



MAPA DROGOWA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI 2030+

REDAKCJA: **DR CHRISTIAN SCHNELL**

ZESPÓŁ: **BARTŁOMIEJ SAWICKI**
AGATA RZĘDOWSKA

WSPÓŁPRACA: **MARCIN ROSZKOWSKI**
WOJCIECH JAKÓBIK

ZWIĄZEK
PRZEDSIĘBIORCÓW
I PRACODAWCÓW
SEKTORA ENERGII 

INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI 

BIZNES  **ALERT**

SOLIVAN.
member of **PONTES** the CEE lawyers

MAPA DROGOWA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI 2030+

REDAKCJA: **DR CHRISTIAN SCHNELL**

ZESPÓŁ: **BARTŁOMIEJ SAWICKI, AGATA RZĘDOWSKA**
WSPÓŁPRACA: **MARCIN ROSZKOWSKI, WOJCIECH JAKÓBIK**

©Copyright by Związek Przedsiębiorców
i Pracodawców Sektora Energii 2017
Warszawa, listopad 2017



ZWIĄZEK PRZEDSIĘBIORCÓW I PRACODAWCÓW SEKTORA ENERGII

Adres biura: ul. Nowy Świat 33
00-029 Warszawa
zppse.pl

Siedziba: ul. Moniuszki 1a
00-014 Warszawa

INSTYTUT JAGIELLOŃSKI

ul. Marszałkowska 84/92 lok. 115
00-514 Warszawa
e-mail: instytut@jagiellonski.pl

SOLIVAN PONTES

B. Miszkurka, J. Chabocka, Adwokaci
i Radcy Prawni Spółka Partnerska
ul. Moniuszki 1a
00-014 Warszawa
biurosolivan@solivan.pl

Projekt, okładka,
skład i produkcja:
Piotr Perzyna

NOWEMEDIA24.PL ▶



MAPA DROGOWA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI 2030+



REDAKCJA: **DR CHRISTIAN SCHNELL**

ZESPÓŁ: **BARTŁOMIEJ SAWICKI**
AGATA RZĘDOWSKA

WSPÓŁPRACA: **MARCIN ROSZKOWSKI**
WOJCIECH JAKÓBIK

ZWIĄZEK
PRZEDSIĘBIORCÓW
I PRACODAWCÓW
SEKTORA ENERGII



INSTYTUT
JAGIELLOŃSKI



BIZNES  **ALERT**

SOLIVAN.
member of **PONTES** the CEE lawyers

WARSZAWA, LISTOPAD 2017

SPIS TREŚCI

WSTĘP	6
I. 12 WNIOSKÓW DLA PRZYSZŁOŚCI POLSKIEGO SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO	7
II. ZASADY POLITYKI DLA SEKTORA ENERGII WEDŁUG STRATEGII ODPOWIEDZIALNEGO ROZWOJU	11
III. ZARYS PRZYSZŁYCH ZASAD FUNKCJONOWANIA RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ	15
ZASADA NR 1: NIESTEROWALNA I STEROWALNA MOC	19
ZASADA NR 2: ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA DOSTAWY ENERGII	20
ZASADA NR 3: SUBSYDIOWANIE MAGAZYNÓW ENERGII	21
ZASADA NR 4: UWZGLĘDNIENIE RZECZYWISTYCH KOSZTÓW PRZESYŁU, DYSTRYBUCJI I PRZYŁĄCZENIA	22
ZASADA NR 5: NOWE ZASADY RYNKOWE DLA IMPORTU ENERGII	23
ZASADA NR 6: DIGITALIZACJA	24
IV. OTOCZENIE LEGISLACYJNE UNII ENERGETYCZNEJ W NASTĘPNEJ DEKADZIE	25
1. CZWARTY PAKIET LEGISLACYJNY UNII ENERGETYCZNEJ	25
2. OGRANICZENIE EMISJI SZKODLIWYCH SUBSTANCJI	38
3. RYNEK MOCY: PODEJŚCIE W WIELKIEJ BRYTANII I W POLSCE	42
4. PRZYSZŁOŚCI SYSTEMU HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO ₂ (ETS) ORAZ FUNDUSZE WSPARCIA	48
V. ISTOTA WZMOCNIENIA KOOPERACJI KRAJÓW TRÓJMORZA W SEKTORZE ENERGII	54
VI. AKTUALNY STAN POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI	58
VII. ZAŁOŻENIA DO MIKSU ENERGETYCZNEGO 2030+	64
1. SCENARIUSZE PRIMES I ARTELYS	64
2. CZAS PRZYGOTOWANIA INWESTYCJI I BUDOWY TECHNOLOGII	65



3. ELEKTROWNIE JĄDROWE	66
4. ELEKTROWNIE WĘGLOWE W NOWYM OTOCZENIU RYNKOWYM	67
5. ZUŻYCIE WĘGLA ENERGETYCZNEGO W OKRESIE 2030+	68
6. BRAMA PÓŁNOCNA: REALNA DYWERSYFIKACJA TO WARUNEK DALSZEGO ROZWOJU ENERGETYKI GAZOWEJ W POLSCE	71
7. KOSZTY WYTWARZANIA KONWENCJONALNEJ ENERGETYKI	77
8. KOSZTY WYTWARZANIA TECHNOLOGII OZE	78
9. OFFSHORE	80
10. BIOMASA	82
11. CZAS PRACY JEDNOSTEK I PROGNOZA MOCY	84
12. KONKURENCYJNOŚĆ POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI W REGIONIE	89
13. ZUŻYCIE ENERGII	91
VIII. PROGRAM DLA ŚLĄSKA	93
IX. PODSUMOWANIE	96
BIBLIOGRAFIA	106
ZAŁĄCZNIK NR 1 WYKAZ JEDNOSTEK WYTÓRCZYCH CENTRALNIE DYSPONOWANYCH JWCD (STAN 08/2017) MOŻLIWE WYCOFANIA GENERACJI Z POWODU NIESPEŁNIENIA LIMITÓW EMISJI BAT (NA PODSTAWIE OGŁOSZONYCH PRZETARGÓW)	112
ZAŁĄCZNIK NR 2 NJWCD ≥ 30 MWE, STAN 08/2017. MOŻLIWE WYCOFANIA GENERACJI Z POWODU NIESPEŁNIENIA LIMITÓW EMISJI BAT (NA PODSTAWIE OGŁOSZONYCH PRZETARGÓW)	115
ZAŁĄCZNIK NR 3 PROGNOZA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (BEZ ZUŻYCIA WŁASNEGO)	118
ZAŁĄCZNIK NR 4 EMISJA GAZÓW CIEPLARNIANYCH - WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (WŁĄCZNIE Z ZUŻYCIEM WŁASNYM)	120

WSTĘP

6

Dwa lata temu powstało w Polsce Ministerstwo Energii. To przykład, że sektor ten jest niezwykle istotny dla całej polskiej gospodarki. Jednocześnie Ministerstwo Energii nie ma łatwego zadania: jest nim skomplikowany system powiązań, które stanowią maszynkę, która ma działać tak, żebyśmy nie zauważyli że w ogóle ona istnieje.

Codziennym dylematem energetyki są decyzje rozgrywane się w trójkącie między stabilnością dostaw energii, bezpieczeństwem całego systemu i ceną. Żeby ten skomplikowany mechanizm działał, konieczne są dość liczne przeglądy. Obecnie jesteśmy w momencie, w którym należy się zastanowić się nad funkcjonowaniem całości. Impulsy do tego są dwa. Po pierwsze, ramy naszej współpracy w ramach Unii Europejskiej oraz nowe regulacje. Po drugie, postęp technologiczny, który dostarcza nowych rozwiązań.

Oddajemy w Państwa ręce raport „*Mapa drogowa polskiej elektroenergetyki 2030+*”. Znajdziecie Państwo tutaj syntetyczne podsumowanie najważniejszych szans i zagrożeń jakie czekają polską energetykę w najbliższych dziesięcioleciach. Te wyzwania wydają się odległe ale większość decyzji wpływających na nasze życie i gospodarkę podejmowana jest właśnie teraz. Stąd nie tylko szczegółowa analiza prawna regulacji unijnych ale także możliwy miks energetyczny, który opisuje sposoby w jakie będziemy pozyskiwać energię elektryczną i ciepło w Polsce. Część tych zmian już ma miejsce, do części trzeba się przygotować. Natomiast co jest najważniejsze to zachowanie przy tym ważnego udziału polskich przedsiębiorstw, które aktywnie powinny budować także tę część gospodarki. To jest duże wyzwanie, ale także jednocześnie szansa i zagrożenie jeśli nie będzie ona wykorzystana.

Amerykanie mawiają, że jeżeli jedynym Twoim narzędziem jest młotek, to jedynym rozwiązaniem na które wpadniesz jest gwóźdź. My podchodzimy do tematu bez uprzedzeń i analizujemy co jest wykonalne.

Zapraszamy do lektury!

Marcin Roszkowski



Prezes Instytutu Jagiellońskiego

oraz

Związku Przedsiębiorców
i Pracodawców Sektora Energii



I.

12 WNIOSKÓW DLA POLSKIEGO SEKTORA ELEKTROENERGETYCZNEGO

1. **STABILNE RAMY PRAWNE WARUNKUJĄ INWESTYCJE.** Inwestycje w infrastrukturę wytwarzającą energię elektryczną to długotrwały proces, wymagający stabilności ram prawnych. Polityka środowiskowa i klimatyczna będą miały duże znaczenie w związku ze zmianami w otoczeniu zewnętrznym. Muszą zatem być uwzględnione. Oplącalność wytwarzania energii w konkurencyjnym otoczeniu będzie, jak się wydaje, jednym z najistotniejszych czynników wpływających na konkurencyjność polskiego przemysłu. Nie bez znaczenia pozostaje także stabilność i bezpieczeństwo jej dostaw.
2. **OGRANICZENIE EMISJI MA WPŁYW NA JAKOŚĆ I DŁUGOŚĆ ŻYCIA.** Modernizacja polskiego sektora energii w stronę jak najniższej emisyjności polskiej gospodarki powinna uwzględniać stan jakości powietrza, który ma wpływ na jakość i długość życia obywateli. Celem polskiego rządu powinien być jak najniższy poziom emisji oparty o sprawdzone technologie, pozwalające wytwarzać energię z paliw emitujących przy spalaniu jak najmniej szkodliwych substancji. Polska energetyka powinna stopniowo odchodzić od wysokoemisyjnych paliw kopalnych na rzecz gazu ziemnego, odnawialnych źródeł energii i magazynów. Ograniczenie emisji powinno być związane z wykorzystaniem źródeł nisko- i zeroemisyjnych w coraz większym zakresie. Źródła te powinny zapewniać stabilność dostaw. Potrzebny jest plan z perspektywą średnio- i długoterminową.
3. **DYWERSYFIKACJA MIKSU JEST KONIECZNOŚCIĄ.** Moce wytwórcze odpowiedzialne za produkcję energii elektrycznej i ciepła powinny być dostosowywane do zewnętrznego otoczenia prawno - regulacyjnego. To będzie wymagać wyłączeń bloków energetycznych i jednostek wytwórczych nie centralnie dysponowanych, które nie spełniają coraz bardziej restrykcyjnych norm środowiskowych. Rynek mocy nie będzie w stanie przedłużyć życia jednostek węglowych w nieskończoność. Dywersyfikacja miks energetycznego pozwoli także na harmonizację systemów energetycznych z krajami sąsiednimi na bazie partnerskiej współpracy, uwzględniającej uwarunkowania wewnętrzne każdej ze stron. Natomiast niezwykle ważnym elementem polityki energetycznej jest dbanie o brak uzależnienia od importu energii elektrycznej.
4. **EFEKTYWNE WYKORZYSTANIE KRAJOWEJ BAZY SUROWCÓW.** Bezpieczeństwo energetyczne wymaga dywersyfikacji. Zarówno struktury jak i źródła wytwarzania oraz kierunek dostaw importowanych surowców tego wymagają. Dodatkowo efektywne wykorzystanie krajowej bazy surowcowej (włączając w nią energetykę odnawialną) i utrzymanie rezerw strategicznych oraz racjonalnie gospodarowanie dostępnymi źródłami krajowymi wraz z ich ochroną dają gwarancję bezpieczeństwa. Strategiczne zasoby paliw kopalnych (węgiel energetycznego z niską zawartością siarki, popiołu i chloru w kontekście nowych konkluzji BAT) szybko się kurczą. Ich zagospodarowanie powinno być racjonalne, ale również uwzględniać fakt, że przejście na gospodarkę opartą o zeroemisyjne źródła energii zajmie dziesięciolecia. Aktualnie cena węgla nie ujmuje rachunku skumulowanego tj. żadnych dodatkowych kosztów np. degradacji infrastruktury i związanych z tym wydatków na powierzchni (tzw. szkody górnicze, destrukcja niektórych fragmentów miast, powstawanie depresji powierzchniowych itp.) i innych.

5. **RYNEK MOCY JEST WARUNKIEM EFEKTYWNEJ TRANSFORMACJI.** Rynek mocy jest koniecznością żeby w okresie transformacji zabezpieczyć dostawy energii elektrycznej. Istotne dla transformacji jest jednak zagwarantowanie równego dostępu różnych technologii wytwarzania energii elektrycznej na rynku mocy. Doświadczenia z zagranicy wskazują, że beneficjentami rynku mocy będą m. in. elastyczne źródła gazowe z szybkim czasem rozruchu oraz naborem mocy – często pracujące w wysoko sprawnej kogeneracji - oraz magazyny energii. Rynek mocy najprawdopodobniej nie będzie kołem ratunkowym dla wszystkich istniejących mało efektywnych elektrowni węglowych.
6. **UDZIAŁ WĘGLA W WYTWARZANIU ENERGII BĘDZIE SIĘ SYSTEMATYCZNIE OBNIŻAŁ.** Już od początku lat 20. obecnego wieku udział węgla w wytwarzaniu energii elektrycznej będzie się systematycznie obniżał, co będzie wynikać z derogacji naturalnej. Otoczenie prawno - regulacyjne nie będzie sprzyjać tworzeniu nowych bloków opartych na węglu. W latach trzydziestych węgiel energetyczny (i w coraz mniejszym stopniu brunatny) będzie wciąż jednym z filarów polskiej energetyki. Udział tego surowca w konsumpcji energii elektrycznej w Polsce w 2030 roku będzie stanowił około 50 procent. Prognozowany miks energetyczny nie obejmuje okresu po 2040 roku, ale po wygaśnięciu rynku mocy dla tego źródła w 2035 roku węgiel może w ogóle już nie być konkurencyjnym źródłem energii.
7. **ROSNĄCE ZNACZENIE DLA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ W POLSCE BĘDZIE MIAŁ GAZ.** Powodem jest z jednej strony elastyczność technologii opartych na tym źródle, z drugiej zaś dwu- lub nawet trzykrotnie niższy, niżeli w przypadku węgla energetycznego i brunatnego, poziom emisji. Należy jednak pamiętać, że gaz ma także wady, a jedną z nich jest fakt, że Polska wydobywa go w niewystarczających ilościach już dziś (1/3 rocznego zapotrzebowania) a w kolejnych latach ta tendencja będzie jeszcze spadać. Będzie to wynikało ze spadku krajowych zasobów przy jednocześnie rosnącym popycie na ten surowiec. Import gazu powinien więc opierać się na dywersyfikacji źródeł i kierunków dostaw, tak, aby zminimalizować zależność od państw, których interesy polityczne i bezpieczeństwo nie są zbieżne z interesem Polski i regionu Trójmorza. Istnieje też duże prawdopodobieństwo, że od lat trzydziestych rolę gazu przejmują magazyny energii.
8. **TRANSFORMACJA RYNKU ENERGII JEST SZANSĄ DLA POLSKIEJ INFORMATYKI.** Szansą dla polskiej energetyki – i dla polskiej informatyki - jest wykorzystanie lokalnych uwarunkowań. Pozwoli to na oparciu produkcji energii z odnawialnych źródeł. Produkcja ta będzie miała uzasadnienie ekonomiczne czyli produkcja energii z biomasy, wiatru, słońca i geotermii będzie opłacalna. Należy także uwzględnić postęp technologiczny w postaci magazynów energii, które mogą pomóc w racjonalnym gospodarowaniu zasobami nawet już w następnej dekadzie. Również istotnym elementem miksu mogą stanowić układy hybrydowe (np. magazyn energii z turbiną gazową i niesterowalnym źródłem OZE) lub ogniwa paliwowe sprzężone z produkcją wodoru.
9. **TRANSFORMACJA SEKTORA ENERGII SŁUŻY BEZPIECZEŃSTWU ENERGETYCZNEMU.** Gospodarka niskoemisyjna, energetyka rozproszona, efektywność energetyczna oraz dywersyfikacja źródeł dostaw i wytwarzania służą bezpieczeństwu energetycznemu. Rzetelna wiedza wyedukowanych obywateli na temat oszczędzania energii, racjonalnego gospodarowania źródłami mogą być elementami, które w dłuższej perspektywie przełożą się na wzrost efektywności. Będzie to także efekt decentralizacji wytwarzania i dystry-



bucji energii. Działania na rzecz efektywności energetycznej mogą też w istotny sposób wesprzeć walkę z ubóstwem energetycznym; to także jest ważny element bezpieczeństwa energetycznego. Przy okazji jest to ogromna szansa dla polskiego sektora teleinformatyki, która nie powinna zostać zmarnowana.

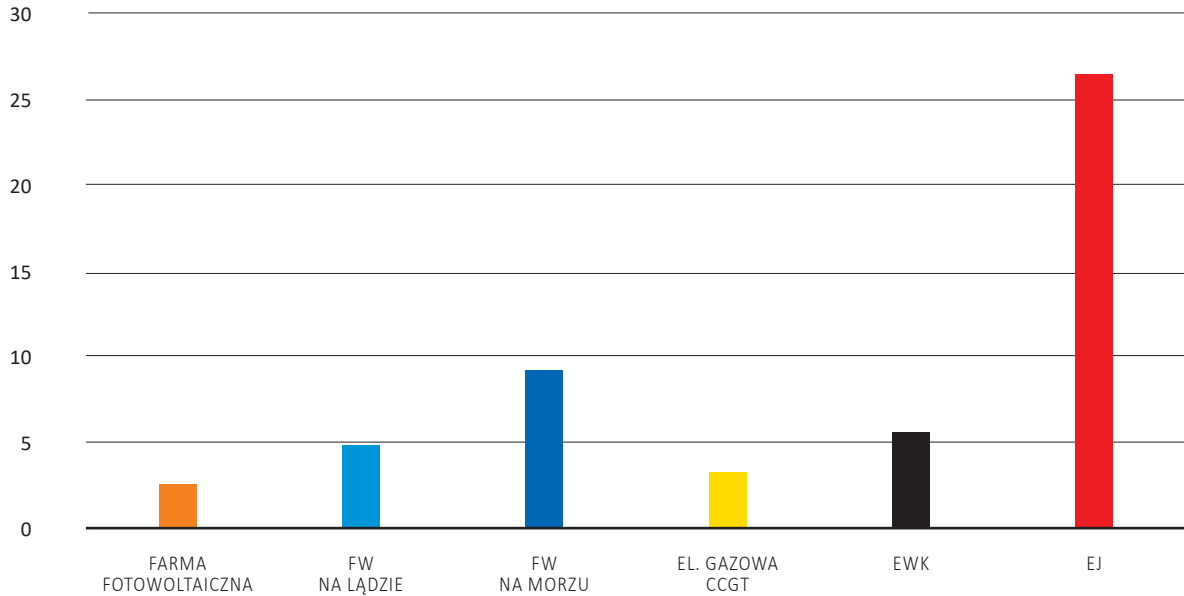
10. **ŹRÓDŁA OZE BĘDĄ NIEBAWEM NAJBARDZIEJ KONKURENCYJNYMI ŹRÓDŁAMI ENERGII.** Prognozy dotyczące kosztów magazynów energii oraz produkcji energii z odnawialnych źródeł (w oparciu o wiatr na lądzie i na morzu oraz słońce) pokazują, że OZE będą najbardziej konkurencyjnymi źródłami energii już w pierwszej połowie następczej dekady. Polityka energetyczna Polski powinna uwzględniać rozwój technologii OZE, które w średniookresowym terminie mogą stać się bardziej przewidywalnymi źródłami energii dzięki rozwojowi właśnie magazynów energii. Państwo wspierając badania i rozwój w tym obszarze będzie dawało impuls do działania na rzecz stabilizacji kosztów produkcji energii z OZE. Z kolei pominięcie rozwoju technologii OZE doprowadziłoby do rosnącej zależności od importu energii oraz nośników potrzebnych do jej wytwarzania. Już teraz OZE stanowią istotne uzupełnienie polskiego miksu energetycznego. Ich udział, jak pokazują to dostępne analizy, będzie rosnąć, a zasobność w krajowe źródła nieodnawialne spadać. Dlatego też, jak pokazują badania, inwestycje w technologie OZE pozwalające na coraz bezpieczniejsze i stabilniejsze dostawy energii, powinny być ujęte w programie polskiej energetyki. Nowy system wsparcia OZE w postaci systemu aukcyjnego może pozwolić na stworzenie rynkowego otoczenia, likwidując dotychczasowe luki prawne. Brak likwidacji luk może doprowadzić do deformacji systemu poprzez promocję jednych uczestników aukcji kosztem innych.
11. **OPRACOWANIE STRATEGII ROZWOJU KOGENERACJI MA WYSOKI PRIORYTET.** Państwo powinno jak najszybciej jasno określić, jak powinien wyglądać rozwój kogeneracji. W oparciu o jakie źródła oraz przy jakim systemie wsparcia – rynku mocy, systemu aukcyjnego OZE, czy osobnego systemu aukcyjnego dla kogeneracji. Dalszy brak decyzji w tej sprawie, biorąc pod uwagę termin wdrożenia limitów emisji BAT i derogacji istniejących elektrociepłowni i ciepłowni, ogranicza czas możliwości działania oraz może przełożyć się na wzrost kosztów inwestycji (i tak nieuchronnych).
12. **NOWYM "BEŁCHATOWEM" BĘDĄ FARMY WIATROWE NA MORZU.** Warto również wziąć pod uwagę, że technologia jądrowa wciąż podlega zmianom i rozwojowi. Rozwój nowych technologii jądrowych czwartej generacji może przełożyć się na spadek kosztów inwestycji oraz wzrost elastyczności; na obiektywną ocenę jest jednak jeszcze za wcześnie. Obecna trzecia generacja elektrowni jądrowych ma zasadniczą wadę: technologia jest zbyt mało elastyczna przy niekontrolowalnych kosztach i czasie potrzebnym na uzyskanie pozwoleń administracyjnych i na budowę. Elektrownia jądrowa prawdopodobnie nie będzie w stanie zastąpić na czas kluczowej elektrowni w Bełchatowie. Dużo wskazuje na to, że „nowym Bełchatowem” będą farmy wiatrowe na morzu. Ta technologia wpłynie na powstanie kilkudziesięciu tysięcy miejsc pracy (w obszarze innowacji). Niebawem będzie możliwe także wykorzystanie potencjału eksportowego technologii elektrowni morskich

Wykorzystanie szans i unikanie zagrożeń jest najważniejszym elementem polityki energetycznej, której sukces przyniesie rozwój nowych sektorów polskiej gospodarki.

SZACUNKI KOSZTÓW CAPEX** DLA WYBRANYCH NOWYCH ŹRÓDEŁ WYTWÓRCZYCH (1200 MW*, W MLD ZŁ)

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

10



* W PRZYPADKU EWK KOSZT ZA 1075 MW

** BEZ KOSZTÓW ZW. Z UZYSKANIEM POZWOLEŃ ADMINISTRACYJNO-PRAWNYCH

LEGENDA:

TECHNOLOGIA	Zwyczajne wykorzystanie mocy w ciągu roku	Założenia odnośnie infrastruktury	Źródło (kurs Euro/PLN 1:4,2)
Farma fotowoltaiczna 1 MWp	12-13%	Włącznie z infrastrukturą do punktu przyłączenia na ŚN	Degresja kosztów EPC Turnkey do 500 tys. Euro/MWp w 2021 r. (Solarpraxis)
Farma wiatrowa na lądzie 50 MW	34-38%	Włącznie z infrastrukturą do punktu przyłączenia na WN	Degresja kosztów do 950 tys. Euro/MW w 2021 r. (Innogy)
Farma wiatrowa na morzu 600 MW	50-55%	Włącznie z kablami morskimi do punktu przyłączenia zbiorczego DC na morzu	Założony koszt 1,1 mld Euro dla farmy Kriegers Flak na Bałtyku z turbinami ok. 10 MW mocy (Vattenfall)
Elektrownia gazowa CCGT 600 MW	30-50%	Istniejąca infrastruktura do punktu przyłączenia na WN	Koszt El. CCGT 596 MW Płock (Siemens)
Elektrownia WK 1075 MW	55-65%	Istniejąca infrastruktura do punktu przyłączenia na WN	Koszt EWK 1075 MW w Kozienicach włącznie z adaptacją do BAT 2020 (Enea)
EJ 1200 MW	85%	Istniejąca infrastruktura do punktu przyłączenia na WN	Koszt nowego bloku EJ Paks/Węgry VVER-1200 (Rosatom)



II. ZASADY POLITYKI DLA SEKTORA ENERGII WEDŁUG STRATEGII ODPOWIEDZIALNEGO ROZWOJU

Nowa wizja rozwoju Polski – projekt „Strategia Odpowiedzialnego Rozwoju” (SOR), którą przygotowało Ministerstwo Rozwoju we współpracy z innymi resortami oraz partnerami społecznymi w 2016 roku, została w dniu 14 lutego 2017 roku przyjęta przez Radę Ministrów. Zostały w nim rozwinięte m.in. zapisy dotyczące sektora energii. Dodano wyzwania które warunkują kierunki rozwoju polityki energetycznej Polski oraz uzupełniono zapisy dotyczące nowego modelu polityki energetycznej kraju, roli OZE, konieczności modernizacji sektora ciepłowniczego i reform sektora górnictwa węgla kamiennego.

Wiodącą zasadą Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju jest zrównoważony rozwój całego kraju w wymiarze gospodarczym, społecznym, środowiskowym i terytorialnym. Sektor energii jest istotnym elementem SOR, który ma służyć zwiększeniu roli tworzonej w kraju wiedzy i technologii w procesach gospodarczych, rozwojowi i dalszej ekspansji polskich firm oraz podwyższeniu jakości funkcjonowania instytucji i ich relacji ze społeczeństwem. Niewątpliwie polska gospodarka, jak każda gospodarka narodowa, potrzebuje nowych impulsów rozwojowych, które wprowadzą ją na wyższy poziom rozwoju jakościowego, co będzie mieć bezpośrednie przełożenie na wzrost jakości życia Polaków i ich zażyłość.

SOR to obecnie ok. 185 przedsięwzięć, zarówno z zakresu rozwiązań legislacyjnych, jak i konkretnych inwestycji, w efekcie których powstaną produkty lub usługi istotne dla dalszego rozwoju gospodarki. Na przykład w ramach programu „Elektromobilność” zakłada się produkcję pojazdów o napędzie elektrycznym i rozwój infrastruktury niezbędnej dla tego typu pojazdów, co m.in. pozwoli na rozwój ekologicznego transportu publicznego w polskich miastach. Ważnym elementem działań SOR jest również zwiększenie efektywności wykorzystania i uproszczenie dostępu do funduszy unijnych (projekt „Efektywne fundusze”), co pozwoli na dalsze przyspieszenie w wykorzystaniu środków z Unii

WIODĄCĄ ZASADĄ STRATEGII ODPOWIEDZIALNEGO ROZWOJU JEST ZRÓWNOWAŻONY ROZWÓJ CAŁEGO KRAJU W WYMIARZE GOSPODARCZYM, SPOŁECZNYM, ŚRODOWISKOWYM I TERYTORIALNYM

PRZEDSIĘWZIĘCIA SOR WPŁYWAJĄCE NA SEKTOR ENERGII

PRZEDSIĘWZIĘCIE	OBSZAR / ODPOWIEDZIALNOŚĆ	REALIZACJA
„Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r.” – Zintegrowany Plan Krajowy w zakresie Energii i Klimatu	Energetyka/ME, MOŚ, MROL, MR CAKE, KOBIZE	Wdrożenie planowane na lata 2018/2019
„Hub Gazowy”	Energetyka/ME, MR, KPRM	Wdrożenie
„Rynek mocy”	Energetyka/ME	Proces legislacyjny
„Program polskiej energetyki jądrowej”	Energetyka/ME, MR	Faza koncepcyjna
„Program budowy inteligentnej sieci elektroenergetycznej w Polsce”	Energetyka/ME, MR	Wdrożenie
„Rozwój i wykorzystanie potencjału geotermalnego w Polsce”	Energetyka/ME	Faza koncepcyjna*
„Wykorzystanie potencjału hydroenergetycznego”	Energetyka/ME	Faza koncepcyjna
„Innowacyjne metody poszukiwania i wydobycia węglowodorów”	Energetyka/ME	Faza koncepcyjna
„Energetyka rozproszona”	Energetyka/ME	Wdrożenie
„Czyste powietrze”	Energetyka/ME, MR	Proces legislacyjny
„Elektromobilność” (e-bus, samochód elektryczny, ekologiczny transport)	Energetyka/ME, MR	Proces legislacyjny
„Start in Poland” & „GLOBAL Inno-STARs”	Gospodarka/MR, PARP	Wdrożenie
„Efektywne Fundusze”	Gospodarka/MR	Wdrożenie
„Mapa drogowa w zakresie transformacji w kierunku gospodarki o zamkniętym obiegu”	Gospodarka/MR, MOŚ	Proces legislacyjny
„Ekobudownictwo” & „Surowce dla Przemysłu”	Efektywność energetyczna /MR, MIB	Faza koncepcyjna
„Mieszkanie +”	Efektywność energetyczna /MR, MIB	Wdrożenie
„Program dla Śląska”	Gospodarka/MR	Faza koncepcyjna
„Centrum Wsparcia Doradczego (CWD)”	Gospodarka/MR	Wdrożenie
„Kodeks urbanistyczno-budowlany” & „Plan zagospodarowania obszarów morskich”	Gospodarka/MR, MIB, MGM	Faza koncepcyjna
„Narodowy Plan Szerokopasmowy”	Gospodarka/MR, MC	Wdrożenie

* związana z przejściem na systemy ciepłownicze niskotemperaturowe



Europejskiej. Ponadto został uruchomiony program „Start in Poland” z budżetem ok. 3 mld zł, którego celem jest wsparcie start-upów oraz zaangażowanie w rozwój firm technologicznych i innowacyjności dużych przedsiębiorstw, w tym również spółek Skarbu Państwa z sektora energii.

Wypracowanie długofalowej, przewidywalnej polityki energetycznej oraz jej wdrożenie opierające się na strategiach sektorowych i systemie regulacji prawno-instytucjonalnych jest warunkiem koniecznym dla rozwoju sektora energetyki w Polsce. Przewidywalność polityki energetycznej nie oznacza zaś jej niezmienności, lecz elastyczne dostosowywanie do rozwoju najlepszych technologii i uwarunkowań związanych z członkostwem Polski w UE, a także do zawartych porozumień międzynarodowych jak np. paryskie porozumienie klimatyczne z 2015 roku. Polityka ma być prowadzona zgodnie z polskim interesem i w sposób zapewniający bezpieczeństwo w wymiarze źródeł energii, przesyłu i dystrybucji.

Podsumowując, projekt SOR oraz związane z nim przedsięwzięcia programowe z otoczenia sektora energii określają jasną wizję przyszłości tego sektora. Kluczowe jest przyjęcie polityki energetycznej do roku 2050. W 2015 roku ówczesny departament energetyki Ministerstwa Gospodarki przedstawił dokument pt. „Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 roku”, wraz z oceną, wnioskami z analiz prognostycznych oraz programem działań wykonawczych na lata 2016-2018. Mini-

sterstwo Energii zatrzymało pracę nad projektem, głównie z powodu pilnej restrukturyzacji sektora górniczego. Ponadto, uchwalenie Porozumienia Paryskiego pod koniec 2015 roku oraz przedstawienie czwartego pakietu legislacyjnego Unii Energetycznej (tzw. Pakietu Zimowego) przez Komisję Europejską pod koniec listopada 2016 roku tymczasowe zahamowały prace nad dokumentem programowym. Teraz praca nad czwartym projektem legislacyjnym Unii Energetycznej, który został przedstawiony pod koniec listopada 2016 roku, jest już bardzo zaawansowana, a kształt najbardziej istotnych elementów tego pakietu już teraz jest znany. Z powodu presji inwestycyjnej trzeba zakończyć pracę nad tym dokumentem. Najważniejsze jest dynamiczny i przekrojowy charakter dla tego dokumentu. Regularne przeglądy i co najważniejsze podążanie za trendami technologicznymi będą nieuniknione. Podstawy ramowe jednak powinny być niezmiennie, celem uniknięcia wykonywania "gwałtownych zwrotów" w przedmiotowej polityce energetycznej.

Pilna potrzeba inwestycyjna powinna motywować Ministerstwo Energii i KERM do podjęcia strategicznych decyzji legislacyjnych w zgodzie z przyszłym kształtem Unii Energetycznej w celu szybkiej notyfikacji systemów wsparcia rynku mocy i OZE. Opóźnienia mogą negatywnie wpłynąć na stabilność KSE, a w związku z tym polski przemysł od 2022 roku i systemy ciepłownicze od 2023 roku.

WYPRACOWANIE DŁUGOFALOWEJ, PRZEWIDYWALNEJ POLITYKI ENERGETYCZNEJ ORAZ JEJ WDROŻENIE OPIERAJĄCE SIĘ NA STRATEGIACH SEKTOROWYCH I SYSTEMIE REGULACJI PRAWNO-INSTYTUCJONALNYCH JEST WARUNKIEM KONIECZNYM DLA ROZWOJU SEKTORA ENERGETYKI W POLSCE

KLUCZOWYM DOKUMENTEM DLA SEKTORA ENERGII
JEST POLITYKA ENERGETYCZNA POLSKI 2050

14

Zapisy i przesłanki umieszczone w SOR mają być rozwinięte w dokumencie „Polityka Energetyczna Polski do roku 2050” (PEP 2050), odzwierciedlając szybkość postępujących w sektorze gruntownych zmian. PEP 2050 będzie miał charakter dynamiczny; będzie podlegał regularnym przeglądom i aktualizacjom w celu uwzględnienia postępu technologicznego, zmieniających się regulacji UE oraz warunków rynkowych. Co ważniejsze, ten dokument powinien mieć charakter przekrojowy, a nie sektorowy. Polityka energetyczna z powodu oczekiwanych zmian nie będzie wyłącznie domeną koncernów energetycznych. Tak samo zaangażowane w stworzenie tej polityki powinny być sektory informatyczny, komunikacyjny, transportowy, budowlany i rolniczy.

STRATEGIA ODPOWIEDZIALNEGO ROZWOJU POWINNA BYĆ KOMPASEM POLSKIEJ ENERGETYKI

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE





III.

ZARYS PRZYSZŁYCH ZASAD FUNKCJONOWANIA RYNKÓW ENERGII ELEKTRYCZNEJ

Wdrożenie przyszłych zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej jest procesem sterowanym w Unii Energetycznej za pomocą czwartego pakietu legislacyjnego Unii Energetycznej, który będzie obowiązywać od 2021 roku, oraz piątego pakietu legislacyjnego, który będzie przygotowany przez Komisję Europejską po rewizji pierwszych dwóch lat funkcjonowania czwartego pakietu, tj. od 2023/2024 roku.

Polska powinna być proaktywna i konstruktywnie włączać się w tworzenie przyszłych zasad funkcjonowania rynków energii elektrycznej, które będą w dużym stopniu oparte o digitalizację i sztuczną inteligencję.

15

Podstawowym wyzwaniem przyszłych rynków energii elektrycznej jest integracja systemowa zeroemisyjnej energii elektrycznej wytwarzanej z wiatru i ze słońca, która zgodnie z prognozą World Economic Forum będzie w najbliższej przyszłości najtańszym źródłem energii (niezależnie od internalizacji kosztów emisji CO₂). Budowa nowych mocy wymaga uwzględnienia tego faktu, a jego pominięcie może mieć daleko idące skutki dla konkurencyjności gospodarki oraz dla cen energii dla konsumentów przemysłowych i indywidualnych. Oznacza to również, że jakkolwiek inna forma wytwarzania energii elektrycznej wymaga subsydiowania. Jednakże energia elektryczna wytwarzana z wiatru i ze słońca w okresie transformacji rynku energii elektrycznej również jeszcze wymaga subsydiowania, które z powodu postępu technicznego szybko maleje. Zatem główny kierunek wsparcia energii to raczej stabilizacja długoterminowych przychodów w okresie 15 do 20 lat oraz dostęp do tanich źródeł finansowania. Trzeba przy tym pamiętać, że kontrola zgodności udzielonej pomocy publicznej z zasadami rynku wewnętrznego pozostaje jedną z głównych kompetencji Komisji Europejskiej. W praktyce oznacza to, że przed wdrożeniem jakiegokolwiek systemu wsparcia w sektorze energii trzeba w ramach postępowania notyfikacyjnego uzyskać zgodę Komisji. Wypłata pomocy państwa bez pozytywnej decyzji notyfikacyjnej skutkować będzie koniecznością zwrotu udzielonych subsydiów.



W OKRESIE TRANSFORMACJI RYNKU ENERGII
ENERGETYCZNEJ KAŻDA FORMA WYTWARZANIA ENERGII
WYMAGA SUBSYDIOWANIA

WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z WIATRU
I ZE SŁOŃCA NIE JEST STEROWALNE I WYMAGA MOCY
REZERWOWEJ LUB MAGAZYNÓW ENERGII,
ABY ZAGWARANTOWAĆ REGULARNE DOSTAWY ENERGII

16

Wytwarzanie energii elektrycznej z wiatru i ze słońca nie jest sterowalne i wymaga mocy rezerwowej lub magazynów energii, aby zagwarantować regularne dostawy energii. Można zastosować kombinację tych technologii i połączyć je z magazynem energii elektrycznej. To wymaga digitalizacji urządzeń i sieci na szeroką skalę, aby szybciej i bardziej efektywnie reagować na zjawiska pogodowe oraz lepiej zarządzać zapotrzebowaniem w przemyśle i u indywidualnych konsumentów. Zainstalowana moc, która uzupełni energię elektryczną z wiatru i ze słońca powinna być coraz bardziej elastyczna tj. mieć możliwość maksymalnej redukcji mocy bez potrzeby wyłączenia instalacji.

Nowoczesne jednostki wytwórcze opalane gazem spełniają ten warunek. W przypadku nowych elektrowni węgla kamiennego należy zwrócić uwagę na małą elastyczność zamortyzowanych bloków. Niestety również elastyczność nowych bloków elektrowni zlokalizowanych w Opolu, Koźlenicach

i Jaworznie nie będzie wystarczająca. Elastyczność na poziomie 60% mocy nie wydaje się wystarczająca, powinna ona wynosić co najmniej 80%. Wyobrażenie o możliwości regulacji dużymi blokami nadkrytycznymi generacji OZE nie jest poprawne. Tę funkcję mają spełniać układy GT i CCGT (gazowe). Duże bloki węglowe spełniają i spełnią wszystkie wymagania IRiESP - Instrukcję ruchu i eksploatacji sieci przesyłowej tj. wymagania PSE dla KSE w tym w zakresie czasów rozruchu i dynamiki naboru i forsowania mocy. Takie jednostki powinny pracować w punkcie nominalnym z maksymalną sprawnością która aktualnie wynosi > 46% netto. Jest to gwarantowana moc dla bezpieczeństwa krajowych dostaw energii elektrycznej oparta o krajowe paliwo (warunek bezpieczeństwa energetycznego). Dla przykładu np. model niemiecki - znaczny udział OZE niemniej utrzymywane są rezerwy strategiczne (bloki nadkrytyczne na węgiel brunatny) a system z dominującym udziałem PV i turbin wiatrowych regulowany jest szybko i regulacyjną generacją gazową (GT i CCGT).

Ważnym czynnikiem zapewnienia dostaw energii w przypadku awarii jest jej wymiana transgraniczna, tym samym wydaje się istotna rozbudowa infrastruktury elektroenergetycznej. Na rynku wewnętrznym UE możliwość wymiany energii elektrycznej może sprzyjać efektywnej przebudowie miksu energetycznego, aby zbilansować zapotrzebowanie z najmniejszą ilością mocy rezerwowej. Konsekwentnie Unia Energetyczna wymaga od krajów członkowskich spełnienia sztywnych celów - 10% zdolności importowej w 2020 roku oraz 15% w 2030 roku. Im większa będzie zdolność importowa, tym bardziej konkurencyjny stanie się miks energetyczny sąsiadów (energetyka wiatrowa, energetyka słoneczna, zamortyzowane elektrownie wodne i elektrownie atomowe) „wypchnął” obecny wysokoemisyjny i mało elastyczny miks energe-



tyczny państwowych spółek energetycznych z merit order (uporządkowanie jednostek wytwórczych według kosztu zmiennego). Będzie to impuls dla polskich spółek energetycznych aby pod wpływem czynników zewnętrznych zmierzać w stronę inwestycji w przyszłościowy miks energetyczny, aby pozostać konkurencyjnym na rynku regionalnym np. ze spółkami energetycznymi z Niemiec, Czech lub Szwecji.

Aby osiągnąć sukces przy efektywnej transformacji sektora energii stale wymagane są interwencje legislacyjne i koordynowanie działań regulatorów rynku na rynku wewnętrznym tj. ACER i ENTSO-E, a nawet przewidywane europejskie zrzeczenie operatorów sieci dystrybucyjnych. Czwarty pakiet legislacyjny Unii Energetycznej mocno akcentuje taką potrzebę, chociaż niektóre inicjatywy Komisji Europejskiej raczej się nie powiodą jak np. stworzenie regionalnych centrów koordynacyjnych „RCC” zamiast regionalnych centrów operacyjnych „ROC”. W Polsce dostosowanie do nowych zasad jest ułatwione w przypadku większości sieci przesyłowych i dystrybucyjnych należących do spółek Skarbu Państwa. Jeśli istniałyby plan strategiczny oraz plany operacyjne dla sektora energetycznego w Polsce można by się do nich odnosić. Musiałby on być zgodny z założeniami Unii Energetycznej. Jednak Polska w decydującym momencie kształtowania polityki energetycznej na lata 2021-2030 zaniechała inicjatyw związanych z uczestnictwem w procesie powstawania dokumentu. Działo się to na przełomie lat 2015-2016 kiedy nastąpiła zmiana władzy po wyborach. Polska straciła

w związku z tym szansę na wprowadzanie modyfikacji przyjętych zasad. Podjęcie działań przez polski rząd dopiero po publikacji przez Komisję Europejską czwartego pakietu legislacyjnego (w końcowej fazie 3-letniej przedlegislacyjnej) spowoduje mało istotne zmiany, a raczej przesunięcia pojedynczych akcentów. Dla skutecznego działania potrzebne będzie wzmocnienie stałej struktury oddziaływania w Brukseli i zwiększenia świadomości potrzeby profesjonalnego lobbingu wśród spółek Skarbu Państwa.

Niemniej czwarty pakiet legislacyjny Unii Energetycznej jest tylko jednym z kamieni milowych dla transformacji sektora energii. Zasady funkcjonowania rynku energii elektrycznej, jak np. system *merit-order*, również po 2021 roku dalej będą bazowały na starych zasadach mocy podstawowej i mocy szczytowej. Uwzględnić też trzeba przebieg cykli inwestycyjnych: od planowania inwestycji średniej wielkości do zakończenia jej budowy często mija okres od 6 do 15 lat, a potem instalacja powinna działać od 25 do 30 lat, żeby osiągnąć akceptowalną stopę zwrotu. Z tego powodu polityka energetyczna powinna już teraz odpowiedzieć na pytanie, jak rynki energetyczne będą wyglądały po 2030 roku, aby stymulować właściwe inwestycje. W tym zakresie polski rząd może mieć dużo większy wpływ na kształt następnego kamienia milowego Unii Energetycznej, a dialog krajów Trójmorza może mieć szczególne znaczenie dla przeforsowania polskich interesów.

ABY OSIĄGNĄĆ SUKCES PRZY EFEKTYWNEJ TRANSFORMACJI SEKTORA ENERGII STALE WYMAGANE SĄ INTERWENCJE LEGISLACYJNE I KOORDYNOWANIE DZIAŁAŃ REGULATORÓW RYNKU NA RYNKU WEWNĘTRZNYM TJ. ACER I ENTSO-E, A NAWET PRZEWIDYWANE EUROPEJSKIE ZRZESZENIE OPERATORÓW SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

Nie można skutecznie wywierać wpływu w Unii Europejskiej, jeśli nie ma się możliwości zaproponowania (alternatywnych, kompromisowych) rozwiązań problemu. Zresztą w przypadku dywersyfikacji dostaw gazu polski rząd działa od kilku lat z odpowiednią determinacją, aby zreorganizować za-

sady rynku w interesie bezpieczeństwa regionu proponując rozwiązania takie jak Baltic Pipe czy terminal LNG. Taką samą rolę rząd powinien przyjąć na rynku energii elektrycznej, ale do tego trzeba uwzględnić przyszłe ogólne zasady rynku energii elektrycznej.

ZASADA NR 1:

Ceny rynkowe na przyszłych rynkach będą uwzględniać różnicę pomiędzy nie-sterowalną i sterowalną mocą

ZASADA NR 2:

Przyszłe rynki będą zarządzane popytem, a nie podażą

ZASADA NR 3:

Systemy wsparcia, w tym dla technologii OZE, zostaną zredukowane a nie powielane

ZASADA NR 4:

Koszt dla energii będzie uwzględniać rzeczywiste koszty przesyłu i dystrybucji a nie zryczałtowane koszty, co doprowadzi do dalszego rozproszenia źródeł wytwarzania

ZASADA NR 5:

Sieci przesyłowe między krajami UE i krajami trzecimi będą rozbudowane, ale import energii będzie uwzględniał koszty przesyłu i pochodzenie energii zgodnie z polityką klimatyczną

ZASADA NR 6:

Wytwórcy, sieci, konsumenci i infrastruktura komunikacyjna w szerokim zakresie będą podlegać pełnej digitalizacji, a protokoły przekazu danych rosnącej ilości rozproszonych transakcji (łańcuch bloków lub „blockchain”) będą podstawą przyszłego rynku energii elektrycznej po 2030 roku

Jeżeli polski sektor energii chce odnieść sukces, co leży w interesie wszystkich uczestników rynku i bezpieczeństwa energetycznego w szerokim rozumieniu, polski rząd powinien już teraz aktywnie angażować się przy tworzeniu następnego etapu Unii Energetycznej w okresie 2030-2050 i postarać się być liderem profesjonalnego podejścia do działań lobbingsowych w środkowo-wschodniej Europie.



