnie nie należy zapominać o wspieraniu odtwarzania wycofywanych mocy w dużych elektrowniach systemowych pod warunkiem, że będą one wysokosprawne i niskoemisyjne.

Słowa kluczowe: węgiel, energetyka zawodowa, ciepłownictwo, miks energetyczny

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



Coal in energy generation and direct heating – current status and prospects

Abstract: The progressive processes of globalization and changes in the global, European and local economy require integrated efforts aimed at solving problems related to development at the national regional and the local level involving the environment, energy sources, climate and technological transformation issues. European Union Member States are given right to create an individual Energy mix. Coal will continue to play a major role in Poland's energy mix during the next decades. Polish coal reserves can provide energy security for decades. Despite crude oil and natural gas growth in fuel consumption, coal will continue to be the stabilizer of energy security for the country and play an important role in Poland's energy mix in the years to come. However, further coal consumption requires investments in low carbon technologies which are of high efficiency and in high-efficiency cogeneration.

The validity of the full utilization of cogeneration potential should be highlighted. Operating cogeneration plants are more expensive than power plants but they are more efficient and generate less carbon emissions.

In accordance with the assumptions of the Energy policy of Poland, a low-carbon economy with renewable Energy sources and nuclear Energy should be supported and developed, however the obsolete coal generators should be replaced with low-carbon high-efficient ones.

Keywords: coal, electricity generation, central heating, energy mix

Wprowadzenie

Trwająca transformacja polskiej energetyki, w tym rozwój OZE, wymaga jej ubezpieczenia generacją konwencjonalną – z naszych zasobów paliw stałych. Węgiel kamienny i brunatny na wiele jeszcze lat ma tu przypisaną niebagatelną rolę. W dokumencie Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 roku (PEP 2040) rola ta jest jednoznacznie określona i istotna na miarę bezpieczeństwa energetycznego Polski.

Wobec dużej dynamiki zmian technologicznych w energetyce podstawowym problemem jest określenie sposobu zmiany miksu energetycznego od obecnego stanu do stanu pożądanego z punktu widzenia efektywności energetycznej, ekologicznej i bezpieczeństwa energetycznego kraju. Ważne ograniczenia wynikają z polityki klimatycznej. Obecnie obowiązująca dyrektywa IED (*industrial emissions* – emisje przemysłowe) oraz zapisy konkluzji BAT (*best available technology* – najlepsze dostępne techniki) dotyczą granicznych wartości emisji głównie CO₂, NO_x, SO_x i pyłu. Należy zwrócić uwagę na zapisy konkluzji BAT zaostżające standardy emisji szkodliwych substancji do atmosfery (w tym obowiązek redukcji emisji rtęci) oraz limity oczyszczania ścieków – wpływają one znacząco na możliwość inwestycji w technologii węglowych. W obecnym stanie rozwoju technologii (brak dojrzałych technologii magazynowania energii) nie jest możliwy bezpieczny system energetyczny oparty tylko na źródłach odnawialnych; muszą być one zabezpieczone przez źródła regulowane, tj. pracujące w podstawie systemu energetycznego.

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%).

Plany rozwoju Polski, prezentowane przez rząd, zakładają między innymi rozwój inteligentnych miast, klastrów energetycznych, elektromobilności, poprawę efektywności energetycznej oraz rozwój rozwiązań niskoemisyjnych, dzięki surowcom krajowym. Rozwią-

zania te mają przyczynić się do rozwoju innowacyjnej gospodarki. Innym celem, ujętym w rządowych planach, jest utrzymanie i poprawa bezpieczeństwa energetycznego kraju oraz zmniejszenie zapotrzebowania na importowane surowce energetyczne.

