

## **Aktualne i przewidywane w najbliższych latach warunki funkcjonowania energetyki konwencjonalnej w Polsce**

Conditions for the operation of conventional power engineering in Poland – current state and situation expected in the coming years

**Waldemar Szulc**

Wiceprezes Zarządu ds. Wytwarzania

PGE Górnictwo i Energetyka Konwencjonalna S.A.

### **Abstract**

The article raises the issue of the functioning of the conventional power engineering in Poland. The first part describes the current structure of electricity production as well as the discussions on the impact of conditions on the profitability of conventional power engineering – resulting primarily from the IED Directive and BAT Conclusions. The article justifies that it will be problematic to maintain low energy prices in coming years, in the context of new burdens emerging from legislation. Next part addresses the issue of renewable energy as an alternative to conventional energy. Energy costs in Germany and Poland are compared, as well as differences in state support for the development of RES. In the last part major challenges for the Polish power engineering resulting from the EU rules have been outlined. The conclusions present the justification of the need to maintain conventional sources, but also the need to deploy low carbon technologies and to reflect rising costs of the electric energy resulting inter alia, from exacerbated environmental requirements.

**Keywords** – *conventional power engineering, renewable energy, prospects for the energy sector*

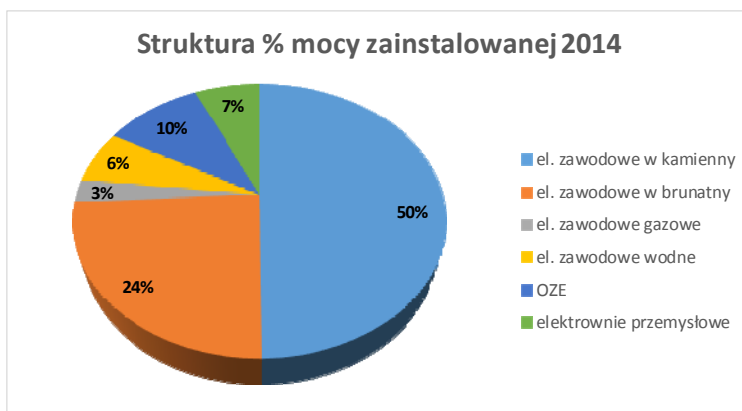
### **Sytuacja w krajowej energetyce**

Krajowy System Elektroenergetyczny (KSE) dysponuje dziś nieco ponad 38 tys. MW mocy zainstalowanej. W wielkości tej, charakteryzującej zdolności wytwórcze systemu,

---

zdecydowaną większość stanowią elektrownie zawodowe opalane węglem kamiennym i brunatnym, który wciąż jest dominującym paliwem w Polsce. Na koniec roku 2014 dla ok. 75% mocy zainstalowanej paliwem był właśnie węgiel. Jednak analizując strukturę produkcji energii elektrycznej w Polsce w ostatnich latach należy zauważyć pewne zmiany. W roku 2000 w systemie pojawiły się elektrownie gazowe, które dziś stanowią już 3% potencjału wytwórczego. A poczynając od roku 2006 rośnie znaczenie odnawialnych źródeł energii.

W roku 2014 już ponad 12% wyprodukowanej w Polsce energii pochodziło właśnie z odnawialnych źródeł energii (OZE) – rys. 1 i 2 – i udział ten zgodnie ze zobowiązaniami wynikającymi z Pakietu Klimatyczno-Energetycznego będzie rósł kosztem elektrowni opalanych węglem. Do roku 2020 Polska winna osiągnąć 15% udziału OZE w produkcji energii elektrycznej. Jednak to węgiel kamienny i brunatny pełni i wciąż pełni kluczową rolę w zabezpieczeniu potrzeb energetycznych Polski. Nie wydaje się również, by jakikolwiek inny nośnik energii pierwotnej był w stanie wypełnić lukę po zaprzestaniu wydobycia węgla brunatnego. To właśnie elektrownie opalane węglem brunatnym wykazują obecnie najniższe koszty zmienne produkcji energii elektrycznej, a więc w większym stopniu mieszczą się z lokowaniem swojej produkcji i świadczeniem usług dla stabilności i pokrycia bieżącego zapotrzebowania KSE.