ZASADA NR 1: **NIESTEROWALNA I STEROWALNA MOC**

Obecny kształt rynku hurtowego energii elektrycznej pochodzi z czasów centralnego sterowania rynkiem energetycznym za pomocą technologii mocy podstawowej i mocy szczytowej. Nie nadaje się on do integracji rynkowej niesterowalnych źródeł OZE z zerowymi kosztami operacyjnymi. Przyszłe rynki hurtowe będą uwzględniać charakterystykę danych technologii np. sterowalność, szybkość reakcji, możliwość elastycznej redukcji (i zwiększenia) mocy, emisyjność CO₂ lub miejsce wytwarzania i dostarczania energii. Kluczem do sukcesu dla firm energetycznych jest idealny miks technologiczny, aby móc sprostać zapotrzebowaniu w konkurencyjnym otoczeniu rynkowym. Brak dywersyfikacji źródeł może doprowadzić do poważnych problemów ekonomicznych firm energetycznych, niezależnie od dominującego źródła wytwarzania energii. Obecnie rynki działają głównie w segmencie dnia następnego. Unia Energetyczna ma na celu wzmocnienie segmentu rynkowego Intraday, szczególnie na rynku pierwotnym, wtórnym i potrójnym tj. czas dostawy 30 sekund, 5 lub 15 minut. Ponadto, dla niesterowalnych i sterowalnych technologii wytwarzania będą stworzone osobne rynki hurtowe, a konsumenci przemysłowi i indywidualni oraz digitalizacja urzędów zużywających energię elektryczną będą się szybko uczyć jak zamówić optymalne portfolio niesterowalnej taniej energii i droższej energii sterowalnej. Delta cenowa pomiędzy energią niesterowalną i sterowalną będzie prawdziwą ceną dyspozycyjnej energii elektrycznej w danym punkcie odbioru w danym czasie. W celu

uczciwej kalkulacji tej ceny digitalizacja sieci jest niezbędna. Jest to ogromna szansa dla firm, które będą mieć udział w digitalizacji sektora energii, włącznie z użyciem sztucznej inteligencji.

Delta cenowa pomiędzy energią niesterowalną i sterowalną będzie większa na tych rynkach, na których można obserwować duży udział niesterowalnych źródeł. Paradoksalnie duży udział źródeł niesterowalnych doprowadzi do wyższych cen dla sterowalnej energii konwencjonalnej z węgla czy z gazu z możliwością szybkiej reakcji – to ważny wniosek dla polskiego sektora energetycznego. Z drugiej zaś strony wprowadzenie systemu wsparcia dla źródeł wytwarzania energii dyspozycyjnej niezależnie od zużycia energii – rynek mocy – wynagrodzi utrzymanie nie transparentnych rynków, a opóźni pełną digitalizację w celu znalezienia prawdziwej ceny dyspozycyjnej energii elektrycznej na danym rynku. Z tego powodu autorzy czwartego pakietu legislacyjnego Unii Energetycznej są zasadniczo przeciwni wprowadzeniu długoletnich systemów wsparcia opartych na rynku mocy - rynki mocy najprawdopodobniej nie będą w stanie wspierać nowych dużych bloków energetycznych. Tak samo jak systemy wsparcia aukcyjne prowadzą do szybkiego postępu innowacyjno-technologicznego i radykalnego spadku cen dla niesterowalnych źródeł, tak również mechanizmy rynkowe w celu znalezienia prawdziwej ceny dyspozycyjnej energii elektrycznej na danym rynku mają prowadzić do jej niedrogiego wytwarzania.

Docelowo nie tylko niesterowalna, ale również sterowalna energia powinny być wynagradzane przez rynek w sposób stymulujący inwestycje. Do 2030 roku pełne wdrożenie tych zasad raczej nie jest oczekiwane. Po 2030 roku jednak duża liczba projektów OZE już nie będzie otrzymywać subsydiów, a wtedy powyższe zasady rynkowe powinny zacząć działać. Dodatkowe zapotrzebowanie na energię elektryczną do celów grzewczych (pompy ciepła) i transportowych (elektromobilność) powinno przyspieszyć ich wprowadzenie.

ZASADA NR 2:

ODPOWIEDZIALNOŚĆ ZA DOSTAWY ENERGII

20 |

Systemy elektroenergetyczne wymagają pokrycia zapotrzebowania w każdym momencie w każdym punkcie odbioru. Pytanie: kto powinien być za to odpowiedzialny? Docelowo powinny za to odpowiadać w jak największym stopniu spółki handlujące energią, ponieważ najlepiej znają swojego klienta; lepiej niż spółki dystrybucyjne lub przesyłowe, a na pewno lepiej niż regulator lub ustawodawca. Spółki handlujące energią na wolnych rynkach muszą szukać najtańszej oferty zapewniającej dostawę do klienta. Mają do dyspozycji cały arsenał transakcji rynkowych *spot*, *forward*, *future*, jak również zapewnienie dostawy za pomocą magazynów energii. Dlatego w Unii Energetycznej aktywny udział spółek dystrybucyjnych na rynku magazynów energii jest niemile widziany. Nawet jeżeli operator sieci jest zmuszony do stabilizacji systemu, spółka handlująca powodująca taką sytuację powinna przejść odpowiedzialność za dodatkowe związane z tym koszty.

Ostatecznie oczywiście te koszty ponosi klient, zatem musi on mieć prawo do zmiany dostawcy w łatwy sposób, aby utrzymać zasadę konkurencyjności. Ostatecznie energia jest towarem, a ten powinien być dostępny jak najtaniej.

OSTATECZNIE KOSZTY PONOSI KLIENT,
ZATEM MUSI ON MIEĆ PRAWO DO ZMIANY DOSTAWCY
W ŁATWY SPOSÓB, ABY UTRZYMAĆ
ZASADĘ KONKURENCYJNOŚCI.



ZASADA NR 3: SUBSYDIOWANIE MAGAZYNÓW ENERGII

Wprowadzenie zasad nr 1 i nr 2 prowadzi do pewnego udziału niesterowalnej taniej energii, ale zazwyczaj ten udział, zgodnie z opinią ekspertów, nie przekroczyłby 20-40%. Niesterowalna energia będzie bardzo tania, ale sterowalna energia w pozostałym czasie bardzo droga i potencjalnie wysokoemisyjna, co nie jest satysfakcjonujące, m.in. w perspektywie transformacji do gospodarki zeroemisyjnej. Transformacja energetyczna zatrzymałaby się w pewnym punkcie, ponieważ duży segment rynku byłby dostępny tylko dla niesterowalnych źródeł wytwarzania (jeżeli będą dodatkowo operować magazynami energii). Dopóki niesterowalne źródła włącznie z magazynem nie będą tańsze niż konwencjonalna energetyka, nie dojdzie do dalszych inwestycji w zeroemisyjnych niesterowalnych źródłach.

Zasadniczo pozostają wtedy trzy opcje: (I) dalsze subsydiowanie niesterowalnych źródeł przez stworzenie odrębnych rynków, (II) wprowadzenie systemu kar dla wysokoemisyjnych źródeł (żadna z tych dwóch opcji nie jest preferowana) lub (III) subsydiowanie technologii, które uzupełniają niesterowalne źródła z magazynem energii, dopóki nie są w stanie konkurować ze sterowalnymi źródłami wysokoemisyjnymi. Wszystko wskazuje na to, że preferowana będzie ostatnia opcja, ponieważ wola polityczna wprowadzenia systemu kar dla wysokoemisyjnych źródeł jest w wielu krajach ograniczona.

W przypadku Unii Energetycznej będzie interesujące, czy systemy wsparcia będą miały charakter narodowy, czy też zostanie wprowadzony europejski system wsparcia, uwzględniający różne doświadczenia w poszczególnych krajach członkowskich. Istnieje spora szansa, że zostanie wybrana druga opcja – Unia Energetyczna wdroży odpowiedni mechanizm za pomocą Zintegrowanych Planów Krajowych w zakresie Energii i Klimatu.



NIESTEROWALNA ENERGIA BĘDZIE BARDZO TANIA, ALE STEROWALNA ENERGIA W POZOSTAŁYM CZASIE DROGA I MOŻE WYSOKOEMISYJNA, CO NIE JEST SATYSFAKCUJĄCE, W PERSPEKTYWIE TRANSFORMACJI DO GOSPODARKI ZERO-EMISYJNEJ

ZASADA NR 4:

UWZGLĘDNIENIE RZECZYWISTYCH KOSZTÓW PRZESYŁU, DYSTRYBUCJI I PRZYŁĄCZENIA

22

Przyszłe rynki będą uwzględniać rzeczywiste koszty przesyłu i dystrybucji od punktu wytwarzania do punktu odbioru energii, a nie jak do tej pory zryczałtowane koszty niezależne od tych punktów. Operatorzy sieci przesyłowych i dystrybucyjnych są w wielu krajach ostatnim bastionem centralnego systemu elektroenergetycznego. O ile wytwórcy i spółki handlujące energią już od dłuższego czasu muszą stawiać czoło szybkiej transformacji energetycznej, a operatorzy przesyłowi już od wielu lat współpracują na międzynarodowych rynkach, operatorzy dystrybucyjni byli do tej pory w stanie obronić wiele swoich przywilejów. Wszystko na to wskazuje, że dzięki digitalizacji sieci i urzędzeń taki stan niebawem się skończy. Na przykład istotną cechą tzw. klastrów energii nie jest stworzenie wysp energetycznych włącznie z sieciami dystrybucyjnymi, ale korzystanie z istniejących sieci aby sprzedać energię sąsiadom. Niemniej zryczałtowane taryfy niezależne od punktu wytwarzania i odbioru energii są jednym z największych hamulców przy zorganizowaniu klastrów energii.

Nie tylko spółki dystrybucyjne są preferowane przez system elektroenergetyczny. Spółki sprzedające energię także nie ponoszą odpowiedzial-

ności za jakość sieci wystarczającej do przekazania potrzebnej ilości energii elektrycznej pomiędzy punktem odbioru energii i punktem jej dostawy.

Spółki handlujące energią (w związku z tym konsumenci) powinny płacić wyłącznie za wykorzystane sieci, ale w tym również za rezerwację sieci. Rynek powinien dysponować mocą rezerwową i niewykorzystaną zdolnością przesyłową. Podobne zasady już teraz obowiązują na rynkach handlujących gazem, oczywiście z mniejszą ilością graczy i dłuższym czasem reakcji. Ale to jest problem natury technicznej, do której system informatyczny łańcucha blokowego (*Blockchain*) jest stworzony. Kontrakty dostawy będą bardziej „inteligentne”, a technologia informatyczna do realizacji takich założeń już istnieje. W związku z tym spółki handlujące będą budować portfolio, które lepiej odpowiada zapotrzebowaniu. Wytwórcy muszą kalkulować rzeczywiste koszty przyłączenia instalacji do sieci. Jest to niedobra informacja dla energetyki wiatrowej. Z drugiej zaś strony może to oznaczać, że zamiast wspierać urzędnika do wytwarzania niesterowalnej energii, w najbliższej przyszłości będą wspierane (np. przez system aukcyjny) wyłącznie koszty przyłączenia instalacji.

PRZYSZŁE RYNKI BĘDĄ UWZGLĘDNIĄĆ RZECZYWISTE
KOSZTY PRZESYŁU I DYSTRYBUCJI OD PUNKTU
WYTWARZANIA I ODBIORU ENERGII



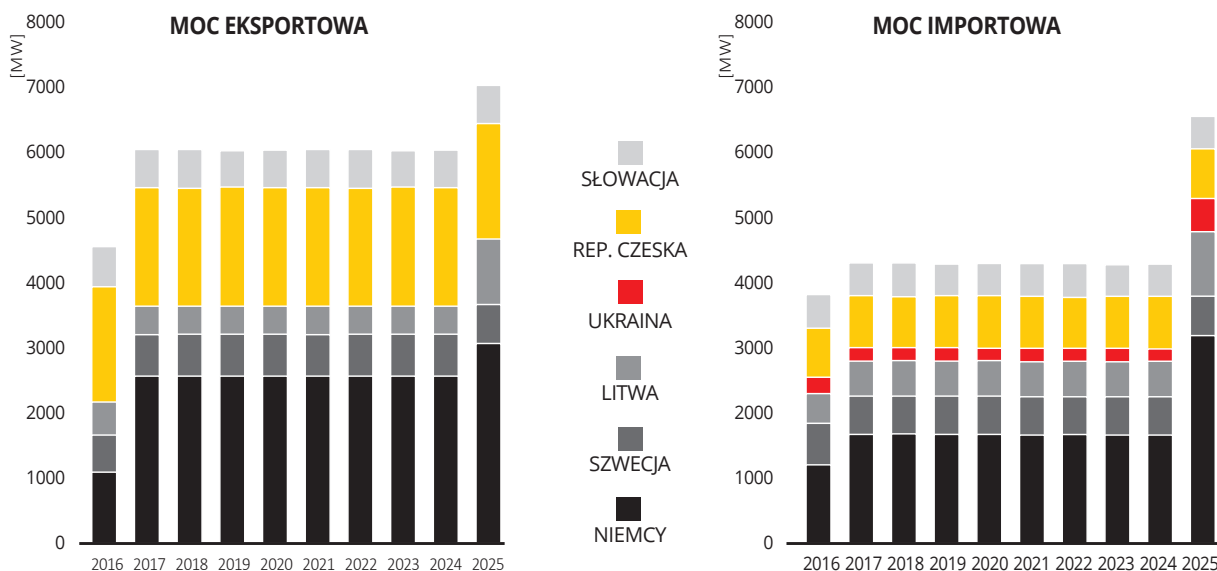
ZASADA NR 5: NOWE ZASADY RYNKOWE DLA IMPORTU ENERGII

Większa ilość energii niesterowalnej w sieci wymaga rozbudowy interkonektorów. Powyższe zasady rynkowe będą w ciągu jednej lub dwóch dekad prowadzić do sytuacji, w której znaczna większość energii elektrycznej nie będzie zamówiona z wyprzedzeniem jednodniowym, tygodniowym lub rocznym, ale z sekundowym lub minutowym. Rozpoczął rozwój w tym zakresie np. *smart metering* oferowany przez dystrybutorów energii elektrycznej. Im większy będzie region, który zasila system elektroenergetyczny, tym mniejszy będzie jego koszt – na korzyść konsumenta energii. To jest jedno z podstawowych założeń Unii Energetycznej.

Ale to oznacza również, że spółki handlujące będą musiały nie tylko zapłacić za wykorzystanie krajowych sieci elektroenergetycznych, ale również za wykorzystanie interkonektorów. Dodatkowo, system nie może preferować tych, którzy importują wysokoemisyjną energię spoza Unii Energetycznej. Tym samym importer wysokoemisyjnej energii elektrycznej z krajów trzecich, np. z Ukrainy, musi dodatkowo nabyć certyfikaty emisji CO₂.

MOC IMPORTOWA I EKSPORTOWA NA OSI CZASU

ŹRÓDŁO: ENTSO-E, PSE



ZNACZNA WIĘKSZOŚĆ ENERGII ELEKTRYCZNEJ NIE BĘDZIE ZAMÓWIONA Z JEDNODNIOWYM, TYGODNIOWYM LUB ROCZNYM WYPRZEDZENIEM, ALE Z SEKUNDOWYM LUB MINUTOWYM WYPRZEDZENIEM

ZASADA NR 6: DIGITALIZACJA

24

Pełna digitalizacja sieci oraz urządzeń wytwarzania i konsumpcji energii jest niezbędna do realizacji powyższych zasad. Bez wątplenia Polska ma w tym zakresie wiele do zaoferowania. Światowe koncerny informatyczne jak np. Alphabet, którego właścicielem jest Google, inwestują co roku miliardy dolarów, aby w najbliższej przyszłości oferować klientom optymalne rozwiązania w sektorze energii – i będą konkurować z byłymi spółkami monopolistycznymi. Sztuczna inteligencja będzie zarządzać kompleksowymi systemami, i to nie w dalekiej przyszłości, a w następnej dekadzie. Aby skorzystać z technologii komunikacja szerokopasmowa jest niezbędna. Takie systemy będą się łączyć z systemami transportowymi jak np. automatyczny transport osób typu *driverless cars* lub towarów typu *drone delivery*. Miasta przyszłości będą pełne takich rozwiązań. Ale również rozwój komunikacji szerokopasmowej poza miastami będzie szybko postępować.

Niestety, błąd systemowy może wtedy wywołać lawinę innych błędów, zatem cyberbezpieczeństwo będzie jednym z największych wyzwań przyszłości. To oznacza również, że niektóre technologie wytwarzania energii będą mniej konkurencyjne, ponieważ wymagane będą większe inwestycje aby się uchronić przed awarią systemu, która może spowodować ogromne katastrofy tj. energetyka jądrowa. Również ochrona danych osobowych będzie dużym

wyzwaniem. W takim otoczeniu urzędy regulacyjne poszczególnych sektorów – energetyka, telekomunikacja, transport itd. muszą się połączyć, aby panować nad zagrożeniami cyberprzestępstw. Można również oczekiwać, że niebawem Unia Europejska przyjmie bardziej aktywną rolę w tym zakresie, aby chronić rynek wewnętrzny. Również koncesjonowanie prowadzenia działalności gospodarczej nie będzie łatwym zadaniem – jak np. koncesjonować sieć użytkowników „*e-carsharing*”, która jest opłacana za pomocą kryptowalut i sprzedaje usługi pomocnicze na rynku energetycznym z samochodów elektrycznych przyłączonych w danym momencie do sieci?

Tylko przy uwzględnieniu powyższych zasad opracowanie dokumentu „*Polityka Energetyczna Polski do roku 2050*” (PEP 2050) będzie mieć wartość dodaną. Jeżeli Polska zamierza być aktywnym graczem w regionie, rozwijać konkurencyjny przemysł, stać się eksporterem technologii i kształtować politykę energetyczną również na poziomie unijnym, sze-roka i przyszłościowa dyskusja również w sektorze energetycznym jest nie do uniknięcia. Charakterystyczna cecha polityki energetycznej Polski od wielu lat to niestety dryfowanie. Dużo wskazuje na to, że rok 2018 będzie rokiem przełomowym dla sektora energii w Polsce – z powodu konieczności opracowania zintegrowanego planu krajowego w zakresie energii i klimatu, nowej unijnej perspektywy budżetowej, ale również ogromnego zapotrzebowania inwestycyjnego i potrzeby notyfikacji długoletnich systemów wsparcia.

NIKTÓRE TECHNOLOGIE WYTWARZANIA ENERGII
BĘDĄ MNIEJ KONKURENCYJNE, PONIEWAŻ WYMAGANE BĘDĄ
WIĘKSZE INWESTYCJE ABY SIĘ UCHRONIĆ
PRZED AWARIĄ SYSTEMU, KTÓRA MOŻE SPOWODOWAĆ
OGROMNE KATASTROFY NP. ENERGETYKA JĄDROWA



IV. OTOCZENIE LEGISLACYJNE UNII ENERGETYCZNEJ W NASTĘPNEJ DEKADZIE

1. CZWARTY PAKIET LEGISLACYJNY UNII ENERGETYCZNEJ

25

„Pakiet zimowy” tj. czwarty pakiet legislacyjny unijnego rynku energii, jest w trakcie równoległego opiniowania przez komisję przemysłową europarlamentu ITRE oraz przez Radę Unii Europejskiej. Szczególnie zaawansowane są prace w komisji ITRE, przy czym w listopadzie i w grudniu 2017 roku pakiet legislacyjny zostanie przegłosowany. Głosowanie w Europarlamencie odbędzie się w grudniu 2017 roku i na początku 2018 roku. Trilog pomiędzy Parlamentem, Radą Europejską i Komisją trwać będzie najprawdopodobniej do trzeciego kwartału 2018 roku, a do końca 2018 roku proces legislacyjny zostanie zakończony.

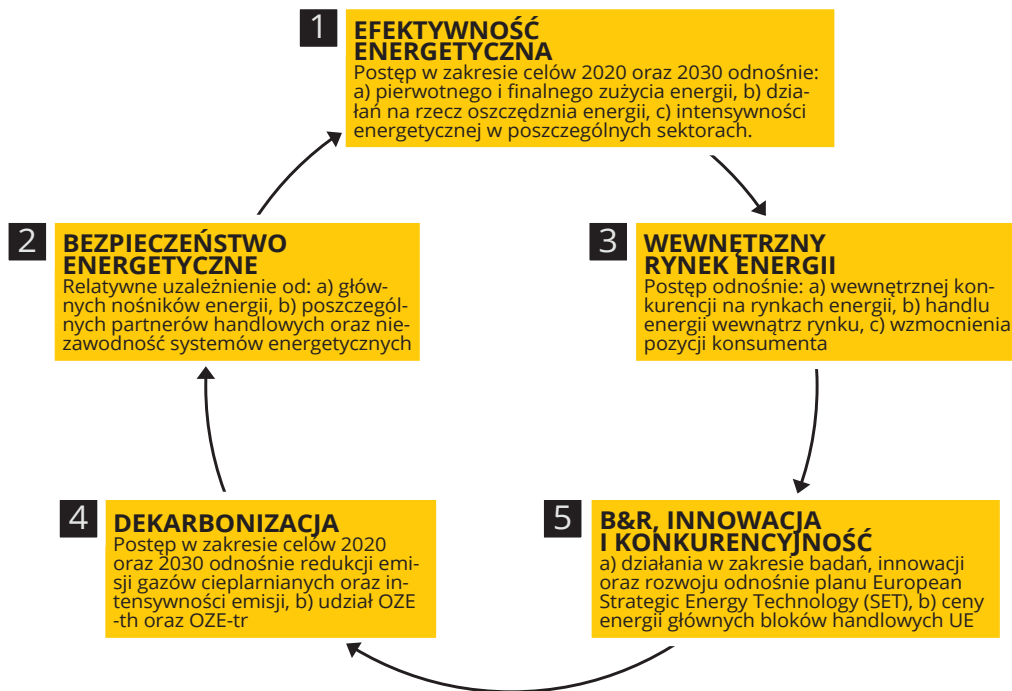
CELE ILOŚCIOWE

Podstawę prawną celów energetyczno-klimatycznych UE stanowi uchwała Rady Europejskiej z października 2014 roku, która ustala obowiązujące oraz indykatywne cele UE na 2030 roku w zakresie redukcji emisji CO₂ (40%), udziału OZE w miksie energetycznym (27%), działań na rzecz efektywności energetycznej (27%), oraz w zakresie maksymalnie możliwej wymiany handlowej energii elektrycznej (15%) na podstawie 1990 roku. Priorytetami pakietu są: efektywność energetyczna (tzw. zasada *efficiency first*), polityka przemysłowa (kraje UE mają być globalnym liderem dla „zielonych” technologii) oraz osiągnięcie zrównoważonej oferty dla konsumentów energii tj. wzmocnienie roli konsumenta. W 2030 roku połowa energii elektrycznej w Unii ma być wytwarzana

PRAWDOPODOBNIEM JUŻ W STYCZNIU 2018
POZNAMY (PRAWIE) OSTATECZNY KSZTAŁT
„PAKIETU ZIMOWEGO”

PIĘĆ WYMIARÓW UNII ENERGETYCZNEJ

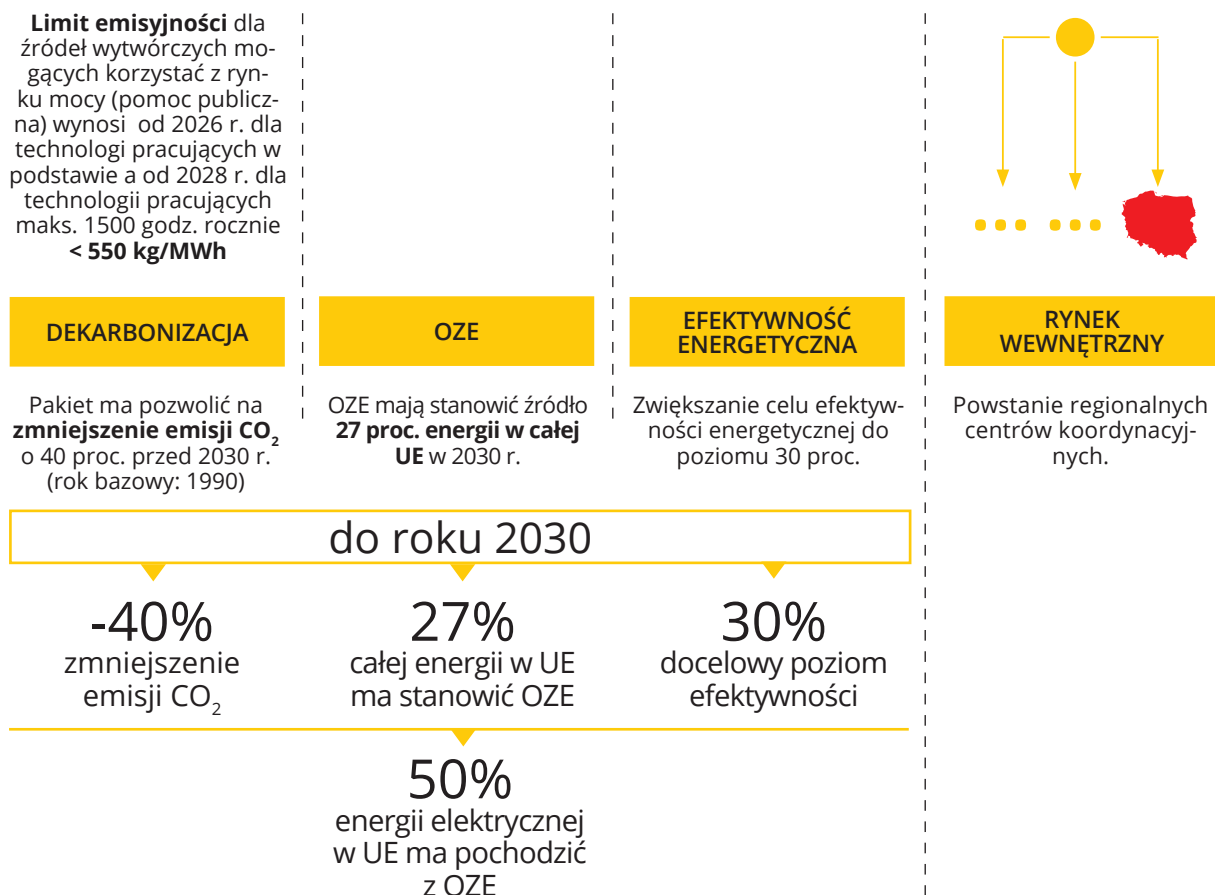
26



z OZE (obecnie ok. 30%), a w sumie 72% energii elektrycznej ma być wytwarzane bez paliw kopalnych. Tzw. *carbon footprint* (śląd węglowy) europejskiego przemysłu w 2030 roku ma być o 57% niższy, niż w 2015 roku Komisja wychodzi z założenia, że w Unii Europejskiej od 2021 roku w sektorze energii co roku ma być zainwestowana kwota 177 mld euro, aby osiągnąć cele na rok 2030. Na Polskę przypadnie zatem statystycznie ok. 3% PKB tj. 5,3 mld euro rocznie. Dla budżetu państwa i dla spółek skarbu państwa taki poziom wydatków jest niemożliwy do udźwignięcia. Przez takie działania Komisja oczekuje wzrostu PKB do 1% rocznie oraz stworzenie do 900.000 nowych miejsc pracy. Na pewno te liczby znajdą swoje odzwierciedlenie w przyszłym budżecie unijnym.

W NASTĘPNEJ DEKADZIE POLSKA POWINNA INWESTOWAĆ OK. 5,3 MLD EURO ROCZNIE W SEKTOR ENERGII – Z BUDŻETU RZĄDU I SPÓŁEK SKARBU PAŃSTWA TAKI POZIOM WYDATKÓW NIE JEST MOŻLIWY DO UDŹWIGNIĘCIA

CELE ILOŚCIOWE UNII ENERGETYCZNEJ NA ROK 2030 (PROJEKT)



NOWE ROZPORZĄDZENIE GOVERNANCE I PLANY ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNE ORAZ SKUTKI NIEWYPEŁNIENIA CELÓW

Nowym, istotnym filarem Unii Energetycznej jest rozporządzenie w zakresie zarządzania Unią Energetyczną (rozporządzenie GOV), które w takiej formie jeszcze nie istniało. Pozostałe elementy Pakietu Zimowego są w istocie nowelizacjami już istniejących aktów prawnych. Zarządzanie Unią Energetyczną za pomocą rozporządzenia GOV, które ma wejść w życie od 1 stycznia 2021 roku i bezpośrednio obowiązywać w krajach członkowskich, bazuje na zintegrowanych planach krajów w zakresie energii i klimatu („Plany EK” lub po angielsku „INECP”) oraz dwuletnich raportach o wdrożeniu tych planów monitorowanych przez Komisję. Plany EK będą mieć bezpośrednio zobowiązujący charakter, co zostało oprotestowane m.in. przez Polski Komitet Energii Elektrycznej (PKEE).

ZINTEGROWANY PLAN KRAJOWY W ZAKRESIE ENERGII I KLIMATU BĘDZIE OBOWIĄZYWAĆ OD POCZĄTKU PRZYSZŁEJ DEKADY

ELEMENTEM PLANÓW EK SĄ M.IN. POLITYKI I ŚRODKI W CELU REALIZACJI STAŁEGO OBNIŻENIA EMISJI GAZÓW CIEPLARNIANYCH I ICH TRAJEKTORII, Z UWZGLĘDNIENIEM ŚRODKÓW ODNOSZĄCYCH SIĘ DO KONKRETNÝCH SEKTORÓW I TECHNOLOGII

28

Ramy ogólne Planów EK obejmują krajowe założenia i cele w zakresie powyższych pięciu wymiarów Unii Energetycznej. Plany EK mają zawierać wiążący cel redukcji gazów cieplarnianych dla danego państwa członkowskiego, krajowy cel w zakresie emisji gazów cieplarnianych w sektorach nieobjętych systemem handlu uprawnieniami do emisji na rok 2030, roczne krajowe wiążące limity oraz zobowiązania wynikające z rozporządzenia LULUCF, ale również uzgodnioną trajektorię całościowego udziału energii ze źródeł odnawialnych w zużyciu energii końcowej brutto w latach 2021–2030. PKEE oprotestował m.in. obowiązkowy udział OZE na poziomie krajowym, który wynika pośrednio z planów EK. Elementem planów EK są m.in. polityki i środki w celu realizacji stałego obniżenia emisji gazów cieplarnianych i ich trajektorii, z uwzględnieniem środków odnoszących się do konkretnych sektorów i technologii.

Plany EK podlegają konsultacji publicznej i uzgodnieniu z krajami członkowskimi. Plan EK powinien zostać przedstawiony Komisji do konsultacji do 1 stycznia 2018 roku i zostać przez nią zatwierdzony, a do 1 stycznia 2019 roku Plan EK obejmujący okres 2021-2030 (w tym wszystkie polityki i środki) powinien zostać notyfikowany. Podczas konsultacji Komisja sprawdzi, czy plany są wystarczające do spełnienia unijnych celów w roku 2030. Prawdopodobnie powyższe terminy będą podlegać

przedłużeniu, również z tego powodu, że pierwszy projekt zintegrowanych planów krajowych, tzw. scenariusz referencyjny, przygotowany przez greckiego doradcę PRIMES w 2016 roku wymaga weryfikacji założeń przez Komisję Europejską. Ta z kolei przygotuje w tym celu własne zasoby informatyczno-techniczne, aby nie dopuścić do dwuletniego procesu weryfikacji przez podmiot zewnętrzny.

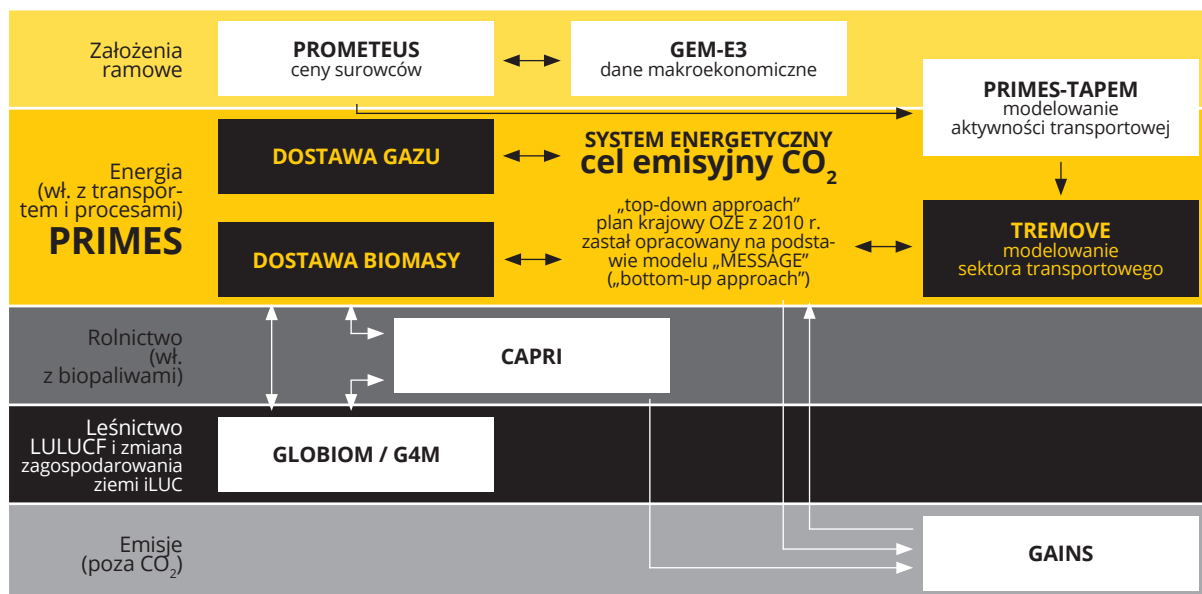
W Polsce za opracowanie i regularną aktualizację Planu EK będą odpowiedzialne nowo utworzone Centrum Analiz Klimatyczno-Energetycznych (CAKE) przy Instytucie Ochrony Środowiska oraz Krajowy Ośrodek Bilansowania i Zarządzania Emisjami (KOBIZE). KOBIZE pracuje nad modelowaniem scenariuszy emisyjnych już od kilku lat; obecnie poszukuje ekspertów w zakresie modelowania ekonomicznego (modele CGE - *Computable General Equilibrium*) oraz modelowania sektorów energii, transportu i rolnictwa.

Plan jest elementem wdrożonego ustawodawstwa unijnego, tym samym jest elementem oceny *ex-ante* przed wypłatą środków unijnych z następnej perspektywy budżetowej. Do dnia 1 stycznia 2024 roku aktualizacja Planu EK za zgodą Komisji jest dopuszczalna, niemniej cele mogą być wyłącznie bardziej ambitne – w 2025 roku cele z porozumienia klimatycznego z Paryża wymagają aktualizacji. Do 15 marca 2021 roku (a potem co dwa lata) każdy kraj członkowski jest zobowiązany

W POLSCE ODPOWIEDZIALNY ZA TECHNICZNE OPRACOWANIE I REGULARNĄ AKTUALIZACJĘ PLANU EK BĘDĄ NOWO UTWORZONE CENTRUM ANALIZ KLIMATYCZNO-ENERGETYCZNYCH (CAKE) PRZY INSTYTUCIE OCHRONY ŚRODOWISKA ORAZ KRAJOWY OŚRODEK BILANSOWANIA I ZARZĄDZANIA EMISJAMI (KOBIZE)

ELEMENTY SCENARIUSZA REFERENCYJNEGO PRIMES 2016

ŹRÓDŁO: PRIMES, 2016



przedstawić raport o realizacji Planu EK, który do 31 października 2021 roku (a potem co dwa lata) będzie podlegał ocenie przez Komisję.

Jeżeli kraj członkowski nie zrealizuje (liniowego) celu emisyjnego co dwa lata, jak również jeżeli nie zrealizuje swojego procentowego celu OZE 2020 (który automatycznie rośnie ze wzrostem finalnego zużycia brutto), tzw. scenariusza *baseline*, grozi mu zgodnie z art. 27 ust. 4 rozporządzenia GOV obowiązkowe uiszczenie środków (*financial contribution*) w postaci wpłaty do funduszu UE („*financing platform set up at Union level*”), który ma finansować inwestycje energetyczno-klimatyczne. Zasady finansowania zostaną określone przez Komisję w przyszłym akcie delegowanym; PKEE oprottestował m.in. to rozwiązanie. Zgodnie z tym za-

pisem kraj członkowski może jako *financial contribution* wykorzystywać swoje wpływy ze sprzedaży uprawnień do emisji w celu uiszczenia środków do funduszu. Z tych wpływów Komisja mogłaby np. subsydiować magazyny energii w całej Unii, co może być przełomem dla tych technologii, a przy okazji dla konkurencyjności niesterowalnych źródeł wytwarzania OZE na rynkach wymagających dyspozycyjnej energii elektrycznej. Prawdopodobne jest, że w związku z tą regulacją nieosiągnięcie celu OZE w roku 2020 nie będzie skutkowało tzw. transferem statystycznym w 2021 roku. Dopiero po pierwszym dwuletnim okresie rozliczeniowym 2021-2022 nieosiągnięcie celu OZE 2020 może mieć konsekwencje finansowe.

JEŻELI KRAJ CZŁONKOWSKI NIE ZREALIZUJE CELU EMISYJNEGO CO DWA LATA, JAK RÓWNIEŻ JEŻELI NIE ZREALIZUJE SWOJEGO PROCENTOWEGO CELU OZE 2020, GROZI MU OBOWIĄZKOWE UISZCZENIE ŚRODKÓW W POSTACI WPŁATY DO FUNDUSZU UE, KTÓRY MA FINANSOWAĆ INWESTYCJE ENERGETYCZNO-KLIMATYCZNE

INSTALACJE OZE MAJĄ BYĆ WSPIERANE M.IN. PRZEZ INSTRUMENTY FINANSOWE, KTÓRE ZREDUKUJĄ KOSZTY FINANSOWANIA PROJEKTÓW OZE, SZCZEGÓLNIIE DLA FARM WIATROWYCH NA MORZU

30

ZNOWELIZOWANA DYREKTYWA OZE

Znowelizowana dyrektywa OZE ma zostać wdrożona do polskiego systemu prawnego do połowy 2021 roku. Przedstawione założenia nowelizacji dyrektywy OZE pokazują jednoznacznie, że będzie to dokument dojrzały i ujmujący specyfikę tych układów. Instalacje OZE mają być wspierane m.in. przez instrumenty finansowe jak np. kredyty preferencyjne, które zredukują koszty finansowania projektów OZE, szczególnie dla farm wiatrowych na morzu. Istotnym elementem dyrektywy jest realizacja unijnego celu OZE 2030 za pomocą wdrożenia Planów EK. Dyrektywa OZE jest ściśle powiązana z rozporządzeniem GOV. Udzielenie wsparcia powinno odbywać się na konkurencyjnych zasadach (system aukcyjny), w sposób transparentny, otwarty, efektywny kosztowo i bez dyskryminacji. Bardziej konkretnych zasad wsparcia dyrektywa OZE nie określa, tym samym dyrekcja generalna ds. konkurencji (we współpracy z dyrekcją generalną ds. energii) za pomocą wytycznych stanie się głównym organem kształtującym zasady wsparcia OZE. Dyrektywa OZE precyzuje również, że działania legislacyjne nie będą mogły ingerować w już udzielone wsparcie (zasada nie działania prawa wstecz).

Aukcje dla nowych instalacji mają zostać otwarte dla oferentów z innych krajów członkowskich w minimalnej wysokości 10% od 2021 do 2025 roku oraz w wysokości 15% od 2026 do 2030 roku. Wymagane będzie zawarcie pomiędzy danymi krajami członkowskimi umowy kooperacyjnej, która będzie musiała regulować m.in. kwestię wypłaty wsparcia na rzecz zagranicznych wytwórców energii z OZE. Kraje członkowskie będą miały swobodę, czy będą organizować wspólne bądź odrębne aukcje dla krajowych i zagranicznych wytwórców. Natomiast jeszcze niejasne jest, czy dopuszczalny będzie wymóg fizycznego importu. Pierwsze uwagi Rady UE wskazują jednak na to, że takie ograniczenia będą dalej dopuszczalne.

Dyrektywa OZE wymaga również od krajów członkowskich, aby dla postępowań administracyjnych w zakresie rozwoju projektów OZE w sektorze energii elektrycznej lub ciepła/chłodu, a także dla projektów rozbudowy infrastruktury sieciowej, były tworzone specjalne organy administracyjne „jednego okienka” (*single administrative contact points* lub zgodnie z propozycją Rady UE punkty koordynujące), tak aby postępowania nie trwały dłużej niż 3 lata lub rok w przypadku repoweringu.

Dla instalacji do 50 kW mocy i dla repoweringu (z pewnymi wyjątkami) ułatwieniem ma być postępowanie z ogłoszeniem. W celu zwiększenia transparentności systemów wsparcia OZE kraje członkowskie będą musiały opublikować plany trzyletnie (Komisja ITRE prawdopodobnie proponuje plany pięcioletnie), które wyznaczą całkowity budżet, budżet roczny, harmonogram czasowy dla każdego pojedynczego działania (tj. kosztów technologicznych) w celu wsparcia OZE.

NOWA INSTALACJA SPALAJĄCA BIOMASĘ STAŁĄ OD 20 MW ZAINSTALOWANEJ MOCY BĘDZIE SIĘ KWALIFIKOWAĆ JAKO INSTALACJA OZE TYLKO WTEDY, GDY BĘDZIE DZIAŁAĆ W WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI



• BIOMASA JAKO ŹRÓDŁO OZE

Nowa definicja instalacji OZE wyklucza wspieranie dużych instalacji (współ)spalających biomasę w elektrowniach węglowych. Zgodnie z projektem nowej Dyrektywy OZE nowa instalacja spalająca biomasę stałą od 20 MW zainstalowanej mocy będzie się kwalifikować jako instalacja OZE tylko wtedy, gdy będzie działać w wysokosprawnej kogeneracji, tym samym optymalnie wykorzystując cenne paliwo. W przypadku instalacji OZE, które produkują energię z biometanu tj. biomasy płynnej, ten wymóg ma obowiązywać dla instalacji od 0,5 MW zainstalowanej mocy (Rada UE zaproponowała zwiększenie tej granicy do 2 MW). Można zatem uznać, że nowe wytyczne pomocy publicznej EEAG, które mają zacząć obowiązywać od 1 stycznia 2020 roku wyprzedzają Dyrektywę OZE, która ma zostać wdrożona do 30 czerwca 2021 roku. Ponadto instalacja od 20 MW zainstalowanej mocy elektrycznej i termicznej w przypadku wytwarzania energii za pomocą biomasy stałej (lub od 0,5 (2) MW zainstalowanej mocy elektrycznej i termicznej od w przypadku wytwarzania energii za pomocą biomasy płynnej), która została uruchomiona do 5 października 2015 roku, zostanie zakwalifikowana jako instalacja OZE tylko wtedy, gdy wytwarza energię w wysokosprawnej kogeneracji i wykorzystuje wyłącznie biomasy zrównoważonego pochodzenia. Duże bloki elektryczne spalające biomasę po-

wyżej 20 MW mocy, jak np. „zielony blok” w Połańcu mogą w ogóle nie zakwalifikować się do celów redukcji emisji CO₂. Dyrektywa OZE w sposób specyficzny ustala kryteria jakości i kwalifikacji gruntów, z których biomasa może zostać pozyskana i tworzy system punktacji *bonus-malus*. Biomasa z krajów trzecich może być tylko wtedy importowana i zaliczona w pełni jako OZE, kiedy dostępne są wiarygodne i niezależne dane o jej zrównoważonym pochodzeniu.

• DZIAŁANIE NA RZECZ ENERGII CIEPLNEJ Z OZE

Dyrektywa szczególnie wspiera działania mające na celu rozwój sektora ciepłownictwa/chłodzenia. Kraje członkowskie muszą „postarać się”, aby udział OZE w sektorze ciepła/chłodu rósł co roku o jeden punkt procentowy. Działania krajów członkowskich mogą obejmować m.in. wprowadzenie obowiązku uzupełnienia danego źródła energii o udział OZE tj. obowiązkowe współspalanie w elektrociepłowniach węglowych (bez dodatkowego wsparcia), wprowadzenie obowiązku rozwoju wysokoefektywnych instalacji do produkcji ciepła/chłodu w kogeneracji i/lub wprowadzenie systemu ich wsparcia. Oczekiwane jest również łączenie tych działań z działaniami na rzecz efektywności energetycznej, jak np. udzielanie wsparcia w celu rozwoju wysokoefektywnych instalacji do produkcji ciepła/chłodu.



WSPÓŁSPALANIE USZLACHTNIONEGO BIOMETANU
W ELEKTROCIEPŁOWNIACH GAZOWO-PAROWYCH
MOŻE BYĆ DODATKOWO WSPIERANE

KOGENERACJA Z PALIW GAZOWYCH CZY Z BIOMASY MOŻE BYĆ WSPIERANA RYNKIEM MOCY LUB SYSTEMEM AUKCYJNYM OZE



32

Znowelizowana ustawa o efektywności energetycznej już spełnia takie wymagania, a kogeneracja z paliw gazowych czy z biomasy może być wspierana rynkiem mocy lub systemem aukcyjnym OZE. Ponadto, obowiązkowe współspalanie biomasy stałej w elektrociepłowniach węglowych (bez dodatkowego wsparcia) lub współspalanie uszlachetnionego biometanu w elektrociepłowniach gazowo-parowych (z systemem wsparcia) również powinno znaleźć aprobatę Komisji. Również etanol jest paliwem, które może być produkowane jako produkt uboczny procesów dekarbonizacji dla mniejszych jednostek węglowych - jedna z możliwości spełnienia np. 550 g CO₂/kWh. Dyrektywa OZE reguluje ponadto kwestię dostępu podmiotów trzecich do istniejących sieci ciepłowniczych – obecna wersja art. 116 Ustawy o OZE odpowiada temu wymogowi. W zakresie magazynowania energii elektrycznej (*power-to-heat*) oraz wprowadzenia usług systemowych typu DSR operatorzy sieci dystrybucyjnych mają obowiązek wdrożenia istniejącego potencjału. Zgodnie z propozycją Rady UE Komisja powinna wdrożyć sposób obliczania udziału ciepła i chłodu z OZE.

Do tej pory Główny Urząd Statystyczny miał dużą swobodę metodologiczną przy kalkulacji udziału OZE w miksie energetycznym i skorzystał z tej swobody w 2016 roku w celu zwiększenia tego udziału wstecz. Jeżeli Komisja zastosuje jednolity sposób kalkulacji, można domniemywać, że takie ponowne przeliczenie może być niekorzystne, i mieć konsekwencje finansowe w odniesieniu do osiągnięcia scenariusza *baseline* ustalonego w Planie EK.

• DZIAŁANIE NA RZECZ OZE W SEKTORZE TRANSPORTU

Zgodnie z projektem Dyrektywy, zużycie biopaliw drugiej i trzeciej generacji w sektorze transportowym ma być szczególnie promowane. W podsektorach lotnictwa i żeglugi morskiej wartość zużywanej energii ma zostać doliczona (do osiągnięcia celu) ze współczynnikiem 1,2. Według propozycji Rady UE minimalny udział tych biopaliw ma zostać znacznie powiększony, a co ważniejsze wartość zużywanej energii w elektromobilności ma zostać doliczona do osiągnięcia celu z współczynnikiem 2,5. Rada UE zaproponowała również, aby wykreślić paliwa uzyskane z odpadów nie-biodegradowalnych z listy dopuszczonych biopaliw.

RADA UE ZAPROPONOWAŁA, ABY WYKREŚLIĆ PALIWA UZYSKANE Z ODPADÓW NIE-BIODEGRADOWALNYCH Z LISTY DOPUSZCZONYCH BIOPALIW





ZNOWELIZOWANE ROZPORZĄDZENIE UNIJNEGO RYNKU WEWNĘTRZNEGO W SEKTORZE ENERGII

Rozporządzenie unijnego rynku wewnętrznego (IME) jest również istotne dla rozwoju sektora.