1. Otoczenie prawne

Wśród krajowych regulacji i dokumentów strategicznych determinujących rozwój sektora energetyki zawodowej i ciepłownictwa, a w konsekwencji poziomu zapotrzebowania na węgiel, należy wymienić:

1. Strategię na rzecz Odpowiedzialnego Rozwoju (dokument przyjęty 14.02.2017 r.),
2. Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2040 r.,
3. Ustawę z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy (Dz.U. z 2018 r., poz. nr 9),
4. Ustawę z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 r. poz. 42),
5. Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego (dokument przyjęty przez Radę Ministrów w dniu 23 stycznia 2018r.),
6. Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z dnia 24 listopada 2010 r. w sprawie emisji przemysłowych (IED) określa dopuszczalne poziomy emisji SO₂ i NO_x oraz pyłów w przypadku instalacji powyżej 50 MW,
7. Dyrektywę Parlamentu Europejskiego i Rady (EU) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 r. w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania.

Najważniejsze dokumenty regulujące wytwarzanie ciepła przyjęte po 2016 r.:

1. Pakiet rozporządzeń wykonawczych ministra energii do ustawy o systemie monitorowania i kontrolowania, jakości paliw stałych, w tym przede wszystkim Rozporządzenie z dnia 27.09.2018 r. w sprawie wymagań jakościowych dla paliw stałych;
2. Programy wspierające zmiany w ciepłownictwie, w tym program wsparcia dla systemów ciepłowniczych „Ciepłownictwo Powiatowe” oferowany przez Narodowy Fundusz Ochrony Środowiska i Gospodarki Wodnej. Realizacja programu przewidziana jest na lata 2019–2025 i zgodnie z założeniami ma pomóc w modernizacji około 130 firm ciepłowniczych;
3. Program „Energia Plus” oferuje wsparcie dla przedsięwzięć z zakresu ograniczenia lub uniknięcia szkodliwych emisji do atmosfery (zarówno związanych ze źródłami spalania paliw, jak i pozostałej działalności przemysłowej), zmniejszenia zużycia surowców pierwotnych, przedsięwzięć mających na celu poprawę efektywności energetycznej, nowych źródeł ciepła i energii elektrycznej, modernizacji/rozbudowy sieci ciepłowniczych oraz energetycznego wykorzystania zasobów geotermalnych. Beneficjentami programu mogą być przedsiębiorcy.

2. Stan obecny dla węgla w energetyce i ciepłownictwie

Mimo znaczącego spadku udziału węgla w strukturze wytwarzania energii elektrycznej i mocy elektrycznej, roczne zużycie węgla kamiennego przez elektrownie i elektrociepłownie, wynikające z modelowania optymalizacyjnego, utrzymuje się na stałym poziomie około 36 mln t/r do 2027 r. Niewielkie zmniejszenie popytu w latach kolejnych jest skutkiem stopniowego zwiększania udziału w bilansie mocy niskoemisyjnych źródeł. Utrzymanie popytu na węgiel kamienny w latach trzydziestych XXI wieku według PEP 2040 wynika z konieczności pokrycia zapotrzebowania na energię niewytworzoną przez odstawiane jednostki opalane węglem brunatnym.

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 i – 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.

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 PEP 2040, oszacowano, że krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną sięgnie blisko 200 TWh w 2030 r. i 230 TWh w 2040 roku. 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.

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 energetyczny i zapewniając bezpieczeństwo energetyczne Polski oraz będzie mieć pozytywny wpływ na bezpieczeństwo energetyczne Unii Europejskiej.

2.1. Energetyka zawodowa

W 2018 roku wyłączono pięć bloków energetycznych elektrowni Adamów (cała elektrownia) o mocy łącznej 600 MW, dwa bloki w elektrowni Bełchatów o mocy 2×370 MW, a 1 stycznia 2019 wyłączenie dwóch bloków elektrowni Łagisza tj. 240 i 250 MW i kilka miesięcy później dwóch bloków elektrowni Pątnów I o mocy 2×200 MW.

Zgodnie z posiadanymi danymi URE ([Informacja... 2019](#)) wskazuje, że w latach 2018–2032 przedsiębiorstwa energetyczne planują oddać do eksploatacji łącznie ponad 11,9 GW nowych mocy wytwórczych. Największe inwestycje planowane są w jednostki oparte o węgiel kamienny (33,2%), wiatr (31,9%) oraz gaz ziemny (29,4%). Największy przyrost nowych mocy wytwórczych spodziewany jest w latach 2019–2020.