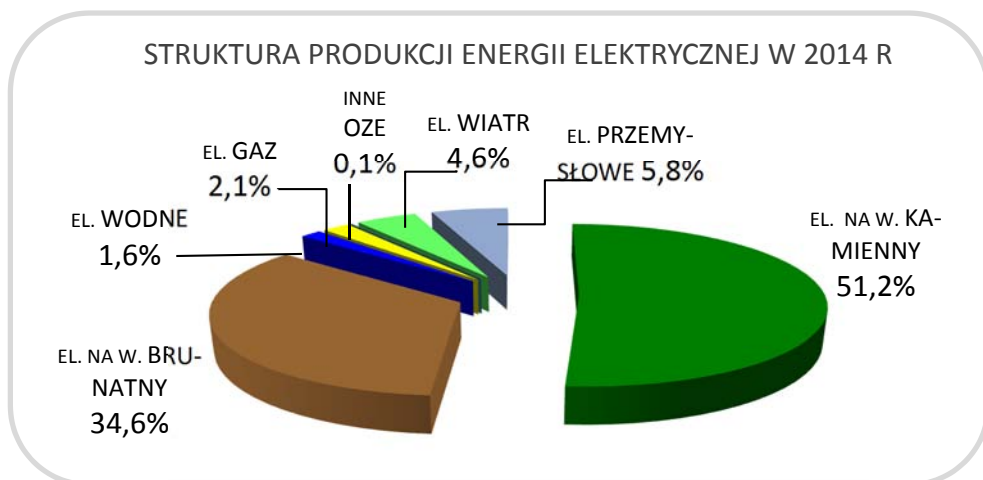


**Rys. 1.** KSE – struktura mocy zainstalowanej

Źródło: opracowanie własne na podstawie [1].

Trzeba zwrócić jednak uwagę na fakt, że rezerwy mocy w Krajowym Systemie Elektroenergetycznym w elektrowniach zawodowych sukcesywnie się zmniejszają, a prognozy ubytków, które nastąpią po roku 2016 nie są na czas kompensowane nowymi

inwestycjami. W sierpniu tego roku przewidywane i zgłoszone przez wytwórców zostało trwale wycofanie do roku 2022 ponad 9 tys. MW.



**Rys. 2.** Struktura produkcji energii elektrycznej w roku 2014, na podstawie danych Polskich Sieci Elektroenergetycznych

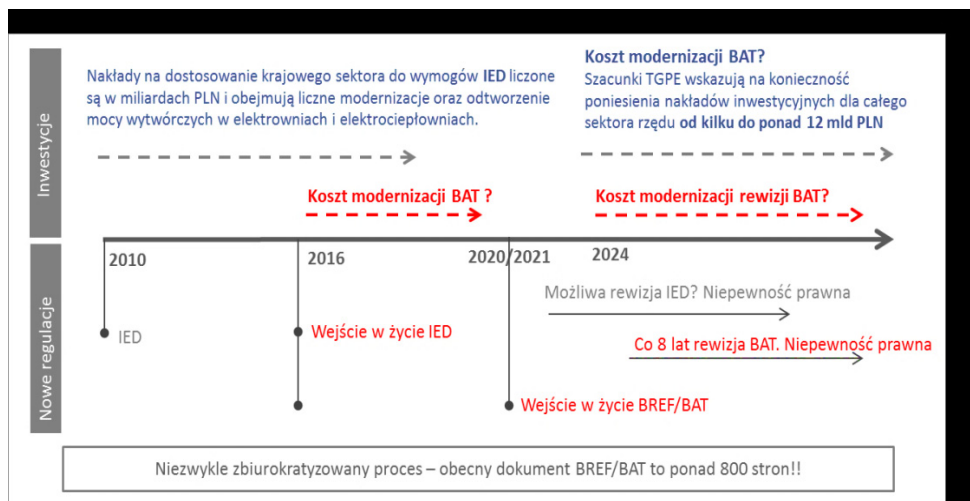
Źródło: [1].