• ROLA RYNKÓW MOCY

Mechanizmy rynku mocy, tzn. dodatkowe wynagrodzenie za udostępnioną moc rezerwową, są ogólnie dopuszczalne przez rozporządzenie. Polska wdrożyła w 2014 roku dwa mechanizmy rynku mocy, tzw. rezerwę zimną i rezerwę wirującą (*ang. spinning reserves*) na poziomie sieci przesyłowych. Kontynuacja i przyszłe wdrażanie mechanizmów rynku mocy będą jednak wymagać dorocznej oceny na poziomie europejskim przez ENT-SO-E („ogólna przydatność systemu energii elektrycznej do zasilania bieżących i przewidywanych zapotrzebowań na elektryczność na dziesięć lat do przodu”). Ocena ta pozwoli ustalić przydatność propozycji krajowych dla wprowadzenia mechanizmu rynku mocy (PKEE oprotestowała również ten wymóg). Nawet po pokonaniu powyższej pierwszej przeszkody, należy skonsultować się z połączonymi krajami członkowskimi. Mechanizmy rynku mocy muszą być ponadto otwarte na dostawców z połączonych krajów członkowskich, (obejmuje to także interkonektory), chyba że przyjmują one formę rezerw strategicznych, dopuszczalnych jedynie do 2025 roku. Mechanizm rezerwy strategicznej nie może jednak spowodować jakichkolwiek nowych inwestycji i modernizacji, dlate-

go polski rząd odrzucił mechanizm rezerwy strategicznej i zamierza wprowadzić rynek mocy. Wytwórcy uczestniczący jednocześnie w kilku mechanizmach rynku mocy „muszą podlegać dwóm lub większej liczbie kar w przypadku równoległego niedoboru w dwóch lub większej liczbie stref cenowych, w których dostawca mocy jest zakontraktowany”. Na podstawie przetargów na mechanizmy rynku mocy w Wielkiej Brytanii można zaobserwować, że najbardziej konkurencyjne w przetargach są istniejące elektrownie/elektrociepłownie gazowe. Elektrownie węglowe i biomasowe grają mniej istotną rolę; przetargi stymulują nowe inwestycje na poziomie znacznie poniżej 10%.

Dodatkowo, projekt powyższego rozporządzenia ustala górne limity emisji na poziomie 550 g CO₂/kWh dla jednostek, które mają otrzymać wsparcie rynkiem mocy po 2025 roku. Nowe elektrownie tj. takie jednostki które uzyskały końcową decyzję inwestycyjną (np. finalizacja przetargu na prace budowlane) w 2021 roku po wejściu w życie poprawionego rozporządzenia będą mogły startować w odpowiednich przetargach tylko wtedy, kiedy ich emisyjność nie przekroczy powyższego górnego limitu emisji. Biorąc pod uwagę aktualny etap uzyskania pozwoleń dla elektrowni węglowych w Polsce, poza elektrownią w Ostrołęce wszelkie nowe elektrownie węglowe nie będą się kwalifikować do wsparcia mechanizmu rynku mocy – najnowsze elektrownie węgla kamiennego emitują od 680 do 750 g CO₂/kWh.

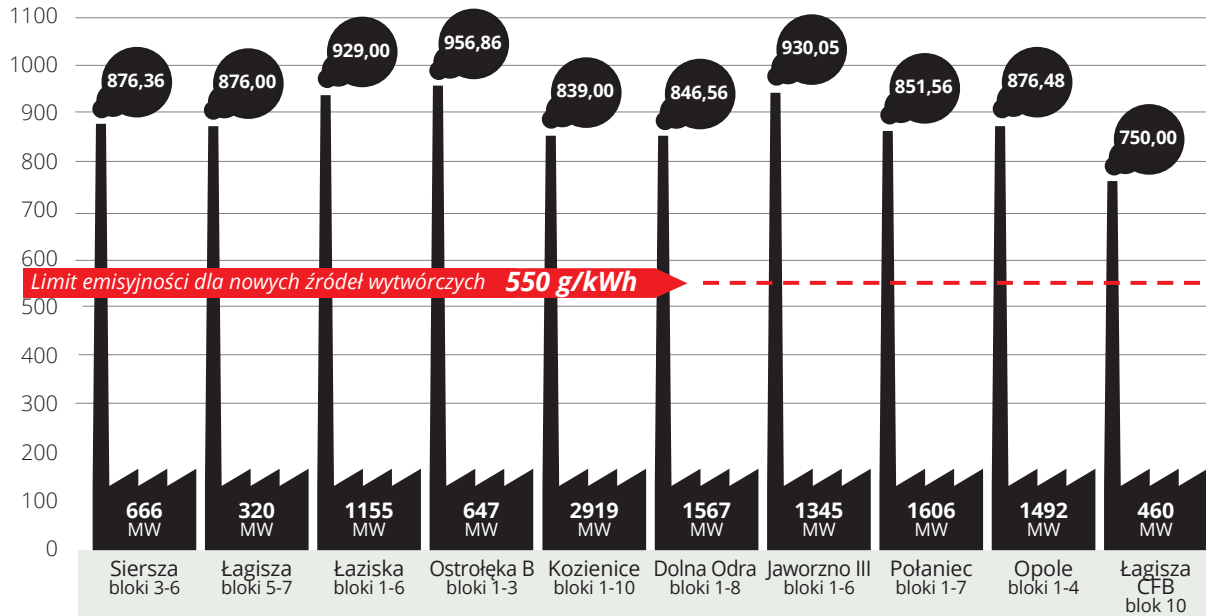
MECHANIZMY RYNKU MOCY MUSZĄ BYĆ OTWARTE NA DOSTAWCÓW Z POŁĄCZONYCH KRAJÓW CZŁONKOWSKICH

EMISJA CO₂ POLSKICH ELEKTROWNI W ODNIESIENIU DO LIMITU EMISYJNOŚCI 550 g/kWh

ŹRÓDŁO: MINISTERSTWO ENERGII

EMISJA CO₂ POLSKICH ELEKTROWNI: WĘGIEL KAMIENNY

[g/kWh]



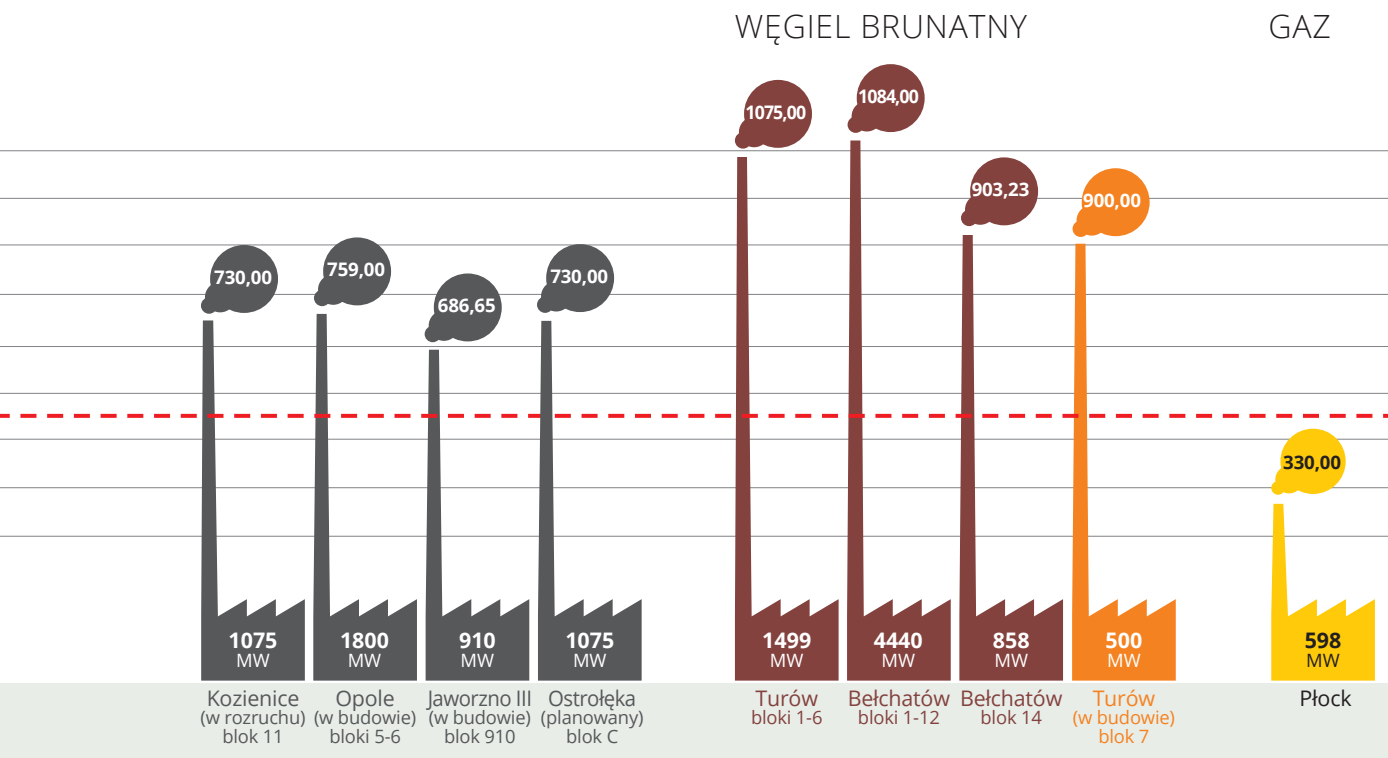
Taka regulacja skutkuje w ciągu kilkadziesiąt lat zakończeniem spalania węgla do celów energetycznych. Nie wyklucza to jednak np. wytwarzania energii elektrycznej w drodze zgazowania węgla pod ziemią (ta technologia jest na razie droga i technicznie mało rozwinięta) lub wytwarzania ciepła np. z mielonego węgla brunatnego (sprawdzona technologia, która powoduje emisyjność ok. 300 g CO₂/kWh ciepła).

Trwają w Europie rozwiązania badawcze i wdrożone - *multi-fuel*, *oxy-combustion* (spalanie w tlenie), de-„CO₂” dla części spalin oraz produkcja etanolu

z CO₂ na drodze katalizy, co też może pomóc uzyskać granicę 550 g CO₂/kWh. Niemniej są to zabiegi na razie w fazie badawczo testowej i wymagające wdrożenia na skalę przemysłową – na razie pracują projekty pilotażowe. Np. elektrownia Avedore pod Kopenhagą ma kocioł nadkrytyczny współspalający pelet oraz kocioł nadkrytyczny rusztowy spalający słomę a ponadto dwie lotnicze turbiny gazowe do podgrzewu wody zasilającej pozwalające forsować moc w trakcie szczytu oraz wysokosprawną kogenerację z akumulacją ciepła do zasilania sieci ciepłowniczej miasta. Powstała ona jednak ze znacznym wsparciem rządowym jako jednostka pokazowa.

NA PODSTAWIE PRZETARGÓW NA MECHANIZMY RYNKU MOCY W WIELKIEJ BRYTANII MOŻNA ZAOBSERWOWAĆ, ŻE NAJBARDZIEJ KONKURENCYJNE SĄ ELEKTROWNIE/ ELEKTROCIĘPŁOWNIE GAZOWE, ALE CORAZ BARDZIEJ WIDOCZNYMI GRACZAMI SĄ RÓWNIEŻ MAGAZYNY ENERGII

KTÓRE MA OBOWIĄZYWAĆ DLA NOWYCH PROGRAMÓW WSPARCIA JEDNOSTEK



35

• WZMOCNIENIE ROLI SIECI DYSTRYBUCYJNYCH

Aby wzmocnić rolę sieci dystrybucyjnych z jednoczesną redukcją potrzebę bilansowania na poziomie sieci przesyłowych (*ang. frequency services*) oraz usunięciem zniekształceń rynków krótkoterminowych typu "SPOT", konieczna jest ich harmonizacja. Dotyczy to szczególnie kwestii związanych z czasem zamknięcia rynku (*ang. gate closure time*).

Zgodnie z projektem Komisji również wytwórcy OZE mają mieć dostęp do świadczenia usług pomocniczych (*ang. „non-frequency ancillary services”*). Są to specjalistyczne usługi na poziomie sieci dystrybucyjnej, które mają ułatwiać nieprzerwany przepływ energii elektrycznej o średnim i niskim napięciu, uzupełniając usługi na poziomie wysokiego napięcia, jak np. kontrola częstotliwości (*ang. frequency control*), obrót rezerwami operacyjnymi (*ang. spinning reserves*) czy udostępnienie rezerw operacyjnych (*ang. operating reserves*). Szczególnie tzw. agregatorzy (wirtualne elektrownie) mają być subsydiowani w celu promowania klastrów energii (*a market participant that combines multiple customer lo-*

ZGODNIE Z PROJEKTEM KOMISJI RÓWNIEŻ WYTWÓRCY OZE MAJĄ MIEĆ DOSTĘP DO ŚWIADCZENIA USŁUG POMOCNICZYCH

OBOWIĄZEK BILANSOWANIA DLA INSTALACJI OZE,
KTÓRY OBECNIE NIE OBEJMUJE INSTALACJI PONIŻEJ 500 KW
ZAINSTALOWANEJ MOCY, OD 2026 R. OBEJMIE WSZYSTKIE
INSTALACJE OD 250 KW ZAINSTALOWANEJ MOCY



36

ads or generated electricity for sale, for purchase or for auction in any organised energy market), co jest też zgodne z planem Ministerstwa Energii. Ten proces na polskim rynku się już rozpoczął. Obowiązek bilansowania dla instalacji OZE, który obecnie nie obejmuje instalacji poniżej 500 kW zainstalowanej mocy, od 2026 roku obejmie wszystkie instalacje od 250 kW.

• **ZNIESIENIE PIERWSZEŃSTWA DOSTĘPU DO SIECI
DLA INSTALACJI OZE I DLA WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI**

Pierwszeństwo dostępu do sieci dla instalacji OZE (i dla wysokosprawnej kogeneracji) ma, zgodnie z projektem Komisji, zostać zniesione, przy czym instalacje przyłączone do 2020 roku mają nadal korzystać z preferencji. Zniesienie pierwszeństwa dostępu do sieci dla technologii OZE wydaje się jednak mało istotne, ponieważ redukcja mocy ma nastąpić zgodnie z zasadami rynkowymi tj. merit orderu Odstępstwa od tej reguły są dopuszczalne, o ile nie istnieje żadna możliwość redukcji mocy zgodnie z zasadami rynkowymi, lub w danym regionie nie ma wystarczającej liczby wytwórców energii elektrycznej gwarantującej zachowanie zasady konkurencyjności. Sformułowanie „zgodnie z zasadami rynkowymi” nie jednak dotyczy sytuacji, gdy wyłączenia źródeł konwencjonalnych wiązałyby się z „nieproporcjonalnymi kosztami” lub z „ryzykiem bezpieczeństwa sieci”.

Szczególnie sformułowania „nieproporcjonalne koszty” i „bezpieczeństwa sieci” jest mało precyzyjne i będzie przedmiotem dalszych dyskusji na poziomie unijnym. Rozporządzenie IME reguluje ponadto kolejność redukcji mocy dla instalacji OZE i wysokosprawnej kogeneracji, przy czym instalacje prosumenckie mają być przedmiotem redukcji mocy w ostatniej kolejności. Przedmiotem dyskusji jest redukcja instalacji wysokosprawnej kogeneracji po instalacjach OZE. W przypadku redukcji

SYSTEMY INFRASTRUKTURY BUDYNKOWEJ OBEJMĄ
W PRZYSZŁOŚCI OBOWIĄZKOWO INSTALACJE DO WYTWARZANIA
ENERGII Z OZE ORAZ INFRASTRUKTURY TECHNICZNEJ
DLA SAMOCHODÓW ELEKTRYCZNYCH





mocy operatorzy podlegają obowiązkowi transparentnego raportowania. Co ważniejsze operatorzy mają wypłacić wytwórcom, którym zredukowano moc, odszkodowanie w wysokości minimum 90% utraconych wpływów ze sprzedaży energii elektrycznej (włącznie z wypłatą wsparcia, jeżeli taka instalacja byłaby wynagradzana dodatkowym wsparciem). Ponadto operatorzy sieci muszą inwestować w infrastrukturę w taki sposób, aby zminimalizować ryzyko redukcji mocy lub wyłączeń dla instalacji OZE lub wysokosprawnej kogeneracji.

ZNOWELIZOWANA DYREKTYWA NA RZECZ EFEKTYWNOŚCI ENERGETYCZNEJ

Również dyrektywa na rzecz efektywności energetycznej (dalej „dyrektywa EE”) stanowi przedmiot nowelizacji. Celem, który Unia ma średnio osiągnąć w efektywności energetycznej jest o 3% wyższy niż cel Rady Europejskiej z 2014 roku, który wynosił 27%. Roczny cel oszczędności wynosi 1,5% ostatecznego zużycia energii brutto. Podmiotami zobowiązanymi są m.in. dystrybutorzy energii oraz spółki handlujące energią.

Dodatkowo, zmianie ulegnie dyrektywa na rzecz rozwoju efektywnych budynków. Systemy infrastruktury budynkowej obejmą w przyszłości obowiązkowo instalacje do wytwarzania energii z OZE oraz infrastruktury technicznej dla samochodów elektrycznych. To kolejny krok w stronę popularyzacji inteligentnych budynków pasywnych oraz podejścia prosumenckiego np. dla wspólnot mieszkaniowych.

W PRZYPADKU
REDUKCJI MOCY OPERATORZY
PODLEGAJĄ OBOWIĄZKOWI
**WYPŁATY ODSZKODOWANIA
NA RZECZ WYTWÓRCÓW OZE
LUB WYSOKOSPRAWNEJ KOGENERACJI
W WYSOKOŚCI MINIMUM**
90% UTRACONYCH
WPŁYWÓW ZE SPRZEDAŻY
ENERGII


2. OGRANICZENIE EMISJI SZKODLIWYCH SUBSTANCJI

W sprawie emisji przemysłowych od początku 2016 roku obowiązuje w UE, zatem także w Polsce, dyrektywa 2010/75/UE (tzw. IED). W kwietniu 2017 roku przyjęte zostały ponadto tzw. konkluzje BAT, które zostały opublikowane w połowie sierpnia. Przepisy dyrektywy IED i konkluzje BAT znacznie zaostrzają standardy emisji dwutlenku siarki, tlenków azotu, rtęci i pyłów z obiektów energetycznego spalania i dotyczą nie tylko nowych obiektów energetycznych, ale zwłaszcza istniejących. Znaczna część polskich elektrowni, elektrociepłowni i ciepłowni w obecnym stanie technicznym nie będzie w stanie spełnić wymagań konkluzji BAT. Obiekty, które nie zostały objęte odroczeniem stosowania nowych poziomów emisji (Przejściowym Planem Krajowym – PPK - dla obiektów oddanych do eksploatacji do 2003 roku) albo tzw. derogacją naturalną lub derogacją ciepłowniczą zostały wyłączone już w 2016 roku. Niemniej zdecydowana większość starszych obiektów została objęta PPK.

Ponadto, dyrektywa IED wymaga, aby w okresie od 1 stycznia 2016 roku do 31 grudnia 2023 roku obiekty zgłoszone do derogacji naturalnej nie były eksploatowane więcej, niż 17500 godzin, tj. mniej więcej 1/3 normalnego czasu eksploatacji. Oczywiście jest, że eksploatacja bloku przez ok. 2100 godzin w roku generowałaby większe koszty niż przychody, dlatego większość operatorów zdecydowała się na eksploatację bloków w ruchu ciągłym (w

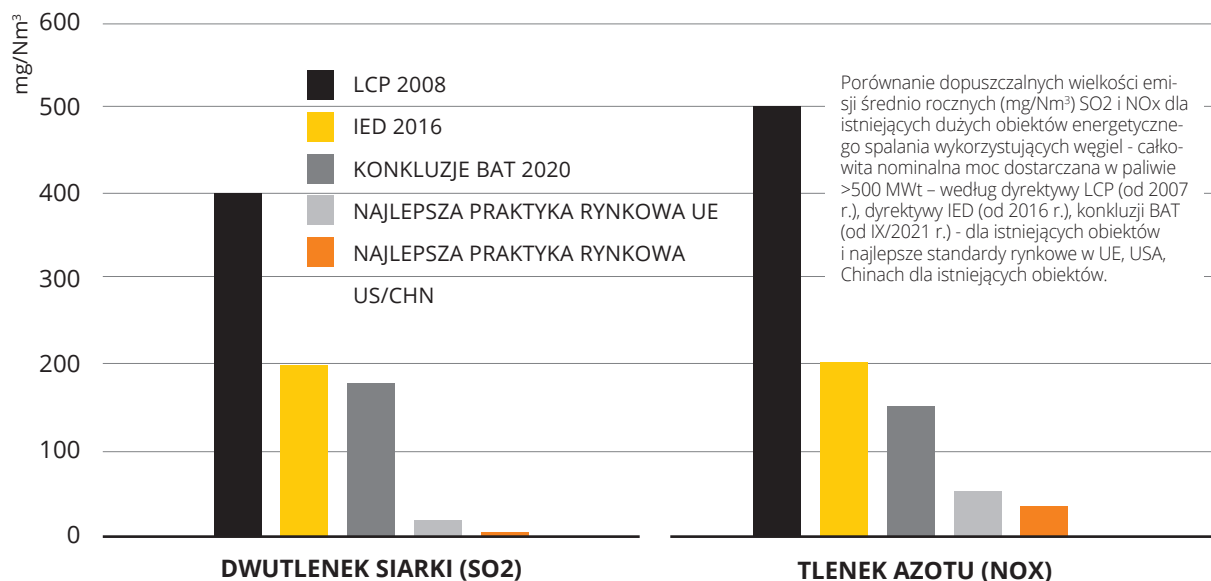
zależności od stanu technicznego) i wykorzystanie puli 17500 godzin przez np. 4 lata i likwidację wyznaczonych bloków. Rząd polski przedstawił, a Komisja Europejska zatwierdziła Przejściowy Plan Krajowy (PPK) obejmujący 48 obiektów energetycznych, dla których odroczone zostanie stosowanie zaostrzonych poziomów emisji do 30 czerwca 2020 roku. Poszczególne obiekty mają wyznaczone roczne pułapy dopuszczalnych emisji. Rząd polski zobowiązał się, że w okresie 2016 – 2020 roku emisja dwutlenku siarki powinna zostać zmniejszona o 80%, tlenków azotu o 68%, a pyłów o 82 %. Obecne standardy według konkluzji BAT 2020 dla istniejących obiektów powyżej 50 MW wspólnej mocy są dość łagodne i daleko odbiegają od najlepszych standardów rynkowych w UE, w Stanach Zjednoczonych lub w Chinach. Z tego powodu trzeba się liczyć ze znaczącym zaostrzeniem tych limitów w następnej generacji konkluzji BAT.

Dyrektywa obejmuje wszystkie instalacje o mocy w paliwie równej lub większej od 50 MW (łącznie moc energetyczna i cieplna), przy czym ta wielkość dotyczy instalacji, w których do wspólnego emitora podłączone są źródła spalania o sumarycznej mocy cieplnej i elektrycznej w paliwie nie mniejszej niż 15 MW, a suma ich mocy przekracza 50 MW. Do tychczas dyrektywa LCPD z 2001 roku definiowała tę wielkość niezbyt precyzyjnie, dlatego też np. Polska liczyła moc poszczególnych kotłów jako oddzielnych instalacji. Teraz jednak dyrektywa IED definiu-


 ZNACZNA CZĘŚĆ POLSKICH ELEKTROWNI,
 ELEKTROCIEPŁOWNI I CIEPŁOWNI W OBECNYM
 STANIE TECHNICZNYM NIE BĘDZIE
 W STANIE SPEŁNIĆ WYMAGAŃ KONKLUZJI BAT

NOWE LIMITY EMISJI DLA ISTNIEJĄCYCH DUŻYCH OBIEKTÓW ENERGETYCZNEGO SPALANIA

ŹRÓDŁO: KONKLUZJE BAT, GREENPEACE 2015



je to wprost: należy sumować moc poszczególnych kotłów podłączonych do wspólnego komina. To rozwiązanie będzie również mieć poważne konsekwencje dla wielu polskich ciepłowni komunalnych, gdyż wytwórca dysponujący np. instalacją z czterema kotłami po ok. 50 MW każdy, która do tej pory musiała spełniać standardy emisyjne określone dla instalacji o mocy do 50 MW, po wejściu w życie nowych przepisów będzie musiał sprostać znacznie ostrzejszym wymaganiom określonym dla instalacji o mocy od 200 MW.

Konkluzje BAT będą miały bezpośrednie przełożenie na polskie instalacje wymagające ponownego pozwolenia zintegrowanego systemu, gdyż muszą one spełniać wymagania ochrony środowiska wynikające z najlepszych dostępnych technologii. W szczególności emisje powodowane przez te instalacje powinny się mieścić w granicach specjalnie określonego dla nich standardu emisyjnego, nazwanego „granicznymi wielkościami emisyjnymi”. „Graniczne wielkości emisyjne” są to najwyższe z określonych w konkluzjach BAT wielkości emisji, powiązane z najlepszymi dostępnymi technolo-

giami, uzyskiwane w normalnych warunkach eksploatacji z wykorzystaniem najlepszej dostępnej techniki lub kombinacji najlepszych dostępnych technik. Porównując „graniczne wielkości emisyjne” z wymaganiami emisyjnymi zapisanymi w krajowych aktach prawnych niezbędne jest odnoszenie ich do tych samych warunków referencyjnych i tych samych okresów uśredniania. Czynniki takie jak zawartość tlenu w spalinach czy ich wilgotność mają oczywisty wpływ na prezentację wyników pomiarów.

W odniesieniu do instalacji już funkcjonujących, organ właściwy do wydania pozwolenia zintegrowanego dokona analizy jego warunków, nie później niż w terminie 6 miesięcy od dnia publikacji konkluzji BAT w Dzienniku Urzędowym UE. W przypadku, gdy analiza wykaże konieczność zmiany pozwolenia zintegrowanego – co następuje w drodze postępowania administracyjnego z udziałem społeczeństwa (w tym organizacji ekologicznych), organ przekazuje prowadzącemu instalację informację o konieczności dostosowania instalacji do wymagań określonych w tych konkluzjach oraz wezwie go do wystąpienia z wnioskiem o zmianę pozwolenia w terminie

KONKLUZJE BAT BĘDĄ MIAŁY BEZPOŚREDNIE PRZEŁOŻENIE NA POLSKIE INSTALACJE WYMAGAJĄCE PONOWNEGO POZWOLENIA ZINTEGROWANEGO SYSTEMU, GDYŻ MUSZĄ ONE SPEŁNIAĆ WYMAGANIA OCHRONY ŚRODOWISKA WYNIKAJĄCE Z NAJLEPSZYCH DOSTĘPNYCH TECHNOLOGII

NAJPÓŹNIEJ DO DRUGIEJ POŁOWY 2021 R. INSTALACJA, KTÓRA NA NIE UZYSKA NOWEGO POZWOLENIA ZINTEGROWANEGO MUSI ZOSTAĆ WYŁĄCZONA

40

roku od dnia doręczenia wezwania. Określi także zakres tego wniosku na podstawie dokonanej analizy. W decyzji o zmianie pozwolenia określa się termin na dostosowanie - nie może on być jednak dłuższy, niż 4 lata od dnia publikacji konkluzji BAT w Dzienniku Urzędowym UE. Najpóźniej do drugiej połowy 2021 roku instalacja, która nie uzyska nowego pozwolenia zintegrowanego musi zostać wyłączona.

Oznacza to, że duże instalacje dostaną tylko kilka lat na modernizację w celu dostosowania się do konkluzji BAT. Realizacja tego zadania w tak krótkim czasie może okazać się dużym wyzwaniem. Podnoszone są nawet głosy, że taki okres dostosowawczy jest zbyt krótki i może to zagrozić bezpieczeństwu dostaw energii elektrycznej w Polsce.

Czy ratunkiem dla instalacji mogą okazać się odstępstwa od konkluzji BAT, które prowadzący instalacje mogą uzyskać po spełnieniu pewnych warunków? Dyrektywa IED, a w ślad za nią krajowe przepisy, przewidują czasowe odstępstwa od dotrzymywania granicznych wielkości emisyjnych, określonych na podstawie konkluzji BAT. Warto jednak zwrócić uwagę, że nie jest to odstępstwo od wszystkich wymagań konkluzji BAT, więc nie dotyczy np. zasad prowadzenia monitoringu. Odstępstwo może zostać udzielone z uwagi na nieproporcjonalnie wysokie koszty dostosowania instalacji do granicznych wielkości emisyjnych w stosunku do korzyści dla środowiska. W analizie poprzedzającej udzielenie odstępstwa należy wziąć pod uwagę położenie geo-

graficzne, lokalne warunki środowiskowe, charakterystykę techniczną instalacji lub inne czynniki mające wpływ na funkcjonowanie instalacji i środowisko jako całość. Kryteria te oznaczają, że prowadzący instalację, występujący o udzielenie odstępstwa, będzie musiał wykazać, że jego instalacja odbiega od modelowych instalacji, w oparciu o które formułowano konkluzje BAT (*well performing plants*) i koszty jej dostosowania do konkluzji BAT są nieproporcjonalne w stosunku do korzyści dla środowiska. Odstępstwo będzie polegało na wydłużeniu okresu na dostosowanie się do ostrzejszych granicznych wielkości emisji ponad ustawowy limit 4 lat. Późniejszy termin dostosowania instalacji do nowych wymagań będzie określany przez organ w decyzji o zmianie pozwolenia zintegrowanego.

W jaki sposób można ubiegać się o odstępstwo? We wniosku o zmianę pozwolenia zintegrowanego trzeba będzie wykazać spełnienie przesłanki nieproporcjonalnie wysokich kosztów dostosowania instalacji do granicznych wielkości emisji wynikających z konkluzji BAT wskazując na odpowiednie kryteria. Kluczowe w tym zakresie okaże się porównanie wysokości kosztów niezbędnych do poniesienia, aby instalacja mogła osiągnąć graniczne wielkości emisyjne z korzyściami dla środowiska, które to porównanie powinno zostać przedstawione organowi przez operatora instalacji. Od siły argumentów powołanych we wniosku zależeć będzie, czy organ uzna przesłanki do udzielenia odstępstwa za spełnione. Według analiz zamówionych przez Towarzystwo Gospodarcze Polskie Elektrownie, dostosowanie się do konkluzji BAT to wydatek rządu 10 mld zł, przy

DYREKTYWA IED, A W ŚLAD ZA NIĄ KRAJOWE PRZEPISY, PRZEWIDUJĄ CZASOWE ODSTĘPSTWA OD DOTRZYMYWANIA GRANICZNYCH WIELKOŚCI EMISYJNYCH OKREŚLONYCH NA PODSTAWIE KONKLUZJI BAT



czym należy zauważyć, że spółki energetyczne poniosły już wysokie wydatki na dostosowanie się do standardów, które obowiązują od 2016 roku. Wcześniej resort środowiska mówił o wydatku 12,2 mld zł. Trzeba jednak mieć na uwadze, że spółki energetyczne jak PGE, CEZ lub Tameh już zawierają kontrakty z wykonawcami na dostosowanie niektórych instalacji do konkluzji BAT, więc udokumentowanie, że koszty dostosowania instalacji do konkluzji BAT są nieproporcjonalne w stosunku do korzyści dla środowiska będzie niezmiernie trudne.

Niektórzy wytwórcy planują częściowo wyłączyć swoje obiekty z produkcji, w celu zmniejszenia sumarycznej mocy cieplnej poniżej 50 MW. W tym przypadku stosuje się do tego obiektu Dyrektywa Parlamentu Europejskiego i Rady (UE) 2015/2193 z dnia 25 listopada 2015 roku w sprawie ograniczenia emisji niektórych zanieczyszczeń do powietrza ze średnich obiektów energetycznego spalania tj. o nominalnej mocy cieplnej nie mniejszej niż 1 MW i mniejszej niż 50 MW. Taka instalacja, dla której przed dniem 19 grudnia 2017 roku uzyskano pozwolenie zintegrowane, może być uznana jako istniejąca poniżej 50 MW pod warunkiem, że obiekt ten został oddany do użytkowania nie później niż w dniu 20 grudnia 2018 roku. Obowiązują wtedy wyższe limity emisji. Wszelkie inne obiekty kwalifikują się jako nowe obiekty energetycznego spalania z niższymi li-

mitami emisji. Istnieje wtedy konieczności uzyskania zmiany pozwolenia zintegrowanego do 20 grudnia 2018 roku, co wydaje się dużym wyzwaniem.

Do dnia 1 stycznia 2030 roku państwa członkowskie mogą zwolnić istniejące średnie obiekty energetycznego spalania o nominalnej mocy cieplnej większej niż 5 MW z obowiązku przestrzegania dopuszczalnych wielkości emisji określonych w dyrektywie, pod warunkiem że co najmniej 50% ciepła użytkowego wytwarzanego w tych obiektach, określone jako średnia krocząca z pięciu lat, jest dostarczane w postaci pary lub gorącej wody do publicznej sieci ciepłowniczej. Jednakże od 2030 roku również takie instalacje muszą spełnić ostrzejsze limity emisyjne, co zmusza ciepłownie spalające węgiel jako paliwo, do inwestycji w bardzo kosztowne filtry. Taka inwestycja będzie najprawdopodobniej nieopłacalna, a w związku z tym nieuniknione jest przechodzenie na alternatywne paliwa jak gaz, biomasa stała lub RDF.

Po 2030 roku wszelkie modernizacje nie będą miały sensu ponieważ park maszynowy będzie jeszcze bardziej zdegradowany (wyeksploatowany), a zaostrzenie kolejnej wersji dyrektyw spowoduje, że modernizacje nie będą opłacalne. Ważne jest, żeby ta świadomość była szersza już na aktualnym etapie (lata 2018 - 2022) podejmowania decyzji inwestorskich.

DOSTOSOWANIE
WSZYSTKICH POLSKICH
ELEKTROWNI DO KONKLUZJI
BAT 2020 TO **WYDATEK**
RZĘDU
10 MLD ZŁ

3. RYNEK MOCY: PODEJŚCIE W WIELKIEJ BRYTANII I W POLSCE

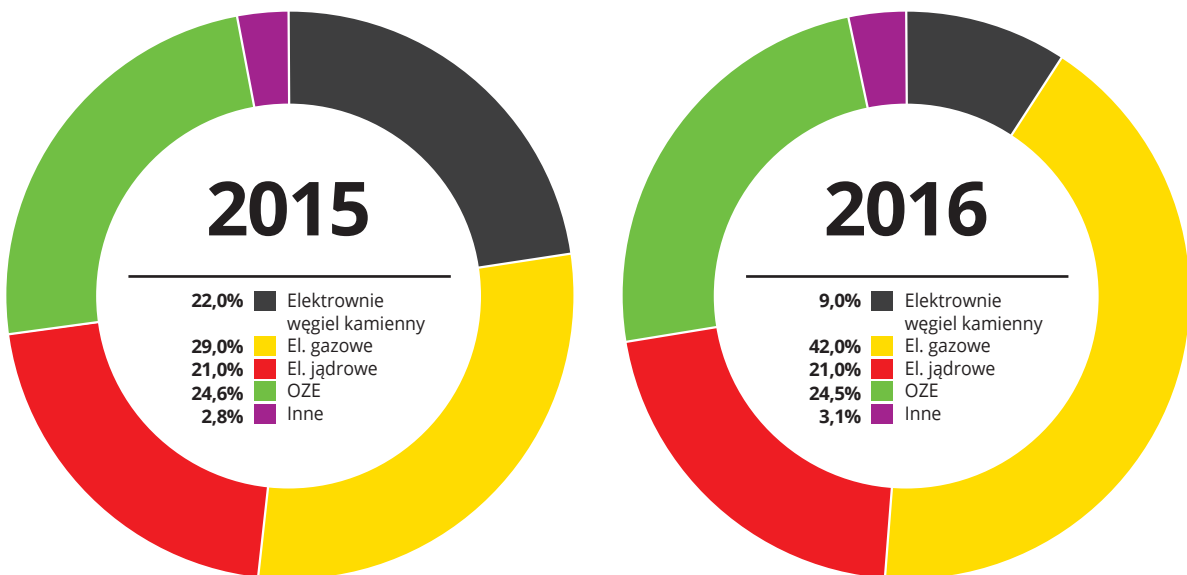
Wielka Brytania w zeszłej dekadzie miała do dyspozycji wysoki poziom rezerw w systemie elektroenergetycznym, ale spadające zapotrzebowanie na energię w szczycie związane ze spowolnieniem gospodarczym i działaniami na rzecz efektywności energetycznej doprowadziło do kryzysu od szczytu zainstalowanej mocy w 2010 roku ze względów ekonomicznych, ale również z powodu wprowadzenia nowych limitów emisyjnych, stare bloki są odłączane, a ich ubytek nie jest w wystarczającym stopniu rekompensowany inwestycjami odtworzeniowymi. Rozwój niesterowalnych źródeł OZE dodatkowo zmniejsza obciążenie mocy konwencjonalnych elektrowni gazowych i węglowych, pogłębiając problemy finansowe szczególnie 6 największych pionowo zintegrowanych zakła-

dów energetycznych na wyspie. W latach 2015-2016 doszło do wyłączenia dużej ilości bloków węglowych co drastycznie obniżyło ich udział w wytwarzaniu energii elektrycznej. Głównym powodem wyłączenia bloków węglowych było wprowadzenie nowych limitów emisyjnych dyrektywą IED od 1 stycznia 2016 roku i decyzja inwestycyjna zakładów energetycznych, braku o inwestycji dostosowawczych w stare bloki węglowe.

Na przestrzeni wielu lat widać jeszcze wyraźniej, w jakim stopniu niskoemisyjne elastyczne źródła gazowe technologii CCGT (jak np. nowe elektrownie gazowe w Płocku, we Włocławku lub w Stalowej Woli) utrzymały swoją moc i zastępowały inne źródła konwencjonalne w systemie (głównie źródła węglowe, a w mniejszym stopniu kotły olejo-

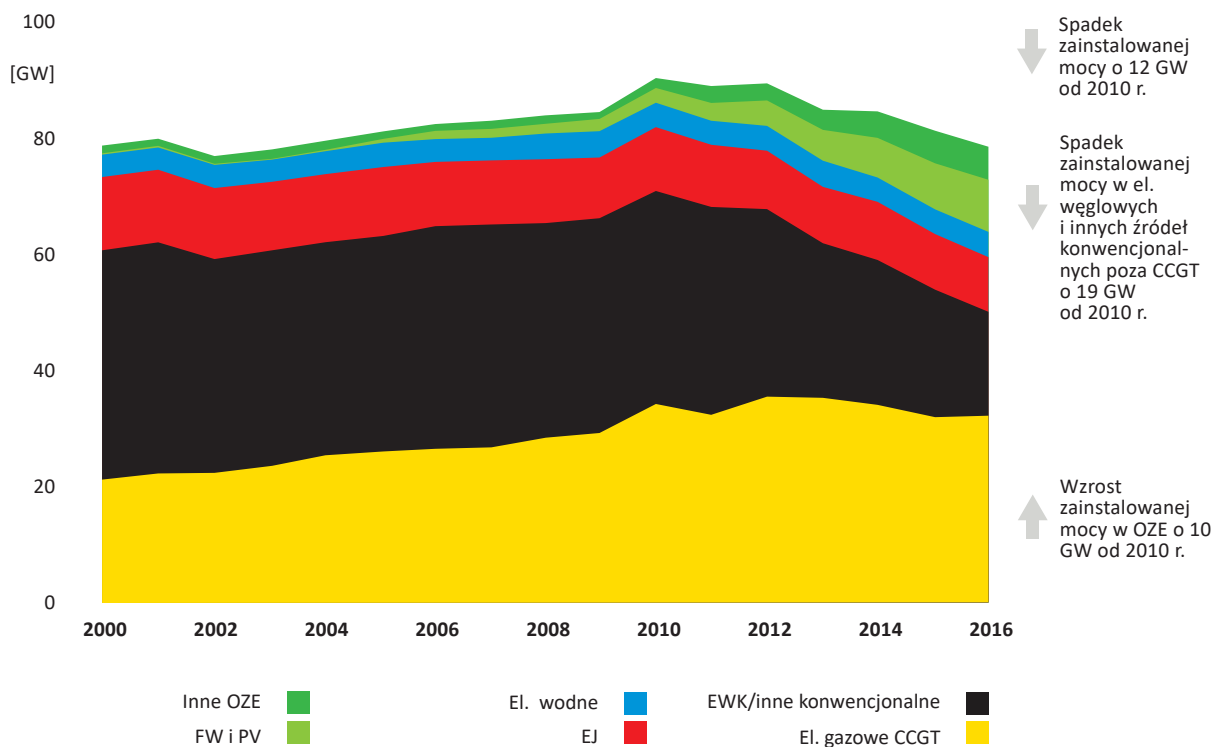
UDZIAŁ TECHNOLOGII W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WIELKIEJ BRYTANII W 2015 I 2016 ROKU

ŹRÓDŁO: URZĄD STATYSTYCZNY WIELKIEJ BRYTANII, RAPORT „DUKES” (2017)



UDZIAŁ TECHNOLOGII W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ W WIELKI BRYTANII OD 2000 ROKU

ŹRÓDŁO: URZĄD STATYSTYCZNY WIELKI BRYTANII, RAPORT „DUKES” (2017)



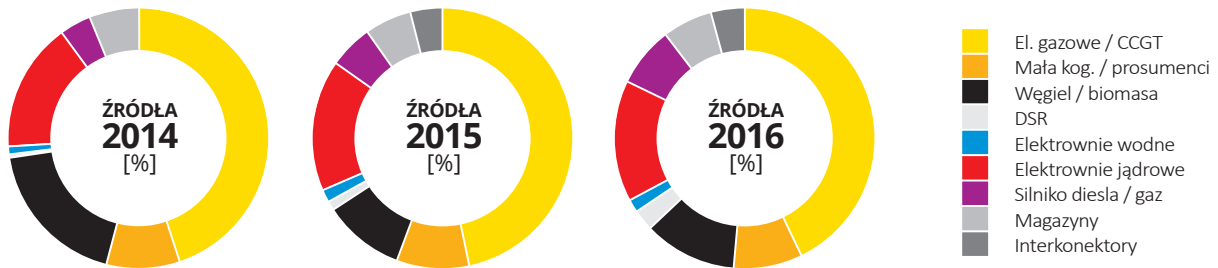
we i turbiny gazowe). Bardzo widoczny jest również wzrost mocy OZE. Elektrownie wodne i elektrownie jądrowe utrzymały swoją dotychczasową moc.

Do tej pory Wielka Brytania organizowała od 2014 roku trzy aukcje na rynek mocy, bazując na założeniach, że skorygowane rezerwy mocy od 2018 roku spadną poniżej 4% (lub poniżej 20% sterowalnej mocy powyżej szczytu zapotrzebowania ok. 56 GW) co tradycyjnie jest uznawane jako próg graniczny standardów niezawodności – postępująca digitalizacja źródeł wytwarzania i odbiorców najprawdopodobniej zmieni w następnych latach to podejście. Wolumen rynku mocy obejmuje ok. 60% całkowitej zainstalowanej mocy lub od 80% do 100% zapotrzebowania szczytowego. Proces wdrożenia składa się z następujących etapów: (I) roczna ocena wolumenu, (II) wstępnej certyfikacji jednostek odnośnie wolumenu i dopuszczenia do aukcji, (III) aukcja holenderska dla wszystkich jednostek (istniejących – roczny kontrakt, do moderni-

SZCZEGÓLNIE POMIĘDZY 2015 I 2016 ROKU DOSZŁO DO WYŁĄCZENIA DUŻEJ ILOŚCI BŁOKÓW WĘGLOWYCH CO DRASTYCZNIE OBNIŻYŁO ICH UDZIAŁ W WYTWARZANIU ENERGII ELEKTRYCZNEJ

WYNIKI AUKCJI W WIELKIEJ BRYTANII W OKRESIE 2014-2016 R.

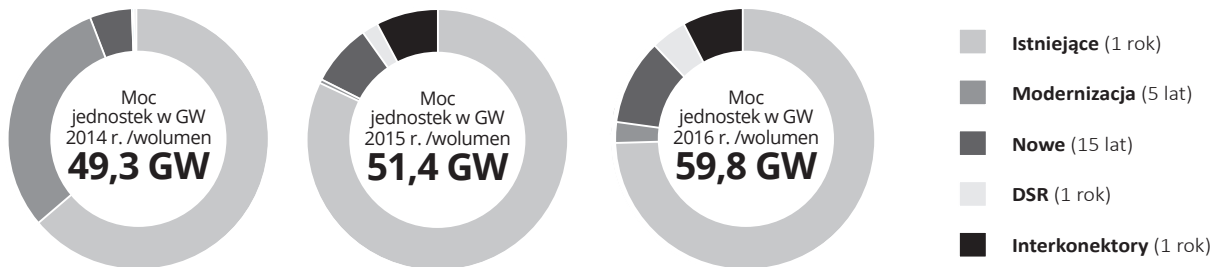
ŹRÓDŁO: RAPORTY OSP WIELKI BRYTANII „NATIONAL GRID” O WYNIKACH AUKCJI RYNKU MOCY (2015-2017)



44

WYNIKI AUKCJI W WIELKIEJ BRYTANII W OKRESIE 2014-2016 R.

ŹRÓDŁO: RAPORTY OSP WIELKI BRYTANII „NATIONAL GRID” O WYNIKACH AUKCJI RYNKU MOCY (2015-2017)



zacji – 5-letni kontrakt, do budowy – 15-letni kontrakt) ze spadającą ceną za kW mocy z możliwością wyjścia z aukcji do momentu, aż oferta i wolumen osiągnął równowagę (*pay-as-clear*), (IV dostarczenie mocy cztery lata po aukcji („n-4”), (V) rozliczenie.