Jednocześnie liczba planowanych wycofań mocy wytwórczych z eksploatacji w tym okresie wynosi około 11,8 GW. Największy udział (64,8%) stanowią jednostki wytwórcze opalane węglem kamiennym, a następnie jednostki opalane węglem brunatnym (28,9%). Wśród głównych przyczyn wycofań jednostek wytwórczych wytwórcy wskazali: niespełnienie norm emisyjnych i zużycie techniczne.

Przedstawione przez przedsiębiorstwa energetyczne informacje o 15-letnich planach inwestycyjnych (w nowe moce wytwórcze, modernizację oraz wycofywania z eksploatacji istniejących mocy wytwórczych), mogą nie uwzględniać zamierzeń inwestycyjnych prognozowanych w związku z uruchomieniem mechanizmu mocowego na podstawie ustawy z dnia 8 grudnia 2017 r. o rynku mocy. W konsekwencji informacje przedstawione do URE przez przedsiębiorstwa energetyczne mogły ulec zmianie po uruchomieniu mechanizmu mocowego – dotyczy to w szczególności okresów dostaw objętych mechanizmem mocowym.

Niemniej jednak warto zauważyć, że w ostatnich latach oddanych zostało do użytku kilka inwestycji energetycznych ([Szczerbowski 2018](#)). Wśród nich należy wymienić:

- blok gazowo-parowy w Elektrociepłowni Gorzów – o mocy elektrycznej 138 MW i 100 MW cieplnych,
- elektrociepłownia gazowa 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.

Równocześnie w chwili obecnej w Polsce powstaje kilka dużych bloków energetycznych, które mają zapewnić ciągłość dostaw, a także zwiększyć bezpieczeństwo energetyczne naszego kraju. Zestawienie najważniejszych inwestycji polegających na budowie bloków energetycznych opalanych węglem kamiennym lub brunatnym oraz gazem, które są w fazie budowy lub przygotowania:

- blok 449 MW gazowo-parowy, w EC Stalowa Wola (2019 r.),
- blok 496 MW w Elektrowni Turów,
- 2 bloki po 900 MW w Elektrowni Opole (2019 r.),
- blok 910 MW w Elektrowni Jaworzno III (2019 r.),

- pod koniec września 2017 roku odbyła się uroczystość wmurowania aktu erekcyjnego pod budowę bloku gazowo-parowego w Elektrociepłowni Żerań w Warszawie.
- w fazie przygotowania jest budowa bloku 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka (Ostrołęka C).

2.2. Ciepłownictwo

Ciepłownictwo systemowe pokrywa aż 42% krajowego zapotrzebowania na ciepło (prawie 15 mln odbiorców, a długość wszystkich sieci to ponad 21 tys. km). W 2017 r. całkowita moc cieplna zainstalowana u koncesjonowanych wytwórców ciepła wynosiła 54 911,8 MW (w 2002 r. – 70 952,8 MW), a moc osiągalna – 53 639,5 MW (w 2002 r. – 67 285,4 MW). Koncesjonowani wytwórcy ciepła wytwarzają ciepło w źródłach różnej wielkości z przewagą ilościową źródeł małych do 50 MW (53,8% w 2017 r.). Tylko jedenaście koncesjonowanych przedsiębiorstw dysponowało mocą osiągalną ze swoich źródeł przekraczającą 1000 MW, a ich łączna moc osiągalna stanowiła 1/3 mocy osiągalnej wszystkich źródeł koncesjonowanych

Według stanu na 2017 r. koncesje wydane przez Prezesa URE na prowadzenie działalności w zakresie wytwarzania, przesyłania i dystrybucji oraz obrotu ciepłem posiadało 412 przedsiębiorstw. Liczba koncesjonowanych przedsiębiorstw ciepłowniczych systematycznie spada, co jest spowodowane przede wszystkim zmianami przepisów oraz przekształceń organizacyjnych i własnościowych w ciepłownictwie.