Decyzje takie zostały podjęte z powodu braku uzasadnienia ekonomicznego poniesienia wydatków na dostosowanie instalacji do Konkluzji BAT (Best Available Techniques – najlepsze dostępne techniki) [2]. Wycofane moce nie zostaną w całości zastąpione przez nowe, gdyż trwające i przygotowywane inwestycje w nowe moce wytwórcze to zaledwie około 6 tys. MW. Różnica ta spowoduje znaczące i niebezpieczne zmniejszenie rezerw regulacyjnych w krajowym systemie. Aby utrzymać wymagany poziom mocy w krajowym systemie Polskie Sieci Elektroenergetyczne w wariacie optymistycznym dostrzegają potrzebę wybudowania nowych systemowych jednostek wytwórczych o sumarycznej mocy około 6 tys. MW do roku 2020 i dodatkowo około 6 tys. MW do roku 2030. Wielkości te w scenariuszu pesymistycznym wynoszą odpowiednio ponad 9 tys. MW do roku 2020 i około 17 tys. MW do roku 2030.

## Rentowność energetyki konwencjonalnej

Elektrownie węglowe działają obecnie pod rosnącą presją udziału OZE, importu energii, wyższych kosztów CO<sub>2</sub> oraz potrzeby dostosowania się do unijnych dyrektyw.

Wzrost produkcji z OZE doprowadził do ograniczenia czasu pracy jednostek konwencjonalnych. Coraz większe obostrzenia dotyczące ochrony środowiska wprowadzone na unijnym szczeblu powodują, że już w cztery lata po wejściu w życie w roku 2016 Dyrektywy IED [3] i Konkluzje BAT wprowadzą nowe zaostrzone standardy emisji (ok. roku 2021) – rys. 3.



**Rys. 3.** Dostosowanie aktywów do unijnych dyrektyw

Źródło: opracowanie własne na podstawie danych autora.

Efektorem tych nadmiernych regulacji jest konieczność prowadzenia kolejno po sobie kosztownych procesów modernizacyjnych. Wymogi emisyjne Konkluzji BAT są zaostrzone w porównaniu do wymogów Dyrektywy IED w zakresie „klasycznych substancji”, SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> i pyłów (tab. 1).

Dodatkowo w Konkluzjach BAT zawarto wymogi dotyczące „nowych” substancji (Hg, HCl, HF, N<sub>2</sub>O, NH<sub>3</sub>) i nowe obowiązki w zakresie prowadzenia pomiarów emisji (m.in. skomplikowany i bardzo kosztowny pomiar rtęci). Wszystko to przekłada się na znaczący wzrost wydatków inwestycyjnych i operacyjnych.

Bezwzględne wdrożenie Konkluzji BAT w sektorze wytwarzania energii elektrycznej i ciepła wiąże się z wykonaniem szeregu działań inwestycyjno-modernizacyjnych w latach 2017-2020, tak aby od roku 2021 możliwe było prowadzenie ruchu w jednostkach LCP (ang. *large combustion plants* – duże źródła spalania paliw) istniejących i nowych

zgodnie z nowymi wymaganiami. Wiąże się to z poniesieniem znacznych nakładów inwestycyjnych w skumulowanym czasie czterech lat (rok 2016 – wstępna dokumentacja i podjęcie decyzji inwestycyjnych, lata 2017-2020 realizacja).

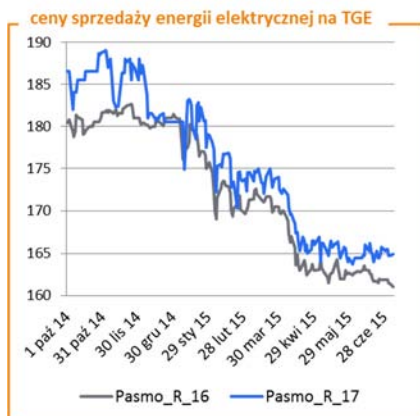
**Tab. 1.** Wymogi emisyjne Konkluzji BAT

Moc w paliwie [MWh]	BREF/BAT – nowe (średniorocznie)			BREF/BAT – istniejące (średniorocznie)		
	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	pył	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	Pył
50 – 100	150 – 200	100 – 150	2 – 5	150 – 360	100 – 270	2 – 18
100 – 300	80 – 150	50 – 100	2 – 5	95 – 200	100 – 180	2 – 14
>300	10 – 75 (pył)	65 – 85 (w. kam.)	2 – 5 (300 – 1000 MWt)	10 – 130 (pył)	65 – 150 (w. kam.)	2 – 12 (300 – 1000 MWt)
	20 – 75 (fluid)	50 – 85 (fluidy i w. brun.)	2 – 5 (>1000 MWt)	20 – 180 (fluid)	85 – 175 (fluidy i w. brun.)	2 – 8 (>1000 MWt)
IED 2016 r. >300 MW	150	150 kamienny 200 brunatny	10	200	200	20

Źródło: opracowanie własne na podstawie [2] i [3].