Wyniki aukcji mocy w Wielki Brytanii zgodnie z opinią ekspertów wskazują, że w pierwszej aukcji w 2014 roku najprawdopodobniej błędnie założono dyspozycyjności bloków gazowych i węglowych i zaniżono prognozy dostępnych mocy o ok. 5%, dlatego przeszacowano zapotrzebowanie. Na podstawie rekalkulacji w 2015 roku obniżono wolumen mocy o 10%. Jednak aukcja w 2015 roku nie doprowadziła do pożądanego wolumenu mo-

dernizacji bloków – wolumen wynosił 0,2 GW, tzn. że zmniejszył się znacząco niemal do zera, ani w znaczący sposób do budowy nowych jednostek, ponieważ tylko 4,2 GW nowych jednostek wygrały aukcję tj. 8% całkowitego wolumenu aukcji. W 2016 roku ponownie zwiększono wolumen o aż 40%, i faktycznie urósł wolumen modernizacji bloków i budowy nowych bloków – odpowiednio 1,5 GW i 6,5 GW, tj. 13% całkowitego wolumenu aukcji. W dużej mierze dotyczy to elektrowni gazowych typu CCGT, mniejszych jednostek kogeneracyjnych, magazynów energii i również silników Diesla [sic!]. Również znacząco urósł wolumen inwestycji w jednostki redukcji zapotrzebowania do 2,6 GW tj. 4% całkowitego wolumenu aukcji. Ale wsparcie dla istniejących jednostek lub in-

POLSKI SYSTEM WSPARCIA RYNKIEM MOCY PO AUTOPOPRAWKACH RADY MINISTRÓW POD KONIEC PAŹDZIERNIKA 2017 R. WYGLĄDA NIEMAL IDENTYCZNE JAK WYŻEJ OPISANY SYSTEM WSPARCIA W WIELKI BRYTANII

	2014	2015	2016
Budżet w GBP	955 milionów	834 milionów (-15%)	1,179 miliardów (+40%)
Budżet w PLN*	4,58 miliardów	4,0 miliardów	5,66 miliardów
Cena za MW mocy w GBP/rok**	19.600	18.000	22.500
Cena za MW mocy w PLN/rok*	94.100	86.400	108.000

* kurs GBP/PLN 1:4,8

** aukcje rynku mocy w Francji ustaliły cenę maksymalną za moc nawet pomiędzy 168.000 i 252.000 zł/MW za roczne kontrakty mocowe

terkonektorów dalej wynosi ponad 80% całkowitego wolumenu. Około 20% całkowitego wolumenu wsparcia rynkiem mocy można ocenić jako tzw. *windfall profits* (opłacenie jednostek, które niezależnie od otrzymanego wsparcia dalej produkowałyby/ importowałyby energię – elektrownie jądrowe, elektrownie wodne i istniejące interkonektory). Ponad 60% wsparcia otrzymują istniejące jednostki z kontraktem rocznym, w dużej mierze są to elektrownie gazowe typu CCGT. Konsument energii elektrycznej w Wielkiej Brytanii płaci niestety dużą cenę za relatywnie mały udział modernizowanej/nowej mocy w systemie; nadzwyczajne zyski jednostek przeważają nową moc. Możemy założyć, że Komisja Europejska przy notyfikacji dalszych systemów wsparcia i ustaleniu rocznego wolumenu rynku aukcji w poszczególnych krajach bierze to doświadczenie pod uwagę.

Polski system wsparcia rynkiem mocy po autokoryktach Rady Ministrów pod koniec października 2017 roku wygląda niemal identycznie jak wyżej opisany system wsparcia w Wielkiej Brytanii. Zostały zlikwidowane odrębne koszyki dla istniejących i modernizowanych/nowych jednostek. Interkonektory i magazyny mogą brać udział w au-

kcji typu n-5 tj. czas dostawy mocy pięć lat po zorganizowanej aukcji, przy czym pod koniec 2018 roku mają być zorganizowane aukcje dla lat 2021-2023. Okres wsparcia wynosi zgodnie z modelem brytyjskim od roku do 15 lat - z 2-letnim „bonusem” dla technologii, które emitują poniżej 450 g CO₂/kWh, przy czym zgodnie z propozycją Estonii jednostki emitujące powyżej 550 g CO₂/kWh mogą uzyskać wsparcie do 2035 roku. Nakłady inwestycyjne, które poniesione zostały od 1 stycznia 2014 roku dla elektrowni, które wytwarzały energię elektryczną od 1 stycznia 2017 roku, dotyczą potrzeb „nowych” jednostek, które uzyskają 15-letnie wsparcie – co faworyzuje bloki węglowe w Opolu, Kozienicach, Jaworznie i Turowie - ale również bloki gazowe w Płocku, Włocławku i Stalowej Woli. Maksymalna moc czynna powinna być w ciągu dnia dostępna minimalnie 4 godziny, co umożliwia również magazynom energii uczestnictwo w aukcji – pierwotnie zakładano 15 godzin maksymalnej dostępności. Instalacje OZE, którym przysługuje wsparcie w postaci zielonych certyfikatów lub prawo do rozliczenia ujemnego salda (tzw. kontrakt różnicowy) nie mogą uczestniczyć w aukcji, o ile nie są instalacjami współspalania wielopaliwowego lub układami hybrydowymi w rozumieniu ustawy OZE.

POD
KONIEC 2018 R.
MAJĄ BYĆ ZORGANIZOWANE
**AUKCJE Z LATAMI
DOSTAWY
2021-2023**

MAKSYMALNA MOC CZYNNA POWINNA BYĆ W CIĄGU DNIA
DOSTĘPNA MINIMALNIE 4 GODZINY, CO UMOŻLIWIA RÓWNIEŻ
MAGAZYNOM ENERGII UCZESTNICTWO W AUKCJI – PIERWOTNIE
ZAKŁADANO 15 GODZIN MAKSYMALNEJ DOSTĘPNOŚCI



46

Jeżeli rynek mocy obejmowałby 100% zapotrzebowania szczytowego w 2023 roku tj. około 28,5 GW i cena wsparcia za MW wynosiłaby 100.000 zł/rok, roczny koszt rynku mocy wynosiłby 2,85 mld złotych, przy czym przy kontraktach pięcio- lub piętnastoletnich wsparcie się kumuluje w następnych latach. Zorganizowanie trzech aukcji pod koniec 2018 roku wskazuje jednak na to, że ustawodawca jest przygotowany na znacznie niższe wolumen mocy, który może wygrać w aukcji i dopiero z czasem system skumuluje wsparcie do docelowej wysokości ok. 3 mld złotych rocznie. W zależności od poniższych przykładowych tech-

nologii można ocenić opłacalność inwestycji dla nowych lub zmodernizowanych jednostek. Okazuje się, że najbardziej opłacalna jest modernizacja do 23 GW istniejących elektrowni i elektrociepłowni węglowych, którym grozi (przy niedostosowaniu instalacji do konkluzji BAT) wyłączenie w sierpniu 2021 roku. W niektórych przypadkach ogłoszono przetargi na dostosowanie do BAT. Wsparcie po wygranej pierwszej aukcji przysługiwałoby jednak maksymalnie do 2026 roku. Jeżeli jednostki te nie wygrają aukcji z rokiem dostawy w 2021, roku grozi im (tymczasowe) wyłączenie, chyba że inwestują w dostosowanie do BAT na własne ryzyko.

Niestety w tej samej aukcji mogą startować również nowe bloki węglowe i gazowe dostosowane do konkluzji BAT, interkonektory, elektrownie wodne, magazyny energii lub silniki Diesla – sumaryczna moc tych jednostek może wynieść od 12 do 15 GW. Może się więc okazać, że dla wielu jednostek, które wymagają dostosowania do konkluzji BAT, rynek mocy pojawi się zbyt późno. Wiele więc wskazuje na to, że inwestycje w elektrownie/elektrociepłownie gazowe typu CCGT jest pewniejszą inwestycją.

Można wyjść z założenia, że poza interkonektorami, elektrowniami wodnymi, magazynami energii i ewentualnie silnikami dieslowymi głównymi wygranymi pierwszych aukcji będą nowe bloki węglowe tj. Opole, Koziernice, Jaworzno i Turów i zmodernizowane elektrownie węgla brunatnego. Mówiąc wprost: głównym wygranym rynku mocy może być PGE. Najprawdopodobniej modernizowane jednostki otrzymają wsparcie maksymalnie do 2026 roku, a nowe bloki do 2035 roku – o ile rozpo-

POZA INTERKONEKTORAMI, ELEKTROWNIAМИ WODNYMI, MA-
GAZYNAMI ENERGII I EWENTUALNIE SILNIKAMI DIESLOWYMI
GŁÓWNYMI WYGRANYMI PIERWSZYCH AUKCJI TO NOWE BLOKI
WĘGLOWE TJ. OPOLE, KOZIERNICE, JAWORZNO I TURÓW I ZMO-
DERNIZOWANE ELEKTROWNIE WĘGŁA BRUNATNEGO



NOWE/ZMODERNIZOWANE JEDNOSTKI W RYNKU MOCY

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

	Wartość inwestycji	Dodatkowe wynagrodzenie rynkiem mocy przez okres 5/11/15/17 lat*	Średnia ilość godzin wytwarzania / rok	Koszty paliwa	Przychody z sprzedaży energii elektrycznej na godzinie powyżej kosztami zmiennymi i stałymi/20 lat ****
EWK 1075 MW Ostrołęka (nowa jednostka)	5,5 mld zł (szacunek)	1,2 mld zł	5.500	tak	nie dot.
EWK 1532 MW Opole K1-4 (modernizacja)	300 mln zł (szacunek)	766 mln zł	4.500	tak	nie dot.
CCGT Dolna Odra 500 MW (nowa jednostka)	1,2 mld zł (szacunek)	850 mln zł	4.500	tak	nie dot.
Elektrownia pompowo-szczytowa w kopalni WK 200 MW*****	1,2 mld zł (wstępny szacunek)**	340 mln zł	1.000	nie	880 mln zł
Magazyn energii 90 MW (STEAG/Niemcy)*****	400 mln zł*** (szacunek)	153 mln zł	1.000	nie	441 mln zł
3 generatory diesla CATERPILLAR 3412 900 kVA 2400 kW	800.000 zł (szacunek)	1,2 mln zł	1.000	tak	nie dot.

* dodatkowe wynagrodzenie dla modernizowanych jednostek EWK wynosi 5 lat, wsparcie dla nowych jednostek EWK 11 lat tj. od planowanego momentu uruchomienia w 2025 r. do 2035 r., dodatkowe wynagrodzenie dla silników diesla 5 lat i dla nowych jednostek gazowych CCGT, elektrowni pompowo-szczytowych i magazynów (energia może np. pochodzić z farmy wiatrowej lub farmy fotowoltaicznej) z powodu „zielonego bonusu” 17 lat - wartość dodatkowego wynagrodzenia założona wynosi 100.000 zł/MW/rok

** wsparcie inwestycyjne z środków UE dla regionów górniczych możliwe

*** wsparcie inwestycyjne z środków POIŚ możliwe

**** założono dla uproszczenia średnią cenę hurtową na poziomie 250 zł

***** koszt stały 30 zł/MWh

***** koszt stały 5 zł/MWh

rządzenie o rynku wewnętrznym Unii Energetycznej wejdzie w życie w kształcie zaproponowanym przez Prezydencję Estońską. Okazuje się również, że inwestycje w nowe bloki gazowe CCGT są o wiele bardziej opłacalne, niż inwestycje w nowe bloki węglowe, głównie z powodu ograniczonego wsparcia do 2035 roku. Ponadto opłacalne są silniki Diesla, więc grozi podobny scenariusz błędnej realokacji wsparcia jak w Wielkiej Brytanii, czemu ustawodawca powinien zapobiegać.

Niestety, również w przypadku polskiego systemu wsparcia grożą nieuzasadnione zyski dla istniejących elektrowni wodnych i interkonektorów z łączną mocą ok. 5 GW, więc koszt osierocony systemu wsparcia może wynosić ok. 500 mln złotych rocznie. Coraz bardziej opłacalne będą bezpaliwowe magazyny energii. Można w nich za pomocą rynku mocy można uzyskać wsparcie w wysokości ok. 1/3 kosztów inwestycji. Uzyskanie dodatkowego wsparcia inwestycyjnego za pomocą programów unijnych jest możliwe.

CORAZ BARDZIEJ OPŁACALNE BĘDĄ BEZPALIWOWE MAGAZYNY ENERGII. MOŻNA W NICH ZA POMOCĄ RYNKU MOCY MOŻNA UZYSKAĆ WSPARCIE W WYSOKOŚCI OK. 1/3 KOSZTÓW INWESTYCJI

4. PRZYSZŁOŚCI SYSTEMU HANDLU UPRAWNIENIAMI DO EMISJI CO₂ (ETS) ORAZ FUNDUSZE WSPARCIA

Wniosek ustawodawczy Komisji Europejskiej z dnia 15 lipca 2015 r. w sprawie zmiany dyrektywy o systemie handlu uprawnieniami do emisji został w ramach trilogu w dniu 9 listopada 2017 r. ostatecznie uzgodniony pomiędzy Parlamentem Europejskim i Radą Europejską. Projekt zmian Dyrektywy ETS został przygotowany w taki sposób, aby zmienić podejście inwestorów, dla których inwestycje w efektywność energetyczną i niskoemisyjne technologie mają być bardziej opłacalne, aniżeli zakup praw do emisji.

• ARTYKUŁ 10C – MECHANIZM DEROGACJI

Jedną z głównych zmian dyrektywy ETS jest reforma systemu przyznawania darmowych uprawnień do emisji. Obecnie Dyrektywa ETS przewiduje, w ramach wyjątku od zasady, zakup uprawnień do emisji na aukcji, wyrażoną w art. 10c Dyrektywy ETS możliwość dokonania przejściowego przydziału bezpłatnych uprawnień do emisji na dywersyfikację mixu lub modernizację wytwarzania energii elektrycznej. Jest to tzw. mechanizm derogacyjny. Niemniej przedmiotowe derogacje mają charakter przejściowy i są ograniczone w czasie, bowiem całkowita liczba przydzielonych przejściowo bezpłatnych uprawnień jest stopniowo zmniejszana, aż do całkowitej ich likwidacji w 2020 roku

Polska obecnie korzysta nadal z możliwości nieodpłatnego przyznania ograniczonej liczby uprawnień wytwórcom energii (tzw. derogacji). Darmowe uprawnienia na wytwarzanie energii elektrycznej przyznawane są na podstawie polskiego Krajowego Planu Inwestycyjnego, zatwierdzonego przez Komisję Europejską. Przydział uprawnień jest więc poniekąd zagwarantowany i zależy w zasadzie od realizacji zgłoszonych wcześniej projektów inwestycyjnych.

Znacząca część tych projektów ma jednak charakter modernizacyjny i nie powoduje zasadniczej zmiany krajowego mixu energetycznego. Zgodnie z projektem Komisji postanowiono zmienić zasady przyznawania darmowych uprawnień. W pierwszej kolejności wskazuje się, że to państwa członkowskie, w których w 2013 roku PKB na mieszkańca w EUR, według cen rynkowych, wynosił poniżej 60% średniej unijnej, będą mogły przydzielić przejściowo bezpłatne uprawnienia instalacjom wytwarzającym energię elektryczną. Ma to na celu rzeczywistą modernizację sektora energetycznego. Co więcej, państwa członkowskie mają zorganizować konkurencyjną procedurę przetar-

JEDNĄ Z GŁÓWNYCH ZMIAN ZMIANY DYREKTYWY ETS
JEST REFORMA SYSTEMU PRZYZNAWANIA DARMOWYCH
UPRAWNIENI DO EMISJI DLA INWESTYCJI W CELU
DYWERSYFIKACJI MIKSU



gową na projekty o łącznej kwocie inwestycji powyżej 10 milionów EUR, w celu wyboru inwestycji, która będzie finansowana z wykorzystaniem bezpłatnych uprawnień. Konkurencyjna procedura przetargowa ma być zgodna z zasadami przejrzystości i niedyskryminacji. Ponadto procedura przetargowa ma zapewniać, że do złożenia ofert kwalifikować się będą tylko projekty przyczyniające się do dywersyfikacji mixu energetycznego i źródeł dostaw albo konieczne w celu restrukturyzacji i modernizacji infrastruktury pod kątem ochrony środowiska, wykorzystujące czyste technologie wytwarzania energii. Procedura ta ma również określić jasne, obiektywne, przejrzyste i niedyskryminujące kryteria wyboru projektów. Wybór projektów na podstawie analizy kosztów i korzyści ma zapewniać znaczącą redukcję emisji i odpowiadać na potrzeby w zakresie wymiany i modernizacji, nie może prowadzić do wzrostu zapotrzebowania na energię. Wymagana jest najlepsza relacja uzyskanej wartości w stosunku do kosztów inwestycji. Komisja Parlamentu Europejskiego ITRE wprowadziła ponadto sztywne kryterium maksymalnej emisyjności. W procedurze przetargowej będą mogły w pewnej części (40% lub 60% - tekst uzgodniony 9.11.2017 roku nie został opublikowany przed zamknięciem redakcji tego raportu) brać udział instalacje wytwarzające energię elektryczną emitujące max. 450 g CO₂/kWh. Co więcej, oprócz wszystkich wymogów przewidzianych dotychczas dodano zapis wskazujący, iż dany projekt nie może być finansowany w ramach krajowych planów inwestycyjnych 2013-2020. Położono również nacisk na to, aby inwestycje nie przyczyniały się do tworzenia nowych jednostek węglowych oraz zwiększania mocy cieplnej, jak również nie pogłębiały zależności od węgla. Projekt ten jest dalej w trakcie tzw. trilogu i istnieje jeszcze szansa, że w wersji uchwalonej przepisy dyskryminujące jednostki węglowe na korzyść jednostek gazowych będą zniesione. Taka zmiana może być kluczowa dla opłacalności planowanej Elektrowni Ostrołęka.

WPROWADZONO SZTYWNE KRYTERIUM MAKSYMALNEJ EMISYJNOŚCI - W PROCEDURZE PRZETARGOWEJ JEST PULA REZERWOWANA DLA INSTALACJI WYTWARZAJĄCYCH ENERGIĘ EMITUJĄCYCH MAX. 450 G CO 2/KWH

SZACUJE SIĘ, IŻ W PERSPEKTYWIE 2021-2030 POLSCE
– NAJWIĘKSZEMU DOTYCHCZASOWEMU BENEFICJENTOWI
MECHANIZMU DEROGACJI, PRZYPADŁOBY
OK. 290 MILIONÓW DARMOWYCH UPRAWNIENÍ ROCZNIE



50

Szacuje się, iż w perspektywie 2021-2030 Polsce, największemu dotychczasowemu beneficjentowi mechanizmu derogacji, przypadłoby zgodnie z kalkulacją ekspertów, ok. 290 milionów darmowych uprawnień w następnej dekadzie, co przekłada się przy podejściu realistycznym na 5,6 miliarda EUR (tj. ok. 20 Euro za uprawnienie). Aukcje mają dotyczyć nowych inwestycji prowadzonych po 2020 roku, przy czym teoretycznie żaden rodzaj instalacji wytwarzających energię elektryczną nie został wyłączony.

• **FUNDUSZ MODERNIZACYJNY**

Dodatkowo, projekt zmiany Dyrektywy ETS przewiduje utworzenie Funduszu Modernizacyjnego, który miałby wspierać 10 najbiedniejszych państw członkowskich UE przy realizacji inwestycji w modernizację systemów energetycznych oraz poprawę efektywności energetycznej. Ma on zostać utworzony ze środków uzyskanych ze sprzedaży 2% całkowitej puli EUA, tj. ok. 310 milionów uprawnień. Z tego w następnej dekadzie, zgodnie z kalkulacją ekspertów, Polsce ma przypaść ok. 135 milionów. Wprowadzono analogiczne, jak w przypadku procedury przetargowej przewidzianej art. 10c, kryteria dla projektów, które mogłyby skorzystać ze środków finansowych w ramach Funduszu Modernizacyjnego. W procedurze przetargowej będą mogły (z wyłączeniami dla Rumunii i Bułgarii) brać udział instalacje wytwarzające energię elektryczną emitujące max. 450 g CO₂/kWh. Fundusz ma być zarządzany przez radę inwestycyjną i komitet zarządzający, które miałyby się składać z przedstawicieli państw członkowskich, Komisji oraz Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Parlament Europejski zaproponował zmiany w zakresie samej struktury zarządzania funduszem, a mianowicie przewidziano utworzenie rady inwestycyjnej oraz rady doradczej, która mia-

PRZEZ PARLAMENT EUROPEJSKI POSTULOWANE
ZMIANY ISTOTNIE MODYFIKUJĄ SPOSÓB FUNKCJONOWANIA
FUNDUSZU MODERNIZACYJNEGO





łaby powstać w miejsce komitetu zarządzającego. Państwa członkowskie - beneficjenci funduszu, miałyby ustanowić radę inwestycyjną, składającą się z przedstawicieli państw członkowskich, Komisji oraz trzech obserwatorów stron zainteresowanych (organizacji przemysłowych, związków zawodowych, organizacji pozarządowych). Rada doradcza natomiast miałaby zostać ustanowiona niezależnie od rady inwestycyjnej i składać się z ekspertów posiadających istotne doświadczenie rynkowe w zakresie finansowania oraz strukturyzacji inwestycji. Rada składałaby się docelowo z trzech przedstawicieli państw członkowskich - beneficjentów, trzech przedstawicieli innych państw członkowskich oraz ekspertów EBI, Komisji oraz Europejskiego Banku Rozwoju i Odbudowy.

• WPŁYW NA DECYZJE INWESTYCYJNE

Mając na uwadze kierunek zmian w systemie ETS nie ulega wątpliwości, że ich celem jest podniesienie cen uprawnień do emisji do wysokości ok. 30 Euro w połowie przyszłej dekady. Ma to skłonić przedsiębiorstwa energetyczne do zwiększenia efektywności energetycznej oraz podjęcia inwestycji w OZE i inne niskoemisyjne źródła, w celu ograniczenia konieczności zakupu tych uprawnień. Oznacza to, iż podjęcie obecnie inwestycji w źródła konwencjonalne wysokoemisyjne jest ryzykowne, ponieważ nie ma możliwości ustalenia liczby darmowych uprawnień. Dobrym przykładem jest najnowsza decyzja inwestycyjna PGE w blok gazowy w Zespole Elektrowni Dolna Odra.

W PERSPEKTYWIE
2021 - 2030
**POLSKA UTRZYMUJE
PONAD 415 MLN
DARMOWYCH
UPRAWNIEŃ
ROCZNIE**

Z POWODU NADPODAŻY KOMISJA ZASTOSOWAŁA W 2015 R. KRÓTKOTERMINOWY ŚRODEK, POLEGAJĄCY NA WSTRZYMANIU SPRZEDAŻY NA AUKCJI 900 MLN UPRAWNIEŃ DO OKRESU 2019–2020 - JEST TO TZW. REZERWA STABILIZACYJNA



• PROGNOZA CENOWA UPRAWNIEŃ DO EMISJI CO₂

Z powodu nadpodaży Komisja zastosowała w 2015 roku krótkoterminowy środek, polegający na wstrzymaniu sprzedaży na aukcji 900 mln uprawnień, do okresu 2019–2020 (jest to tzw. rezerwa stabilizacyjna). W celu zapewnienia stabilności rynku, od 2018 roku, jako rozwiązanie długoterminowe, wprowadzone zostaną zmiany do reformy systemu handlu emisjami poprzez ustanowienie rezerwy. Rezerwa zostanie uruchomiona w styczniu 2019 roku. Powinna ona rozwiązać problem obecnej nadwyżki uprawnień do emisji i zwiększyć odporność systemu, poprzez dostosowanie podaży uprawnień przeznaczonych do sprzedaży na aukcji. 900 mln uprawnień, które zostały przesunięte w latach 2014–2016, nie zostaną sprzedane na aukcji, lecz przesunięte do rezerwy na lata 2019–2020.

Nierozdzielone uprawnienia również zostaną przeniesione do rezerwy, której dokładna wielkość będzie znana dopiero w 2020 roku. Jednak według szacunków analityków rynku Sandbag, do 2020 roku ok. 550 do 700 mln uprawnień może pozostać nierozdzielonych. Rezerwa będzie funkcjonowała wyłącznie w oparciu o określone uprzednio mechanizmy, które nie pozostawiają Komisji ani państwu członkowskim żadnego marginesu swobody w odniesieniu do jej wdrożenia. Także szybsza redukcja rocznego pułapu emisji ma pomóc wesprzeć wysiłki na rzecz rozwiązania problemu zakłócenia równowagi rynkowej.

NIEROZDZIELONE UPRAWNIENIA RÓWNIEŻ ZOSTANĄ PRZENIESIONE DO REZERWY. JEJ DOKŁADNA WIELKOŚĆ BĘDZIE ZNANA DOPIERO W 2020 R. JEDNAK WEDŁUG SZACUNKÓW ANALITYKÓW RYNKU DO 2020 R. OK. 550 DO 700 MLN UPRAWNIEŃ MOŻE POZOSTAĆ NIEROZDZIELONYCH





Uzgodnione w 2017 roku przez państwa członkowskie stanowisko przewiduje wprowadzenie przepisów, które mają skutkować wzrostem uprawnień z tytułu emisji. Ze szczegółowych zapisów stanowiska Rady Europejskiej wynika, że od 2021 roku liczba uprawnień do emisji będzie spadała co rok o 2,2 proc. (obecnie jest to 1,74 proc.). Liczba uprawnień sprzedanych na aukcjach utrzymuje się na minimalnym poziomie 55 proc. całej dostępnej rocznie puli. W latach 2019-2023 ma zostać podwojone tempo wycofywania z rynku nadwyżki uprawnień, z 12 do 24 procent.

Od 2024 roku co roku mają być umarżane uprawnienia z rezerwy stabilizacyjnej, w liczbie równej różnicy pomiędzy całkowitą liczbą uprawnień w rezerwie, a liczbą pozwoleń do sprzedaży na aukcjach w roku poprzednim. Zgodnie ze stanowiskiem europejskiego stowarzyszenia koncernów elektroenergetycznych Eurelectric, skutkuje to wzrostem cen uprawnień do emisji. Cena uprawnień może zwiększyć się z 15 euro po 2020 roku do 30 euro w 2025 roku. Obecnie ich cena wynosi prawie 8 euro za tonę.

CENA
UPRAWNIENÍ
MOŻE ZWIĘKSZYĆ SIĘ
**Z 15 EURO PO 2020 R.
DO 30 EURO W 2025 R.**
OBECNIE ICH CENA
WYNOSI PRAWIE
8 EURO ZA TONĘ

V. ISTOTA WZMOCNIENIA KOOPERACJI KRAJÓW TRÓJMORZA W SEKTORZE ENERGII

54 |

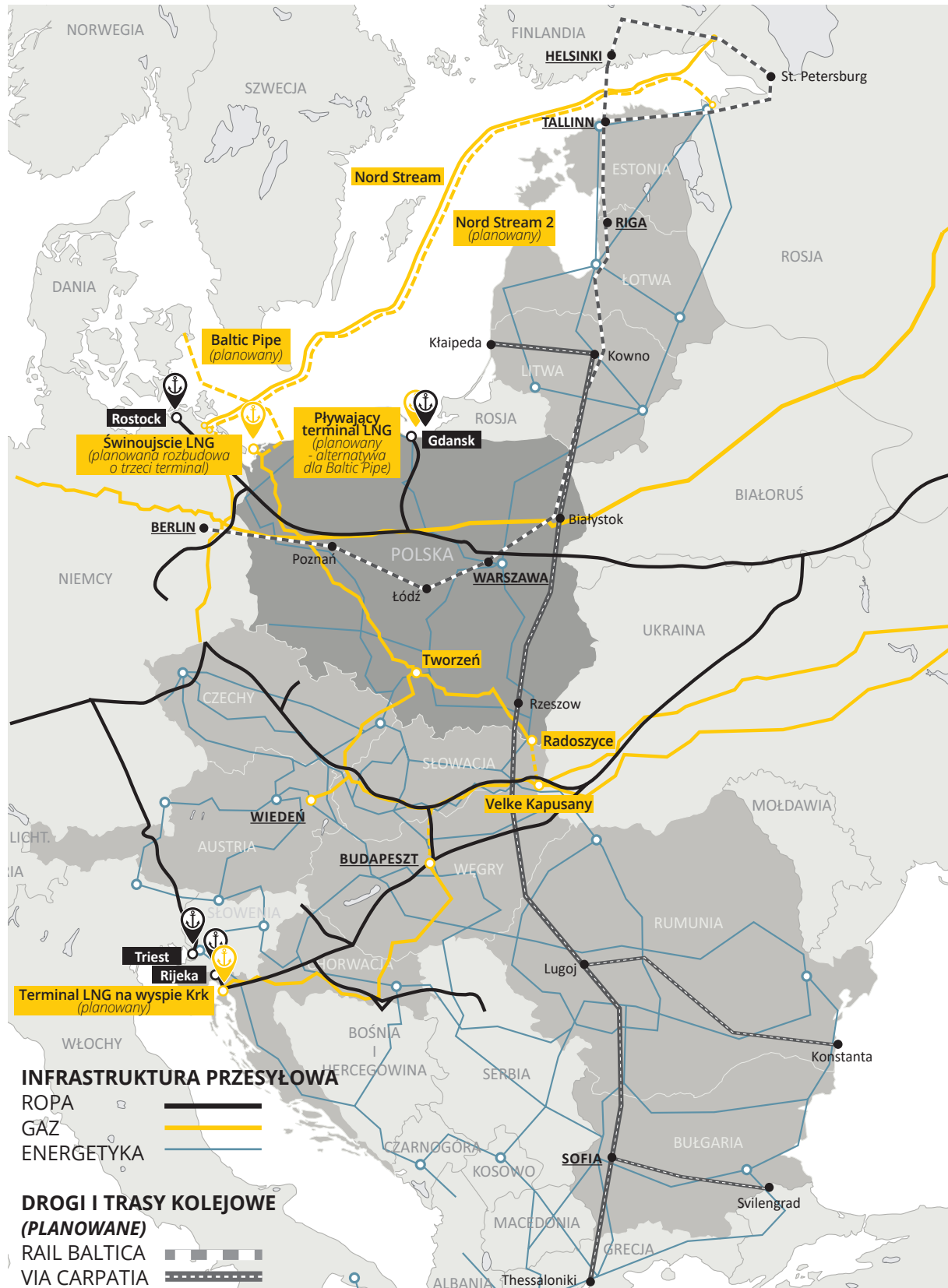
Wzmocnienie współpracy w zakresie politycznym i gospodarczo-infrastrukturalnym 12 państw członkowskich UE tzw. Trójmorza, jest jednym z najistotniejszych interesów Polski, w ramach członkostwa w Unii Europejskiej i w strukturach NATO.

W inicjatywie Trójmorza nie należy się doszukiwać załączka geopolitycznej idei, jako przeciwwagi dla zachodu Europy. Podstawowy cel i kluczowy warunek dla sukcesu inicjatywy Trójmorza to poprawa bezpieczeństwa regionu.

W ramach Trójmorza realizowane będą cztery wielkie projekty gospodarcze: Brama Północna, Rail Baltica, Via Baltica i Via Carpatia, finansowane ze środków europejskich. Również wsparcie inicjatywy Trójmorza przez Stany Zjednoczone wydaje się być w pełni spójne z wizją zjednoczonej Europy, tak jak to było w przeszłości gdy rząd Stanów Zjednoczonych wspierał rozbudowę sieci energetycznych, umożliwiających dywersyfikację źródeł w Europie.

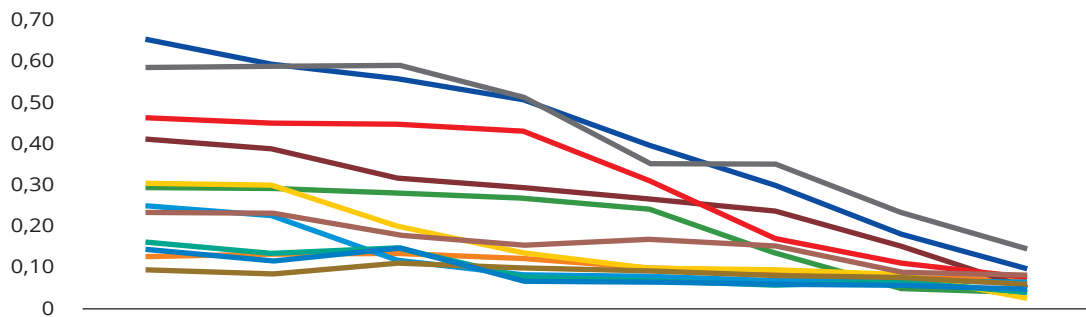
W INICJATYWIE TRÓJMORZA
NIE NALEŻY SIĘ DOSZUKIWAĆ ZAŁĄŻKA
GEOPOLITYCZNEJ IDEI, JAKO PRZECIWWAGI
DLA ZACHODU EUROPY

**INFRASTRUKTURA ZAPLANOWANA W KRAJACH TRÓJMJORZA DO 2030 ROKU
- GAZOWE SIECI PRZESYŁOWE, TERMINALE LNG, NAFTOPORTY, INTERKONEKTORY
ENERGOELEKTRYCZNE I SZLAKI KOMUNIKACYJNE**
ŹRÓDŁO: WŁASNE OPRACOWANIE



TRAJEKTORIA EMISJI CO₂ DLA ELEKTROENERGETYKI ZGODNA ZE SCENARIUSZEM REFERENCYJNYM PRIMES

ŹRÓDŁO: SCENARIUSZ REFERENCYJNY PRIMES 2016 [ZMYŁKOWO OBNIŻONO EMISJI DLA POLSKI, WŁAŚCIWY POZIOM EMISJI ZGODNIE Z DANAMI KOBIZÉ WYNOŚI 770 G CO₂/KWH]



	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Austria	0,13	0,14	0,14	0,13	0,11	0,10	0,09	0,08
Bułgaria	0,41	0,39	0,32	0,29	0,27	0,24	0,16	0,06
Czechy	0,46	0,45	0,45	0,43	0,31	0,17	0,12	0,08
Węgry	0,26	0,23	0,12	0,09	0,09	0,08	0,07	0,07
Polska	0,65	0,59	0,56	0,50	0,40	0,30	0,19	0,10
Rumunia	0,30	0,30	0,20	0,14	0,11	0,10	0,09	0,04
Słowacja	0,17	0,14	0,15	0,09	0,07	0,06	0,07	0,05
Chorwacja	0,23	0,23	0,18	0,16	0,17	0,15	0,09	0,08
Estonia	0,59	0,59	0,59	0,51	0,35	0,35	0,24	0,15
Łotwa	0,09	0,08	0,11	0,10	0,09	0,08	0,08	0,06
Litwa	0,14	0,12	0,15	0,07	0,06	0,06	0,05	0,05
Słowenia	0,30	0,29	0,28	0,27	0,24	0,13	0,05	0,04

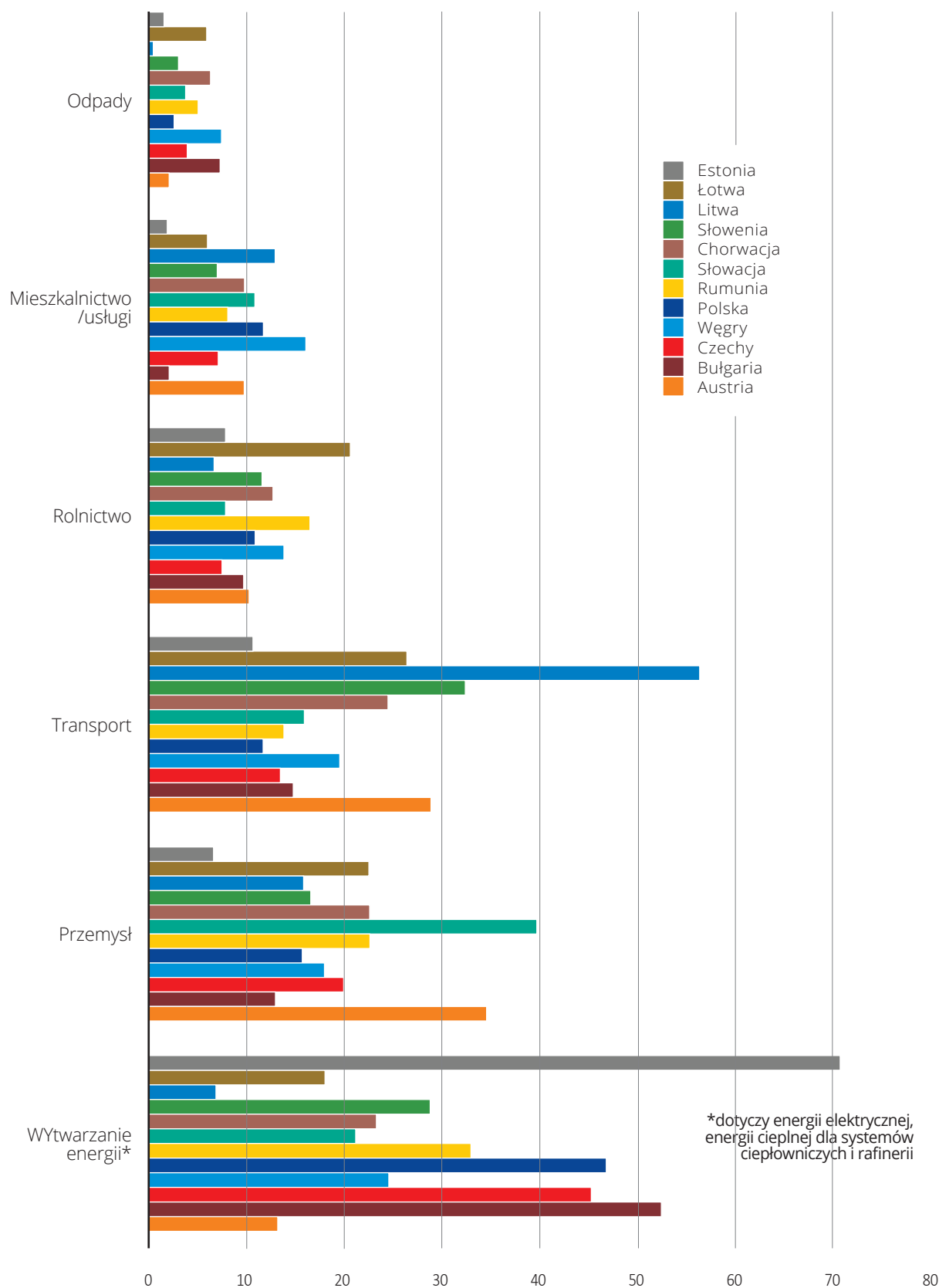
Mając na względzie ochronę powietrza południowych sąsiadów Polski, i że Europa południowo-wschodnia może być szczególnie dotknięta zmianą klimatu, dodatkowym, istotnym aspektem współpracy w regionie jest zasada solidarności, nie tylko w zakresie dostawy surowców energetycznych, ale również w zakresie ochrony powietrza i środowiska.

Polska powinna zaakcentować swoją szczególną rolę w tym zakresie. W 2050 roku cały sektor wytwarzania energii w Unii ma zaprzestać wytwarzania dwutlenku węgla. W zależności od państwa członkowskiego, sektor wytwarzania energii jest odpowiedzialny za jedną czwartą do połowy emisji dwutlenku węgla (w Polsce ten udział wynosił w 2014 roku ok. 47%).

W 2050 R. CAŁY SEKTOR WYTWARZANIA ENERGII W UNII
MA ZAPRZESTAĆ WYTWARZANIA DWUTLENKU WĘGLA.
W ZALEŻNOŚCI OD PAŃSTWA CZŁONKOWSKIEGO SEKTOR
WYTWARZANIA ENERGII JEST ODPOWIEDZIALNY ZA JEDNĄ
CZWARTĄ DO POŁOWY EMISJI DWUTLENKU WĘGLA

PROCENTOWY UDZIAŁ EMISJI CO₂ W KRAJACH TRÓJMORZA W 2014 R. W POSZCZEGÓLNYCH SEKTORACH (Z WYŁĄCZENIEM LULUCF, MIĘDZYNARODOWEGO LOTNICTWA I TRANSPORTU MORSKIEGO)

ŹRÓDŁO: DRUGI RAPORT „STATE OF THE ENERGY UNION”, KOMISJA EUROPEJSKA, 2017



*dotyczy energii elektrycznej, energii cieplnej dla systemów ciepłowniczych i rafinerii

VI. AKTUALNY STAN POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI

58

Polski sektor energetyczny jest z powodu braku energetyki jądrowej i dużego udziału paliw kopalnych (głównie węgla kamiennego i brunatnego) unikatowy na obszarze środkowo-wschodniej Europy. Sposób jego zmiany w kierunku niskoemisyjnej energetyki będzie się znacząco różnił od krajów ościennych. Paradoksalnie, model najbardziej zbliżony do polskiego miksu energetycznego - z powodu wyłączenia elektrowni jądrowych i dużego udziału elektrowni węglowych - można zaobserwować w Niemczech. Zasoby energii odnawialnej stanowią mniejszy procent zainstalowanej mocy. Łądowe instalacje wiatrowe stanowią mniej niż 6 GW, a ogniwa fotowoltaiczne ok. 200 MW mocy zainstalowanej. Łączna zainstalowana moc generacyjna netto wynosi 41 GW. PSE do 2015 roku centralnie zarządzała jedynie 25 GW tej mocy (tak zwane Jednostki Wytwórcze Centralnie Dysponowane - JWCD). Przy udziale wytwarzania na poziomie 4% elektrownie gazowe nie odgrywają znaczącej roli i zastępuje się je elektrowniami węglowymi aby sprostać popytowi. W ostatnich latach w Polsce odnotowano szybki rozwój energii wiatrowej. Aktualnie, lądowe farmy wiatrowe zapewniają maksymalnie 30% polskiego zużycia energii w wietrzne dni z niskim zużyciem (np. 25 grudnia 2016 roku).

Wymagane obciążenia wahają się obecnie w granicach od 22,3 GW w miesiącach letnich, do 25,5 GW w grudniu, co w teorii mogłyby w całości po-

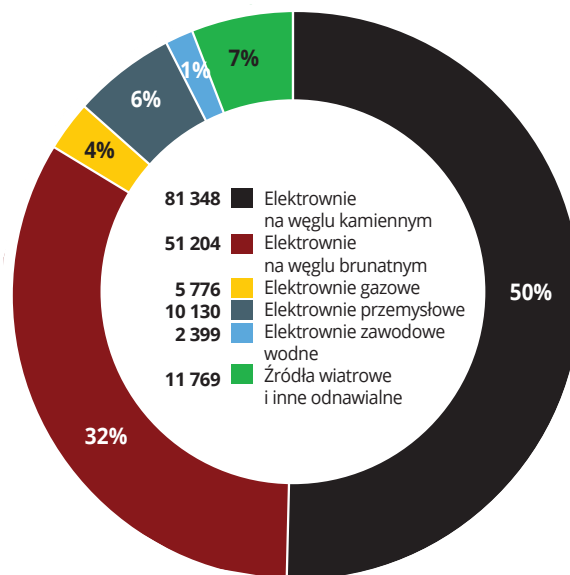
kryć zarządzane centralnie jednostki wytwórcze. Rezerwy mocy są na razie znacznie wyższe w miesiącach zimowych, ale z uwagi na wpływ zmian klimatycznych, tj. gorętsze lata, oczekuje się, że w następnej dekadzie szczyt letni będzie niemal zbliżony ze szczytem zimowym. Jednak w miesiącach letnich planowane prace konserwacyjne i modernizacyjne elektrowni pochłaniają do 5,4 GW zwyczajnie dostępnej mocy. Doprowadziło to do przerw w zasilaniu w lipcu i sierpniu 2015 roku. Z tego powodu PSE w 2016 roku zdecydowała się przesunąć te prace na maj, czerwiec i wrzesień. Do tej pory się nie powtórzyła sytuacja z 2015 roku. Ponadto, nie planowane prace konserwacyjne pochłaniają do 2 GW mocy. Około 8,4 GW mocy stanowią źródła energii nie zarządzane centralnie (nJWCD), takie jak jednostki poniżej 50 MW zainstalowanej mocy i niesterowalne jednostki tj. farmy wiatrowe i instalacje fotowoltaiczne.

Dane historyczne wskazują na potrzebę dalszego i systematycznego rozwoju dostępnej mocy. Ogólnie rzecz ujmując, obciążenie szczytowe powoli wzrasta, natomiast zapotrzebowanie na moc rezerwową powoli spada – głównie z powodu poprawy zarządzania popytem dużych odbiorców przemysłowych. Planowane prace konserwacyjne i modernizacyjne elektrowni uległy znacznemu zwiększeniu – z uwagi na wiek infrastruktury – a w konsekwencji zwiększyły się także nie planowane prace konserwacyjne.

PARADOKSALNIE, NAJBARDZIEJ ZBLIŻONY
MIKS ELEKTROENERGETYCZNY MAJĄ NIEMCY

PRODUKCJA ENERGII W 2016 ROKU WEDŁUG ŹRÓDEŁ

ŹRÓDŁO: URE



59

Zużycie energii w Polsce w ostatnich dekadach stale rośnie. Poza spadkiem w roku 2009, spowodowanym kryzysem finansowym, zużycie wzrosło w 2016 roku o 2% do 164,6 TWh. Przy tym dynamika wzrostu krajowej produkcji wyniosła tylko 0,5%, a zwiększył się udział importowanej energii.

Schemat przedstawia sposób wykorzystania zainstalowanej mocy w celu pokrycia zużycia w 2015 roku. Zazwyczaj JWCD pokrywają pomiędzy 15 a 18 GW zużycia. Interesującym zjawiskiem jest to, że w 2016 roku PSE S.A. po raz pierwszy skorzystała również z niezarządzanych centralnie jednostek (nJWCD) w celu stabilizacji sieci. Rezerwy operacyjne „wirujące” stanowią od 0,9 do 1,7 GW i są wyższe w miesiącach zimowych – jednostki te są głównie elektrowniami węglowymi. Tak zwane „zimne rezerwy” (np. wymagające zimnego rozruchu elektrowni węglowych, co zajmuje zazwyczaj kilka dni lub nawet tygodni), z wydajnością pomiędzy 1,4 a 3,8 GW przedstawiają podobny profil technologiczny. Oba rodzaje rezerwy mocy są elementami

rynku mocy, jednakże Komisja UE kwestionuje mechanizm zimnej rezerwy z uwagi na brak elastyczności w przypadku niedoboru mocy.

Podsumowując, krajowy system elektroenergetyczny potrzebuje obecnie dostępu do ok. 26 GW dyspozycyjnej mocy (JWCD, sterowalne nJWCD, rezerwa wirująca), aby poprawnie funkcjonować.

Do 2025 roku zapotrzebowanie brutto (z uwzględnieniem własnego zużycia jednostek) będzie rosło prawdopodobnie w tempie ok. 1,5% i wyniesie poniżej 30 GW, o ile moc nie będzie wykorzystywana w bardziej efektywny sposób. Zdolności importowe w wysokości ok. 4 GW oraz zarządzanie popytem dużych odbiorców (tzw. DSR) z potencjałem redukcji zapotrzebowania ok. 1 GW mocy mogą pokryć część zapotrzebowania w przypadku remontu lub awarii bloków JWCD.

OBCIĄŻENIA WAHAJĄ SIĘ OBECNIE W GRANICACH OD 22,3 GW W MIESIĄCACH LETNICH DO 25,5 GW W GRUDNIU, CO W TEORII MOGŁYBY W CAŁOŚCI POKRYĆ ZARZĄDZANE CENTRALNIE JEDNOSTKI WYTWÓRCZE

REZERWA OPERACYJNA „WIRUJĄCA” I REZERWA
„ZIMNA” SĄ ELEMENTAMI RYNKU MOCY,
ALE NIE ZOSTAŁY NOTYFIKOWANE

60

Można wnioskować, że do końca tej dekady nie pojawi się ryzyko braku mocy, co zresztą na bieżąco potwierdza PSE, ale w pierwszej połowie następnej dekady sytuacja wygląda bardziej krytycznie. Dużym problemem stanie się los jednostek JWCD i nJWCD w latach 2022 – 2030. Wynika to m.in. z derogacji dużych jednostek wytwórczych, zgodnie z dyrektywą IED oraz z nowych konkluzji BAT. Wiąże się to również z ograniczonymi możliwościami wsparcia dla elektrowni węglowych o wysokich kosztach zmiennych.