Pozytywnym zjawiskiem obserwowanym w ostatnich latach jest zahamowanie wzrostu wartości wskaźnika dekapitalizacji majątku ciepłowniczego. Poziom dekapitalizacji mierzony wskaźnikiem dekapitalizacji majątku trwałego znacznie się poprawił. W 2017 r. wartość wskaźnika ukształtowała się na poziomie 49,60% wobec 50,41% w 2016 roku. Wartość wskaźnika dekapitalizacji majątku trwałego nie zawsze idzie w parze z poziomem nakładów inwestycyjnych związanych z modernizacją, rozwojem i ochroną środowiska. Rok 2017 jest kolejnym, w którym poziom inwestowania w majątek ciepłowniczy uległ obniżeniu. Po znacznym spadku poziomu nakładów inwestycyjnych w koncesjonowanym ciepłownictwie w 2016 r. – nakłady w łącznej wysokości 2 987,1 mln zł były o 33,2% niższe niż w 2015 r. – w 2017 r. obniżyły się o kolejne 4,3% i wyniosły 2 859,9 mln zł. Obniżeniu uległy przede wszystkim nakłady przeznaczone na inwestycje w źródła ciepła – o 8,3%. Finansowanie inwestycji przez koncesjonowane przedsiębiorstwa ciepłownicze odbywało się głównie ze środków własnych. W 2017 r. udział środków własnych w finansowaniu poniesionych nakładów wyniósł prawie 85,8% nakładów całkowitych.

Dywersyfikacja paliw zużywanych do produkcji ciepła postępuje bardzo powoli. Paliwa węglowe w dalszym ciągu stanowią prawie 74,0% paliw zużywanych w źródłach ciepła. Zróżnicowanie paliw wykorzystywanych do produkcji ciepła jest nieco większe wśród przedsiębiorstw produkujących ciepło w kogeneracji. W tej grupie przedsiębiorstw również dominują paliwa węglowe, ale już 30,6% stanowią inne paliwa, w tym 6,7% olej opałowy, 8,5% gaz ziemny i 9,1% biomasa.

Przyszłość sektora ciepłowni zawodowych i niezawodowych warunkują w dużej mierze europejskie regulacje prawne mające na celu poprawę sytuacji klimatycznej. Sektor ten zmuszony jest do poprawy efektywności energetycznej, zwiększenia udziału OZE w produkcji ciepła, jak również ograniczenia zanieczyszczenia powietrza.

Polityka klimatyczna UE zakłada m.in.:

- redukcję emisji CO₂ – w latach 2021–2030 ciepłownictwo systemowe otrzyma tylko 30% darmowych uprawnień do emisji,
- wzrost udziału OZE w ciepłownictwie do poziomu co najmniej 32% (w PEP 2040 założono 27%) – oznacza to zwiększenie zaangażowania ciepłownictwa w realizację celu wynikającą z konieczności wykazywania w sektorze corocznego wzrostu udziału OZE o 1,1 lub 1,3%,
- poprawę efektywności energetycznej – poprawa do 2030 o 32,5% w stosunku do 2007 r. – nie mniej niż 0,8% rocznie,
- zmniejszenie zużycia węgla do ogrzewania budynków – zmiany w strukturze jakościowej zapotrzebowania na ciepło,
- efektywne systemy ciepłownicze i chłodnicze – jedyna forma wspierania rozwoju ciepłownictwa systemowego w przyszłości.

Najważniejsze postanowienia Pakietu Zimowego dla sektora ciepłownictwa:

- roczny przyrost udziału dostaw ciepła z OZE o 1% do instalacji grzewczych (od 2021 r.),
- otwarcie systemów ciepłowniczych na dostęp i przesył ciepła z OZE,
- 15-procentowy udział OZE w ciepłownictwie.

Prognoza zużycia węgla w ciepłowniach zawodowych i niezawodowych przedstawiona w Programie dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce do roku 2030 r. we wszystkich trzech scenariuszach przewiduje redukcję zapotrzebowania na węgiel w wyniku zmniejszania mocy wytwórczych, co spowodowane będzie zastępowaniem jednostek ciepłowniczych nowymi jednostkami wysokosprawnej kogeneracji.