Szacuje się, że koszty dostosowania sektora wytwarzania do Konkluzji BAT mogą wynieść od kilku do 12 mld zł. Ale przewidywania wieloletnie cen hurtowych energii niestety nie są optymistyczne. Przygotowywane programy modernizacyjne w sektorze mogą okazać się nieuzasadnione ekonomicznie i trzeba będzie z nich zrezygnować. Istnieje więc realne zagrożenie trwałego wyłączenia wielu jednostek wytwórczych, zgłoszonych już zgodnie z przepisami do Operatora Krajowego Systemu Elektroenergetycznego (KSE). Oznaczać to może zwiększenie ryzyka braku możliwości utrzymania koniecznych rezerw w KSE, a więc zmniejszenie bezpieczeństwa dostaw energii.

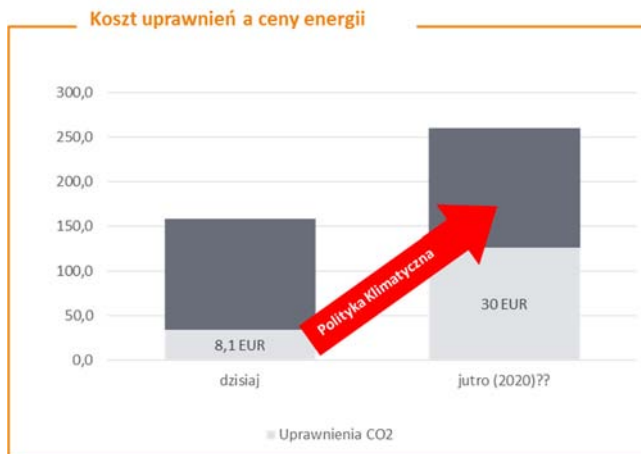
Brak uzasadnienia ekonomicznego ponoszenia wydatków na istniejące instalacje węglowe potwierdzają zmniejszające się ceny energii elektrycznej na Towarowej Gieldzie Energii (TGE) od początku roku 2012, które spadły poniżej 160 zł/MWh (spadek o ponad 20%) – rys. 5. Również prognozy w tym zakresie nie napawają optymizmem – ceny hurtowe w horyzoncie 2020 roku szacuje się w przedziale 160-180 zł/MWh (agencje, m.in. Moody's).



**Rys. 4.** Ceny sprzedaży energii elektrycznej

Źródło: opracowanie własne na podstawie [4]

Stale rosną zaś ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub>, co ma bezpośredni związek z prowadzoną polityką klimatyczną UE. Zgodnie z wytycznymi do roku 2030 emisja CO<sub>2</sub> ma być zredukowana o 40%. Ceny uprawnień rosną, bo Komisja Europejska zdecydowała się wycofać z unijnego rynku handlu emisjami ok. 400 mln uprawnień CO<sub>2</sub>, a do roku 2017 kolejne 700 mln. Jak prognozują analitycy, około roku 2020 za możliwość emisji jednej tony CO<sub>2</sub> trzeba będzie zapłacić nawet 20 euro (rys. 5).



**Rys. 5.** Koszty uprawnień a ceny energii, na podstawie danych TGE

Źródło: [4]

Sytuacja elektrowni węglowych nie napawa zatem optymizmem. Przy aktualnych cenach hurtowych energii i obecnych warunkach rynkowych preferujących źródła OZE, uzyskiwanie czasów pracy bloków węglowych na poziomie 4500 h/a nie wystarcza na pokrycie kosztów stałych bez amortyzacji. A więc obecnie brakuje przychodów z jednotowarowego Rynku Energii na pokrycie takich kosztów stałych jak płace czy koszty koniecznych remontów dla utrzymania dyspozycyjności jednostek wytwórczych. Obecny model jednotowarowego rynku energii nie daje więc żadnej szansy na utrzymanie rentowności elektrowni węglowych oraz na utrzymanie właściwego stanu technicznego instalacji wytwórczych i wymaganej dyspozycyjności. Może to być możliwe tylko poprzez radykalne obniżanie kosztów wydobycia węgla, a więc ceny paliwa oraz dalszą optymalizację kosztów stałych.