Trzeba więc inwestować w nową moc lub w modernizację istniejącej mocy tj. dostosowanie istniejących jednostek do konkluzji BAT. Do tej pory ogłoszone przetargi na dostosowanie elektrowni i elektrociepłowni węglowych do konkluzji BAT są wskazówką, że takie inwestycje bez wsparcia prawdopodobnie nie będą opłacalne. Harmonogram jest niezwykle napięty. Kołem ratunkowym ma być rynek mocy, opracowany przez PSE na podstawie systemu wsparcia w Wielkiej Brytanii - jednak ten system wsparcia prowadził do budowy nowych jednostek lub modernizacji istniejących jednostek tylko w bardzo ograniczonym stopniu. Sejm w październiku 2017 roku rozpoczął pracę nad ustawą o rynku mocy, ale już pod koniec

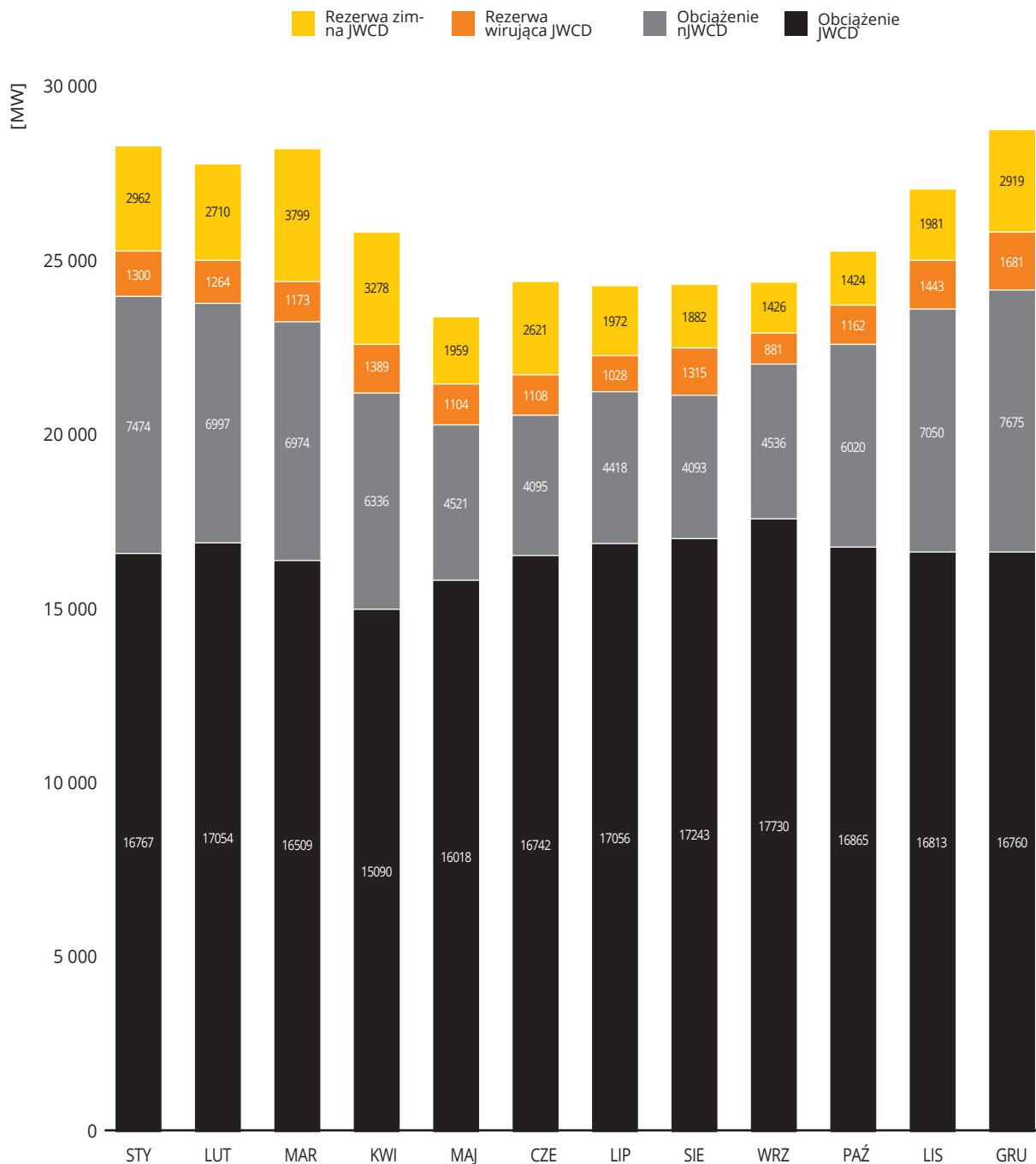
października 2017 roku Rada Ministrów zaakceptowała autopoprawkę na podstawie zaleceń z Komisji Europejskiej w celu przyspieszenia notyfikacji systemu wsparcia. Ustawa ma zostać przyjęta przez Sejm do końca 2017 roku. W listopadzie i w grudniu 2018 roku powinny zostać przeprowadzone trzy pierwsze aukcje z latami dostawy od 2021 - 2023 - po corocznej akceptacji jej wolumenu przez Komisję Europejską. Pozostaje nadzieja, że rynek mocy nie tylko posłuży do utrzymania rentowności nowych i zmodernizowanych bloków węglowych, ale również pozwoli na budowę pilnie potrzebnej nowej mocy.

Trzeba więc inwestować w nową moc lub w modernizację istniejącej mocy tj. dostosowanie istniejących jednostek do konkluzji BAT. Do tej pory ogłoszone przetargi na dostosowanie elektrowni i elektrociepłowni węglowych do konkluzji BAT są wskazówką, że takie inwestycje bez wsparcia prawdopodobnie nie będą opłacalne. Harmonogram jest niezwykle napięty. Kołem ratunkowym ma być rynek mocy, opracowany przez PSE na podstawie systemu wsparcia w Wielkiej Bryta-

KRAJOWY SYSTEM
ELEKTROENERGETYCZNY
OBECNIE **POTRZEBUJE**
DOSTĘPU DO OK.
26 GW
DYSPOZYCYJNEJ
MOCY

MIESIĘCZNY TREND WYKORZYSTANEJ MOCY ZAINSTALOWANEJ W 2015 ROKU

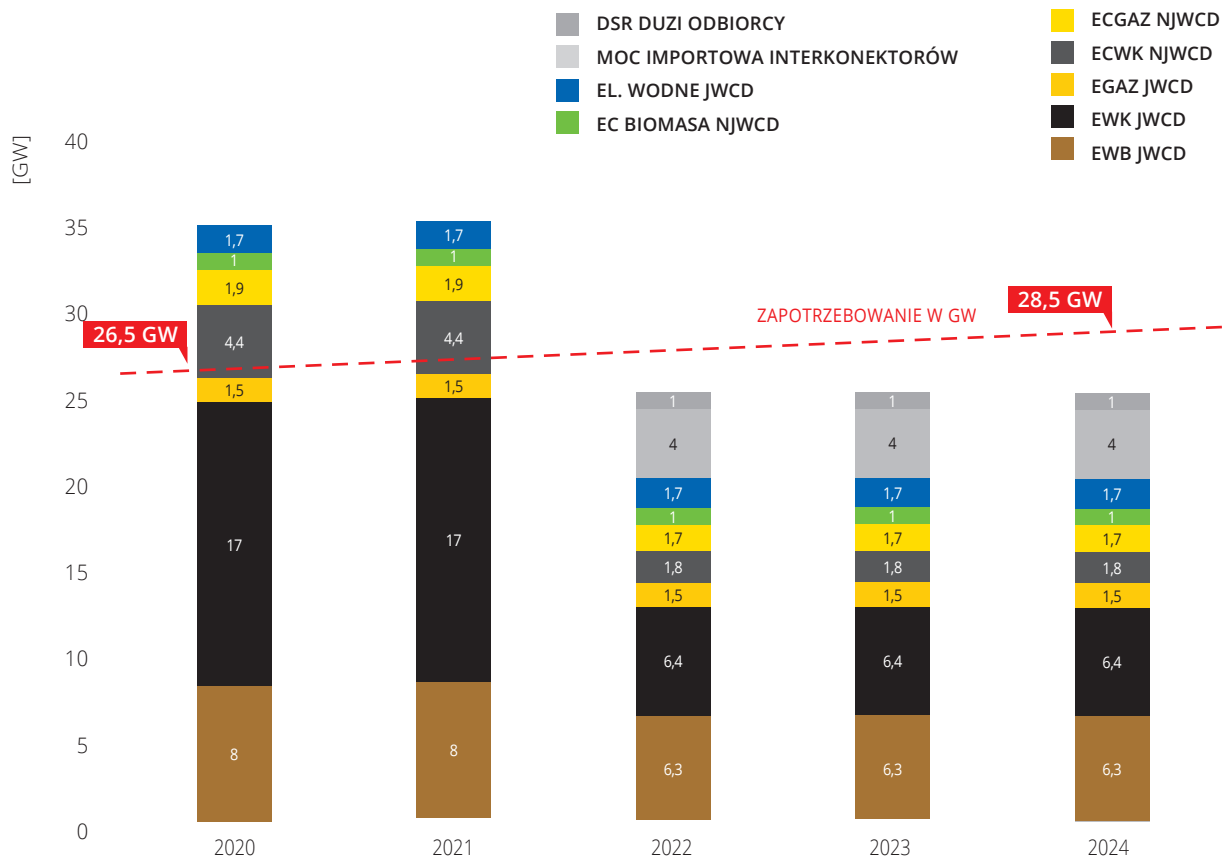
ŹRÓDŁO: PSE



DUŻYM PROBLEMEM STANIE SIĘ LOS JEDNOSTEK JWCD OD 2021 ROKU. WYNIKA TO M.IN. Z DEROGACJI DUŻYCH JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH, ZGODNIE Z DYREKTYWĄ IED ORAZ Z NOWYCH KONKLUZJI BAT

ZAPOTRZEBOWANIE W GW I OBECNIE PLANOWANY ROZWÓJ MOCY JWCD/ STEROWALNE nJWCD $\geq 30\text{MWe}$ W LATACH 2020-2024

ŹRÓDŁO: PSE, WŁASNE OPRACOWANIE*



* na podstawie przez wytwórcy (PGE, Energa, CEZ, Tameh) do sierpnia 2017 r. opublikowanych przetargów w zakresie dostosowania filtrów spalin w EL/EC do konkluzji BAT 2020 + nowe bloki w budowie/rozruchu EWB, EWK, ELG i ECG (zob. załączników nr 1 i 2)

nii - jednak ten system wsparcia prowadził do budowy nowych jednostek lub modernizacji istniejących jednostek tylko w bardzo ograniczonym stopniu. Sejm w październiku 2017 r. rozpoczął pracę nad ustawą o rynku mocy, ale już pod koniec października 2017 r. Rada Ministrów zaakceptowała autopoprawkę ustawy na podstawie zaleceń z Komisji Europejskiej w celu przyspieszenia notyfikacji systemu wsparcia. Ustawa ma zostać

przyjęta przez Sejm do końca 2017 r. W listopadzie i w grudniu 2018 r. powinny zostać przeprowadzone trzy pierwsze aukcje z latami dostawy od 2021 - 2023 - po corocznej akceptacji jej wolumenu przez Komisję Europejską. Pozostaje nadzieje, że rynek mocy nie tylko służy do utrzymania rentowności nowych i zmodernizowanych bloków węglowych, ale również pozwoli na budowę pilnie potrzebnej nowej mocy.

RYNEK MOCY NIE TYLKO SŁUŻY DO UTRZYMANIA RENTOWNOŚCI NOWYCH I CZĘŚCI MODERNIZOWANYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH, ALE RÓWNIEŻ POZWOLI NA BUDOWĘ PILNIE POTRZEBNEJ NOWEJ MOCY

PLAN ROZWOJU SIECI PRZESYŁOWEJ I JWCD DO 2025 ROKU

ŹRÓDŁO: PSE, OPRACOWANIE WŁASNE



Plan sieci elektroenergetycznej najwyższych napięć

LINIE:	750 kV	+/- 450 kV	400 kV	220 kV	110 kV	TRANSFORMACJE
istniejące						
w budowie						
planowane						
<hr/>						
STACJE:						
rozdzielcze						
rozdzielcze w budowie						
rozdzielcze planowane						
<hr/>						
ELEKTROWNIE:						
ciepłne						
ciepłne w budowie						
wodne						

wycofania generacji z powodu niespełnienia limitów emisji BAT

Łągisza

częściowe wycofanie generacji

Turów

VII. ZAŁOŻENIA DO MIKSU ENERGETYCZNEGO 2030+

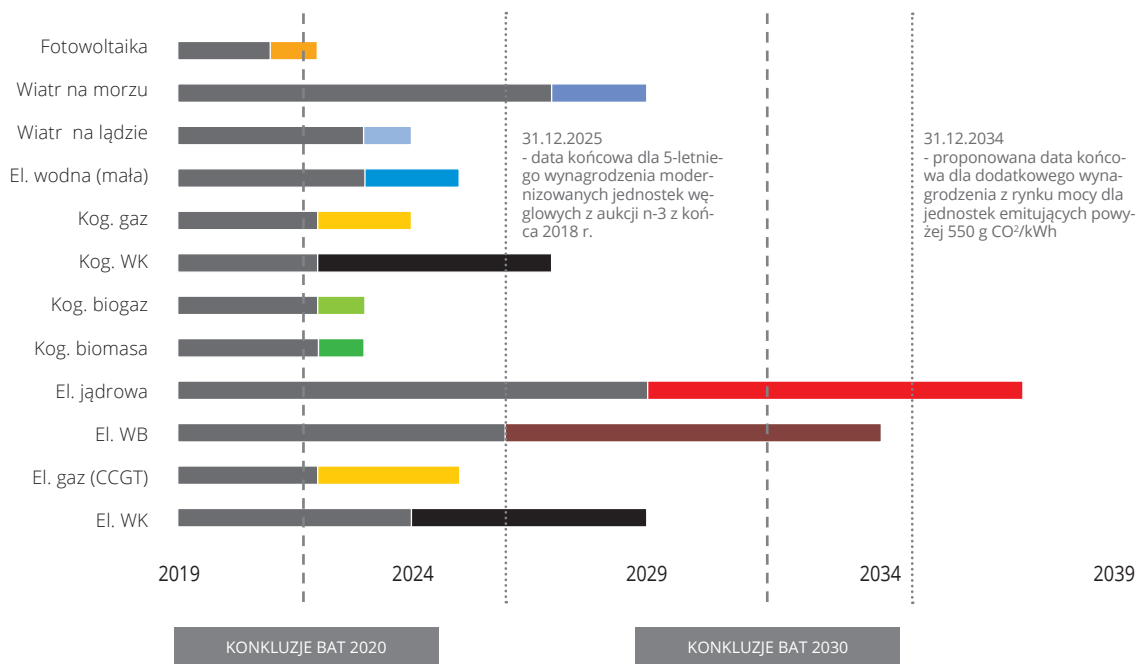
1. SCENARIUSZE PRIMES I ARTELYS

Przy kalkulacji wstępnego mixsu energetycznego korzystaliśmy z dokumentu „Model optymalnego mixsu energetycznego dla Polski do roku 2060”. Jego wersja 2.0 opracowana została przez Departament Analiz Strategicznych KPRM w listopadzie 2013 roku. Nie stanowiła ona oficjalnego dokumentu KPRM, ani nie miała faworyzować żadnej z technologii, co wskazuje na obiektywność opracowania. Ponadto model został skonsultowany z ekspertami różnych środowisk i technologii, nie tylko ze spółkami skarbu państwa. Korzystaliśmy również z informacji zawartych w scenariuszu referencyjnym PRIMES 2016 oraz ARTELYS 2017. Raport ARTELYS dotyczy głównie elastyczności systemów energetycznych i możliwości integracji niesterowalnych źródeł odnawialnych z konwencjonalnymi technologiami. Zawiera też prognozy mixsu energetycznego na rok 2030. Dyrekcja Generalna ds. Energii zamówiła więc drugi raport na temat mixsu energetycznego dla krajów członkowskich, który ma pomóc nie tylko przy konsultacji Zintegrowanych Planów Krajowych na rzecz Energii i Klimatu, ale również przy opracowaniu własnego zintegrowanego modelu CGE przez Dyрекcję Generalną. Komisja Europejska dysponuje dużą ilością dobrych opracowań nt. polskiego sektora energii. Konsultacja Zintegrowanego Planu Krajowego w zakresie Energii i Klimatu z Komisją i z sąsiadującymi krajami członkowskimi będzie wyzwaniem. Koordynacja tych prac i uzgodnienie zmian na poziomie unijnym i w regionie powinna przedmiotem stałego zainteresowania KERM. Ministerstwo Energii może nie mieć odpowiednich zasobów, żeby samemu zarządzać tymi procesami.

KOMISJA EUROPEJSKA DYSPONUJE DUŻĄ ILOŚĆ WYSOKOJAKOŚCIOWYCH OPRACOWAŃ NT. POLSKIEGO SEKTORA ENERGII, KONSULTACJE ZINTEGROWANEGO PLANU KRAJOWEGO W ZAKRESIE ENERGII I KLIMATU OPRACOWANEGO PRZEZ MINISTERSTWO ENERGII BĘDĄ WYZWANIEM

PRZYKŁADOWY CZAS PRZYGOTOWANIA DECYZJI ADMINISTRACYJNYCH INWESTYCJI I BUDOWY INSTALACJI

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE: KPRM, 2013



2. CZAS PRZYGOTOWANIA INWESTYCJI I BUDOWY TECHNOLOGII

Z powodu opóźnienia prac nad "Zintegrowanym Planem Krajowym na rzecz Energii i Klimatu" notyfikacja jakichkolwiek systemów wsparcia przed połową 2018 roku wydaje się bardzo trudna. Niestety, w obecnym otoczeniu rynkowym, bez wsparcia, żadna inwestycja w nowe moce nie jest opłacalna. Notyfikacja systemów wsparcia jest konieczna, aby rozpocząć przygotowanie inwestycji, uzyskać niezbędne decyzje administracyjne, rozpocząć budowę i zorganizować rozruch. Powyższe harmonogramy są, naszym zdaniem, dość napięte i wymagają, aby inwestycja osiągnęła pewne stadium przygotowania, np. zabezpieczenie prawa do nieruchomości i ustanowienie studium i miejscowego planu zagospodarowania przestrzennego.

Potwierdzeniem tezy, że w czasie pozostającym do budowy nowych jednostek wytwórczych tylko niektóre technologie pozostają do wyboru, jest poniższe zestawienie. Wynika z niego, że tylko elektrownie i elektrociepłownie gazowe i biomasowe mają realną szansę być zrealizowane do momentu wyłączenia sporej ilości istniejących bloków węglowych. Wyjątek może stanowić Elektrownia Ostrołęka. Można stwierdzić, że strategia rządu, od początku bardzo mocno akcentująca kwestię dywersyfikacji dostaw gazu ziemnego i znaczne zwiększenie zdolności importowych gazu ziemnego, jest jedyną właściwą strategią z punktu widzenia nie narażoną na działania polityczne. Wynika to z faktu, że Polska wkrótce będzie potrzebować znacznie więcej gazu, niż obecnie zużywa.

MODEL RYNKU PROPONOWANY PRZEZ UE W PAKIECIE ZIMOWYM JEST DLA ELEKTROWNI JĄDROWYCH WYZWANIEM. MODEL RYNKU JEST OPARTY W DUŻEJ MIERZE NA TZW. CENACH NIEDOBORU (SCARCITY PRICES) POWODUJĄCE ZNACZNIE WIĘKSZE WAHANIA CEN W POSZCZEGÓLNYCH GODZINACH DOBY



3. ELEKTROWNIE JĄDROWE

Z powyższego zestawienia można wyciągnąć również wniosek, że niezależnie od kwestii kosztów i opłacalności inwestycji, nie ma czasu na uzyskanie decyzji administracyjnych, przygotowanie zaplecza technicznego i budowę elektrowni jądrowej trzeciej generacji, która mogłaby zastąpić EWB Bełchatów po jej co najmniej częściowej likwidacji w 2031/2032 roku.

Ponadto, model rynku proponowany przez UE w pakiecie zimowym stanowi wyzwanie dla elektrowni jądrowych. Model rynku jest oparty w dużej mierze na tzw. cenach niedoboru (*scarcity prices*), powodujących znacznie większe wahania cen w poszczególnych godzinach doby.

Taki model preferuje najbardziej elastyczne elektrownie konwencjonalne, które mogą szybko zwiększyć i zmniejszyć produkcję. W praktyce są to elektrownie gazowe lub bardzo nowoczesne bloki węglowe z elastycznością tj. możliwość redukcji mocy bez konieczności wyłączenia do poziomu 80% lub nawet więcej. Nowe bloki węglowe w Polsce mają tylko ok. 60% elastyczności. Taki model najlepiej współpracuje z niesterowalnymi źródłami odnawialnymi.

Elektrownie jądrowe są zaś stworzone do równomiernej pracy przez całą dobę. M.in. z tego powodu dalszy rozwój energetyki atomowej w Wielkiej Brytanii stoi pod wielkim znakiem zapytania. Poza rozbudowę EJ Hinkley Point nową elektrownię atomową realizuje tylko Finlandia (budowa bloku 1200 MW za 6 mld Euro) oraz Węgry (budowa dwóch bloków 1200 MW za 12,5 mld Euro). Jeden blok EJ jest ok. pięć razy droższy niż blok węglowy tej samej wielkości i 15 razy droższy niż elektrownia gazowa z połową mocą. W obu przypadkach dostawcą technologii jest rosyjski Rosatom, ponieważ jest w stanie zagwarantować stabilność finansową projektu.

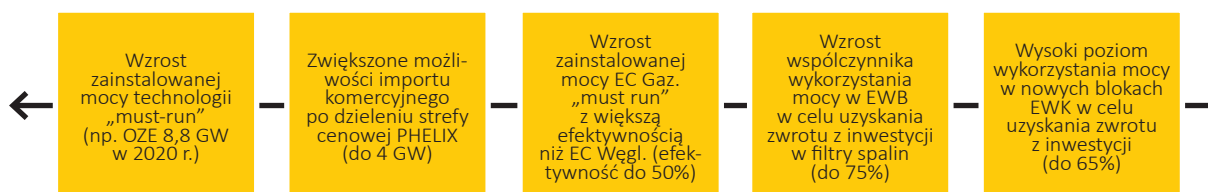
JUŻ NIE MA CZASU NA PRZYGOTOWANIE I BUDOWĘ ELEKTROWNI JĄDROWEJ, KTÓRA MOGŁABY ZASTĄPIĆ EWB BEŁCHATÓW PO JEJ CZĘŚCIOWYM ZAMKNIĘCIU W 2031 ROKU





ZAGROŻENIA DLA ISTNIEJĄCYCH ELEKTROWNI WĘGLA KAMIENNEGO W MERIT ORDER OD 2020 R.

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



4. ELEKTROWNIE WĘGLOWE W NOWYM OTOCZENIU RYNKOWYM

Z powodu najprawdopodobniej znacznie zastrzonych konkluzji BAT 2030 inwestycje w nowe elektrownie węgla kamiennego, które mogłyby zastąpić elektrownie będące przedmiotem derogacji w 2030 roku, będą wymagać zastosowania filtrów SO₂ i NO_x o wysokiej jakości. Obecny plan inwestycyjny może więc ulec zmianom. Problem w tym, że po 2020 roku szansa notyfikacji systemu wsparcia nowych bloków węglowych nie istnieje. Jednak zastrzone limity emisyjne doprowadzą nie tylko do wyższych kosztów budowy, ale również do wyższych kosztów eksploatacji (odsierczanie i odazotowanie). Dodatkowe ryzyko jest związane z nabyciem uprawnień do emisji CO₂ i ukształtowaniem ich cen w latach 2030/2040.

Minister Energii Krzysztof Tchórzewski zapowiedział, że poza blokiem C w Elektrowni Ostrołęka nie planuje się nowego bloku węglowego. Analiza ekspertów wskazuje jednak, że planowany blok 1000 MW w Ostrołęce pogorszy warunki zwrotu ekonomicznego podobnej klasy bloków, które są w tej chwili budowane w Opolu, Jaworznie i Kozienicach. Stanie się tak ponieważ bloki te będą pracowały w tym samym paśmie energii.

Osobnym tematem jest kopalnia węgla brunatnego w Złoczewie, która mogłaby przedłużyć czas pełnego działania EWB Bełchatów o kolejne 10-15 lat. Jest jednak kilka przeszkód w realizacji tej inwestycji. Kopalnia będzie kosztować ok. 5 mld. Ponadto odkrywka jest oddalona od elektrowni o ok. 50 km. Brany pod uwagę jest przede wszystkim transport węgla koleją. To znacznie podniesie jednak koszty operacyjne. Węgiel brunatny to w połowie woda, więc zimą, bez kosztownego ogrzewania, zamrażałby w wagonach. Takich transportów musiałoby trafiać z kopalni do elektrowni ok. 2 tysięcy rocznie. Również problemem są niekorzystne warunki geologiczne. Złoże o grubości 50 metrów zalega na głębokości 200 metrów pod ziemią. To oznacza ogromne koszty wybierania ziemi i pompowania wód – ponad dwukrotnie wyższe, niż dziś w kopalni Bełchatów. Ponadto trzeba się liczyć z dodatkowymi inwestycjami, ponieważ dostosowanie w latach 80. uruchomionych bloków 3-12 nie tylko do konkluzji BAT 2020, ale również do jeszcze nie znanych konkluzji BAT 2030 może pochłonąć dalsze środki. Dlatego eksperci uważają, że uzyskanie pełnego finansowania dla tej inwestycji jest niewykonalne.

MOŻLIWOŚCI EKSPORTOWE WĘGLA ENERGETYCZNEGO SĄ BARDZO OGRANICZONE, PONIEWAŻ POLSKIE KOPALNIE Z POWODÓW GEOLOGICZNYCH NIE SĄ W STANIE REAGOWAĆ W ODPOWIEDNIM CZASIE NA ZMIANY CEN NA RYNKU ŚWIATOWYM



5. ZUŻYCIE WĘGLA ENERGETYCZNEGO W OKRESIE 2030+

Zasadniczo, jedynym odbiorcą węgla energetycznego w Polsce jest krajowy sektor energetyczny. Zdolności eksportowe są bardzo ograniczone, ponieważ polskie kopalnie, z powodów geologicznych, nie są w stanie reagować w odpowiednim czasie na zmiany cen na rynku światowym. Rok temu tona węgla w portach ARA (Amsterdam – Rotterdam – Antwerpia) kosztowała ok. 40 dolarów, co już było poziomem nieopłacalnym dla wszystkich polskich kopalń. Dzisiaj cena wynosi ok. 85 dolarów, co jest od 20 do 30 dolarów powyżej poziomu opłacalności dla polskich kopalń.

Cena forward dla 2021 roku wynosi obecnie ok. 70 dolarów, więc zapowiada się ponowny spadek cen. Niestety, udostępnianie nowych frontów wydobywczych, co będzie skutkowało realnym zwiększeniem produkcji, może trwać ok. 2-2,5 roku. Inwestycje z tym związane opiewają na miliardy złotych, a tym samym ich realizacja jest w zasadzie niemożliwa w przewidywalnej przyszłości. W szczególności niemożliwa jest dla PGG, dominującego producenta węgla energetycznego, którego sytuacja finansowa jest krytyczna z powodu nadmiernie wysokich kosztów płacowych. Zaniechanie przez poprzedni rząd restrukturyzacji Kompani Węglowej i KHW, w obliczu dobrej koniunktury na światowych rynkach węgla, doprowadziło do obecnej sytuacji społeczno-ekonomicznej.

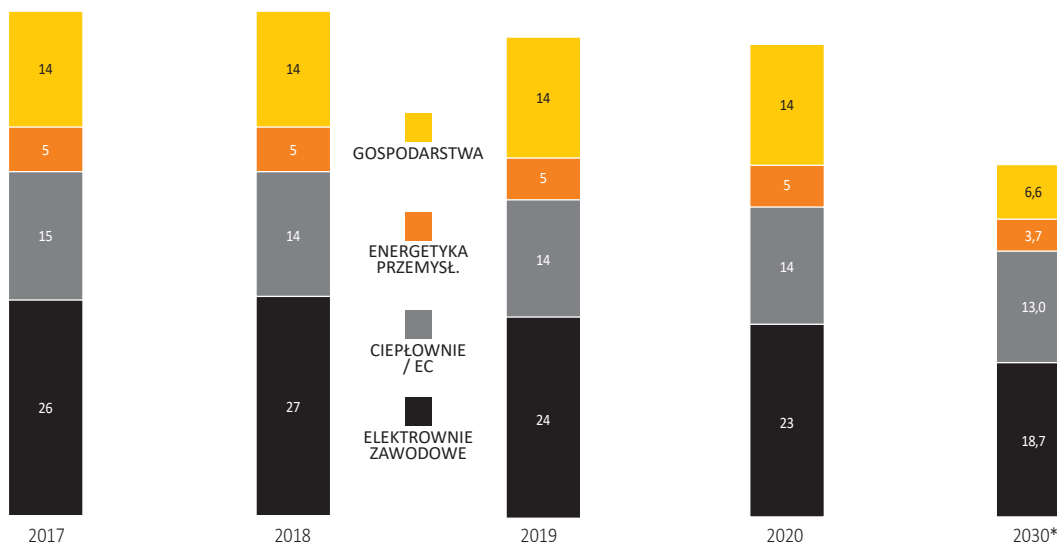
Na oszacowanie zapotrzebowania na węgiel energetyczny w zakresie następných 10-20 lat pozwoli dopiero notyfikacja Zintegrowanego Planu Krajowego w zakresie Energii i Klimatu i związane z tym programy wsparcia polskiej elektroenergetyki. Dużo na to wskazuje, że głównym beneficjentem rynku mocy do 2025 roku może być węgiel brunatny, ponieważ koszty zmienne (bez kosztów uprawnień do emisji gazów cieplarnianych) dla elektrowni wyniosą od 90-110 zł/MWh. W przypadku najnowszych bloków węglowych, które spalają znacznie mniejszą ilość węgla ener-

NA OSZACOWANIE ZAPOTRZEBOWANIA NA WĘGIEL ENERGETYCZNY W ZAKRESIE NASTĘPNYCH 10-20 LAT POZWOLI DOPIERO NOTYFIKACJA ZINTEGROWANEGO PLANU KRAJOWEGO, W ZAKRESIE ENERGII I KLIMATU I ZWIĄZANE Z TYM PROGRAMY WSPARCIA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI



TRENDY POPYTOWE NA RYNKU WĘGLA ENERGETYCZNEGO W POLSCE DO 2020 ROKU WEDŁUG SCENARIUSZA NISKIEGO

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE ROLAND BERGER, 2015, ORAZ PROGRAMU GWK, ME, 2017



* projekt Ministerstwa Energii pt. „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce”, sierpień 2017: scenariusz niski

tycznego na wytwarzaną MWh, koszty zmienne wynoszą od 130-140 zł/MWh, zaś koszty zmienne istniejących bloków węglowych stanowią od 145-195 zł/MWh. W związku z tym, sytuacja istniejących elektrowni węgla energetycznego w merit order wygląda mało korzystnie, nawet przy założeniu udanej notyfikacji mechanizmu wsparcia w postaci rezerwy strategicznej.

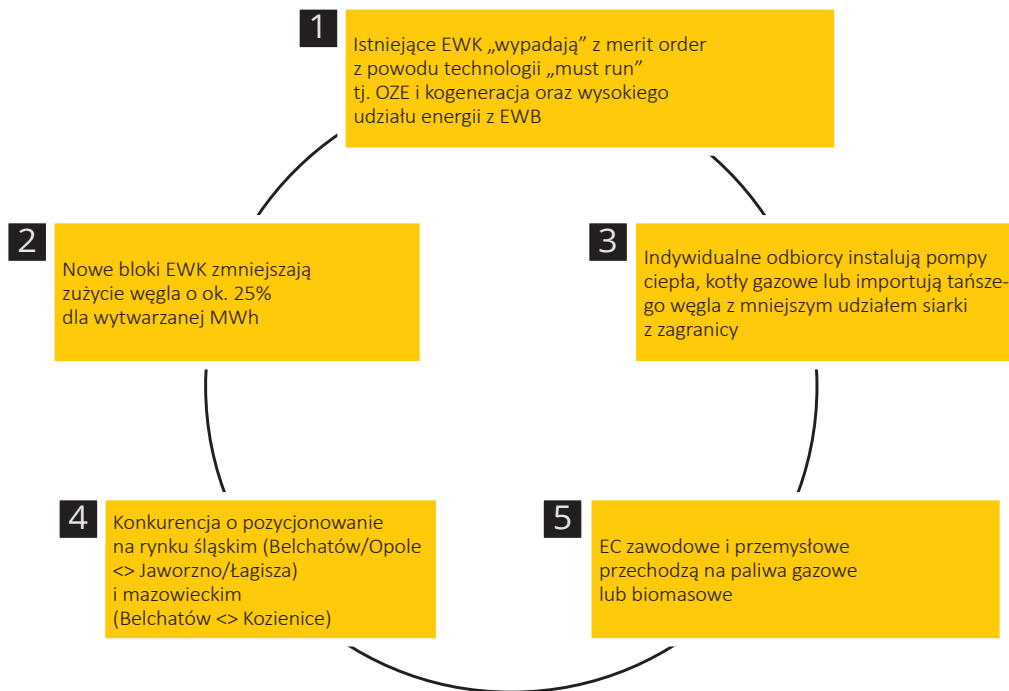
Równie istotnym czynnikiem przy obliczaniu zapotrzebowania na węgiel energetyczny są gospodarstwa domowe. Polska do tej pory nie wprowadziła normy emisyjnej dla kotłów węglowych do 1 MW mocy. Z powodu toczącego się postępowania przed Europejskim Trybunałem (przeciwko Bułgarii został już wydany wyrok w podobnej sprawie), ale również z powodu presji społecznej zignorowanie skutków niskich emisji byłoby poważnym błędem politycznym. Wiele wskazuje na to, że gospodarstwa domowe będą korzystać z licznych programów wsparcia i zamiast inwestować w nowe, wysokojakościowe kotły węglowe (klasy V), będą inwestować w pompy ciepła lub kotły na pellet. Obecnie można zaobserwować coraz więcej programów wsparcia w tym zakresie, co dodatkowo zachęca do zmiany instalacji. Ponadto konkurencja cenowa z importowanym węglem niskosiarkowym staje się coraz poważniejszym problemem dla polskiego węgla. Warto zauważyć, że tak jak gaz naturalny (do grudnia 2022 roku) także duża część importowanego węgla kamiennego pochodzi obecnie terenu Federacji Rosyjskiej.

JEDYNYM ODBIORCĄ WĘGLA ENERGETYCZNEGO
W POLSCE JEST KRAJOWY SEKTOR ENERGETYCZNY

ZAGROŻENIA DLA ZUŻYCIA WĘGLA ENERGETYCZNEGO PO 2020 ROKU

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

70 |



Dwa lata temu w prognozach na rok 2020 wskazywano następujące zapotrzebowanie na węgiel energetyczny: elektrownie zawodowe – 23 mln ton, elektrociepłownie i ciepłownie dla systemów ciepła – 14 mln ton, energetyka przemysłowa – 5 mln ton, gospodarstwa domowe – 14 mln ton. Scenariusz niski projektu „Program dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce” przewiduje do 2030 roku dalszy spadek zapotrzebowania: elektrownie zawodowe – 4,3 mln ton, elektrociepłownie i ciepłownie dla systemów ciepła – 1 mln ton, energetyka przemysłowa – 1,7 mln ton, gospodarstwa domowe – 7,4 mln ton.

W obliczu otoczenia rynkowo-legislacyjnego prognoza zapotrzebowania na węgiel energetyczny - bez uprzedniej notyfikacji Zintegrowanego Planu Krajowego w zakresie Energii i Klimatu i uchwalenia pakietu zimowego - nie jest możliwa.

OBECNIE MOŻNA ZAOBSERWOWAĆ CORAZ WIĘCEJ PROGRAMÓW WSPARCIA W ZAKRESIE WYMIANY KOTŁÓW WĘGLOWYCH, CO DODATKOWO ZACHĘCA DO ZMIANY INSTALACJI



6. BRAMA PÓŁNOCNA: REALNA DYWERSYFIKACJA TO WARUNEK DALSZEGO ROZWOJU ENERGETYKI GAZOWEJ W POLSCE

71

Ze względu na kształt polskiego mixu energetycznego, w którym kluczową rolę pełni wysokoemisyjny węgiel, a także postępy polityki klimatycznej w Unii Europejskiej, wskazane jest poszukiwanie źródeł energii mniej emisyjnych od węgla, ale równie stabilnych, które stopniowo będą go zastępować. Dopóki nie zostanie rozwiązany problem niestabilności źródeł odnawialnych, mogą to być m.in. elektrownie gazowe. Z punktu widzenia bezpieczeństwa dostaw przewagę zyskuje paliwo jądrowe. Jest ono szeroko dostępne na giełdach w przeciwieństwie do gazu ziemnego, który w obecnych warunkach jest dostarczany do Polski głównie z Rosji, co rodzi negatywne konsekwencje i ryzyko polityczne. Uzależnienie od dostaw gazu z tego kierunku przekłada się na zależność polityczną, na co wskazuje między innymi Biuro Bezpieczeństwa Narodowego. Federacja Rosyjska niestety często wykorzystuje uzależnienie od surowców energetycznych jako element projekcji własnej siły w regionie (np. Ukraina). Tę sytuację może jednak zmienić projekt Bramy Północnej, któremu został poświęcony ten rozdział. Jego powodzenie to nieodzowny warunek rozwoju energetyki gazowej w Polsce bez zwiększania ryzyka politycznego.

W 2016 roku w segmencie obrotu gazem ziemnym w Polsce działało 196 podmiotów. Dominującą pozycję w sprzedaży gazu ziemnego do odbiorców

końcowych utrzymywała Grupa Kapitałowa Polskie Gazownictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG). Jej udział w rynku wyniósł wtedy około 74 procent. Ta dominacja ma podłoże historyczne, bo PGNiG jest operatorem największego w Polsce kontraktu importowego, podpisanego z Federacją Rosyjską. To tzw. kontrakt jamalski, obowiązujący od 1993 roku i przedłużony w 2010 roku do 2022 roku. Pełnomocnik rządu ds. strategicznej infrastruktury energetycznej RP ocenia, że umowa jest w obecnych warunkach rynkowych niekorzystna dla Polski. Polska transportuje gaz ziemny za pomocą gazociągów przesyłowych. Według stanu na 31 grudnia 2016 roku operatorem systemu przesyłowego gazu jest Gaz-System. Istnieje 52 operatorów systemów dystrybucyjnych, jeden operator systemu magazynowania i siedmiu operatorów systemów skrapiania gazu ziemnego.

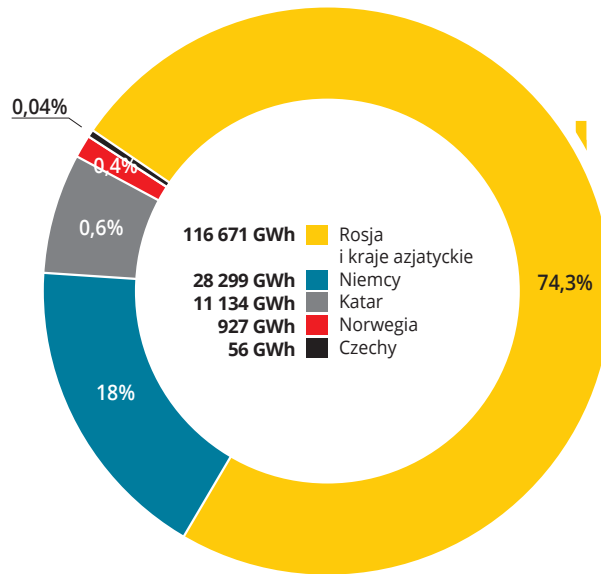
W 2016 roku w Polsce wydobyto 4,1 mld m³ gazu ziemnego, co stanowiło 23,2 procent krajowego bilansu dostaw. Import wyniósł 13,8 mld m³, z czego z kierunku wschodniego – 10,3 mld m³, z Niemiec – 2,5 mld m³, z Czech – 4,9 mld m³, z Kataru (gaz skroplony - LNG) – 963,6 mln m³, z Norwegii (LNG) 78,39 mln m³. Eksport z Polski wyniósł 839,3 mln m³.



PEŁNOMOCNIK RZĄDU DS. STRATEGICZNEJ INFRASTRUKTURY ENERGETYCZNEJ RP OCENIA, ŻE UMOWA DŁUGOLETNIA Z GAZPROMEM JEST W OBECNYCH WARUNKACH RYNKOWYCH NIEKORZYSTNA DLA POLSKI

KIERUNKI DOSTAWY GAZU ZIEMNEGO W 2016 ROKU

ŹRÓDŁO: BADANIA STATYSTYCZNE MINISTERSTWA ENERGII, 2017



Tymczasem rozporządzenie dywersyfikacyjne wydane na podstawie nowelizacji ustawy prawo energetyczne z 22 lipca 2016 roku, ustala progi maksymalnego procentowego udziału gazu z jednego źródła na lata 2017-22 (70 procent) i 2023-26 (33 procent). Ministerstwo Energii informuje, że „dywersyfikacji podlegać będzie gaz importowany przy wykorzystaniu infrastruktury gazowej na połączeniach z innymi państwami, tj. przywożony do Polski z państw nienależących do UE oraz państw niebędących państwami EFTA, przy czym dostawy z państw nienależących do UE drogą lądową (za pośrednictwem sieci gazociągów) należy traktować łącznie. W chwili obecnej wszystkie dostawy gazu przez punkty wejścia z państw nienależących do UE są realizowane z kierunku wschodniego, wobec czego powinny podlegać obowiązkowi dywersyfikacji łącznie”.

Polskie władze deklarują, że zamierzają doprowadzić do zmniejszenia zależności Polski od importu gazu ziemnego z Rosji. Część decydentów zapewnia, że w 2022 roku Polska nie przedłuży umowy na dostawy rosyjskiego surowca. Inni przekonują, że jest za wcześnie, aby o tym przesądzić. Pierwszym narzędziem do realizacji tego celu ma być dywersyfikacja kierunków dostaw za pomocą istniejącej infrastruktury, czyli zwiększenie udziału występujących już źródeł jak Czechy i Niemcy (dostawy gazociągowe) oraz Norwegia, Katar oraz inni dostawcy (LNG).

POLSKIE WŁADZE DEKLARUJĄ, ŻE ZAMIERZAJĄ
DOPROWADZIĆ DO ZMNIEJSZENIA ZALEŻNOŚCI POLSKI
OD IMPORTU GAZU ZIEMNEGO Z ROSJI



Ze względu na obawy przed rosnącym nasyceniem rynku niemieckiego gazem z Rosji, polskie władze podkreślają konieczność tzw. „realnej dywersyfikacji”, czyli pozyskania atrakcyjnych ekonomicznie, nierosyjskich źródeł importu gazu ziemnego. Według Komisji Europejskiej ukończenie projektu gazociągu Nord Stream 2 z Rosji do Niemiec przez Morze Bałtyckie zwiększy zależność Niemców od dostaw z Rosji z 30 do 60 procent. Z tego względu istnieje ryzyko, że pomimo rozwoju importu z kierunku niemieckiego, który jest głównym gazociągowym szlakiem dostaw spoza Rosji, nie będzie się z tego powodu zwiększać poziom bezpieczeństwa i dywersyfikacji źródeł dostaw gazu do Polski. Fikcyjna dywersyfikacja może polegać na tym, że za pośrednictwem Niemiec strona polska zróżnicuje szlaki, ale nie źródła dostaw.

Ograniczeniem dla wykorzystania do dywersyfikacji LNG importowanego przez terminal w Świnoujściu jest niestabilność cenowa tego paliwa. Opłacalność sprowadzania go do Polski będzie wysoce zmienna. Mimo to, istnieje prawdopodobieństwo niewielkiego spadku cen. Międzynarodowa Agencja Energii przewiduje, że LNG, konkretnie ze Stanów Zjednoczonych, stanie się główną konkurencją dla dostaw rosyjskich do Europy. Na marginesie można dodać, że jest to argument MAE przeciwko ekonomicznemu uzasadnieniu projektu

Nord Stream 2. Ze względu na niestabilność ceny LNG państwowa spółka Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG) zamierza w sposób rzeczywisty uniezależnić Polskę od surowca sprowadzanego z kierunku wschodniego realizując projekt Baltic Pipe i tworząc połączenie Polski ze złożami w Norwegii. Chodzi o tzw. Korytarz Norweski, czyli połączenie gazowe z Polski, przez Danię, do Norwegii. PGNiG Upstream Norway (spółka-córka PGNiG) w ostatniej dekadzie zainwestowała w Norwegii około 5,3 mld złotych. Od 2012 roku wydobyla 2,14 mld m³ gazu. Jest obecna na złożach Skarv, Morvin, Vale i Gina Krog. Celem uruchomienia Baltic Pipe jest nie tylko pozyskanie niepochodzącego z Rosji gazociągowego źródła dostaw, ale także obniżenie ceny na polskim rynku, co artykułują przedstawiciele PGNiG.

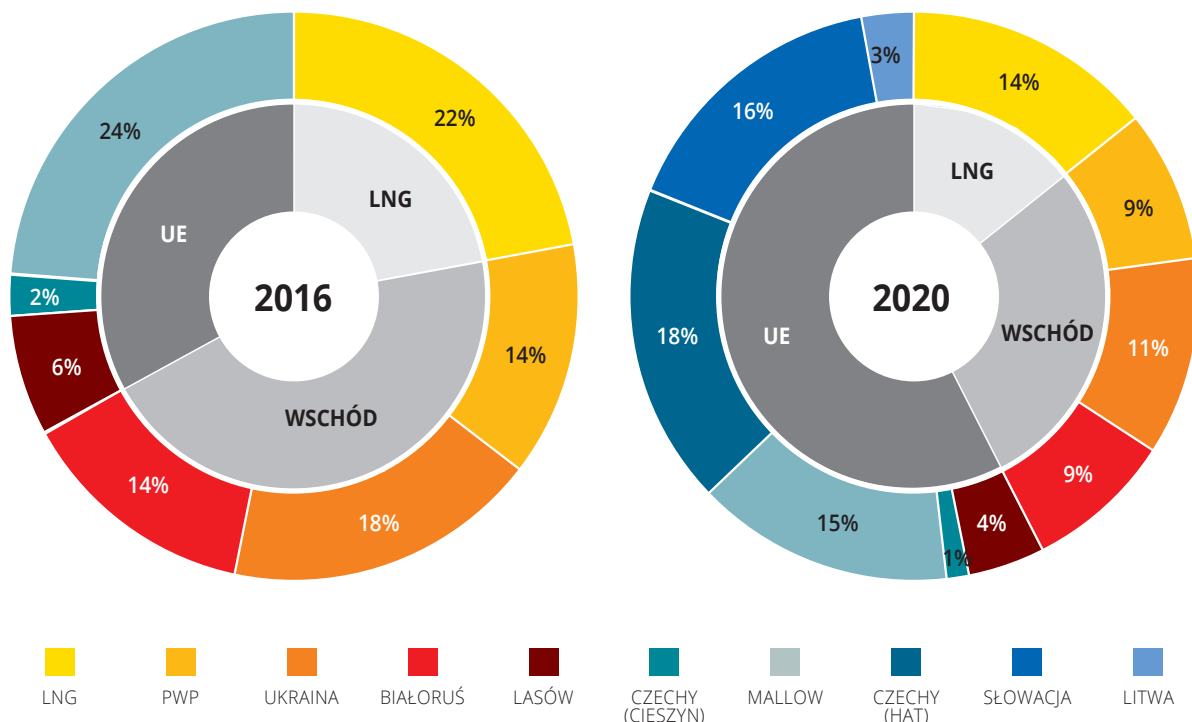
Stworzeniem powyższej infrastruktury zajmie się Gaz-System. W projekcie planu rozwoju sieci przesyłowej gazu do 2025 roku można przeczytać, że istniejący system przesyłowy ma zostać rozbudowany. Zostanie między innymi rozbudowany terminal LNG w Świnoujściu (z 5 do 7,5 mld m³ rocznie). Mają zostać także rozbudowane połączenia gazowe z sąsiadami (Czechy, Słowacja, Niemcy, Litwa,

OGRANICZENIEM DLA WYKORZYSTANIA DO DYWERSYFIKACJI LNG IMPORTOWANEGO PRZEZ TERMINAL W ŚWINOUJŚCIU JEST NIESTABILNOŚĆ CENOWA TEGO PALIWA. OPŁACALNOŚĆ SPROWADZANIA GO DO POLSKI BĘDZIE WYSOCE ZMIENNA

KORYTARZE IMPORTU GAZU ZIEMNEGO I LNG

ŹRÓDŁO: MINISTERSTWO ENERGII, 2017

74



W 2016 roku dostawy gazu ziemnego ze Wschodu stanowiły 46 procent importu, z krajów Unii Europejskiej - 32 procent, w postaci LNG - 22 procent.