Spadek zużycia węgla w ciepłownictwie przewidywany jest również w PEP 2040. Jednym z 7 kierunków tego programu jest Rozwój ciepłownictwa i kogeneracji, a celem powszechny dostęp do ciepła oraz niskoemisyjne wytwarzanie ciepła w całym kraju. Realizacji tego celu ma służyć m.in. zwiększenie wykorzystania wysokosprawnej kogeneracji, zwiększenie wykorzystania OZE i odpadów w ciepłownictwie systemowym, uciepłnienie elektrowni.

Ciepłownie, zarówno zawodowe, jak i niezawodowe, nie są objęte sprawozdawczością dotyczącą stanu jednostek wytwórczych i planów rozwojowych. Dlatego bardzo trudno pozyskać informacje dotyczące ich modernizacji, jak również redukcji mocy wytwórczych, które stanowią podstawę do określenia przyszłego poziomu zapotrzebowania na węgiel przez ten sektor.

Natomiast rozwój i modernizacja systemów ciepłowniczych wymaga znacznych nakładów finansowych, przy czym pomoc publiczna jest dostępna wyłącznie dla systemów ciepłowniczych efektywnych energetycznie w rozumieniu Dyrektywy 2012/27/UE o efektywności energetycznej, tj. takich systemów, które do produkcji ciepła wykorzystują w co najmniej 50% energię z OZE lub ciepło odpadowe lub co najmniej 75% ciepło z kogeneracji

lub w co najmniej w 50% połączenie powyższych. Zatem pomoc publiczną można uzyskać wyłącznie na projekty przekształcające systemy ciepłownicze w takie, które zapewnią tę efektywność. Przełoży się to na spadek zużycia węgla w tym sektorze. Obecnie tylko co dziesiąty system funkcjonujący obecnie spełnia warunki efektywności (Rączka i Rubczyński 2017). Jednocześnie badania rynkowe prowadzone przez Instytut Ekonomii Środowiska w 2017 r. pokazują, że małe ciepłownie w ogóle nie planowały tego typu inwestycji w najbliższej przyszłości.

Począwszy od 2017 roku powstawały krajowe regulacje i dokumenty strategiczne determinujące rozwój tego sektora, a w konsekwencji poziom zapotrzebowania na węgiel w ciepłowniach.

W ustawie z dnia 14 grudnia 2018 r. o promowaniu energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (Dz.U. z 2019 r. poz. 42) zastąpiono wcześniej obowiązujący mechanizm wsparcia energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji (oparty na tzw. systemie świadectw pochodzenia) – efektywnym ekonomicznie systemem, który będzie wspierał budowę nowych mocy wytwórczych w kogeneracji. System ten oparty będzie w znacznej mierze na procedurze aukcyjnej. Proponowany mechanizm ma gwarantować inwestorom, którzy wygrali w aukcji, stałą premię do ceny energii elektrycznej. Aby zapewnić stabilność wsparcia oraz długofalowe planowanie działań inwestycyjnych związanych z wysokosprawną kogeneracją, zaproponowano, że wsparcie zostanie udzielone na 15 lat.

Promowanie energii elektrycznej z wysokosprawnej kogeneracji odbywać się będzie w następujących kategoriach:

- istniejących i zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej 1–50 MW) oraz małych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej do 1 MW) – w ramach wniosku o wypłatę premii gwarantowanej;
- nowych i znacznie zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej 1–50 MW) – w ramach aukcji;
- nowych i znacznie modernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 50 MW) – w ramach naboru;
- istniejących i zmodernizowanych jednostkach kogeneracji (o mocy zainstalowanej elektrycznej powyżej 50 MW) – w ramach wniosku o wypłatę premii gwarantowanej indywidualnej.

Większość przedsiębiorstw ciepłowniczych w Polsce kontrolują jednostki samorządu terytorialnego, jednak własność publiczna dotyczy głównie systemów ciepłowniczych w mniejszych miastach.

2.3. Rynek mocy

W warunkach obecnych 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 zgodnie z przepisami przejściowymi ustawy o rynku mocy aukcje główne na okres dostaw na lata 2021–2023 zostały przeprowadzone. 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.).