W perspektywie lat 2020 i późniejszych (derogacje, dalszy rozwój energetyki odnawialnej), przy kontynuacji rynku jednotowarowego energii, istniejące starsze bloki na węgiel kamienny, a niedługo również niektóre na węgiel brunatny, staną się stale nierentowne i będą wyłączone mimo ich technicznej zdolności do produkcji.

W obecnych uwarunkowaniach makroekonomicznych cena energii elektrycznej produkowanej na bazie węgla brunatnego plasuje się jeszcze powyżej progów opłacalności. W stosunku do innych źródeł energii pierwotnej (węgiel kamienny, gaz) węgiel brunatny cechuje relatywnie niski koszt zmienny, który daje dodatnią marżę na działalności operacyjnej (rys. 7).

**Tab. 2.** Koszt jednostkowy techniczny wytwarzania energii elektrycznej wg źródeł wytwarzania zł/MWh w roku 2014

	w. kamienny	w. brunatny	EC gazowe	biomasowe	wodne	wiatrowe
<b>koszt w 2014</b>	<b>183,9</b>	<b>134,9</b>	<b>261,0</b>	<b>371,6</b>	<b>170,5</b>	<b>227,8</b>
<b>koszt uprawnień 20 EUR</b>	<b>75,6</b>	<b>92,4</b>	<b>37,8</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>	<b>0,0</b>
<b>Koszt razem</b>	<b>259,5</b>	<b>227,3</b>	<b>298,8</b>	<b>371,6</b>	<b>170,5</b>	<b>227,8</b>

Koszty na podstawie materiałów ARE

Cena uprawnień ok 8 EUR (częściowo nieodpłatne) przy kursie 4,2 zł/euro

Źródło: [5]

**Tab. 3.** Emisyjność spalania paliw

Węgiel brunatny	1,1 t CO <sub>2</sub> /MWt
Węgiel kamienny	0,9 t CO <sub>2</sub> /MWt
Gaz	0,45 t CO <sub>2</sub> /MWt

Źródło: Szacunki własne autora.

Takie proste zestawienie kosztu jednostkowego w 2014 roku, bez uwzględniania nowych dodatkowych a obowiązkowych obciążeń wynikających z przepisów prawa, tylko przy wzroście ceny uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> do 20 EUR, przewidywanej na rok 2020, skutkuje średnim kosztem wytworzenia zdecydowanie powyżej dwustu kilkudziesięciu złotych za MWt, bez względu na mix paliwowy. Takiej oczywistości trudno jest nie zauważyć, więc nieuzasadnione są różne deklaracje utrzymania w kolejnych latach niskich cen energii.

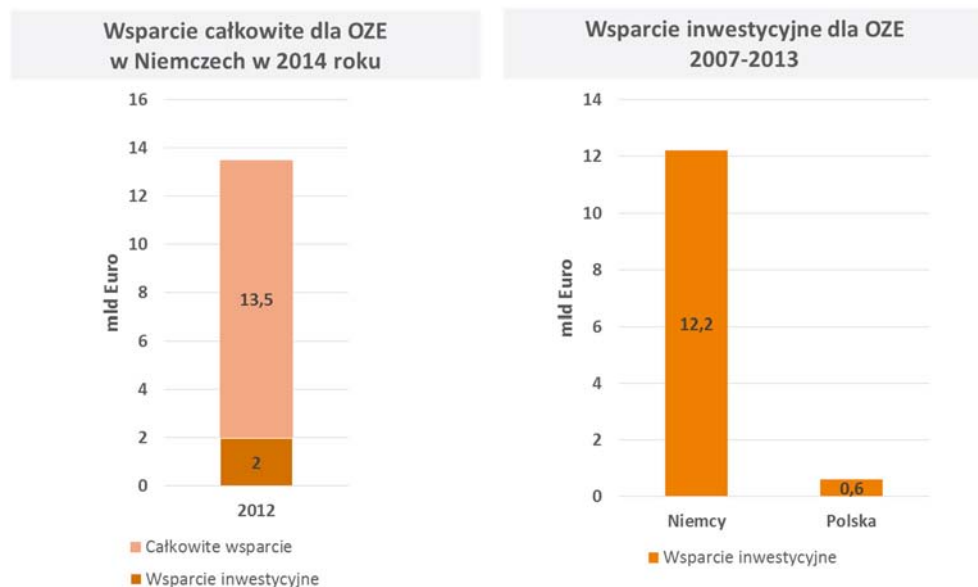
## Alternatywa dla energii konwencjonalnej