W 2020 roku sytuacja miała ulec zmianie: UE - 57 procent, Wschód - 29 procent, LNG - 14 procent. Oznacza to, że w projekcie planu z 2015 roku zakładano oparcie dalszej dywersyfikacji na połączeniach z krajami UE, a w mniejszym stopniu na terminalu LNG.

Dania). W planie założono, że dzięki tym projektom, zwanym przez oficjalnie Gaz-System tzw. Bramą Północną, zmieni się struktura dostaw do Polski, a razem z nią stopień dywersyfikacji.

W 2016 roku doszło do rewizji planu. Wariantem podstawowym stały się rozbudowa terminalu w Świnoujściu (7,5-10 mld m³. rocznie) oraz połączenie z Danią, czyli wspomniany wyżej Baltic Pipe (10 mld m³ rocznie). Zwiększony nacisk na tę inwestycję miał pozwolić na odbiór gazu z kierunku północno-zachodniego, czyli Bramy Północnej o wolumenie 17,5-20 mld m³ rocznie .

WARIANTEM PODSTAWOWYM STAŁY SIĘ ROZBUDOWA TERMINALU W ŚWINOUJŚCIU (7,5-10 MLD M³. ROCZNIE) ORAZ POŁĄCZENIE Z DANIA, CZYLI WSPOMNIANY WYŻEJ BALTIC PIPE (10 MLD M³ ROCZNIE)



Polska zyskałaby nierosyjskie źródło dostaw i nadwyżkę, którą mogłaby przeznaczyć na reeksport lub wykorzystać do zwiększania zużycia paliwa w energetyce. Według deklaracji Gaz-Systemu miałyby to umożliwić większe wykorzystanie LNG i dostaw gazociągowych z Norwegii w celu pozyskania nierosyjskich dostaw. To z kolei miałyby się przełożyć na większą dywersyfikację, bezpieczeństwo dostaw i obniżenie cen na rynku polskim. W dalszej perspektywie możliwy byłby rozwój reeksportu gazu z Polski do krajów sąsiednich, poprzez mniej priorytetowe połączenia gazowe z sąsiadami. Z tego względu w zaktualizowanej strategii pojawiło się także połączenie z Ukrainą, która w przekonaniu PGNiG jest dla Polski perspektywnym rynkiem zbytu. Można zatem uznać, że strategia zmieniła się z nastawionej na import z wielu kierunków i dywersyfikację kontraktową (większą ilość dostawców) na nastawioną na reeksport gazu z Bramy Północnej i – używając terminologii PGNiG – realną dywersyfikację za pomocą źródeł zapewniających nierosyjski gaz.

Brama Północna mogłaby zmniejszyć ryzyko polityczne związane z zależnością od gazu ziemnego w Polsce, wskazywane przez Biuro Bezpieczeństwa Narodowego. Można uznać, że powodzenie planu budowy Bramy Północnej oznaczałoby dla Polski możliwość bezpiecznego zwiększenia uzależnienia energetyki od gazu ziemnego. Konsekwentnie, niepowodzenie tego przedsięwzięcia byłoby argumentem przeciwko zwiększaniu udziału tego paliwa w miksie energetycznym kraju. Dodatkowym czynnikiem będzie także rozwój reeksportu gazu ziemnego przez Polskę. W razie powodzenia projektu polskie władze zdecydują, czy bardziej opłacalny jest rozwój polskiego hubu gazowego i sprzedaży gazu sąsiadom, czy zwiększanie jego wykorzystania w energetyce. Znaczenie dla tego rozważania będzie miał rozwój sektora węglowego oraz polityki energetyczno-klimatycznej Unii Europejskiej. W razie niepowodzenia planów reeksportu gazu z Bramy Północnej do sąsiadów, na rynku może pozostać nadwyżka paliwa, której wykorzystanie do rozwoju wytwarzania energii stanie się pożądane z powodów ekonomicznych

POLSKA ZYSKAŁABY NIEROSYJSKIE ŹRÓDŁO DOSTAW I NADWYŻKĘ, KTÓRĄ MOGŁABY PRZEZNACZYĆ NA REEKSPORT LUB WYKORZYSTAĆ DO ZWIĘKSZANIA ZUŻYCIA PALIWA W ENERGETYCE

POŁĄCZENIA MIĘDZYSYSTEMOWE POLSKI Z KRAJAMI SĄSIEDNIMI

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

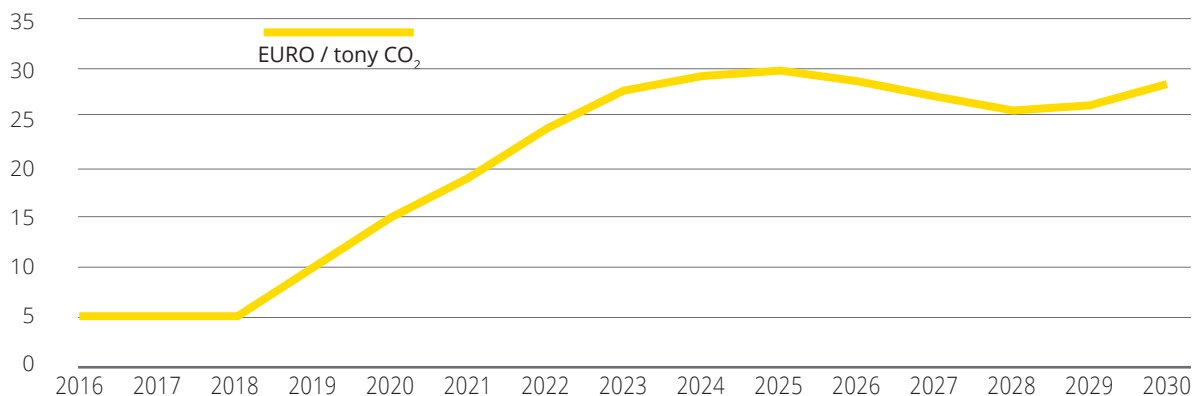
76



1	KORYTARZ NORWESKI / BALTIC PIPE (projektowany) DK -> PL przepustowość 10 mld m ³ PL -> DK przepustowość 3 mld m ³
2	TERMINAL LNG W ŚWINOUJŚCIU Przepustowość 5 mld. m ³ /r (planowana jest rozbudowa do 7,5 mld m ³ /r, a możliwa do 10 mld m ³ /r)
3	PL -> DE przepustowość do 10 mld m ³ /r
4	PL -> CZ przepustowość 5 mld m ³ /rok CZ -> PL przepustowość 6,5 mld m ³ /rok
5	PL -> SK przepustowość 4,3 mld m ³ /rok SK -> PL przepustowość 5,7 mld m ³ /rok
6	PL -> UA przepustowość 5-8 mld m ³ /rok UA -> PL przepustowość 5-7 mld m ³ /rok
7	BY -> PL (GAZOCIĄG JAMAŁ-EUROPA) przepustowość 33 mld m ³
8	PL -> LT przepustowość 2,4 mld m ³ /rok LT -> PL przepustowość 1,7 mld m ³ /rok

PROGNOZA CENOWA UPRAWNIENÍ DO EMISJI

ŹRÓDŁO: EURELECTRIC, CZERWIEC 2017

**7. KOSZTY WYTWARZANIA KONWENCJONALNEJ ENERGII**

Koszt wytwarzania energii, tzw. wartość levelized costs of Energy (LCOE), jest tematem długich dyskusji wśród ekspertów. Znaczenie ma nie tylko koszt inwestycji, ale również koszty zmienne w merit orderu. Główny koszt zmienny elektrowni węglowych to paliwa i jego transport oraz filtrowanie szkodliwych substancji zależne od jakości paliwa (zawartości siarki i rtęci). Ponadto bardzo istotnym kosztem zmiennym od przyszłej dekady będzie nabycie uprawnień do emisji gazów cieplarnianych.

Coraz wyższy koszt spowodowany filtrowaniem oraz koszty za uprawnienia do emisji CO₂ powodują szczególnie znaczący wzrost kosztów zmiennych dla starszych jednostek. Dostosowanie ich do konkluzji BAT nie opłaca się, ale wydaje się konieczne do momentu zastąpienia ich przez elektrownie gazowe w połowie przyszłej dekady. Do tej pory energia elektryczna z elektrowni węgla brunatnego jest stosunkowo tania, ale konieczne inwestycje w celu dostosowania tych jednostek do limitów emisji BAT 2020 są stosunkowo drogie. Np. dostosowanie jeszcze nie budowanego nowego bloku elektrowni węgla brunatnego o mocy 500 MW w Turowie do konkluzji BAT spowodowało wzrost kosztów inwestycji o 280 mln zł. Dostosowanie ponad dwukrotnie większego bloku elektrowni węgla kamiennego w Koziennicach w końcowej fazie budowy kosztowało tylko ok. 150 mln zł. W przypadku elektrowni gazowych koszty paliwa są bardzo wysokie, ale koszty inwestycyjne są znacznie mniejsze niż w

przypadku elektrowni węglowych. Nowy blok w Koziennicach 1075 MW kosztował ok. 5,5 mld zł, a elektrownia gazowa typu CCGT 600 MW w Płocku ok. 1,6 mld zł.

Energia elektryczna z elektrowni gazowych jest jednak droga. W zależności od godzin operacyjnych i cen gazu, może ona kosztować ok. 70-80 Euro/MWh. Jednak koszty za MWh w elektrowniach i elektrociepłowniach gazowych, nowych blokach węgla kamiennego i modernizowanych blokach węgla brunatnego mogą być w następnej dekadzie na podobnym poziomie z powodu kosztów uprawnień do emisji CO₂. Gaz ma jednak zdecydowaną przewagę nad konwencjonalną energetyką węglową w zakresie spełnienia dyrektyw UE i broni się w realiach pakietu zimowego. Ta technologia jest na razie jedyną alternatywą (akumulacja energii to przyszłość w aktualnie rozwijanej technologii) do kompensacji źródeł niestabilnych produkcyjnie (farmy wiatrowe i fotowoltaiczne). Elektrownie z turbinami gazowymi lotniczo-pochodnymi wykorzystywane powinny być jako gwarant podtrzymania systemu, dla funkcji peak load oraz w celu uzyskania szybkiej mocy interwencyjnej w KSE. Mogą jednocześnie współpracować z akumulatorem gorącej wody np. dla systemu ciepłowniczego i pracować bardzo elastycznie łącznie z pracą w opłacalnych zakresach i stosunku cen paliwa do ceny sprzedaży energii elektrycznej (funkcja start-stop).

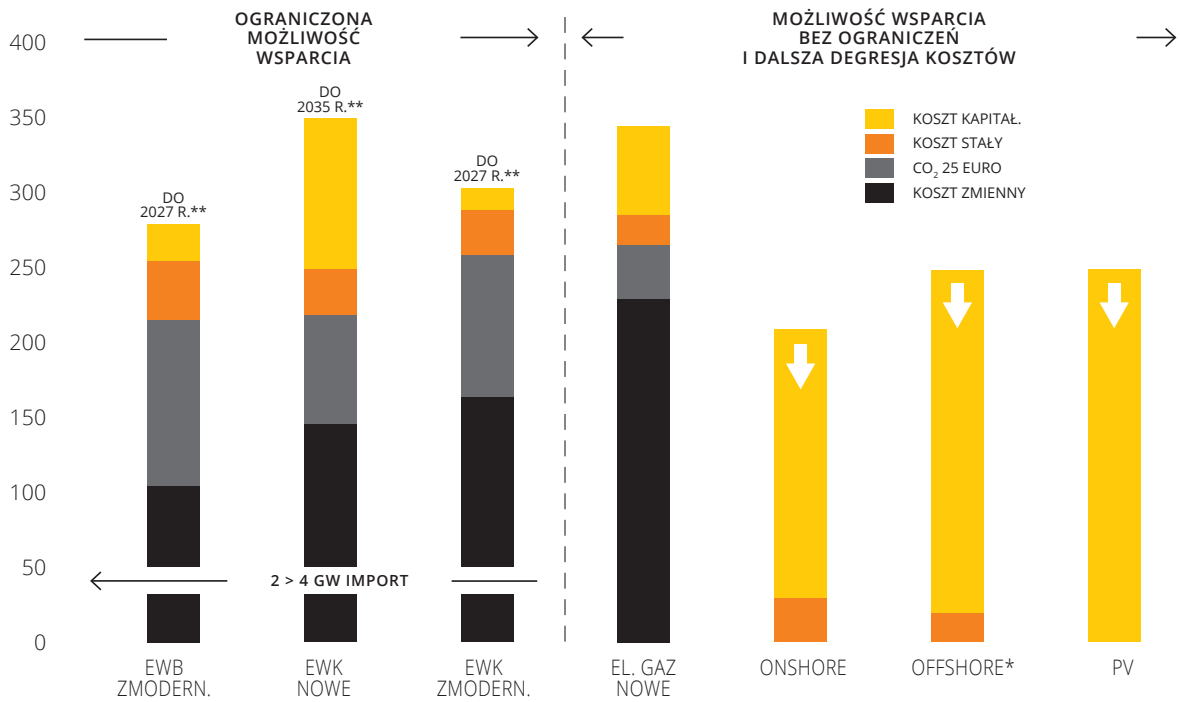
Można powiedzieć, że powinien rozwinąć się rynek usług systemowych w tym zakresie. Wiadomo ile kosztuje w szczycie MWh energii nie dostarczonej. Jest kilka razy wyższa od ceny base load.

Koszt energii elektrycznej z elektrowni jądrowych jest (z powodu stale rosnących kosztów długoletniej budowy) trudny do oszacowania. Jedynym aktualnym przykładem w Unii Europejskiej jest inwestycja Hinkley Point C. Pomimo 35-letniej taryfy indeksowanej nie udało się do tej pory domknąć finansowania tej inwestycji. Inny sposób finansowania jest stosowany przy rozbudowie EJ Paks na Węgrzech o dwa reaktory VVER-1200. W tym przypadku kredyt w wysokości 80% kosztów in-

westycji ok. 12,5 mld Euro jest zagwarantowany przez Rosję, ponieważ wykonawcą jest spółka skarbu państwa Rosatom. Trzeba jednak wziąć pod uwagę, że ten projekt jest tylko rozbudową istniejącej elektrowni jądrowej, a przy nowych projektach koszt inwestycyjny na MW mocy będzie jeszcze wyższy. Polski rząd nie zamierza korzystać z systemu wsparcia w postaci kontraktu różnicowego, ale bez jakiegokolwiek systemu wsparcia inwestycja się nie powiedzie.

MERIT ORDER OD 2022 ROKU

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



* bez kosztów dla infrastruktury przyłączenia

** na początek listopada opracowana wersja kompromisowa Komisji ITRE Parlamentu Europejskiego

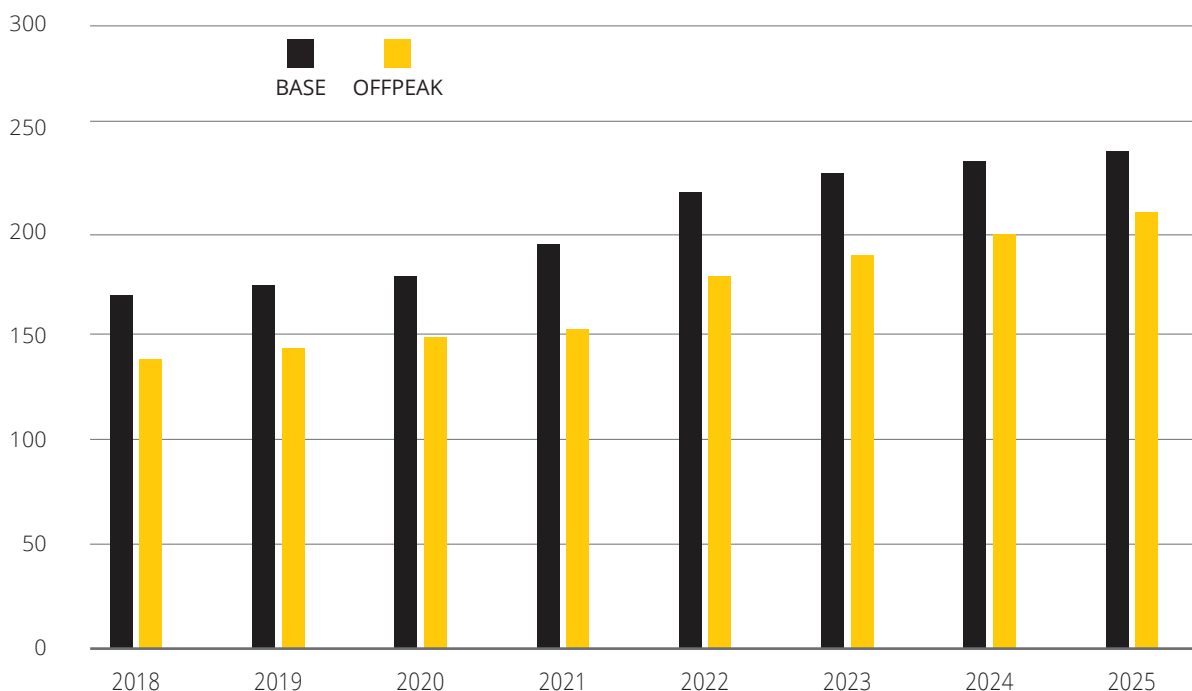
8. KOSZTY WYTWARZANIA TECHNOLOGII OZE

W przypadku energii elektrycznej z OZE, obecny koszt jej wytwarzania jest dobrze znany. Wynosi on ok. 260-280 zł/MWh dla farm wiatrowych budowanych w 2015 roku oraz 380-400 zł/MWh dla większych instalacji fotowoltaicznych, które wygrały aukcje w tym roku. Najbardziej istotna jest przyszła degresja kosztów. Aktualne aukcje w Niemczech wskazują, że przy 20-let-

KOSZT ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z NIESTEROWALNYCH ŹRÓDEŁ OZE TJ. ELEKTROWNI WIATROWYCH I FARM FOTOWOLTAICZNYCH JEST ROZPOZNAWALNY

PROGNOZA CEN HURTOWYCH DO 2025 R.

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE ENERVIS (2016)



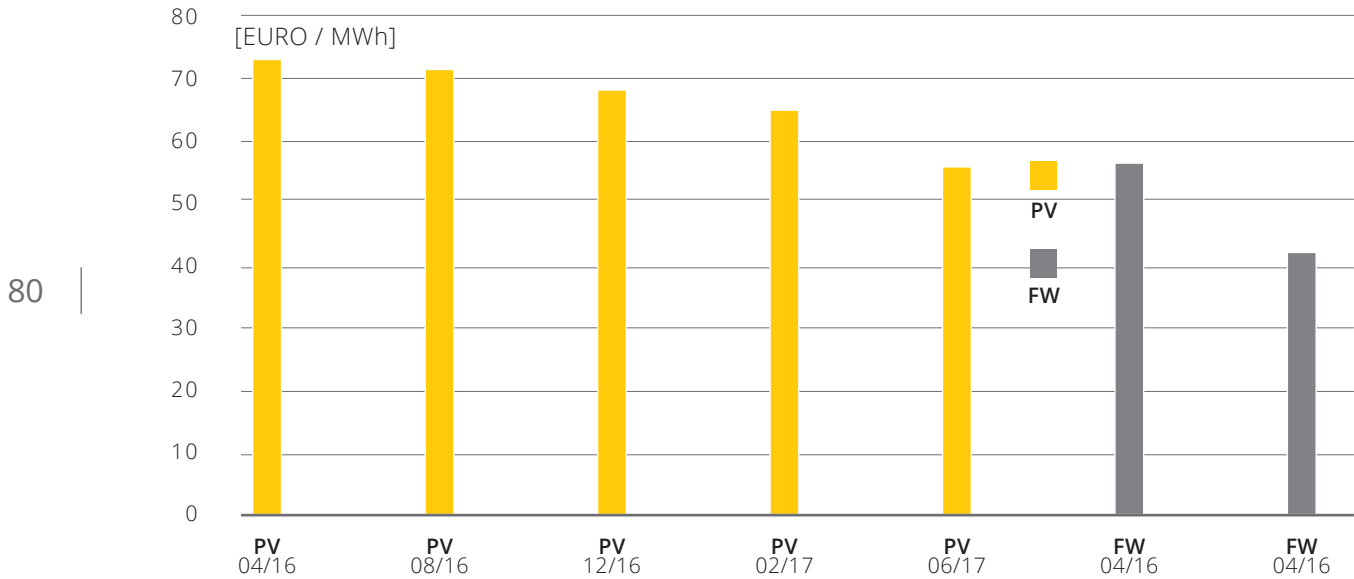
nim wsparciu i niższych kosztach finansowania, koszt wytwarzania dla obu technologii wynosi ok. 50 Euro/MWh czyli 210 zł. Koncerny energetyczne współpracują z dostawcami elektrowni wiatrowych, aby obniżyć koszty do 2021/2022 roku do tzw. grid parity, co oznacza obniżenie kosztów do poziomu cen hurtowych - ich obecny poziom to ok. 170 zł/MWh. W przypadku farm fotowoltaicznych taki rozwój może trwać kilka lat dłużej. Dla elektrowni wiatrowych na morzu całkowite koszty są wyższe, głównie z powodu infrastruktury przyłączenia. Jednak po sfinansowaniu niezbędnej infrastruktury przyłączenia np. z funduszu modernizacyjnego cena za MWh może wynieść ok. 250 zł/MWh, co jest konkurencyjne wobec elektrowni węglowych i gazowych. Energia elektryczna z elektrociepłowni spalającej biomasy kosztuje znacznie ponad 400 zł/MWh, a z biogazowni ok. 550 zł/MWh. W przypadku tych technologii nie istnieje potencjał znaczącego obniżenia kosztów inwestycyjnych lub operacyjnych, prawdopodobnie koszty operacyjne z powodu bardziej surowych standardów emisji pyłów i konieczności certyfikacji biomasy zgodnie z regulacjami LULUCF i ILUC lekko wzrosną.



PROGNOZY CEN HURTOWYCH WSKAZUJĄ, ŻE FARMY WIATROWE NA LĄDZIE OD 2022 ROKU ORAZ FARMY FOTOWALTAICZNE NAJPÓŹNIEJ OD 2025 ROKU OSIĄGAJĄ TZW. *GRID PARITY*

ŚREDNIE CENY UZYSKANE W AUKCJI W NIEMCZECH W 2016 I 2017 ROKU DLA FARM FOTOWOLTAICZNYCH I FARM WIATROWYCH NA LĄDZIE

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



9. OFFSHORE

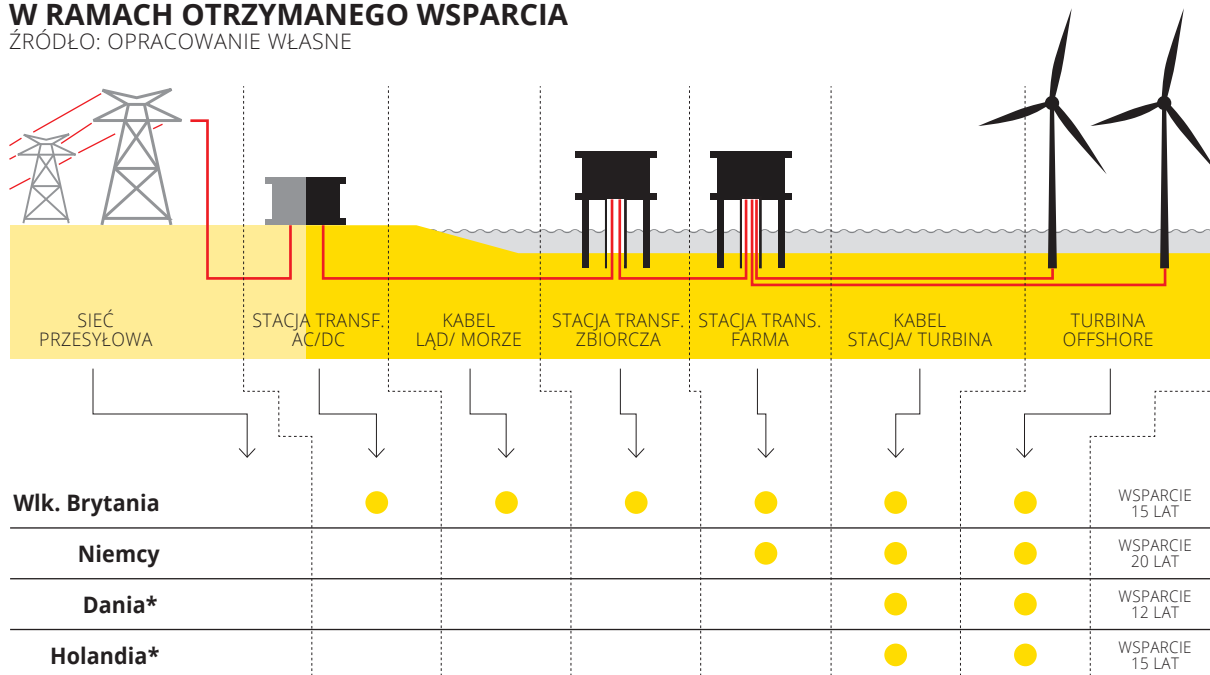
Pod koniec przyszłej dekady głównym filarem polskiej elektroenergetyki będzie wytwarzanie energii elektrycznej z węgla brunatnego. Wymaga ona powolnego wygaszania, zarówno z powodu braku zasobów, jak z powodu nadmiernie wysokiej emisji CO₂. Polska polityka energetyczna musi już teraz odpowiedzieć na pytanie, czym zastąpić tę energię. Wiele wskazuje na to, że technologia farm wiatrowych na morzu jest optymalnym sposobem wytwarzania odpowiedniej ilości energii. Dlatego polityka energetyczna powinna rozwijać energetykę wiatrową na morzu, a polityka gospodarcza powinna konsekwentnie dążyć do zbudowania centrum pro-

dukcyj i kompetencji dla całego regionu bałtyckiego w Polsce. Zgodnie z opinią ekspertów rozwój 6 GW farm wiatrowych na morzu do 2030 roku może oznaczać stworzenie ok. 70.000 nowych miejsc pracy. Potencjał technologiczny w polskim Bałtyku wynosi zgodnie z danymi BaltiIntegrid co najmniej 12,8 GW mocy – całkowity potencjał Bałtyku dla offshore wynosi ponad 40 GW mocy. Ponadto, koszt wytwarzania energii elektrycznej z farm wiatrowych na morzu, przy rosnących cenach hurtowych najprawdopodobniej nie potrzebuje dodatkowego wsparcia. Jest to możliwe przy założeniu, że, po pierwsze, potrzebna infrastruktura przyłączenia zostanie wykonana z środków europejskich np. z funduszu modernizacyjnego oraz po drugie, koszty finansowania zostaną obniżone za pomocą gwarancji unijnych.

POD KONIEC PRZYSZŁEJ DEKADY GŁÓWNYM
FILAREM POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI DALEJ BĘDZIE
WYTWARZANIE ENERGII ELEKTRYCZNEJ Z WĘGLA

OFFSHORE I ZAKRES PRAC DO WYKONANIA W RAMACH OTRZYMANEGO WSPARCIA

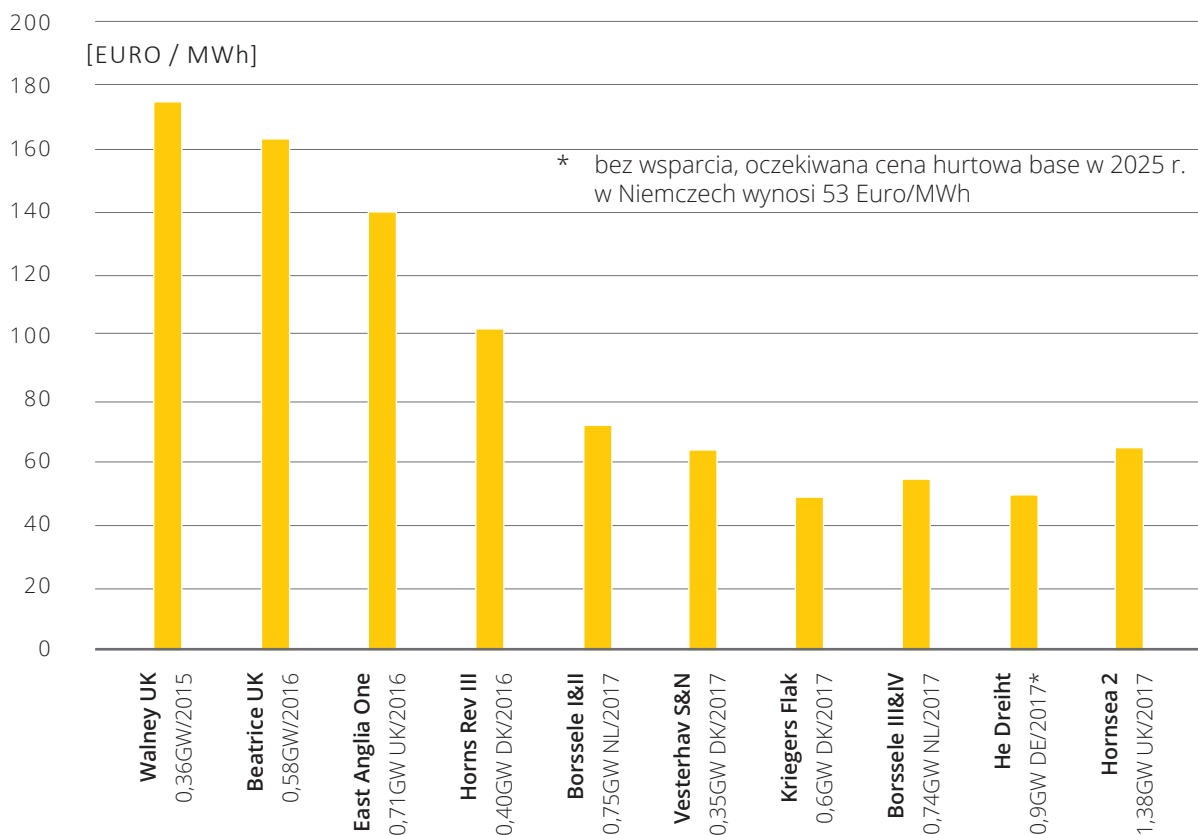
ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



* strona publiczna wykonuje badania środowiskowe i geologiczne przed zorganizowaniem aukcji

ZAGWARANTOWANA TARYFA OFFSHORE (OD 2016 ROKU W RAMACH AUKCJI)

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



POLSKA ENERGETYKA DO TEJ PORY NIE WYKORZYSTAŁA SWOJEGO POTENCJAŁU W ZAKRESIE EFEKTYWNEGO ZASTOSOWANIA BIOMASY W CELU STYMULACJI ROZWOJU TECHNOLOGICZNEGO, PRZEMYSŁU ROLNEGO I DRZEWNEGO



10. BIOMASA

Biomasa może być wykorzystywana do celów energetycznych w procesach bezpośredniego spalania biomasy stałej tj. jako paliwo pierwotne, zgazowania biomasy i dalszego (współ)spalania (po ewentualnym uszlachetnieniu) biometanu, w celu wytwarzania energii elektrycznej, ciepłej i chłodu. Ponadto można wykorzystać biogaz jako paliwo wtórne, przetwarzając na paliwa ciekłe i dalej wykorzystując w celu wytwarzania energii elektrycznej, ciepłej i chłodu tj. wykorzystując biopłynny. Ponadto do celów transportowych biomasa, np. ze słomy, może być zgazowana (biogaz-CNG) lub przetwarzana na biopaliwa. Zakres zastosowań jest więc bardzo szeroki.

Zgodnie z danymi Polskiej Izby Biomasy w 2015 roku w Polsce pozyskano ok. 5,5 milionów ton biomasy leśnej energetycznej (zasadniczo jest ona spalana przy wilgotności ok. 50%), a wykorzystano z tego ponad 1,8 milionów ton do krajowej produkcji energii elektrycznej. Ponadto zgodnie z danymi Polskiej Izby Biomasy i Stowarzyszenia Polska Biomasa w 2015 roku w Polsce było dostępnych ponad 13 milionów ton biomasy energetycznej agro. Składa się ona ze słomy (potencjalnie 9 milionów ton, z czego obecnie wykorzystano tylko 4,5 milionów ton), z trwałych użytków zielonych (TUZ – potencjał ok. 1 milion ton) oraz z 750 tysięcy ton śruty rzepakowej i 500 tysięcy ton zboża niespełniającego wymagań jakościowych dla zbóż w zakupie interwencyjnym.

Dotychczasowa polityka energetyczna wspierała OZE, ale pomimo dostępu do ogromnych środków unijnych, stymulowała ona w dużym stopniu rozwój technologii przejściowych tj. współspalanie węgla i biomasy stałej w kotłach węglowych. Ponadto znaczna część biomasy używanej do celów energetycznych pochodziła z importu, w tym głównie ze wschodu. W tym sa-

ZGODNIE Z DANymi POLSKIEJ IZBY BIOMASY W 2015 R. W POLSCE POZYSKANO OK. 5,5 MILIONÓW TON BIOMASY LEŚNEJ ENERGETYCZNEJ, A WYKORZYSTANO Z TEGO TYLKO 1,8 MILIONÓW TON BIOMASY LEŚNEJ DO KRAJOWEJ PRODUKCJI ENERGII ELEKTRYCZNEJ





mym czasie polski przemysł rolny i leśny eksportował produkowaną biomasę na zachód. Niestety polityka wsparcia OZE Ministerstwa Gospodarki okazała się porażką, ale obecna polityka energetyczna Ministerstwa Energii również nie stymuluje rozwoju tego sektora w dostateczny sposób.

Pomimo hojnego wsparcia inwestycyjnego powstało tylko ok. 100 biogazowni rolnych. Z powodu selektywnego nie notyfikowanego wsparcia, dni niedawno utworzonego osobnego systemu wsparcia dla biogazowni rolniczych (tzw. błękitne certyfikaty) są już policzone. Ratunkiem dla tych instalacji może być przejście na wytwarzanie biometanu. Już w 2014 roku w Niemczech ok. 150 biogazowni dostarczyło do sieci gazowej ok. 0,6 miliarda m³ uszlachetnionego biometanu. Poziom produkcji biometanu przez 367 biogazowni w UE w 2014 roku odpowiadał 2,8 miliarda m³. Technologia wytwarzania wysokometanowego biogazu z biomasy agro, biomasy leśnej i biodegradowalnych odpadów wymaga specjalnego programu rozwoju, żeby wykorzystać potencjał strategiczny tej technologii, na przykładzie programu partnerstwo dla biogazu (Biogaspartnerschaft) niemieckiej agencji rządowej DENA, przy czym zgodnie z rozporządzeniem pod tytułem Gasnetzzugangsverordnung z 2012 roku cel wytwarzania na 2020 roku w Niemczech wynosi 6 miliardów m³, a na 2030 roku - 10 miliardów m³ uszlachetnionego biometanu.

Nad podobną strategią pracują Francja, Wielka Brytania i inne kraje unijne. Dla porównania, zużycie gazu ziemnego w Polsce w 2015 roku wynosiło 15,4 miliarda m³. Strategia wytwarzania (uszlachetnionego) biometanu jest istotnym filarem polityki bezpieczeństwa energetycznego w innych krajach, ma zasadniczo zredukować uzależnienie od importu gazu ziemnego, co nie tylko jest problem krajów europejskich, ale również krajów azjatyckich. Tym samym stwarza ona doskonałe warunki do rozwoju polskich czempionów technologicznych. Rozwój wytwarzania biometanu w Niemczech i we Francji ma być głównie finansowane przez wprowadzenie opłaty OZE do stawek sieciowych operatorów sieci gazowej. Ilość dostępnej biomasy leśnej, stałej i ciekłej biomasy agro i biodegradowalnych odpadów w Polsce jest wystarczająca do realizacji podobnej strategii długoterminowej, a bezpieczeństwo energetyczne przy dywersyfikacji źródeł gazowych ma w Polsce najwyższą rangę polityczną. Istnieje duży potencjał dla krajowych koncernów jak PGE, PGNiG, PKN Orlen i Grupa Lotos, aby razem z kapitałem prywatnym rozwijały segment rynkowy wykorzystania biometanu do celów energetycznych.

POMIMO
HOJNEGO WSPARCIA
INWESTYCYJNEGO
POWSTAŁO TYLKO
OK. 100 BIOGAZOWNI
ROLNICZYCH

CZAS PRACY W ELEKTROCIEPŁOWNIACH DETERMINUJE GŁÓW-
NIE SEZON GRZEW CZY, ŚREDNIA CZAS PRODUKCJI
PEŁNĄ MOCĄ ELEKTRYCZNĄ WYNOŚI 4.500 GODZIN



11. CZAS PRACY JEDNOSTEK I PROGNOZA MOCY

Z ogłoszonych przetargów spółek energetycznych w zakresie dostosowania elektrowni i elektrociepłowni do nowych limitów emisji BAT, można wnioskować, że stabilność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego od 2022 roku może być zagrożona. W elektrowniach (także tych, które ogłosiły przetargi na dostosowanie instalacji do konkluzji BAT) moc, którą dysponuje KSE nawet zwiększając wykorzystanie o 10% nie będzie wystarczająca. Ze strony państwowych grup energetycznych do tej pory tylko PGE i Energa ogłosiły przetargi związane z inwestycjami poprzez dostosowanie części istniejących bloków węglowych do nowych limitów emisji. Pozostali członkowie „wielkiej czwórki” (Tauron, Enea) na razie konkretnych przetargów nie ogłosili z powodu braku notyfikacji rynku mocy. Nawet przy pełnym wykorzystaniu zdolności importowych i możliwościami zarządzania popytem dużych odbiorców energii, brakuje od 2022 roku mocy w systemie.

Wychodzono z założenia, że z powodu konieczności szybkiej budowy nowych jednostek wytwarzania realny jest tylko scenariusz gazowy/OZE. Ilość nowo przyłączonej mocy źródeł OZE determinuje godziny pracy jednostek konwencjonalnych. W okresie uzyskania wsparcia dla rynku mocy, głównie w latach 2021-2025, godziny pracy jednostek EWK dostosowanych do konkluzji BAT będą wyższe, ale od 2026 roku mogą spadać z powodu braku systemu wsparcia. Efektywność EWB zazwyczaj jest wyższa niż w EWK z powodu niższych kosztów zmiennych. Po (częściowym) zamknięciu EWB Bełchatów w 2031/2032 roku (tj. poza blokiem nr 14) nowe bloki w Opolu, w Jaworznie, w Kozieni-

cach oraz w Turowie muszą przejąć jej rolę. Najpóźniej przy okazji dostosowania tych jednostek do następnej generacji konkluzji BAT 2030 trzeba również pracować nad uelastycznieniem nowych jednostek, żeby móc bilansować elektrownie wiatrowe na morzu. Obecna elastyczność tych elektrowni nie jest wystarczająca w średniej perspektywie. Komisja pozwoli na systemy wsparcia tylko pod warunkiem limitowania emisji CO₂ z EWK/EWB zgodnie z Zintegrowanym Planem Krajowym w zakresie Energii i Klimatu.

Od 2022 roku powinny być uruchomione elektrociepłownie gazowe dla celów grzewczych, a po 2023 roku elektrownie gazowe. Dla nich

OD 2022 R. POWINNY BYĆ URUCHOMIONE
ELEKTROCIEPŁOWNIE GAZOWE DLA CELÓW GRZEW CZYCH,
ORAZ OD 2023 R. ELEKTROWNIE GAZOWE





stworzony będzie rynek mocy z momentem dostawy od 2021 roku i 2026 roku. Rodzi się pytanie, czy dojdzie do płynnego przejścia od wsparcia mniej elastycznych bloków węglowych do „elastycznego” rynku mocy. Niestety może się okazać, że autopoprawka do ustawy o rynku mocy uchwalona przez Radę Ministrów pod koniec października, nawet przy korzystnym rozwoju sytuacji na poziomie unijnym (możliwe przedłużenie wsparcia dla elektrowni i elektrociepłowni węglowych do 2035 roku) może nie przynieść oczekiwanych efektów. Inwestycje w dostosowanie jednostek węglowych do BAT dają oddech najprawdopodobniej tylko do 2026 roku, zaś to wsparcie może blokować rozwój pilnie potrzebnych jednostek gazowych, które mogą zabezpieczyć nie tylko KSE, ale również lokalne systemy ciepłownicze co najmniej do końca lat trzydziestych. Na razie nie widać, by ustawodawca miał szczególny plan, ponieważ zmieniony system wsparcia faworyzuje nowe bloki węglowe i istniejące EWB. Trzeba się również liczyć z silną konkurencją interkonektorów, elektrowni wodnych, magazynów energii i silników Diesla. Szczególnie opłaty z rynku mocy dla interkonektorów i zamortyzowanych elektrowni wodnych wydają się bezcelowe. W związku z tym rudno będzie pogodzić system wsparcia rynku mocy, który co do zasady powinien być neutralny technologicznie, wyłączenie z zamierzonymi efektami inwestycyjnymi.

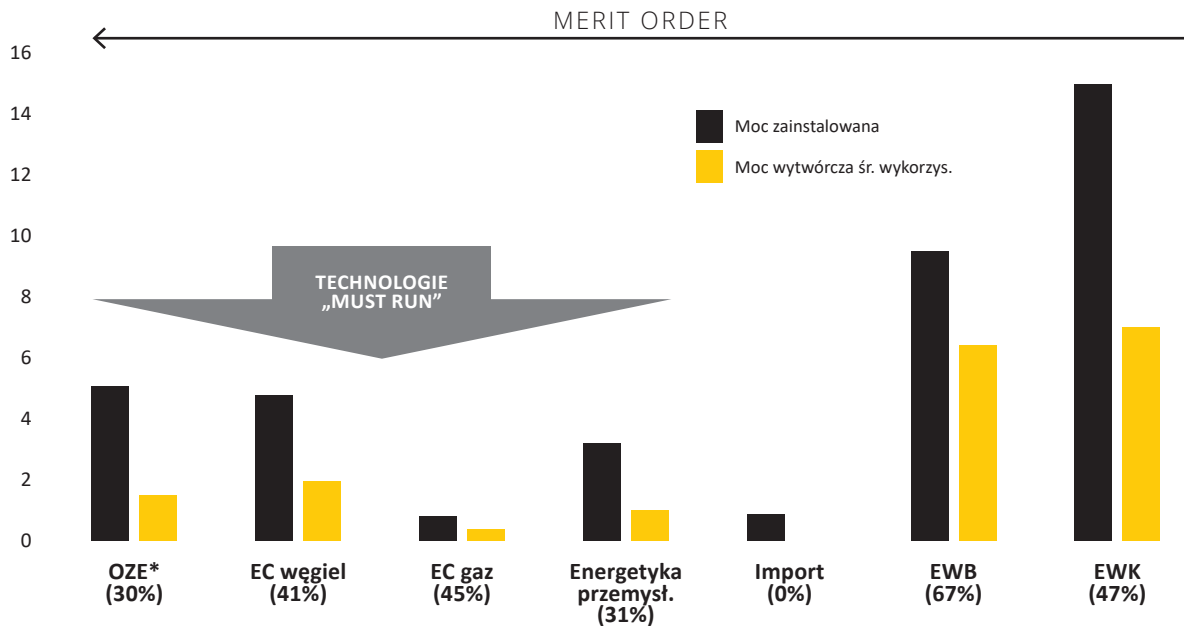
Elektrownie i elektrociepłownie gazowe są koniecznością dla utrzymania stabilności KSE po wyłączeniu ewentualnie modernizowanych elektrowni i elektrowni węglowych najpóźniej w drugiej połowie lat dwudziestych. Przy godzinach pracy dla elektrowni gazowych wychodzono z założenia, że koncerny energetyczne oczekują akceptowalnej stopy zwrotu, więc czas produkcji wydaje się być pewnym kompromisem pomiędzy oczekiwaniem koncernów energetycznych, oczekiwaniami konsumentów energii nt. dostawy energii po akceptowalnych cenach oraz interesem Ministra Finansów (najmniejsze obciążenie bilansu handlowego przez import surowców). Rynek mocy w Wielkiej Brytanii pokazuje, że elektrownie gazowe typu CCGT powinny w szybkim tempie stać się głównym beneficjentem tego systemu wsparcia. Pewnym ograniczeniem dla ich godzin produkcji mogą być magazyny energii (które mogą się okazać bardziej konkurencyjne nawet na rynku mocy) oraz limitowanie cen szczytowych przez farmy fotowoltaiczne. Oczekujemy, że konkurencja pomiędzy PGE i PGNiG doprowadzi do silniejszego wzrostu magazynów i farm fotowoltaicznych, niż zakładano.

Autorzy raportu mają świadomość, że godziny produkcji poszczególnych jednostek są wartościami zbliżonymi. W ciągu najbliższych kilku lat może

NAWET PRZY PEŁNYM
WYKORZYSTANIU ZDOLNO-
ŚCI IMPORTOWYCH
I ZARZĄDZANIEM DUŻYCH
ODBIORCÓW BRAKUJE OD 2022 R.
MOCY W SYSTEMIE, O ILE
KONCERNY NIE ZAINWESTUJĄ
W NOWE JEDNOSTKI

WYKORZYSTANIE MOCY NA PRZYKŁADZIE 2013 ROKU

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE ROLAND BERGER, 2015



* wiatr, biomasa dedykowana (bez współspalania), biogaz, hydroelekt. (bez pomp.-szczyt.), PV

się okazać, że transformacja technologiczna następuje w szybszym tempie niż zakładano. Ale po analizie wielu zagranicznych publikacji przedstawiony mikś wydaje się kompromisem pomiędzy skrajnie progresywnym i skrajnie konserwatywnym podejściem. Teza, że głównym filarem mikśu energetycznego po 2030 roku pozostaje węgiel energetyczny, wydaje się trudna do obronienia. Również nie ma potwierdzenia dla tezy, że już w latach trzydziestych energia wiatrowa i słoneczna całkiem zdominuje polski mikś energetyczny. Paliwem przejściowym do transformacji polskiego mikśu będzie gaz naturalny. Determinacja polskiego rządu w celu dywersyfikacji kierunku dostaw gazu ziemnego jest jak najbardziej słusznym kierunkiem. Jest też w interesie polityki bezpieczeństwa dla regionu - co niestety odróżnia Polskę od innych krajów Trójmorza.