I tak np. Kozienice, Turów, Jaworzno i Opolo – to nowe elektrownie, które dostaną 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 małe elektrociepłownia przemysłowa Tauronu o mocy 4,3 MW, planowana dla jednej z kopalń.

3. Perspektywy dla węgla

Sytuacja Polski jest odmienna niż pozostałych krajów Unii Europejskiej, ponieważ posiadamy własne zasoby surowców energetycznych, w tym węgiel, które czynią nas w znacznym stopniu energetycznie bezpiecznym.

Ważne jest jednak, aby jak najszybciej niektóre czyste technologie węglowe (nowe bloki węglowe niskoemisyjne lub zeroemisyjne, podziemne zgazowywanie węgla) wyszły z poziomu badań laboratoryjnych i przeszły do wdrożeń przemysłowych.

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%. Budowane obecnie w Polsce bloki energetyczne to przykłady zastosowania najnowszych technologii, przy wykorzystaniu do ich zasilania paliw kopalnych, które występują w naszym kraju. Są to przykłady na to, że Polska zmienia swoją energetykę zgodnie z wymaganiami polityki klimatycznej Unii Europejskiej.

3.1. Modernizacja bloków energetycznych 200+

Rewitalizacja bloków 200 MW oraz ewentualnie wybudowanie 2–3 nowych 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. To obecnie jest szybkie i relatywnie tanie rozwiązanie, stabilizujące wytwarzanie produkcji energii elektrycznej w OZE.

Część polskich bloków węglowych udało się w ostatnim czasie zmodernizować, tak aby dostosować je do postulatów wynikających z rozporządzenia Ministra Środowiska czy ogólniej, dyrektywy IED; pozostała część otrzymała derogacje. Oszacowano, że na ostatnie modernizacje jednostek klasy 200 i 360 MW, narzucone postanowieniami dyrektywy IED, wydano sumy rzędu 100–150 mln PLN na każdy blok.

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. W ramach programu zakłada się przetestowanie finansowania prac B+R w sektorze energetyki w trybie Pre Commercial Procurement (PCP). W programie tym zamówiona ma zostać technologia, która zostanie przetestowana na istniejących blokach – z założeniem, że jeżeli spełnione zostaną kryteria technologiczne i ekonomiczne, będzie mogła zostać wykorzystana nie tylko w innych blokach klasy 200, ale być może także, po modyfikacjach, w blokach klasy 360 i 500.

3.2. Zgazowywanie węgla

Mimo rozbudowanego zaplecza naukowo-technicznego, dotychczas nie wykształciła się efektywna alternatywa techniki przetwórstwa węgla kamiennego. Technologiczna jednostronność przetwórstwa węgla skutkuje jednostronnością wykorzystania węgla, co zwiększa wrażliwość sektora na zmiany popytu w sektorze energetycznym. Wdrożenie chemicznej przeróbki węgla pozwala na pozyskanie nowych obszarów dla zagospodarowania produktów uzyskiwanych w procesie zgazowywania węgla, takich jak przemysł chemiczny, petrochemiczny (przeróbka na paliwa płynne).

W chwili obecnej przedsięwzięciem inwestycyjnym, który ma największe szanse na realizację, to wspólny projekt Tauronu i Grupy Azoty dotyczący instalacji zgazowania węgla w Zakładach Azotowych Kędzierzyn w Kędzierzynie-Koźlu. Planowo będzie ona w ciągu roku przerabiała blisko milion ton węgla ze śląskich kopalń na amoniak i metanol z możliwością szerszego wykorzystania gazu syntezowego w Blachowni i Zdieszowicach oraz m.in. w energetyce KGHM na Dolnym Śląsku.

Problemem jest wykorzystanie zgazowania w energetyce. Jest ono na razie mniej opłacalne niż spalanie węgla przy parametrach nadkrytycznych, a ta technologia też pozwala na obniżanie produkcji dwutlenku węgla.