Czy OZE może w Polsce wyprzeć energetykę konwencjonalną i rozwijać się tak szybko jak w Niemczech? Rozwój OZE w Niemczech możliwy był dzięki wsparciu państwa – pierwsza ustawa o odnawialnych źródłach weszła tam w życie w roku 2000. Udział produkcji energii w roku 2014 osiągnął poziom 28% całości produkcji, ale poziom mocy zainstalowanej jest znacznie wyższy i wynosi aktualnie 52%. Ale niestety koszt energii z OZE w Niemczech jest jednak cztery razy droższy niż koszt ze źródeł konwencjonalnych. Wsparcie całkowite OZE w Niemczech sięgało w roku 2014 – 13,5 mld euro, w tym wsparcie inwestycyjne – 2 mld euro. W latach 2007-2013 tylko samo wsparcie inwestycyjne OZE wynosiło w Niemczech 12,2 mld euro, a dla porównania w Polsce było to 0,6 mld euro.

W efekcie wsparcia dla OZE w Niemczech ceny energii dla odbiorców przemysłowych są o ponad 29% wyższe niż średnia UE i około 75% większe niż w Polsce, zaś ceny dla gospodarstw domowych są drugimi co do wielkości w Europie (za Danią) i przewyższają o ponad 45% średnią europejską i są dwukrotnie wyższe niż w Polsce. Odbiorcy przemysłowi są uprzywilejowani przez ustawę OZE i objęci zwolnieniami z opłat OZE. Zastrzeżenia Komisji Europejskiej wymusiły w roku 2014 nowelizację



niemieckiej ustawy OZE w zakresie ograniczenia zwolnień i dostosowania do unijnych wytycznych dotyczących pomocy publicznej.



**Rys. 6.** Porównanie państwowego wsparcia dla OZE w Niemczech i Polsce

Źródło: opracowanie własne na podstawie [6].

Rozwój źródeł OZE, zwiększanie się ich mocy zainstalowanej i zwiększający się ich udział w produkcji wymusza wprowadzanie dodatkowych mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo systemu, tj. gwarancje dostaw, mechanizmy mocowe i inne usługi systemowe. Dlatego w poszczególnych krajach, gdzie wzrasta udział źródeł OZE, wprowadzane są różne narzędzia wsparcia dla regulacyjnych źródeł konwencjonalnych, koniecznych przecież dla zapewnienia bezpieczeństwa systemu.

W Niemczech w roku 2014 wprowadzono opłaty na utrzymanie w rezerwie m.in. mocy konwencjonalnych – szacowane na poziomie 0,6 EUR/MWh w roku 2015. Ten rodzaj wsparcia został przewidziany w nowych wytycznych KE dla perspektywy finansowej na lata 2014-2020 i będzie stanowił legalną pomoc publiczną po notyfikacji KE. W tym roku uruchamiany jest nowy system wsparcia (ma funkcjonować od 2016 roku) w łącznej wysokości 1 600 mln EUR/a dla wyłączanych do trwałej rezerwy 2700 MW mocy na węglu brunatnym.

## Przyszłość krajowej energetyki i unijne uwarunkowania

Priorytetem Polityki Energetycznej Polski 2050 nadal pozostaje kluczowa rola energetyki węglowej. Oczywistą kwestią jest, że Polska powinna dążyć do niezależności energetycznej, a rodzime zasoby węgla kamiennego i brunatnego pozostaną stabilizatorem bezpieczeństwa energetycznego kraju. Istotną sprawą jest utrzymanie konkurencyjności krajowego górnictwa, zaś węgiel w przewidywalnym okresie będzie podstawą dla polskiej energetyki. W odniesieniu do złóż węgla brunatnego kluczową pozostaje ochrona złóż strategicznych w planowaniu przestrzennym, aby zagwarantować możliwość ich wykorzystania w przyszłości.