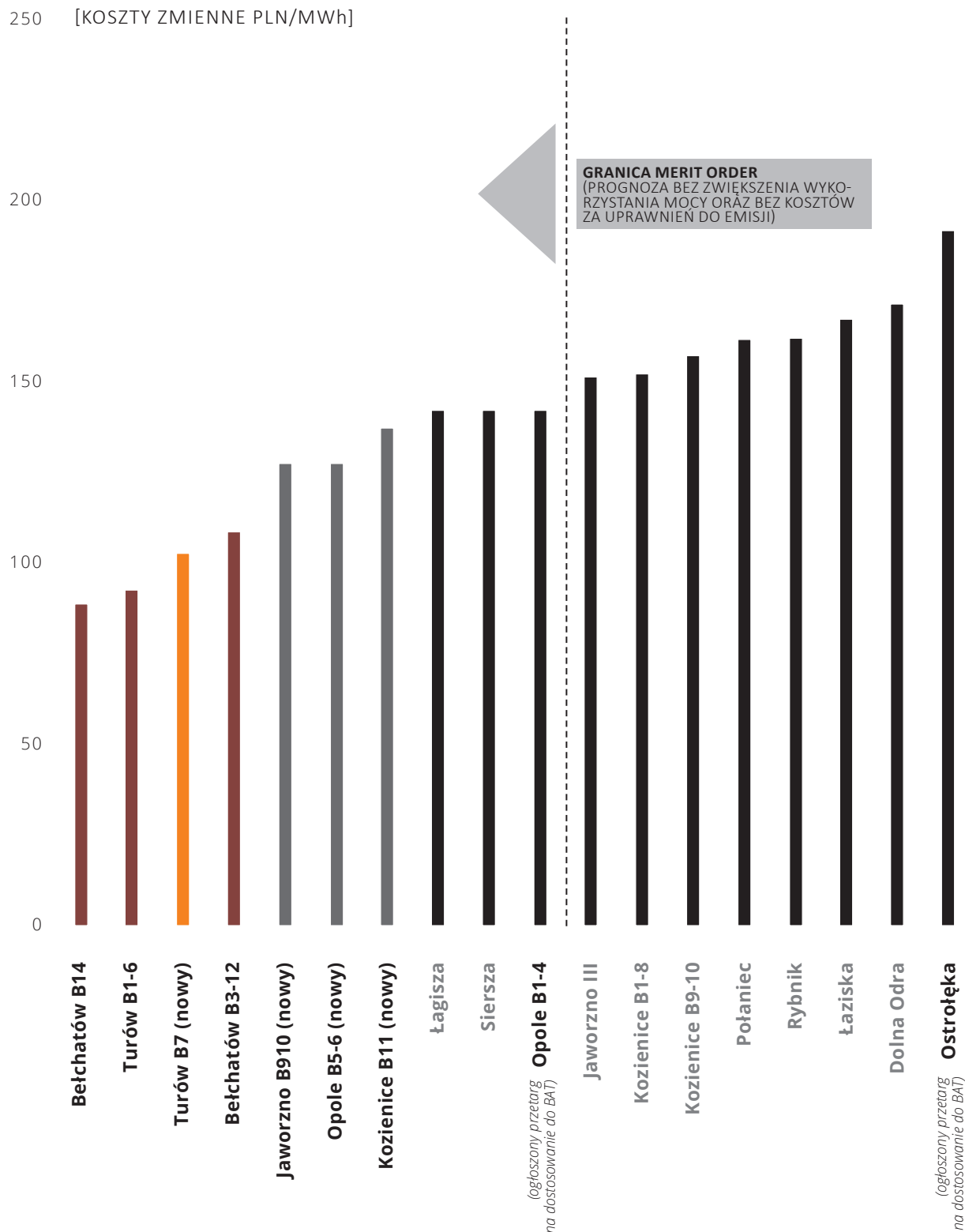
Ponadto, po następnej reformie Unii Energetycznej od 2031 roku tj. po gruntownej reformie rynków energii elektrycznej i jej dystrybucji, oraz wprowadzeniu magazynów energii na masową skalę, energia produkowana w wirtualnych elektrowniach zredukuje z czasem zapotrzebowanie na energię wytwarzaną z gazu.

Czas pracy w elektrociepłowniach determinuje głównie sezon grzewczy. Średni czas produkcji pełną mocą elektryczną wynosi 4.500 godzin i jest o ok. 5% wyższy niż obecna efektywność EC gazowych. Dla jednostek opalanych stałą biomasą lub biometanem czas pracy z powodu wsparcia przez system aukcyjny OZE będzie wyższy. Wątpliwe, czy system wsparcia kogeneracji uzyska zgodę Komisji. Elektrociepłownie gazowe będą docelowo jednym z głównych beneficjentów rynku mocy, a elektrociepłownie spalające biomasy skorzystają z systemu aukcyjnego OZE. Wsparcie nowych elektro-

ENERGETYKA OBYWATELSKA BAZUJE PRAWIE WYŁĄCZNIE NA FOTOWOLTAICE, ALE Z POWODU ZNACZNIE MNIEJSZYCH INSTALACJI ICH EFEKTYWNOŚĆ WYNOSI TYLKO 70% WIĘKSZYCH FARM FOTOWOLTAICZNYCH

JWCD (EWB I EWK) W MERIT ORDER – PROGNOZA NA 2020 R. *

ŹRÓDŁO: OPRAWOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE ROLAND BERGER, 2015 I PRZETARGÓW OGŁOSZONYCH PRZEZ SPÓŁKI ENERGETYCZNE



*bez zespół EWB PAK, bez kosztów dla kapitału zw. z inwestycjami (nowy blok, dostosowanie do konkluzji BAT 2020, nieplanowane inwestycje w kopalnie węgla brunatnego jak np. KWB Turów), bez wyższych kosztów operacyjnych związanych z filtrowaniem emisji wg konkluzji BAT 2020 zamiast standardu LCP, bez kosztów dla certyfikatów CO₂ (wolne uprawnienia do emisji tylko do 2020 r.), bez kosztów stałych

DLA FOTOWOLTAIKI SEKTOR OCZEKUJE SZYBKIEGO POSTĘPU
EFEKTYWNOŚCI, NAJPRAWDOPODOBNIJ FARMY
FOTOWOLTAICZNE OSIĄGAJĄ *GRID PARITY* DO 2025 ROKU

88

ciepłowni węglowych nie uzyska zaś akceptacji Komisji. Istnieje więc ryzyko, że system wsparcia kogeneracji dubluje inne systemy wsparcia, co nie jest zgodne z zasadami konkurencji na rynku wewnętrznym.

Średni czas pracy istniejących elektrowni wiatrowych na lądzie jest znany – 2.200 h/rok. Obecna moc prawdopodobnie spadnie po repoweringu od 2030 roku, ale godziny pracy rosną, a te dwa czynniki powinny w sumie pozwolić na kontynuację obecnego poziomu produkcji. Rośnie efektywność nowych elektrowni wiatrowych na morzu i na lądzie, ale najlepsze lokalizacje dla farm wiatrowych lądowych na Pomorzu, naszym zdaniem, nie będą w przyszłości dostępne z powodu rezerwacji sieci przesyłowych dla farm wiatrowych na morzu. Z tego powodu wzrost efektywności nie będzie aż tak drastyczny. Ponadto trzeba uwzględnić, że w następnej dekadzie energetyka wiatrowa na lądzie nawet w nieoptymalnych lokalizacjach może osiągnąć tzw. grid parity (koszt wytwarzania odpowiada cenami na hurcie). Również dla fotowoltaiki sektor oczekuje podobnego postępu, ale najprawdopodobniej z kilkuletnim opóźnieniem.

Elektrownie wodne przepływowe mają nieznaczny potencjał rozwoju efektywności. Również miejsca dla lokalizacji nowych elektrowni są bardzo ograniczone, dlatego nie przewidujemy wzrostu produkcji. Prędzej oczekujemy inwestycji w nowe elektrownie szczytowo-pompowe w południowej Polsce, może nawet w zamkniętych kopalniach.

Energetyka obywatelska bazuje prawie wyłącznie na fotowoltaice, ale z powodu znacznie mniejszych instalacji, ich efektywność wynosi tylko 70% większych farm fotowoltaicznych. Zamiast rosnącej efektywności efekt spadających kosztów ma większe znaczenie dla konsumentów. Trzeba uwzględnić, że energetyka obywatelska (i w mniejszym stopniu wirtualne elektrownie) prowadzi do auto-konsumpcji, tylko część produkowanej energii trafi do sieci. Pomimo, że oczekujemy znaczącego wzrostu konsumpcji energii elektrycznej przez pompy ciepła i ogrzewanie elektryczne, rozwój obywatelskiej energetyki fotowoltaicznej złagodzi ten efekt. Jednak wiele wskazuje na to, że dopiero następny pakiet legislacyjny Unii Energetycznej pod koniec lat 20-tych wprowadzi zasady, które będą w pełni stymulować tzw. prosumentów.

ISTNIEJE RYZYKO,
ŻE **SYSTEM WSPARCIA
KOGENERACJI DUBLUJE
INNE SYSTEMY WSPARCIA,**
CO NIE JEST ZGODNE
Z ZASADAMI KONKURENCJI
NA RYNKU
WEWNĘTRZNYM



12. KONKURENCYJNOŚĆ POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI W REGIONIE

1 września 2017 roku grupa PGE poinformowała, że komitet inwestycyjny wydał rekomendację w zakresie paliwa i technologii dla nowego bloku energetycznego w Elektrowni Dolna Odra. Ze względu na uwarunkowania ekonomiczne oraz specyficzną lokalizację elektrowni, a także w wyniku zachodzących zmian w otoczeniu rynkowym i regulacyjnym, jako najkorzystniejsze paliwo wskazany został gaz. Na korzyść technologii gazowej w Elektrowni Dolna Odra przemawiają również aktualne uwarunkowania rynkowe i regulacyjne polityki klimatyczno-energetycznej Unii Europejskiej, które wymagają elastycznego podejścia do zarządzania ryzykiem w tego typu projektach, w tym szczególnie ryzykiem regulacyjnym. Możliwość wprowadzenia limitów emisyjnych dla technologii konwencjonalnych, w połączeniu z postępującą rewizją systemu handlu uprawnieniami do emisji CO₂, mogąca podnieść koszty wytwarzania energii elektrycznej, stanowią istotne ryzyka w obszarze regulacyjnym. Komunikat PGE stanowi również odpowiedź na politykę unijną w zakresie rozbudowy rynku wewnętrznego.

Lokalizacja bloku gazowego w regionie z dużą wietrznością jest najbardziej pewnym rozwiązaniem do obsługi przerw w dostawie z północno-

wschodnich Niemiec. Takie podejście może się również sprawdzić w rejonach z dużą ilością nieelastycznych technologii, tj. elektrowni jądrowych (Czechy, Słowacja), w szczególności w kombinacji z technologiami z niskimi kosztami zmiennymi, jak elektrownie wiatrowe (na lądzie) i fotowoltaika. Elektrownie wiatrowe na morzu mogą natomiast konkurować z podobnymi instalacjami po stronie szwedzkiej i duńskiej. Miks energetyczny może stanowić istotny element strategii eksportu, tak jak obecny mikс energetyczny jeszcze kilka lat temu miał swoje uzasadnienie. Przedstawiony mikс wychodzi naprzeciw takim celom.

Podczas budowania silnej pozycji rynkowej w regionie przez przyszłościowe źródła wytwarzania energii (farmy wiatrowe, elektrownie gazowe, kogeneracja gazowa i biomasowa) obecny wysoki udział PGE na krajowym rynku może stanowić problem. W związku z tym zalecane jest wydzielenie aktywów rezerwy strategicznej (elektrownie węglowe) najpóźniej do 2025 roku (na przykładzie transakcji E.ON – Uniper).

PIERWSZEGO WRZEŚNIA 2017 ROKU GRUPA PGE POINFORMOWAŁA, ŻE KOMITET INWESTYCYJNY WYDAŁ REKOMENDACJĘ W ZAKRESIE PALIWA I TECHNOLOGII DLA NOWEGO BLOKU ENERGETYCZNEGO W ELEKTROWNI DOLNA ODRA

MOŻLIWY MIKS ENERGETYCZNY W CELU OSIĄGNIĘCIA POZYTYWNEGO BILANSU HANDLOWEGO

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE

90



- 
 ELEKTROWNIE
WIATROWE
NA MORZU
- 
 ELEKTROWNIE
WIATROWE
NA LĄDZIE
- 
 ELEKTROWNIE
SŁONECZNE
- 
 ELEKTROWNIE
JĄDROWE
- 
 ELEKTROWNIE
GAZOWE
- 
 MOŻLIWE KIERUNKI
EKSPORTU
ENERGII



13. ZUŻYCIE ENERGII

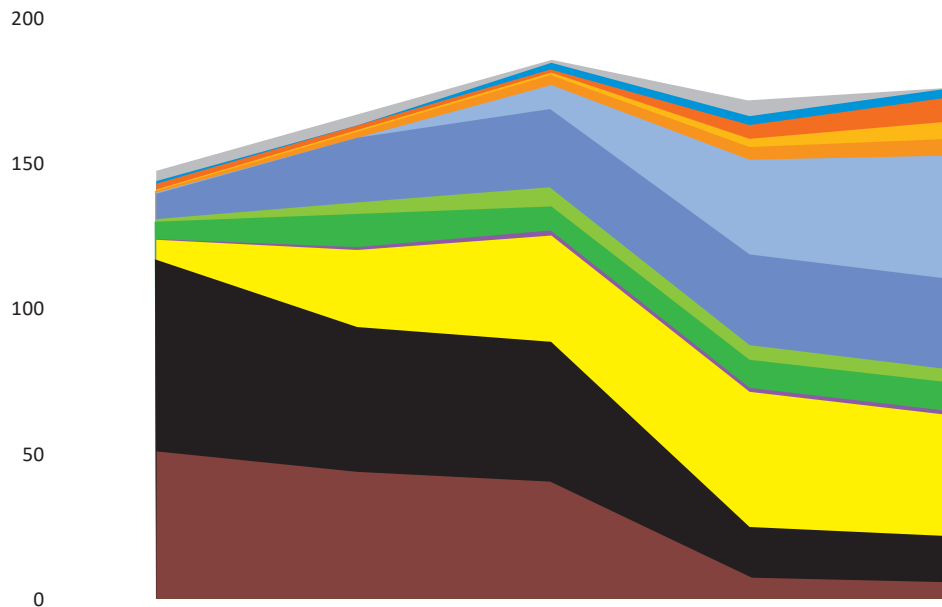
Poniższe założenia zużycia energii elektrycznej są ogólne, ale do kalkulacji wstępnego mixsu wydają się wystarczające. Oczywiście są jeszcze inne elementy zarządzania rynkami energii, które mają wpływ na zapotrzebowanie, jak np. DSR (zarządzanie popytem), który w Polsce szczególnie dla konsumentów ma jeszcze spory potencjał. Trzeba również uwzględnić, że zmniejsza się zapotrzebowanie na energię w górnictwie, ale również zużycie własne EWB i EWK. Ogólnie zakłada się, że zapotrzebowanie w centralnej Europie wzrośnie przez następnych 20 lat średnio o 1,5% rocznie – PSE bezpiecznie kalkuluje w tym okresie 2% wzrostu co wydaje się przeszacowane. Czy takie założenia nie są jednak zbyt ogólne? Uważa się, że szczególnie pompy ciepła, które będą w dużym stopniu zastępować indywidualne kotły węglowe do celów grzewczych, mogą do 2030 roku prowadzić do wyższego wzrostu zużycia, nawet jeżeli równoległy montaż paneli słonecznych u tych samych „prosumentów” zredukują zapotrzebowanie dla zasilania pomp z sieci.

Podsumowując, można wychodzić z założenia, że pomiędzy 2020 i 2040 roku zapotrzebowanie na energię elektryczną (bez własnego zużycia energii przez elektrownie i elektrociepłownie) rośnie z 160 TWh do 175 TWh.

TRZEBA RÓWNIEŻ UWZGLĘDNIĆ, ŻE ZMNIJSZA SIĘ ZUŻYCIE ENERGII W GÓRNICTWIE, ALE RÓWNIEŻ ZUŻYCIE WŁASNE EWB I EWK

MIKS ENERGETYCZNY W LATACH 2016-2040. PRODUKCJA W TWh

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



	2016	2025	2030	2035	2040
Import	2,8	6	0	5,3	0
El. wodne	2,4	2,4	2,4	3	3
Wirtualne elektrownie*	0	0,3	2,5	12,5	25
Fotowoltaika na dachu**	0	0,2	0,8	4	8
Farmy fotowoltaiczne	0,2	3,4	6,2	7,8	16,8
Wiatr na morzu	0	0	13,2	37,2	57,2
Wiatr na lądzie	11,1	20,2	29,5	36,3	36,3
EC Biogaz	0,5	5,2	5,2	5,2	5,2
EC Biomasa	7	13	13	13	13
EC RDF	0	1,3	1,3	1,3	1,3
EL/EC Gaz	5,8	25,7	36,9	61,8	52,8
EL/EC WK	66,5	54,2	47,7	24,7	15,2
EWB	51,2	48,1	42,1	7	5,6
Zużycie netto (bez własnego zużycia jednostek)	150,3	160	165	170	175
Zapotrzebowanie brutto (w tym własne zużycie jednostek wytwarzania, bez importu)	162,6	166,7	181	168,7	185,5
Import (+)/Eksport (-)	(+) 2,0	(+) 6,0	(-) 5,8	(+) 5,3	(-) 2,6
Gram CO₂/kWh	770	600	500	210	170
Udział OZE-e w procent finalnego zużycia brutto	14%	26%	33%	56%	64%

* 70% fotowoltaiki, 20% biogazownie, 5% el. wodne, 5% wiatr na lądzie/ilość energii elektr. oddawana do sieci

** 100% fotowoltaiki/ilość energii elektr. oddawana do sieci



VIII. PROGRAM DLA ŚLĄSKA

Transformacja energetyczna stanowi dla polskiej elektroenergetyki, ale również dla regionu Śląskiego, ogromne wyzwanie, w tym społeczne. Zgodnie z decyzją Rady UE z 2010 roku kopalnie wydobywcze węgla kamiennego powinny do końca 2018 roku działać rentownie tj. obowiązuje zakaz udzielenia im pomocy publicznej. Z drugiej zaś strony ubywa odbiorców. Zgodnie z polityką środowiskową Unii Energetycznej w ciągu jednej dekady zniknie główny odbiorca węgla energetycznego czyli elektrownie, elektrociepłownie, ciepłownie i odbiorcy indywidualni węgla kamiennego. Niestety od 2011 do 2015 roku nie wykorzystano dobrej koniunktury na rynkach światowych w celu restrukturyzacji górnictwa. Ministerstwo Energii od początku założenia próbuje restrukturyzować sektor górniczy, udało się notyfikować wielomiliardowy program wsparcia dla sektora w 2016 roku, ale wyłącznie w celu likwidacji kopalń. Zatwierdzono udzielenie wsparcia w wysokości 7,95 mld zł „na złagodzenie społecznych i środowiskowych skutków likwidacji niekonkurencyjnych kopalń węgla do 2018 roku”. Równoległe spółki skarbu państwa dokapitalizowały spółki górnicze, ale niestety presja społeczna okazała się zbyt duża, aby w efektywny sposób inwestować uzyskany kapitał.

Porozumienie na rzecz zintegrowanej polityki rozwoju województwa śląskiego podpisane zostało 14 grudnia 2016 roku w obecności wicepremiera Mateusza Morawieckiego. Ma być stanowiskiem w regionalny wkład do opracowywanej przez rząd Strategii Odpowiedzialnego Rozwoju. Dokument jest

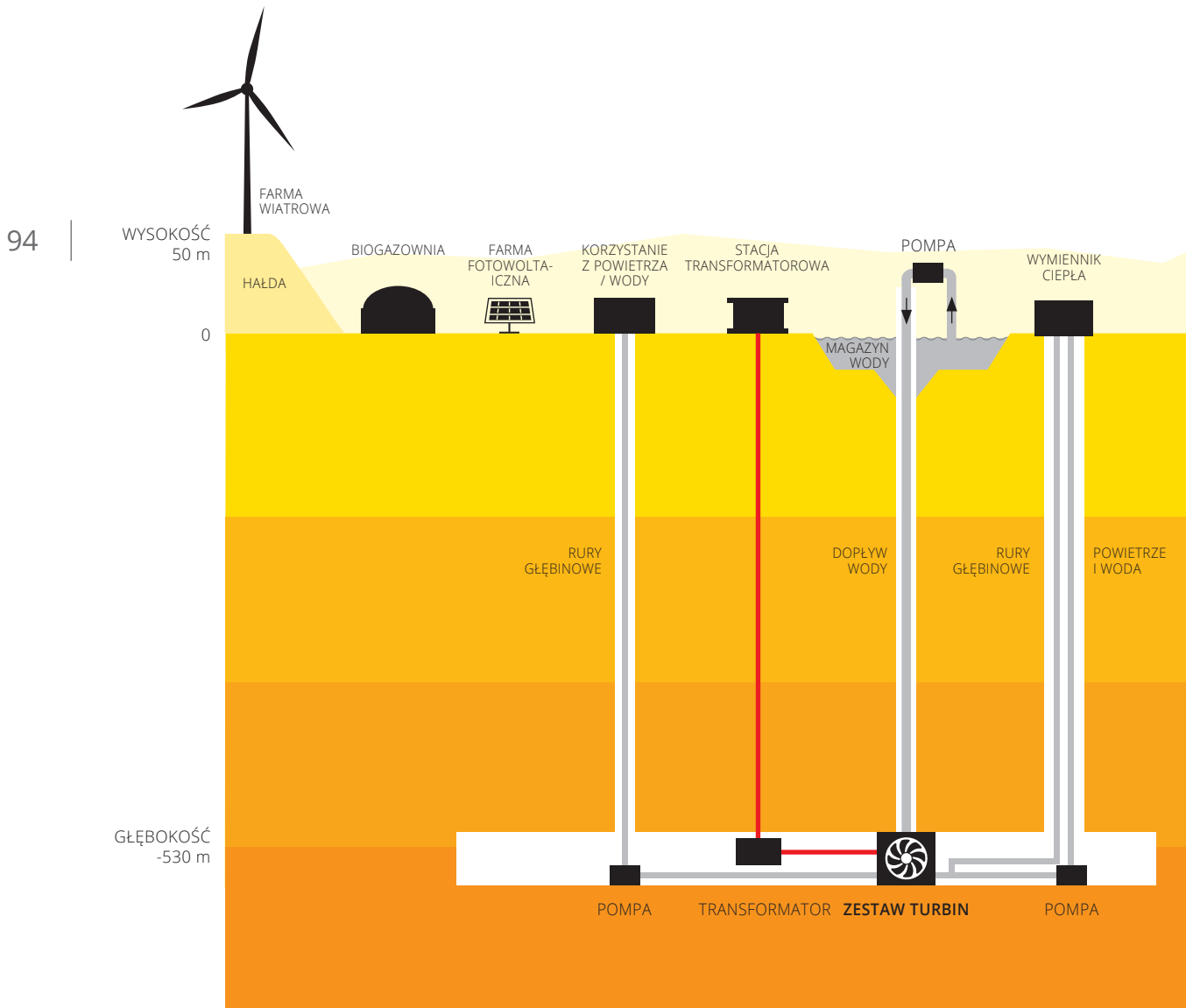
efektem kilku miesięcy prac strony samorządowej wraz z Marszałkiem Województwa Śląskiego, z Wojewodą Śląskim oraz przedstawicielami pracodawców i związków zawodowych. W Barbórkę tj. 4 grudnia 2017 roku rząd planuje prezentację Programu dla Śląska. Według Ministerstwa Rozwoju program będzie się opierał na wykorzystaniu lokalnego kapitału ludzkiego i na wsparciu procesów mających na celu poprawę infrastruktury energetycznej i transportowej czy działań związanych z ochroną środowiska. Ministerstwo podkreśliło, że region traci konkurencyjność, a jego udział w krajowym PKB z roku na rok maleje. Rząd planuje uruchomić program do 2020 roku. Po 2020 roku spodziewa się jego aktualizacji. Program powstaje we współpracy z Wojewódzką Radą Dialogu Społecznego. Rada już jesienią ubiegłego roku wypracowała program gospodarczo-społeczny dla regionu, który został przyjęty w formie rekomendacji WRDS dla rządu. Na tej podstawie, a także z uwzględnieniem materiałów przygotowanych przez samorząd woj. śląskiego, powstał projekt dopracowywany podczas spotkania roboczych przedstawicieli ministerstwa i WRDS.

Porozumienie na rzecz zintegrowanej polityki rozwoju Województwa Śląskiego w zakresie energetyki objęło między innymi modernizację lub przebudowę bloków węglowych 200 MW tzw. „Program 200+”. Ponadto, program przewiduje budowę instalacji do produkcji gazu syntezowego poprzez proces odgazowania surowców w atmosferze wodorowej, m.in. w celu wytwarzania energii elek-

POROZUMIENIE NA RZECZ ZINTEGROWANEJ POLITYKI ROZWOJU WOJEWÓDZTWA ŚLĄSKIEGO PODPISANE ZOSTAŁO 14 GRUDNIA 2016 R. W OBECNOŚCI WICEPREMIERA MATEUSZA MORAWIECKIEGO

SPOSÓB FUNKCJONOWANIA ELEKTROWNI POMPOWO-SZCZYTOWEJ W ZAMKNIĘTEJ KOPALNI WĘGLA KAMIENNEGO

ŹRÓDŁO: MINISTERSTWO OCHRONY ŚRODOWISKA KRAJU ZWIĄZKOWEGO NADRENIA PÓŁNOCNA-WESTFALIA, 2016



LOKALIZACJA Szyb 1 i 2 Kopalni Franz Haniel na poziomie minus 530 m NN, skorzystano również z lokalnej hałdy odpadów pokopalnianych

Instalacja	Dwa zestawy turbiny Francisa
Długość rur w celu transportu wody	15.600 m
Spadek wody	560 m
Wolumen magazynu na powierzchni	600.000 m ³
Przepływ	40 m ³ /s
Moc	200 MW
Czas produkcji	4 godz.
Magazynowana energia	824 MWh



trycznej. Dalej program proponuje budowę bloków kogeneracyjnych na terenie istniejących elektrowni np. w Łagiszy, opartych na kotłach wielopaliwowych, w tym głównie RDF jak w przypadku EC Zabrze.

Komisja Europejska zamierza 11 grudnia 2017 roku przedstawić wielomiliardowy program dla restrukturyzacji 42 rejonów górniczych, który bazuje na funduszach europejskich, dostępnych instrumentach finansowych i pomocy technicznej w zakresie sektorów energii, klimatu, środowiska i transportu. Prace będą koordynowane przez Sekretariat Generalny Komisji Europejskiej, w ścisłej współpracy z Dyrekcją Generalną ds. Energii pod politycznym nadzorem wiceprzewodniczącego Komisji Europejskiej Marosza Szeftczowicza i we współpracy z 10 Dyrekcjami Generalnymi Komisji. Na początku października 2017 roku Minister Energii Krzysztof Tchórzewski przedstawił w Katowicach pomysł funduszu przeznaczonego na rewitalizację terenów poprzemysłowych oraz wsparcie rozwoju nowej działalności gospodarczej na takich obszarach, nazywanego potocznie Funduszem dla Śląska. Miałyby on być finansowany po połowie ze środków krajowych i unijnych, a jego proponowany budżet to ok. 9 mld zł. Programy i rozwiązania mają służyć do rekultywacji terenów pogórnich. Komisja oczekuje od polskiego rządu szerszego katalogu rozwiązań dotyczących poszczególnych zadań, które mogły być współfinansowane ze środków unijnych – chodzi nie tylko o energetykę, ale i kapitał ludzki, o badania, rozwój, infrastrukturę, nawet edukację.

Ważnym uzupełnieniem w ramach programu dla Śląska powinny także być inwestycje w elektrownie pompowo-szczytowe w zlikwidowanych kopalniach. Do wyrównywania podaży i popytu zakumulowanej nadwyżki energii elektrycznej z niesterowalnych technologii OZE służą od lat elektrownie wodne szczytowo-pompowe, które służą do pompowania wody do wyżej usytuowanego zbiornika, w okresie występowania nadwyżki podaży energii i wykorzystania energii grawitacyjnej wody do produkcji prądu. Jednakże kwestie ekologiczne sprawiają, że realizacja takich projektów na powierzchni jest coraz trudniejsza. Dlatego w Niemczech w 2010 roku zrodziła się koncepcja wykorzystania infrastruktury unieruchamianych kopalń Zagłębia Ruhry dla lokalizacji podziemnych elektrowni szczytowo-pompowych np. z mocą 200 MW. W pracach projektowych zakłada się istnienie nieuszkodzonej infrastruktury, co w konsekwencji prowadzi do uwzględnienia jedynie kopalń aktualnie prowadzących eksploatację. W Niemczech jest takich kopalń bardzo mało, ale na Śląsku jest ich jeszcze wiele. Warto także wspomnieć o akumulacji energii w zbiornikach podziemnych (z wykorzystaniem sprężonego powietrza - CEAS) w kawernach które na to pozwalają. Korzystając z tych kopalń w efektywny sposób - za pomocą wsparcia środkami unijnymi w celu przekształcenia kopalń- można z nich stworzyć jeden z największych magazynów energii elektrycznej. Do tego w sercu kontynentu, z doskonałą infrastrukturą przesyłową. Znacznie różni się to od koncepcji wykorzystania jako „magazynu Europy” elektrowni szczytowo-pompowych zlokalizowanych w Norwegii.

ZAMIAST STAWIAĆ NA ROZWIĄZANIE MAŁO-INNOWACYJNE RZĄD POWINIEN ZAPROPONOWAĆ INWESTYCJE W ELEKTROWNIE POMPOWO-SZCZYTOWE W ZLIKWIDOWANYCH KOPALNIACH JAKO INNOWACYJNA WERSJA PROGRAMU "200+"

IX. PODSUMOWANIE

Zgodnie z Strategią Odpowiedzialnego Rozwoju (SOR), filarami polskiego sektora energii są

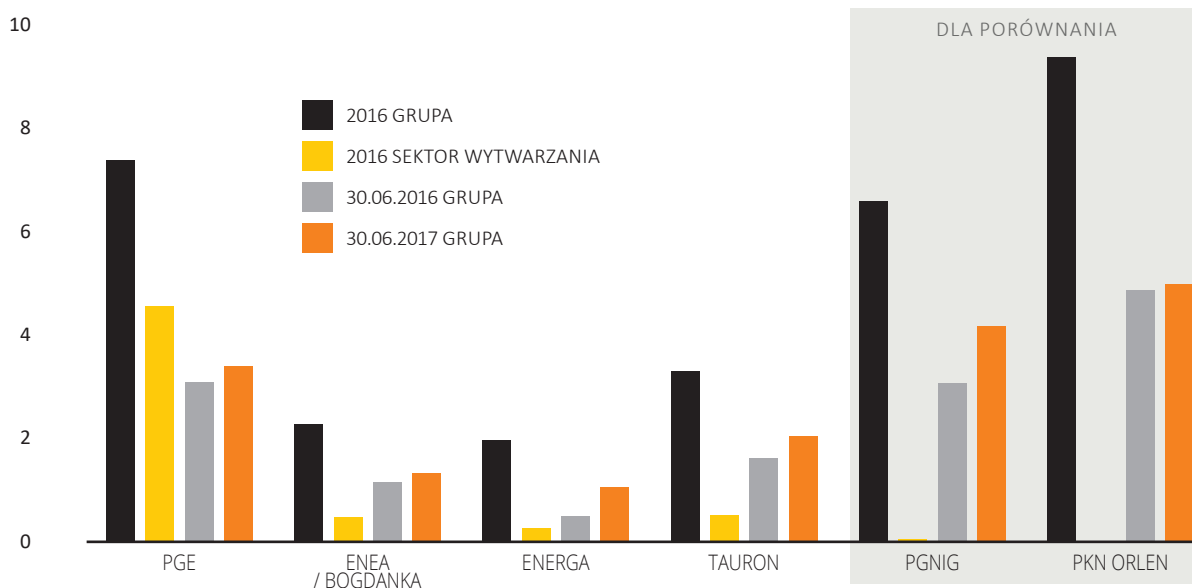
1. zapewnienie gospodarce i obywatelom dostaw energii w akceptowalnej ekonomicznie cenie,
2. racjonalne i efektywne wykorzystanie lokalnie dostępnych surowców (mających wartość energetyczną odpadów oraz odnawialnych źródeł energii, przy trwałym ograniczaniu emisji zanieczyszczeń i przechodzeniu na gospodarkę nisko- i zeroemisyjną), tak by przełożyło się to na realną redukcję kosztów społecznych i środowiskowych,
3. wykorzystanie potencjału innowacji przedsiębiorców przy wytwarzaniu, przesyłaniu i dystrybucji energii, oraz stworzenie wysoko innowacyjnych miejsc pracy związanych z transformacją energetyczną,
4. zwiększenie efektywności, między systemami wytwarzania i dostaw energii a jej wykorzystaniem przez przedsiębiorstwa, sektor publiczny oraz gospodarstwa domowe,
5. zrównoważony rozwój obszarów wiejskich.

Polska polityka energetyczna powinna być konsekwentną realizacją celów SOR.

Polityka Unii Europejskiej realizuje cele polityki klimatyczno-energetycznej wspólnoty, poprzez systematyczne ograniczanie emisji zanieczyszczeń i przechodzenie na gospodarkę nisko- i zeroemisyjną. Implementacja unijnej polityki oznacza wprowadzenie znaczących zmian w miksie energetycznym już na początku następnej dekady. Do 2022 roku - głównie z powodu ograniczeń emisji dwutlenku siarki, tlenku azotu, rtęci i pyłów na podstawie tzw. konkluzji BAT 2020, zgodne z PKEE z tym związane inwestycje wynoszą ok. 10 mld złotych. Następna generacja konkluzji BAT, która będzie najprawdopodobniej jeszcze ostrzejsza, wejdzie w życie najpóźniej na początku lat trzydziestych. Sporządzenie dokumentu „Projekt Polityki Energetycznej Polski do 2050 r.” tj. Zintegrowany Plan Kra-

EBITDA SSP Z SEKTORA ENERGII W MLD ZŁ

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE NA PODSTAWIE DANYCH GIEŁDOWYCH W/W SPÓŁEK



jowy w zakresie Energii i Klimatu w celu przechodzenia na gospodarkę nisko- i zeroemisyjną jest okazją do uzgadniania strategii sektora energii, zgodnie z projektem SOR. Z powodu presji inwestycyjnej w elektroenergetyce i w ciepłownictwie systemowym trzeba zintensyfikować pracę nad tym planem, a koordynacja tego dokumentu powinna być w stałej agendzie KERM.

Ponadto spójny Zintegrowany Plan Krajowy w zakresie Energii i Klimatu jest kluczowy dla Komisji Europejskiej w celu szybkiej notyfikacji niezbędnych systemów wsparcia dla elektroenergetyki. Na dywagacje nad przyszłością niszowych lub nierentownych technologii jest zbyt późno. Cztery pakiet legislacyjny Unii Energetycznej tzw. „pakiet zimowy” jest o tyle istotny, że kształtuje zasady wsparcia elektroenergetyki w sposób opisany poniżej. Bez notyfikacji systemów wsparcia dla sterowalnych technologii, transformacja energetyczna w Polsce nie będzie możliwa.

Jednakże dalsze badania nad technologią elektrowni jądrowych czwartej generacji wydaje się sensowne. Ale dopóki takie elektrownie tj. mniejsze reaktory typu SMR (small module reactor) nie będą wprowadzone na rynek w szerszej skali, ryzyko inwestycyjne jest za duże. Niestety ogromne elektrownie jądrowe trzeciej generacji charakteryzuje niekontrolowalny roz-

MOŻNA DOMNIEMYWAĆ, ŻE W PRZYSZŁEJ DEKADZIE POWSTANIE DUOPOL POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI ZAWODOWEJ W POSTACI SPÓŁEK Z UDZIAŁEM SKARBU PAŃSTWA, GRUPA PGE/ENERGA I GRUPA PGNIG ŚCIŚLE WSPÓŁPRACUJĄCA Z ENEA I TAURON

CYKL INWESTYCYJNY WSKAZUJE NA TO, ŻE OD POŁOWY
PRZYSZŁEJ DEKADY ZNACZĄCO ZWIĘKSZY SIĘ MOC
W ELEKTROWNIACH OPALANYCH GAZEM – A NIECO WCZEŚNIEJ
W ELEKTROCIEPŁOWNIACH



wój kosztów inwestycji i przedłużony czas uzyskania pozwoleń. Z tego powodu zamknięcie finansowe takiej inwestycji jest zbyt dużym wyzwaniem. Kluczowe lata dla transformacji polskiego rynku elektroenergetycznego to rok 2022 oraz rok 2032. Do tego momentu planowana polska elektrownia jądrowa najprawdopodobniej nie będzie wytwarzać energii elektrycznej. Mimo deklaracji rządu oraz PGE (głównego udziałowca projektu PGE EJ1), że już w 2030 roku, pierwsze megawatogodziny popłyną do systemu energetycznego, wciąż brakuje kluczowej decyzji lokalizacyjnej, modelu finansowania oraz wyboru wykonawcy. Biorąc pod uwagę czas realizacji inwestycji oraz możliwe opóźnienia (co pokazują przykłady z zagranicy), data uruchomienia, która jest oficjalnie podawana, wydaje się mało realna.

Na podstawie obecnych przetargów spółek energetycznych w zakresie dostosowania floty konwencjonalnych elektrowni i elektrociepłowni do nowych limitów emisji można wnioskować, że stabilność Krajowego Systemu Elektroenergetycznego od 2022 roku może być zagrożona. Ze strony państwowych grup energetycznych do tej pory tylko PGE i Energa ogłosiły przetargi związane z inwestycjami na dostosowanie części istniejących bloków węglowych do nowych limitów emisji, ale pozostali członkowie „wielkiej czwórki” (Tauron, Enea) na razie konkretnych przetargów nie ogłosiły. W przypadku Tauron sytuacja finansowa związana z budową bloku 910 jest krytyczna, już obecnie bez pomocy PFR koncern nie jest w stanie udźwignąć inwestycji. Również Enea powinna szukać silnego partnera w celu realizacji nowych jednostek wytwórczych, i może być nim PGNiG. Naszym zdaniem PGE może być głównym beneficjentem mechanizmu wsparcia rynkiem mocy. Zgodnie z czwartym pakietem legislacyjnym Unii Energetycznej rynek mocy miał wspierać elektrownie węglowe tylko do 2025 roku, ale przedłużenie wsparcia do 2035 r. jest prawdopodobne.

SYSTEM WSPARCIA OZE TZW. SYSTEM AUKCYJNY POWINIEN
PRZEWIDZIEĆ OD 2018 ROKU DUŻY WOLUMEN AUKCJI
DLA PROJEKTÓW KOGENERACJI Z BIOMASY/BIOMETANU





Jednym z krytycznych elementów KSE jest planowany blok energetyczny o mocy ok. 1000 MW w Elektrowni Ostrołęka. Rozpoczęcie jego budowy jest planowane na podstawie aukcji rynku mocy wygranej jesienią 2018 r., a w 2024 r. ma nastąpić rozpoczęcie produkcji energii elektrycznej tj. po możliwej derogacji istniejących bloków Elektrowni. Zasadność tej inwestycji jest krytykowana przez wielu ekspertów. Inwestycja będzie kosztować ok. 6,5 mld złotych, co wskazuje na zaangażowanie silnych partnerów do tej inwestycji. Zdolności finansowania Energa i Enea mogą nie być wystarczające, więc wskazane jest pozyskanie trzeciego partnera. Planowane zmiany legislacyjne na poziomie UE w tym reforma systemu handlu emisjami EUETS i zasady funkcjonowania rynku mocy są sprawdzianem dla zamknięcia finansowego.

PGNiG ma w planach – m.in. we współpracy z Enea i Tauron – dalsze inwestycje w jednostki wytwórcze kogeneracyjne opalane gazem, które mogą być beneficjentem rynku mocy szczególnie od 2026 roku. Nowa elektrownia gazowa może powstać do połowy przyszłej dekady w Dolnej Odrze, ale potencjalnymi miejscami rozważanymi do budowy elektrowni gazowej są na przykład Kozienice lub Łagisza.

Można domniemywać, że w przyszłej dekadzie powstanie duopol polskiej elektroenergetyki zawodowej w postaci spółek z udziałem Skarbu Państwa - grupa PGE/Energa i grupa PGNiG ściśle współpracująca z Enea i Tauron. Jednak potrzeby inwestycyjne są na tyle duże, że sama energetyka państwa sobie nie poradzi, szczególnie w zakresie rozproszonej elektroenergetyki oraz kogeneracji i ciepłownictwa dla systemów ciepłowniczych. Nieza-

leżnie od ograniczeń narzuconych przez europejską politykę energetyczno-klimatyczną jest pewne, że pozostały czas do budowy nowych sterowalnych jednostek po wejściu w życie nowych konkluzji BAT poza planowanym blokiem w Elektrowni Ostrołęka pozwoli wyłącznie na inwestycje w elektrownie gazowe. Koszty inwestycyjne są znacznie niższe niż bloki węglowe – elektrownia gazowa klasy 600 MW (Płock) kosztuje ok. 1,65 mld zł, elektrociepłownia gazowa z mocą elektryczną powyżej 140 MW (Gorzów Wlkp.) kosztuje ok. 550 mln zł, ale droższe paliwo powoduje zazwyczaj wyższe koszty zmienne. Jednakże jednostki gazowe są bardziej elastyczne i lepiej współgrają z niesterowalnymi źródłami OZE.

Z KALKULACJI WYNIKA, ŻE NAJBARDZIEJ ISTOTNYM BODŹCEM DO DYWERSYFIKACJI MIKSU TO KONKLUZJE BAT TJ. REDUKCJA EMISJI DWUTLENKU SIARKI, RTĘCI, TLENKU AZOTU ORAZ PYŁÓW

ENERGIA ELEKTRYCZNA ZE ZMODERNIZOWANYCH I NOWYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH, ELEKTROWNI I ELEKTROCIĘPŁOWNI GAZOWYCH LUB OPALANYCH BIOMASĄ MA JEDNĄ WSPÓLNĄ CECHĘ: KOSZTY ZMIENNE SĄ STOSUNKOWO DROGIE W STOSUNKU DO ENERGII Z WIATRU I ZE SŁOŃCA

100 |

Cykl inwestycyjny wskazuje na to, że od połowy przyszłej dekady znacząco zwiększy się moc w elektrowniach opalanych gazem. Istnieje ogromna potrzeba inwestycyjna w rozbudowę elektrociepłowni, ponieważ pod koniec 2022 r. z powodu derogacji ciepłowniczej ponad 70 elektrociepłowni i ciepłowni muszą być zastosowane do nowych limitów emisyjnych - lub wyłączone. Odpowiedni czas na reakcję jest tak ograniczony, że prawie nie ma alternatyw dla elektrociepłowni gazowych - uzupełnieniem mogą być mniejsze jednostki kogeneracyjne spalające biomasę lub biometan.

Z powodu wycofań starych wysokoemisyjnych jednostek, zapotrzebowanie na nowe elektrociepłownie wynosić będzie do 4 GW mocy elektrycznej - z większą mocą cieplną. Z tego powodu wspierać nie tylko jednostek opalanych węglem, lecz również nowe jednostki gazowe, pracujące w kogeneracji. Również istotny jest system wsparcia OZE dla jednostek spalających biomasę lub biometan.

Powyższa przebudowa miks energetycznego doprowadzi Polskę do znacznego obniżenia emisji gazów cieplarnianych, aby osiągnąć cele unijne w zakresie udziału OZE i również emisji CO₂ na kWh na rok 2030 oraz na rok 2040. Trajektoria obniżenia emisji nie powinna stanowić problemu dla Polski.

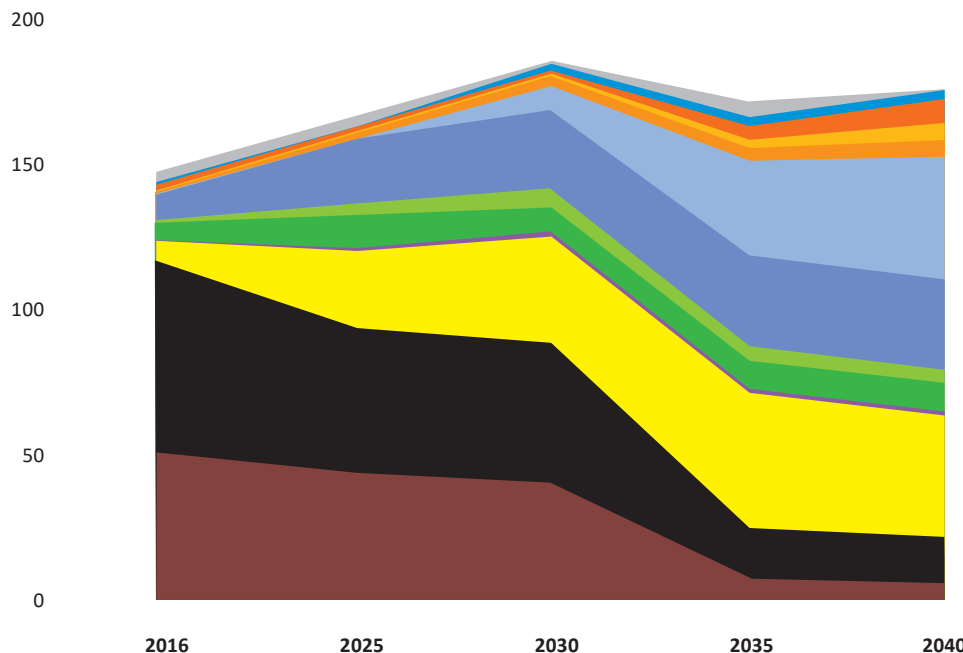
Ponadto niskosiarkowe zasoby przemysłowe w kopalniach węgla kamiennego będą już po 2025 r. tak ograniczone, że oszczędne zagospodarowanie tymi zasobami na potrzeby bloków pozostających w systemie po konkluzji BAT 2030 jest wskazane. Można inaczej zagospodarować te kopalnie dla energetyki. Ciekawym pomysłem są np. elektrownie pompowo-szczytowe w zamkniętych kopalniach (na przykład instalacja w niemieckiej kopalni Prosper Haniel w Bottrop), które również mogą być beneficjentem rynku mocy.