Najbardziej zaawansowanym projektem wykorzystania zgazowania węgla w energetyce jest wspólny projekt Enei i LW Bogdanka. Największy na świecie blok energetyczny o mocy 500 MW z zasilaniem ze zgazowania węgla kamiennego w reaktorach na powierzchni miał-

by powstać w Starej Wsi pod Łęczną. Studium wykonalności elektrowni miało być gotowe do końca 2018 roku.

3.3. Blue coal

To paliwo prawie bezemisyjne. Produkt bazuje na zwykłym węglu kamiennym i nie wymaga kupna nowoczesnego pieca. Jego produkcja jest zbliżona do technologii wytwarzania koksu. Polega na ogrzewaniu w temperaturze około 450°C stopni i uwolnieniu większości trujących substancji. To, co zostanie – prawie samo „zdrowe” i bardziej efektywne energetycznie – trafia do klienta.

Pierwszą partię 2 tys. ton błękitnego węgla wyprodukowano w fabrykach firmy Polchar z Polic, współpracującej z ICHPW. Na początku 2016 r. węgiel rozwieziony został do pięciu miast, m.in. Żywca i Krakowa. Dwustu mieszkańców Swoszowic otrzymało za darmo 400 ton produktu do testów.

Instalacja może powstać na terenie ZAK w Kędzierzynie lub w Synthosie w Oświęcimiu. Błękitny węgiel może zostać wyprodukowany na sezon zimowy 2020/2021 lub kolejny.

Cena błękitnego węgla (wyższa w założeniach od ceny węgla „tradycyjnego” o 20–30%) powoduje, że obecnie nie jest atrakcyjną alternatywą na rynku.

Zapotrzebowanie na węgiel z tego tytułu spada po 2022 r. z powodu eliminacji z użytkowania pieców starej generacji, do których *blue coal* byłby przeznaczony.

Podsumowanie

Na przyszłe zapotrzebowanie na węgiel kamienny w Polsce wpływać będzie szereg czynników, dlatego jego określenie jest działaniem karkołomnym i obciążonym dużym prawdopodobieństwem błędu. Istotnym uwarunkowaniem dla zapotrzebowania będzie planowane wprowadzenie energetyki jądrowej.

Zużycie węgla w przyszłości będzie uzależnione zarówno od czynników związanych z polityką klimatyczną Unii Europejskiej, cenami uprawnień do emisji, CO₂ czy Pakietem Zimowym, jak również od czynników wewnętrznych, do których należą m.in. prognozy rozwoju krajowych sektorów energetycznego, ciepłowniczego, działania na rzecz poprawy efektywności energetycznej, rozwoju energetyki odnawialnej czy ceny paliw.

Wzrost zapotrzebowania na energię będzie prawdopodobnie pokrywany z innych źródeł przy zapotrzebowaniu na węgiel na poziomie zbliżonym do obecnego (w następnej dekadzie).

Wykorzystanie dostępnych krajowych zasobów węgla w celu substytucji ropy naftowej i gazu ziemnego zwiększy znacząco bezpieczeństwo energetyczne Polski. W dalszej perspektywie czasowej impulsem dla dalszej dywersyfikacji może być rozwój węglowych ogniw paliwowych. Niezbędne jest jednak podjęcie działań mających na celu z jednej strony przemysłowe wdrożenie instalacji zgazowywania węgla, z drugiej natomiast badania nad budową polskich ogniw paliwowych.

Literatura

- Informacja na temat planów inwestycyjnych w nowe moce wytwórcze w latach 2018–2032.* Urząd Regulacji Energetyki, 23 stycznia 2019 r.
- Pakiet zimowy – Czysta energia dla wszystkich Europejczyków. Komisja Europejska, 30 listopada 2016 r.
- Polityka energetyczna Polski do 2030 r. Dokument przyjęty przez Radę Ministrów 10 listopada 2009 r.
- Projekt Polityki energetycznej Polski do 2040 r. Ministerstwo Energii, Warszawa 2018 r.
- Rączka, J. i Rubczyński, A. 2017. *Raport Forum Energii „Ostatni dzwonek dla ciepłownictwa w Polsce”*.
- 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.