Konieczne są również wiążące decyzje w sprawie elektrowni atomowej. Krajowa energetyka dostosować się musi także do wytycznych Rady Europejskiej przyjętych 24 października 2014 roku, które określają ramy polityki klimatyczno-energetycznej do roku 2030 obejmujące cele dla całej Unii Europejskiej. Zakładają one ograniczenie w UE emisji CO<sub>2</sub> o co najmniej 40% do roku 2030 w porównaniu do roku 1990 (o 43% w stosunku do roku 2005 dla instalacji objętych Europejskim Systemem Handlu Emisjami – ETS).

Ponadto celem wiążącym na poziomie całej UE, ale nie dla poszczególnych państw członkowskich jest osiągnięcie udziału energii z OZE w całkowitym zużyciu energii elektrycznej na poziomie co najmniej 27%. Celem niewiążącym jest zwiększenie efektywności energetycznej o co najmniej 27%. Dla osiągnięcia celu reformuje się Europejski System Handlu Emisjami, tak by Komisja Europejska mogła sterować cenami uprawnień do emisji CO<sub>2</sub> (EUA – European Union Allowances, uprawnienia do emisji CO<sub>2</sub>). Przewiduje się, że ceny w latach 2021-2030 będą rosły od 20 EUR/EUA do co najmniej 30 EUR/EUA.

Komisja Europejska wprowadziła także ścisłe wytyczne w sprawie pomocy państwa na ochronę środowiska i cele związane z energią w latach 2014-2020. Zgodnie z nimi kraje, które chcą wprowadzić rynek mocy dla elektrowni opalanych paliwami kopalnymi winny zapobiegać brakom energii przez budowę połączeń transgranicznych, ale niestety nie wspomniano o gwarancjach dostaw energii i gwarancjach poziomu ceny. Mowa jest także o wprowadzeniu tzw. zarządzania popytem m.in. wykorzystując inteligentne sieci, niestety bez potwierdzonych pozytywnych doświadczeń. Wynagrodzenie za moc ma pokrywać wyłącznie usługę samej dostępności, tj. zobowiązania do gotowości dostarczenia energii elektrycznej i przysługującej z tego tytułu rekompensaty, a także koszty stałe utrzymania jednostek wraz z rozsądnym zyskiem.

Ponadto wybór jednostek objętych mechanizmem powinien odbywać się na zasadach konkurencyjnych (konkurencyjna, przejrzysta i niedyskryminująca procedura przetargowa), uwzględniać wszystkie dostępne technologie, a także istniejące i nowo budowane jednostki. Sam mechanizm ma też uwzględniać udział operatorów z innych państw członkowskich (o ile to możliwe).

Ale nasz cel w Polityce Energetycznej Polski 2050 to zapewnienie zrównoważonego rozwoju elektroenergetyki opartej na paliwach i zasobach własnych, równoważącego potrzebę inwestycji w nowoczesną wysokosprawną generację konwencjonalną, jak i konieczność racjonalnego wsparcia rozwoju OZE.

Pozostaje także odpowiedź na pytanie, jaki wariant rynku mocy powinniśmy mieć w Polsce – scentralizowany czy zdecentralizowany. W roku 2014 opracowano krajowy projekt „Możliwości zapewnienia bezpieczeństwa dostaw energii elektrycznej w Polsce poprzez wprowadzenie rynków mocy i mechanizmów mocowych”, który powstał na zlecenie Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie przy współudziale Polskich Sieci Elektroenergetycznych. W dokumencie zawarto opis dwóch wariantów rynku mocy: scentralizowanego – funkcjonującego w USE od roku 2007 i wdrożonego w Wielkiej Brytanii w roku 2014 – oraz zdecentralizowanego, działającego w różnych formach w USA od roku 2002 i przygotowanego do wdrożenia we Francji.

## **Ciągłość i pewność dostaw energii**

Bezpieczeństwo energetyczne jest kwestią strategiczną dla każdego Państwa. Dla każdego kraju wytwarzanie i przesyłanie energii elektrycznej jest gospodarczym krwioobiegiem, który warunkuje sprawne funkcjonowanie gospodarki. Struktura zainstalowanych mocy, produkcji energii i nośników energii pierwotnej w Polsce nie pozwala na szybką transformację i osiągnięcie dekarbonizacji naszej gospodarki w bliskiej perspektywie. Dlatego też w naszym przypadku powinniśmy kłaść nacisk na wdrażanie technologii niskoemisyjnych co pozwoli nam również wykorzystać potencjał w postaci bogatych złóż węgla brunatnego i kamiennego oraz zasobów organizacyjnych i ludzkich, a przede wszystkim utrzymać miejsca pracy w sektorach górnictwa i energetyki. Jest to bardzo istotny kierunek zmian również z punktu widzenia interesu Państwa, gospodarki i bezpieczeństwa energetycznego kraju.

Aby zapewnić ciągłość i pewność dostaw energii, konieczne do poniesienia koszty na dostosowanie do stale zaostrzanych wymogów środowiskowych i na zakup uprawnień

muszą znaleźć odzwierciedlenie w cenach energii elektrycznej. Istotne ryzyka dla energetyki stanowią niskie ceny i niepewność regulacyjna. Koniecznym wydaje się wsparcie dla rozwoju OZE, ale w sposób niezaburzający konkurencyjności. Rozwój źródeł OZE, zwiększanie się ich mocy zainstalowanej i zwiększający się ich udział w produkcji wymusza wprowadzanie dodatkowych mechanizmów zapewniających bezpieczeństwo systemu, tj. gwarancje dostaw, mechanizmy mocowe i inne usługi systemowe.

Jednak zapewnienie stabilności systemu elektroenergetycznego i bezpieczeństwa dostaw wiąże się z koniecznością utrzymania źródeł konwencjonalnych. Do pokrycia kosztów utrzymania majątku wytwórczego, przy braku odpowiedniej ceny energii, konieczne jest wsparcie drugim produktem (np. rynek mocy, gwarancje dostaw, Interwencyjna Rezerwa Zimna – IRZ, Operacyjna Rezerwa Mocy – ORM).

W nowych wytycznych Komisji Europejskiej (KE) dla perspektywy finansowej na lata 2014-2020 został przewidziany nowy rodzaj wsparcia i będzie stanowił legalną pomoc publiczną po notyfikacji KE. Przy czym mechanizmy wsparcia nie powinny zaburzać konkurencji i muszą być dostosowane do unijnych wytycznych dotyczących pomocy publicznej. Przykład niemiecki pokazuje, że uprzywilejowana przez ustawę OZE pozycja przemysłu, może zaburzyć konkurencyjność i zostać uznana za nieuzasadnioną pomoc publiczną.

Mając świadomość tego, jak w KE skomplikowane są procedury uzgodnień i akceptacji wszelkich nowych regulacji (jak i utrzymania dotychczasowych, np. wsparcia dla kogeneracji, które kończy się z rokiem 2018), konieczne jest pilne przystąpienie do wspólnych działań wytwórców, organizacji reprezentujących energetykę (Polskiego Komitetu Energii Elektrycznej, Towarzystwa Gospodarczego Polskie Elektrownie) instytucji i podmiotów odpowiedzialnych za bezpieczeństwo energetyczne (Urzędu Regulacji Energetyki, spółki Polskie Sieci Elektroenergetyczne S.A.) i przede wszystkim odpowiednich organów państwowych.

Rozwój technologiczny w energetyce konwencjonalnej pozwoli na spełnianie najwyższych standardów środowiskowych, choć wymagać to będzie bardzo wysokich nakładów. Powinniśmy więc dzisiaj myśleć o mechanizmach, które pozwolą na to, aby energetyka mogła te koszty ponieść przy jednoczesnym zapewnieniu bieżącej działalności i bezpieczeństwa dostaw energii.

## Bibliografia

- [1] Struktura procentowa mocy zainstalowanej 2014, PSE S.A., <http://www.pse.pl>
- [2] Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady 2010/75/UE z 24 listopada 2010 r., w sprawie emisji przemysłowych – IED, (zintegrowane zapobieganie zanieczyszczeniom i ich kontrola), Dz.U. UE L 334/17
- [3] LCP BAT CONCLUSIONS DRAFT, <https://ippc.mos.gov.pl/ippc/?id=148>
- [4] TGE S.A., <http://www.tge.pl>
- [5] ARE S.A., <http://www.are.waw.pl>
- [6] *Subsidies and costs of EU Energy*, ECOFYS