Ogromne dodatkowe zapotrzebowanie na gaz ziemny dla energetyki najlepiej pokazuje, dlaczego aktywna polityka dywersyfikacji dostaw jest kluczowym elementem polityki bezpieczeństwa kraju w następnej dekadzie,

PRZY PRZEDSTAWIONYM ROZWOJU MIKSU ENERGETYCZNEGO
POLSKA BEZ PROBLEMU OSIĄGNIĘ AMBITNE CELE UE
W ZAKRESIE REDUKCJI EMISJI CO₂ NA KWH

MIKS ENERGETYCZNY W LATACH 2016-2040. PRODUKCJA W TWh

ŹRÓDŁO: OPRACOWANIE WŁASNE



101

	2016	2025	2030	2035	2040
Import	2,8	6	0	5,3	0
El. wodne	2,4	2,4	2,4	3	3
Wirtualne elektrownie*	0	0,3	2,5	12,5	25
Fotowoltaika na dachu**	0	0,2	0,8	4	8
Farmy fotowoltaiczne	0,2	3,4	6,2	7,8	16,8
Wiatr na morzu	0	0	13,2	37,2	57,2
Wiatr na lądzie	11,1	20,2	29,5	36,3	36,3
EC Biogaz	0,5	5,2	5,2	5,2	5,2
EC Biomasa	7	13	13	13	13
EC RDF	0	1,3	1,3	1,3	1,3
EL/EC Gaz	5,8	25,7	36,9	61,8	52,8
EL/EC WK	66,5	54,2	47,7	24,7	15,2
EWB	51,2	48,1	42,1	7	5,6
Zużycie netto (bez własnego zużycia jednostek)	150,3	160	165	170	175
Zapotrzebowanie brutto (w tym własne zużycie jednostek wytwarzania, bez importu)	162,6	166,7	181	168,7	185,5
Import (+)/Eksport (-)	(+) 2,0	(+) 6,0	(-) 5,8	(+) 5,3	(-) 2,6
Gram CO₂/kWh	770	600	500	210	170
Udział OZE-e w procent finalnego zużycia brutto	14%	26%	33%	56%	64%

* 70% fotowoltaiki, 20% biogazownie, 5% el. wodne, 5% wiatr na lądzie/ilość energii elektr. oddawana do sieci

** 100% fotowoltaiki/ilość energii elektr. oddawana do sieci

PRZY PRZEDSTAWIONYM ROZWOJU MIKSU ENERGETYCZNEGO
POLSKA BEZ PROBLEMU OSIĄGNIĘ AMBITNE CELE UE
W ZAKRESIE REDUKCJI EMISJI CO₂ NA KWH

102

również wskazuje, jak ważna jest inicjatywa Trójmorza. Istotnym aspektem tej współpracy jest zasada solidarności w regionie środkowo-wschodniej Europy nie tylko w zakresie dostaw surowców energetycznych, ale również w zakresie ochrony powietrza i środowiska, a tylko konstruktywne podejście w Brukseli zbliża Polskę do głębszej współpracy z krajami Trójmorza. Zawężenie współpracy pomiędzy pozostałymi członkami Wyszehradu i Austrią z ominięciem Polski jest niepokojąca. W tym kontekście trzeba również ocenić realną przyszłość kopalni odkrywkowej węgla brunatnego w Złoczewie, w celu przedłużenia życia bloków elektrowni w Bełchatowie.

Energia elektryczna ze zmodernizowanych i nowych bloków węglowych, elektrowni i elektrociepłowni gazowych lub opalanych biomasą, ma jedną wspólną cechę: koszty zmienne są stosunkowo wysokie w stosunku do energii z wiatru i ze słońca. Polskich konsumentów nie stać na relatywnie drogą energię elektryczną. Technologia, która w warunkach polskich będzie w stanie zahamować wzrost hurtowej ceny energii elektrycznej, to energetyka wiatrowa (czy w następnej dekadzie na lądzie czy w latach trzydziestych na morzu) oraz, od połowy przyszłej dekady, farmy fotowoltaiczne. O ile tymczasowe zahamowanie rozwoju energetyki wiatrowej na lądzie, z powodu chwilowego nadmiaru mocy w systemie, miało pewien sens eko-

nomiczny, co najmniej z punktu widzenia polskich koncernów energetycznych, o tyle zablokowanie dalszego rozwoju tej technologii od 2021 r. byłoby błędem makroekonomicznym. W chwili uruchomienia nowych elektrowni i elektrociepłowni gazowych i reformy systemu handlu emisji EUETS, zasilanie KSE przez nowe farmy wiatrowe na lądzie będzie koniecznością, żeby znacząco obniżyć cenę hurtową dla energii elektrycznej. Jednak wychodzimy z założenia, że w latach trzydziestych ich rolę przejmą farmy wiatrowe na morzu. Pierwsze farmy powinny zostać uruchomione w połowie przyszłej dekady, aby być w stanie, po konkluzji BAT 2030, zastąpić bloki węglowe, których już nie warto modernizować. Farmy wiatrowe na morzu na zachodzie i na północy Europy są kluczową inwestycją dużych grup energetycznych.

PGE lub PKN Orlen mogą skorzystać z ich wiedzy w celu optymalizacji planu inwestycyjnego na przykładzie niemieckich i duńskich farm wiatrowych położonych na Bałtyku. Budowa polskiego offshore-hub dla farm wiatrowych na Bałtyku powinna być jednym ze sztandarowych przedsięwzięć SOR. Offshore-hub może stanowić poważny impuls dla rozwoju regionu Pomorza, i stworzyć kilkadziesiąt tysięcy miejsc pracy w najbliższych latach. Należałoby zarezerwować miejsce w sieciach przesyłowych na północy kraju i w związku z tym ograniczyć dalszy rozwój dużych lądowych farm wiatrowych na Pomorzu.

PIERWSZE FARMY WIATROWE NA MORZU
POWINNY ZOSTAĆ URUCHOMIONE W POŁOWIE PRZYSZŁEJ
DEKADY, ABY BYĆ W STANIE, PO KONKLUZJI BAT 2030,
ZASTĄPIĆ BLOKI WĘGLOWE, KTÓRYCH JUŻ NIE WARTO
MODERNIZOWAĆ



Podstawą kalkulacji mixu jest zapotrzebowanie na energię elektryczną włącznie ze stratami sieciowymi tj. finalne zapotrzebowanie netto, ale bez energii elektrycznej wykorzystanej do celów własnych elektrowni tj. finalne zapotrzebowanie brutto. W zależności od technologii zapotrzebowanie jednostek na energię własną jest istotną pozycją w mixie, na co wskazuje kalkulacja zapotrzebowania brutto. Ekspertki wychodzą z założenia, że zapotrzebowanie netto rośnie co 5 lat o 5 TWh rocznie. Efekt nadmiernego wzrostu zapotrzebowania brutto, z powodu elektryfikacji transportu (elektromobilność) oraz ciepłownictwa (pompy ciepła, grzanie elektryczne), powinien być częściowo złagodzony przez działania na rzecz efektywności elektrycznej i wzrostu ilości prosumentów.

Naszym zdaniem system aukcyjny OZE powinien uwzględnić duży wolumen aukcji dla projektów kogeneracji z biomasy/biometanu. Takie jednostki mogą zastąpić mniejsze jednostki kogeneracyjne lub ciepłownie opalane węglem po derogacji ciepłowniczej pod koniec 2022 roku. Od 2021/2022 roku farmy wiatrowe na lądzie mogą produkować energię elektryczną po cenach hurtowych, więc docelowo nie istnieje konieczność ich dalszego wsparcia. Pojawia się również instalacje hybrydowe składające się z farm wiatrowych, farm fotowoltaicznych i magazynów energii, które mogą uzyskać wsparcie rynkiem mocy. Przyszłość farm wiatrowych na lądzie, a od połowy przyszłej dekady również farm fotowoltaicznych, to tzw. *contracting* z odbiorcami przemysłowymi - *peer-to-peer* lub na „płycie miedzianej”. Do połowy przyszłej dekady system wsparcia OZE powinien jeszcze wspierać farmy fotowoltaiczne, ale potem również ta technologia będzie produkować energię elektryczną po cenach hurtowych. Dodatkowo farmy fotowoltaiczne mogą zniwelować efekt zbyt wysokich cen hurtowych w okresach letnich.

System aukcyjny od dwóch lat czeka na notyfikację przez Komisję Europejską. Zmiany w systemie wsparcia OZE czynione co roku nie wpływają na przewidywalność oraz transparentność procesu dla branży.

EFEKT NADMIERNEGO WZROSTU ZAPOTRZEBOWANIA BRUTTO, Z POWODU ELEKTRYFIKACJI TRANSPORTU (ELEKTROMOBILNOŚĆ) ORAZ CIEPŁOWNICTWA (POMPY CIEPŁA, GRZANIE ELEKTRYCZNE), POWINIEN BYĆ CZĘŚCIOWO ZŁAGODZONY PRZEZ DZIAŁANIA NA RZECZ EFEKTYWNOŚCI ELEKTRYCZNEJ I WZROSTU ILOŚCI PROSUMENTÓW

DIGITALIZACJA SIECI ENERGOELEKTRYCZNYCH I JEDNOSTEK
JEST PRZY TAKIM MIKSIE ENERGETYCZNYM KONIECZNOŚCIĄ,
CO MOŻE STWORZYĆ OGROMNĄ SZANSĘ DLA POLSKIEGO
SEKTORA INFORMATYCZNEGO



104

Systemy wsparcia powinny również zachęcać do magazynowania energii. Ponadto digitalizacja sieci energoelektrycznych i jednostek jest przy takim miksie energetycznym koniecznością, co może stworzyć ogromną szansę dla polskiego sektora informatycznego. Wymaga to jednak istotnych zmian ze strony ostatniego bastionu „starej” energetyki tj. spółek dystrybucyjnych. Przyszłe rynki będą uwzględniać rzeczywiste koszty przesyłu i dystrybucji od miejsca wytwarzania do miejsca odbioru energii, a nie jak do tej pory zryczałtowane koszty niezależne od punktu wytwarzania i odbioru. Ale nie tylko spółki dystrybucyjne są preferowane przez system, również spółki sprzedające energią nie są odpowiedzialni czy pomiędzy punktem odbioru i punktem dostawy jakość sieci jest wystarczająca, aby przekazać zamówioną ilość energii elektrycznej

Spółki sprzedające energią powinni zapłacić przede wszystkim za sieci wykorzystane oraz za rezerwację tych sieci potrzebnych do przesyłu energii. Rynek powinien być w stanie dysponować mocą rezerwową i zdolnością przesyłową, które nie są wykorzystane. Jest to problem natury informatyczno-technicznej, do której system *Blockchain* jest stworzony. *Blockchain* to łańcuch bloków danych, będący publicznym zapisem wszystkich transakcji kryptowaluty *Bitcoin* w kolejności chronologicznej. Łańcuch ten jest współdzielony pomiędzy wszystkimi użytkownikami *Bitcoin*. Zgodnie z dosłownym tłumaczeniem (ang. *block* – blok, *chain* – łańcuch) bloki informacji połączone są w łańcuch, w którym każdy kolejny element zależy od poprzedniego. *Blockchain* pozwala każdemu „posiadać” całą bazę danych systemu, tym samym tworząc całkowicie rozproszony i zdecentralizowany rejestr. Dzięki takiemu rozwiązaniu niemożliwa jest modyfikacja danych, usuwanie czy dodanie fałszywych informacji.

Dopiero wprowadzenie systemu rozliczenia *Blockchain* procesem *proof-of-stake* (a nie energochłonnym procesem *proof-of-work* jak w przypadku rozliczenia kryptowaluty *Bitcoin*) jak obecnie w Australii praktykowane przez firmę PowerLedger będzie prawdziwym bodźcem inwestycyjnym dla wirtualnych elektrowni - o ile regulacje odnośnie ochrony danych osobowych będą dostosowane do tego procesu. Istotną cechą tzw. wirtualnych elektrowni nie jest stworzenie wysp energetycznych włącznie z sieciami dystrybucyjnymi, ale korzystanie z istniejących sieci aby sprzedać energię sąsiadom. Niemniej zryczałtowane opłaty, niezależnie od punktu wytwarzania i odbioru energii (głównie opłata abonamentowa), są kluczowym hamulcem przy zorganizowaniu klastrów energii. Klaster w postaci wirtualnej elektrowni to niewątpliwie forma współpracy, która bę-

BLOCKCHAIN POZWALA KAŻDEMU „POSIADAĆ” CAŁĄ BAZĘ
DANYCH SYSTEMU, TYM SAMYM TWORZĄC CAŁKOWICIE
ROZPROSZONY I ZDECENTRALIZOWANY REJESTR





dzie konieczna do zbilansowania przyszłego zapotrzebowania na energię. Kluczowe programy SOR jak +elektromobilność+ i +czyste powietrze+ będą, naszym zdaniem, stymulować większe zużycie prądu przez samochody elektryczne i pompy ciepła, a integracja różnych sektorów energii (jak energia elektryczna, ciepło i chłód, transport, zarządzanie pobytem i działania w zakresie efektywności energetycznej) są kluczem do zapewnienia gospodarce i obywatelom dostaw energii, po akceptowalnej ekonomicznie cenie. Można domniemywać, że dopiero kolejny pakiet legislacyjny Unii Energetycznej obowiązujący najprawdopodobniej od 2031 roku stworzy pewną ramę prawną dla przyszłych rynków energii. Polski sektor energii już teraz powinien się przygotować do tych zmian i ukształtować zasady przyszłych rynków w Unii Europejskiej.

Z kalkulacji wynika, że najbardziej istotnym bodźcem do dywersyfikacji miksów są konkluzje BAT tj. redukcja emisji dwutlenku siarki, rtęci, tlenku azotu oraz pyłów. Z tym związany jest drugi istotny czynnik - czas, który pozostaje do realizacji alternatywnych źródeł wytwarzania w związku z derogacją elektrowni i elektrociepłowni węglowych. Trzeci czynnik to optymalizacja całkowitych kosztów wytwarzania energii z elektrowni i elektrociepłowni gazowych oraz z elektrowni wiatrowych na lądzie, docelowo na morzu. Z powodu uruchomienia jednostek gazowych zapotrzebowanie na gaz w Polsce rośnie (w odniesieniu do dzisiejszego zużycia w wysokości 15-16 mld m³ w latach 2026-2030) o ok. 5 mld m³ rocznie, podczas tzw. szczytu gazowego w połowie lat trzydziestych zapotrzebowanie wyniesie ok. 8 mld m³ rocznie więcej niż dziś.

Założono, że czas pracy nowych elektrowni węglowych i gazowych będzie na ok. 10% wyższym poziomie niż obecnie, żeby stabilizować KSE i gwarantować koncernom energetycznym zwrot z inwestycji. Wycofanie jednostek z powodu konkluzji BAT prowadzi do dwukrotnie zwiększonego importu energii elektrycznej, szczególnie w pierwszych latach po wycofaniu mocy, ale sytuacja szybko się ustabilizuje.

W szczególności okres od 2022 do 2025 r. można zabezpieczyć zwiększoną produkcją z elektrowni węglowych i szybką budową elektrociepłowni gazowych, opalanych biomasą, dopóki nie rozpoczną produkcji nowe elektrownie gazowe.

Przy takim miksie energetycznym Polska skorzysta w efektywny sposób z dostępnych rezerw przemysłowych węgla brunatnego i węgla kamiennego na Śląsku oraz na Lubelszczyźnie przez okres co najmniej następujących dwudziestu lat. Restrukturyzacja górnictwa węgla kamiennego, przede wszystkim spółki PGG, jest bardzo potrzebna głównie z powodu brakującej efektywności, ale nie istnieje potrzeba likwidacji całego sektora w przewidywalnej przyszłości.

Przy takich założeniach Polska może wywiązać się z realizacji ambitnych celów w zakresie redukcji emisji CO₂ na kWh i również udziału OZE w zużyciu energii. To może doprowadzić do redukcji napięć na poziomie europejskim - co jest istotne dla skutecznej polityki zagranicznej w regionie Trójmorza.

BIBLIOGRAFIA

106

- Aleksa, H., Dyduch, F., Wierzchowski, K., *Chlor i rtęć w węglu i możliwości ich obciążenia metodami przeróbki mechanicznej*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 31, Zeszyt 3/1, 2007.
- Bator, A., Kukułka, W., *Rola konsumenta w transformacji energetycznej*, wrzesień 2016.
- Baker P., Bayer E., Rączka J., *Rynek Mocy w Wielkiej Brytanii*, Forum Analiz Energetycznych, Warszawa 2015
- Bieliszczuk B., Kowalewski K., Stolarz A., Jakóbiak W., *Jaka energia będzie napędzać polską gospodarkę*, Instytut Jagielloński, Warszawa 2016
- Bayer, E., Kukułka, W., dr Rączka, J., dr Stoczkiewicz, M., *Założenia rynku mocy w Polsce – analiza prawna i ekonomiczna*, Warszawa 2016.
- Bednarczyk, J., *Rozwój technologii podziemnego zgazowania węgla i perspektywy jej przemysłowego wdrożenia*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 31, Zeszyt 2, 2007.
- Benalcaza P., Nalepka P., *The Polish capacity market proposal vs the British model*, *Polityka Energetyczna* Tom 20 Zeszyt 2, str. 59, Kraków 2017
- Berkenkamp, M., Gotz, P., Heddrich, M., Lenck, T., *Integracja europejskiego rynku energii – Polska i rozwój w regionie Morza Bałtyckiego*, Frankfurt/Berlin 2016.
- Bielecki, S., Skoczkowski, T., *Europejskie projekty rozwoju inteligentnych sieci energetycznych. Obraz ogólny i miejsce Polski*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.
- Bukowski, M., Maśnicki, J., Śniegocki, A., Trzeciakowski, *Polski węgiel: Quo vadis? – Perspektywy rozwoju górnictwa węgla kamiennego w Polsce*, Warszawa 2015.
- Cieciela, c., Ligus, M., *Przez selekcję do skuteczności: Komu opłaca się pompa ciepła i jak celnie wspierać rozwój tego rynku*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.
- Czeja, P., *Ocena rozwiązań projektowych likwidacji szybów zastosowanych w procesie restrukturyzacji polskiego górnictwa węglowego*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 33, Zeszyt 3/1, 2009.
- European Commission, DG Energy, *European Coal resources: a geographical database and map of EU coal basins including potential sources of coal bed methane based on harmonised typology – final report*, listopad 2012.
- European Commission, *Mainstreaming RES Flexibility portfolios – Design of flexibility portfolio on at Member state level to facilitate a cost-efficient integration of high shares of renewables*, lipiec 2017.
- European Commission, *Second Report on the State of the Energy Union – Monitoring progress towards the Energy Union objectives – key indicators*, Bruksela 2017.
- Forschungsradar Energiewende, *Elastyczność przez sprzężenie zwrotne sektorów elektroenergetyki, ciepłownictwa i transportu*, kwiecień 2016.
- Greenpeace, *New draft coal plant pollution limits leave EU trailing behind China*, kwiecień 2015.

Grudziński, z., *Zmienność cen węgla krajowego na tle rynków światowych i wybranych wskaźników gospodarczych*, w: Polityka energetyczna, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.

International Energy Agency, *Getting Wind and Sun onto the Grid – A manual for Policy Markets*, w: Insight Series 2017, Paryż 2017.

International Energy Agency, *Key world Energy statistics*, 2016.

Jakóbiak, W., *Rośnie zależność Niemiec od rosyjskiego gazu*, BiznesAlert.pl, 12 maja 2016 (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/rosnie-zalezosc-niemiec-od-rosyjskiego-gazu/>

Jakóbiak, W., *Efekt motyla i niewidzialna ręka. LNG w Polsce i Europie 2017 (RELACJA)*, BiznesAlert.pl, 29 maja 2017 r. (Dostęp 10.10.2017 r.), <http://biznesalert.pl/efekt-motyła-niewidzialna-reka-Ing-polsce-europie-2017-relacja/>

Jakóbiak, W., MAE: *Tanie LNG z USA zagrozi Gazpromowi. Nord Stream 2 nie ma uzasadnienia*, BiznesAlert.pl, 10 czerwca 2016 r. (Dostęp: 10.10.2017 r.), <http://biznesalert.pl/mae-tanie-Ing-z-usa-zagrozi-gazpromowi-nord-stream-2-nie-ma-uzasadnienia/>

Jakóbiak, W., *Dekada PGNiG w Norwegii. W 2022 roku Polacy mogą mieć gaz tańszy od Niemców*, 28 września 2017 r. (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/pgnig-norwegia-gaz-tani-polska-niemcy/>

Janeiro, L., Klessmann, C., Wingand, F., Grave, K., *Phasing out economic support to mature renewables? Drivers, barriers and policy options*, czerwiec 2016.

Kamiński, J., Stós, K., *Uwarunkowania środowiskowe przedsiębiorstwa energetycznego w Polsce na przykładzie elektrociepłowni*, w: Polityka energetyczna, tom 17, zeszyt 2, Kraków 2014.

Kancelaria Prezesa Rady Ministrów, Departament Analiz strategicznych, *Model optymalnego miks energetycznego dla Polski do roku 2060 – wersja 2.0*, Warszawa 2013.

Karczewski, J., Szuman, P., *Praca bloku energetycznego biorącego udział w regulacji systemu elektroenergetycznego – badania stymulacyjne i obiektowe*, w: Prace Instytutu Energetyki Instytutu Badawczego, nr 1/2017, Łódź 2017.

Kartofil, M., Zarzycki, R., Kobyłecki, R., Bis, Z., *Badania procesu torfikacji biomasy*, w: Polityka energetyczna, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.

Kaszylewicz, Zbigniew, *Zasoby węgla brunatnego w Polsce i perspektywy ich wykorzystania*, w: Polityka Energetyczna, Tom 11, Zeszyt 1, 2008.

Kaszylewicz, Zbigniew, Sowa Atrur, *Struktura i zagospodarowanie zasobów węgla kamiennego w Polsce*, w: Gospodarka Surowcami Mineralnymi, Tom 24, Zeszyt 4/4, 2008.

Kepińska, B., Tomaszewska, B., Kaszylewicz, A., Pająk, L., *Rekomendacje ramowych przepisów prawnych sprzyjających rozwojowi geotermalnemu ciepłownictwa sieciowego w Europie*, w: Polityka energetyczna, tom 19, zeszyt 2, Kraków 2016.

Klanyk, M., *Możliwości i prognozy produkcji niskosiarkowych miałów energetycznych w aspekcie zaspokojenia zapotrzebowania krajowej energetyki*, w: Polityka Energetyczna, Tom 8, Zeszyt specjalny, 2005.

Konik, T., Górski, P., *Perspektywy rynku mocy w Polsce – Raport przygotowany przez Deloitte i Energoprojekt – Katowice S.A.*, Warszawa 2017.

Kowalski: *Realna dywersyfikacja da Polsce bezpieczeństwo dostaw gazu*, BiznesAlert.pl, 23 sierpnia 2016 (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/kowalski-realna-dywersyfikacja-da-polsce-bezpieczenstwo-energetyczne/>

Krajowy Dziesięcioletni Plan Rozwoju Sieci Przesyłowej Gazu na lata 2016-2025. Projekt, Gaz-System, Warszawa, lipiec 2015.

Kulczycki, Z., Sowa, A., *Gospodarka zasobami złóż węgla kamiennego*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 34, Zeszyt 3, 2010.

Lawrence, M., Virins, J., *Navigating the Energy transformation – Building a competitive advantage for Energy Cloud 2.0*, 2016.

Liebreich, Michael, *Six design principles for the power markets of the future – a personal view*. Bloomberg New Energy Finance. London, maj 2017.

Łuba, P., Erdman, J., *5 mitów polskiej elektroenergetyki 2014 – IV edycja raportu ING Banku Śląskiego i PwC*, maj, 2014.

Malec, M., Kamiński, J., Kaszyński, P., *Regulacje środowiskowe w energetyce a zapotrzebowanie na węgiel kamienny*, w: *Polityka energetyczna*, tom 19, zeszyt 1, Kraków 2016.

McKinsey&Company, *Developing offshore wind power in Poland - Outlook and assessment of local economic impact*, 2016.

Mackesen, r., Saint-Drenan, Y., Jost, D., Fritz, R., Asanaliyeva, N., Widdel, M., Hahler, M., *Bilansowanie przez farmy wiatrowe i farmy fotowoltaiczne*, Lipiec 2017.

Ministerstwo energii, *Sprawozdanie z wyników monitorowania bezpieczeństwa dostaw paliw gazowych za okres od dnia 1 stycznia 2016 r. do dnia 31 grudnia 2016 r.*, Warszawa, lipiec 2017.

Mokrzycki, E., *Perspektywy wykorzystania węgla kamiennego*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 30, Zeszyt 1/3, 2006.

Mirkowski, T., Kubica, K., *Rola biomasy w lokalnych klastrach energetycznych*, w: *Polityka energetyczna*, tom 19, zeszyt 4, Kraków 2016.

Moskwik, K., *Korelacja zmian na rynku ropy naftowej z cenami LNG oraz rozwojem tego rynku*, BiznesAlert.pl, 2 grudnia 2014 r. (Dostęp: 10.10.2017 r.), <http://biznesalert.pl/moskwik-korelacja-zmian-na-ryнку-ropy-naftowej-z-cenami-lng-oraz-rozwojem-tego-rynku/>

Naimski: *Negocjacje gazowe rządu PO-PSL – „Polska-Rosja 0:7”*, TVP Info, 29 lipca 2017 r. (Dostęp: 10.10.2017 r.), <http://www.tvp.info/33776278/naimski-negocjacje-gazowe-rzadu-popsl-polska-rosja-07>

Naimski: *Polska nie przedłuży umowy na dostawy gazu z Rosji*, BiznesAlert.pl, 30 maja 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/naimski-polska-nie-przedluzy-umowy-na-dostawy-gazu-z-rosji/>

- Nieć, M., *Międzynarodowe klasyfikacje zasobów złóż kopalin*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 34, Zeszyt 3, 2010.
- Nowakowski, R., *Miks paliwowy elementem strategii przedsiębiorstwa energetycznego*, w: *Polityka energetyczna*, tom 18, zeszyt 4, Kraków 2015.
- Ogriseck, Milles, *Kraftwerke mit Kohlevergasung (Elektrownie węglowe z gazowaniem węgla)*, w: BINE Informationsdienst wyd. FIZ Karlsruhe GmbH, wrzesień 2016.
- Okulski, T., Szurlej, A., Janusz, P., *Realizacja polityki energetycznej w obszarze gazu ziemnego*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 2, Kraków 2014.
- Panek, A. [red.], *Strategia modernizacji budynków: mapa drogowa 2050*, Kraków 2014.
- Pasza, H., *Procesy restrukturyzacyjne w polskim górnictwie węgla kamiennego w aspekcie zrealizowanych przemian i zmiany bazy zasobowej*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 34, Zeszyt 3, 2010.
- Piaskowska – Sialarska, M., *Analiza możliwości pozyskania energii z biomasy w Polsce*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.
- Polish Electricity Association, *Polish power sector, getting the facts straight*, 2016.
- Polski Komitet Energii Elektrycznej, *Rynek Mocy, czyli jak uniknąć blackout – Analiza zasadności wdrożenia kompleksowego mechanizmu rynku mocy w Polsce*, 2016.
- Polskie Sieci Energetyczne S.A., *Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035*, Konstancin – Jeziorna, maj 2016.
- Popczyk, J., *Program rewitalizacji bloków 200 MW na rynku energii elektrycznej (w procesie transformacji polskiej energetyki)*, listopad 2016.
- Przemysłowy Instytut Motoryzacji, *Krajowy Program Strategii wykorzystania gazu ziemnego w transporcie jako element rozwoju gospodarki niskoemisyjnej*, Warszawa 2013.
- Roland Berger, *Trendy popytowe na rynku węgla energetycznego, raport nieopublikowane*, luty 2015.
- Schnell: *Pakiet zimowy? Konkluzje BAT to prawdziwa rewolucja dla energetyki w Polsce*, BiznesAlert.pl, 18 sierpnia 2017 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-pakiet-zimowy-konkluzje-bat-prawdziwa-rewolucja-dla-energetyki-polsce/>
- Schnell: *Pakiet zimowy. Szansa dla polskiej energetyki*, BiznesAlert.pl, 11 stycznia 2017 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-pakiet-zimowy-szansa-dla-polskiej-energetyki/>
- Schnell: *Pakiet zimowy Komisji Europejskiej a rozwój OZE w Polsce*, wysokienapiecie.pl, 10 stycznia 2017 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://wysokienapiecie.pl/rynek/1999-pakiet-zimowy-komisji-europejskiej-a-rozwoj-oze-w-polsce>
- Schnell: *Nowa aukcja OZE będzie wymagała już notyfikacji Brukseli?*, wysokienapiecie.pl, 3 stycznia 2017 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://wysokienapiecie.pl/prawo-energetyczne/1988-nowa-aukcja-oze-bedzie-wymagala-juz-notyfikacji-brukseli>

Schnell: *Konserwatyzm a polityka energetyczna*, BiznesAlert.pl, 21 listopada 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-konserwatyzm-a-polityka-energetyczna/>

Schnell: *Reforma polityki klimatycznej może przekreślić węgiel*, BiznesAlert.pl, 12 października 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-reforma-polityki-klimatycznej-moze-przekreslic-wegiel/>

Schnell: *Polska zalega Brukseli z planem polityki klimatycznej*, BiznesAlert.pl, 27 września 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-polska-zalega-brukseli-planem-polityki-klimatycznej/>

Schnell: *Jak naukowcy w RFN widzą rozwój energetyki do 2050 r.*, wysokienapiecie.pl, 23 września 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://wysokienapiecie.pl/energetyka-konwencjonalna/1752-jak-naukowcy-nad-renem-i-laba-widza-rozwoj-energetyki-w-niemczech-do-2050-r>

Schnell: *Reforma systemu EU ETS a inwestycje energetyczne (ANALIZA)*, BiznesAlert.pl, 22 września 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-reforma-systemu-eu-ets-a-inwestycje-energetyczne/>

Schnell: *Czy Plan Morawieckiego wykorzysta potencjał biomasy?*, BiznesAlert.pl, 22 sierpnia 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-plan-morawieckiego-wykorzysta-potencjal-biomasy/>

Schnell: *Przyszłość grupy górniczej w rękach Brukseli*, BiznesAlert.pl, 16 czerwca 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-przyszlosc-grupy-gorniczej-w-rekach-brukseli/>

Schnell: *Bez zgody Brukseli nie będzie polskiego systemu wsparcia OZE*, BiznesAlert.pl, 27 maja 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-bez-zgody-brukseli-nie-bedzie-polskiego-systemu-wsparcia-oze/>

Schnell: *Niemiecki zwrot energetyczny pod lupą (ANALIZA)*, BiznesAlert.pl, 12 kwietnia 2016 roku (Dostęp: 10.10.2017), <http://biznesalert.pl/schnell-niemiecki-zwrot-energetyczny-pod-lupa-analiza/>

Skilling, S., Lafford, T., *Pulling the Energy Gap – Fulfilling the UK's need for a secure, 21st century power system at least coast*, 2016.

Skoczkowski, T., Bielecki, S., *Problemy rozwoju rozproszonych zasobów energetycznych*, w: *Polityka energetyczna*, tom 19, zeszyt 2, Kraków 2016.

Stępień, T., Prezentacja: *Strategia GAZ-SYSTEM S.A. do 2025 roku*, Warszawa, 17 maja 2016 r.

Stępień: *Polska podzieli się gazem z sąsiadami, by urentownić dywersyfikację*, BiznesAlert.pl, 17 maja 2016 r. (Dostęp 10.10.2017 r.), <http://biznesalert.pl/stepien-polska-podzieli-sie-gazem-z-sasiadami-by-urentownic-dywersyfikacje/>

Strbac, G., Aunedi, M., *Whole-system cost of variable renewables in future GB electricity system – Joint industry project with RWE Innogy, Renewable Energy systems and ScottishPower Renewables*, październik, 2016.

Szczerbowski, R., *Modelowanie systemów energetycznych – charakterystyka wybranych modeli*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.

Szczerbowski, R., *Nowy mix energetyczny*, w: *Energia Elektryczna* 2/2017.

Szczerbowski, R., *Polityka energetyczna wybranych krajów europejskich a strategia energetyczna Polski*, w: *Polityka energetyczna*, tom 18, zeszyt 3, Kraków 2015.

Tchórzewski: *Zbyt wcześnie, by przesądzać o dostawach gazu z Rosji po 2022 roku*, BiznesAlert.pl, 5 września 2017 r. (Dostęp: 10.10.2017 r.), <http://biznesalert.pl/tchorzewski-zbyt-wczesnie-by-przesadzac-o-dostawach-gazu-rosji-2022-roku/>

Turowski, P., Prezentacja pt.: *Priorytety bezpieczeństwa narodowego w zakresie dostaw ropy i gazu. Bezpieczeństwo energetyczne Polski i Europy*, Politechnika Rzeszowska, 24 kwietnia 2017 r.

Wasilewski, M., Kamiński, J., *Elektrownie wirtualne na rynkach mocy i energii – analiza warunków krajowych*, w: *Polityka energetyczna*, tom 19, zeszyt 1, Kraków 2016.

Wierzchowski, K., Pyka, I., *Korelacja zawartości rtęci i siarki całkowitej dla niektórych surowych węgli kamiennych wydobywanych w Polsce*, w: *Górnictwo i Geoinżynieria*, Rok 34, Zeszyt 4/1, 2010.

Wirth, Harry, *Aktualne fakty na temat fotowoltaiki w Niemczech*, 2016.

Wojtkowska – Łodej, G., *Wyzwania klimatyczne i energetyczne a polityka Unii Europejskiej*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 3, Kraków 2014.

Wróblewski, R., *Koncepcja małego układu kogeneracyjnego zintegrowanego ze zgazowaniem biomasy*, w: *Polityka energetyczna*, tom 17, zeszyt 4, Kraków 2014.

Załącznik nr 1

**WYKAZ JEDNOSTEK WYTWÓRCZYCH CENTRALNIE DYSPONOWANYCH
JWCD (STAN 08/2017) MOŻLIWE WYCOFANIA GENERACJI Z POWODU NIESPEŁNIENIA
LIMITÓW EMISJI BAT (NA PODSTAWIE OGŁOSZONYCH PRZETARGÓW)**

PPK=przejęciowy plan krajowy, BAT=konkluzje BAT, DN=derogacja naturalna,
 EWK=elektrownia węgla kamiennego, EWB=elektrownia węgla brunatnego,
 EG=elektrownia gazowa, EW=hydroelektrownia + właściciel

112

ELEKTROWNIA GENERACJA W MWe	2017 PPK/ BAT/ DN	2018 PPK/ BAT/ DN	2019 PPK/ BAT/ DN	2020 PPK MAX BAT/ DN	2021 DN	2022 DN	2023 DN MAX	2024	UWAGI
EWK Dolna Odra K5-8 K1+2 ZRM/DN (PGE)	908	908	908	908	454	454	454	454	Zimna rezerwa mocy K 1+2/ Przetarg na dostosowanie do BAT K 1+2/ Planowany blok 500 MW na gaz lub węgiel
EWK Ostrołęka B K1-3 PPK (Energia)	681	681	681	681	681	681	681	681	Przetarg na dostosowanie do BAT
EG Włocławek (PKN Orlen)	0	485	485	485	485	485	485	485	Nowy blok wartość inw. netto 1,1 mld zł
EG Płock (PKN Orlen)	596	596	596	596	596	596	596	596	Nowy blok
EWK Kozienice I K1-8 (Enea) PPK	1821	1821	1821	1821	1821	0	0	0	PPK Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT
EWK Kozienice II K9-10 (Enea) PPK	1120	1120	1120	1120	1120	0	0	0	Nie ma przetargu na dosto- sowanie do BAT/ Enea+PGNiG planują blok gazowy 800-900 MW
EWK Kozienice (Enea) K11	0	1075	1075	1075	1075	1075	1075	1075	Nowy blok
EWB Belchatów (PGE)	5298	4368	4368	4368	4368	4368	4368	4368	2018: wycofanie B1+2 740 MW, modernizacja B3-12 na 390 MW, B14 moc 858 MW/ przetarg na koordynato- ra prac na dostosowanie do BAT
EWB Pątnów I (PAK) PPK	1244	1244	1244	1244	1244	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT
EWB Pątnów II (PAK) PPK	464	464	464	464	464	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT
EWB Adamów (PAK)	600	0	0	0	0	0	0	0	zamknięcie
Suma centrum/ północny zachód/ północ	12732	12762	12762	12762	12762	9367	9367	9367	11,5 GW JWCD
nJWCD	3017	3017	3128	3128	3128	1996	1996	1996	2025: 4,5 GW NJWCD
Σ GW	15,7	15,7	15,9	15,9	15,9	11,4	11,4	11,4	

PPK=przejściowy plan krajowy, **BAT**=konkluzje BAT, **DN**=derogacja naturalna,
EWK=elektrownia węgla kamiennego, **EWB**=elektrownia węgla brunatnego,
EG=elektrownia gazowa, **EW**=hydroelektrownia + właściciel

ELEKTROWNIA GENERACJA W MWe	2017 PPK/ BAT/ DN	2018 PPK/ BAT/ DN	2019 PPK/ BAT/ DN	2020 PPK MAX BAT/ DN	2021 DN	2022 DN	2023 DN MAX	2024	UWAGI
EWB Turów K1-6 (PGE) PPK	1488	1488	1488	1488	1488	750	750	750	K1-6 więc zostaje 1488
EWB Turów nowy blok (PGE)	0	0	0	496	496	496	496	496	Nowy blok
EWK Opolę K1-4 (PGE)	1532	1532	1532	1532	1532	1532	1532	1532	Przetarg na dostosowanie do BAT
EWK Opolę nowy blok (PGE)	0	0	1800	1800	1800	1800	1800	1800	Nowy blok
EWK Rybnik K1-8 (PGE) PPK	1780	1780	1780	1780	1780	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT
EWK Łagisza K5-7,10 (Tauron)	700	700	700	700	700	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT Tauron planuje blok gazowy
EWK Łaziska III K1,2,9-12 (Tauron)	1155	1155	1155	1155	1155	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT Tauron planuje blok gazowy
EWK Jaworzno III K1-6 (Tauron)	1535	1535	1535	1535	1535	0	0	0	Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT
EWK Jaworzno nowy blok 910 (Tauron/PFR)	0	0	0	910	910	910	910	910	Nowy blok
EWK Siersza (Tauron) DN	546	546	546	546	546	546	546	0	Zimna rezerwa mocy/ Nie ma przetargu na dostosowanie do BAT

Suma południe	8736	8736	10536	11942	11942	6034	6034	5488	SPADEK ZUŻYCIA ENERGII PRZEZ GÓRNICTWO
nJWCD	2705	2705	2705	2705	2705	1240	1240	1240	7,5 GW JWCD
Σ GW	11,4	11,4	13,2	14,6	14,6	7,3	7,3	7,3	2,5 GW NJWCD

PPK=przełajciowy plan krajowy, BAT=konkluzje BAT, DN=derogacja naturalna,
 EWK=elektrownia węgla kamiennego, EWB=elektrownia węgla brunatnego,
 EG=elektrownia gazowa, EW=hydroelektrownia + właściciel

ELEKTROWNIA GENERACJA W MWe	2017 PPK/ BAT/ DN	2018 PPK/ BAT/ DN	2019 PPK/ BAT/ DN	2020 PPK MAX BAT/ DN	2021 DN	2022 DN	2023 DN MAX	2024	UWAGI
EWK Połaniec K1-7,9 (BM) (Enea) DN blok 1	1657	1657	1657	1657	1657	205	205	205	Nie ma planu dostosowania bloków do BAT Blok BM 9
EWK/EG Stalowa Wola (Tauron) EWK DN	330	330	330	449	449	449	449	449	Nowy blok gazowy
Suma centrum/ północny zachód/ północ	1987	1987	1987	2106	2106	654	654	654	2 GW JWCD
nJWCD	690	690	690	690	690	332	332	332	1 GW NJWCD
Σ GW	2,7	2,7	2,7	2,8	2,8	1,0	1,0	1,0	
EW Dychów (PGE)									
EW Porąbka Żar (PGE)									
EW Solina (PGE)									
EW Żarnowiec (PGE)									
EW Żydowo (Energia)									
Suma EW	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1696	1,5 GW

Załącznik nr 2

NJWCD ≥ 30 MWE, STAN 08/2017. MOŻLIWE WYCOFANIA GENERACJI Z POWODU NISPEŁNIENIA LIMITÓW EMISJI BAT (NA PODSTAWIE OGŁOSZONYCH PRZETARGÓW)

PPK=przejściowy plan krajowy, BAT=konkluzje BAT, DN=derogacja naturalna (nie ma dużych obiektów na listę derogacji ciepłowniczej), ECWK=elektrociepłownia węgla kamiennego, ECG= elektrociepłownia gazowa, ECBM= elektrociepłownia biomasa, ECSSO= elektrociepłownia spalarnia odpadów

MIASTO	EC moc cieplna MWt +moc elektryczna MWe	2017 PPK/ BAT/ DN	2018 PPK/ BAT/ DN	2019 PPK/ BAT/ DN	2020 PPK MAX BAT/ DN	2021 DN	2022 DN	2023 DN MAX	2024	UWAGI
Bydgoszcz	ECWK Bydgoszcz 2 PGE – 183 MWe/ 627 MWt	183	183	183	183	183	183	183	183	Przetarg na dostosowanie do BAT
Elbląg	ECWK Elbląg Energia – 42 MWe/ 118 MWt	42	42	42	42	42	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Gdańsk	ECWK Gdańsk 2 PGE – 217 MWe/ 736 MWt	217	217	217	217	217	217	217	217	dostosowanie do BAT
Gdynia	ECWK Gdynia 3 PGE – 105 MWe/ 470 MWt	105	105	105	105	105	105	105	105	PPK, DN, dostosowanie do BAT
Gorzów Wlkp.	ECG Gorzów PGE – 138 MWe/ 100 MWt	138	138	138	138	138	138	138	138	Nowa inwestycja dost. do BAT. Wartość inv. netto 570 mln zł
Łódź	ECWK Łódź 2 Dalkia – 87 MWe/ 338 MWt	87	87	87	87	87	0	0	0	DN, nie ma planu dostosowania EC do BAT
	ECWK Łódź 3 Dalkia – 205 MWe/ 827 MWt	205	205	205	205	205	0	0	0	DN, PPK, nie ma planu dost. EC do BAT
	ECWK/BM Łódź 4 Dalkia – 198 MWe/ 443 MWt	198	198	198	198	198	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Ostrołęka	ECWK Ostrołęka A Energia – 75 MWe/ 321 MWt	75	75	75	75	75	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT, nie ma zgłoszenia do DN
Poznań	ECWK Poznań-Karolin Dalkia – 269 MWe/ 791 MWt	269	269	269	269	269	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Szczecin	ECWK Pomorzany PGE – 134 MWe/ 324 MWt	134	134	134	134	134	134	134	134	DN, Przetarg na dostosowanie do BAT
	ECWK Szczecin PGE – 68 MWe/ 162 MWt	68	68	68	68	68	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Toruń	ECG Toruń PGE – 100 MWe/ 330 MWt	100	100	100	100	100	100	100	100	Nowa inwestycja dostosowana do BAT
Warszawa	ECWK > ECG Żeran (2019) PGNiG Termika – 386>497 MWe/ 900 MWt	386	386	497	497	497	497	497	497	Nowa inwestycja dostosowana do BAT
	ECWK > ECG Siekierki (2019) PGNiG Termika – 622>622 MWe/ 2068 MWt	622	622	622	622	622	622	622	622	Nowa inwestycja dostosowana do BAT
Zielona Góra	ECWK Zielona Góra PGE – 188 MWe/ 262 MWt	188	188	188	188	188	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Suma centrum/ północny zachód/ północ MWe		3017	3017	3128	3128	3128	1996	1996	1996	

PPK=przejściowy plan krajowy, BAT=konkluzje BAT, DN=derogacja naturalna (nie ma dużych obiektów na listę derogacji ciepłowniczej), ECWK=elektrociepłownia węgla kamiennego, ECG= elektrociepłownia gazowa, ECBM= elektrociepłownia biomasą, ECSO= elektrociepłownia spalarnia odpadów

MIASTO	EC moc cieplna MWt +moc elektryczna MWe	2017 PPK/ BAT/ DN	2018 PPK/ BAT/ DN	2019 PPK/ BAT/ DN	2020 PPK MAX BAT/ DN	2021 DN	2022 DN	2023 DN MAX	2024	UWAGI
Będzin /EC Będzin S.A. – 78 MWe/ 382 MWt	ECWK Będzin	78	78	78	78	78	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Bielsko-Biała /Tauron – 50 MWe/ 182 MWt	ECWK Bielsko-Biała	50	50	50	50	50	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
	ECWK Bielsko-Północ /Tauron – 55 MWe/ 172 MWt	55	55	55	55	55	0	0	0	DN, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Bytom /Fortum – 55 MWe/ 319 MWt	ECSO Miechowice	55	55	55	55	55	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Chorzów /Elcho – 226 MWe/ 500 MWt	ECWK Chorzów 2	226	226	226	226	226	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Częstochowa /Fortum – 69 MWe/ 144 MWt	ECWK Częstochowa	69	69	69	69	69	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Dąbrowa Górnicza /Tameh (Tauron) – 125 MWe/ 466 MWt	ECWK Dąbrowa Górnicza	125	125	125	125	125	125	125	125	Dostosowanie do BAT
Głogów /KGHM – 43 MWe/ 146 MWt	ECWK Głogów	43	43	43	43	43	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Jastrzębie Zdrój /PGNiG Termika – 64 MWe/ 234 MWt	ECWK/EWG (metan) Zofiówka	64	64	64	64	64	0	0	0	DN, nie ma planu dostosowania EC do BAT
	ECWK/EWG (metan) Moszczenica /PGNiG Termika – 40 MWe/ 117 MWt	40	40	40	40	40	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Jaworzno II /Tauron – 189 MWe (49 MWe BM)	ECWK/ECBM	189	189	189	189	189	49	49	49	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Katowice /Tauron – 135 MWe/ 459 MWt	ECWK Katowice	135	135	135	135	135	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Kraków /CEZ – 490 MWe/ 511 MWt	ECWK Skawina	490	490	490	490	490	490	490	490	PPK, Przetarg na dostosowanie do BAT
	ECWK Kraków Łęg /PGE – 446 MWe/ 1097 MWt	446	446	446	446	446	446	446	446	Dostosowanie do BAT
	ECG Tameh Kraków / 55 MWe/?	55	55	55	55	55	55	55	55	Dostosowanie do BAT
Rybnik – 34 MWe/196 MWt	EC Marcel, EC Marcel	34	34	34	34	34	0	0	0	Nie ma planu dostosowania BAT
Sosnowiec EG (metan) Koksownia Przyjaźń – 70 MWe		70	70	70	70	70	0	0	0	Nie ma planu dostosowania BAT
Tychy /Tauron – 40 MWe/ 250 MWt	ECWK Tychy	40	40	40	40	40	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania BAT
Wrocław /PGE – 100 MWe/ 294 MWt	ECWK Czechnica	100	100	100	100	100	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
	ECWK Wrocław /PGE – 266 MWe/ 812 MWt	266	266	266	266	266	0	0	0	Nie ma planu dostosowania EC do BAT
Zabrze /Fortum – 75 MWe/ 140 MWt	ECSO Zabrze	75	75	75	75	75	75	75	75	Nowa inwestycja dostosowana do BAT
Suma południe MWe		2705	2705	2705	2705	2705	1240	1240	1240	

PPK=przejściowy plan krajowy, **BAT**=konkluzje BAT, **DN**=derogacja naturalna (nie ma dużych obiektów na listę derogacji ciepłowniczej), **ECWK**=elektrociepłownia węgla kamiennego, **ECG**= elektrociepłownia gazowa, **ECBM**= elektrociepłownia biomasa, **ECZO**= elektrociepłownia spalarnia odpadów

MIASTO	EC moc cieplna MWt +moc elektryczna MWe	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	UWAGI
		PPK/ BAT/ DN	PPK/ BAT/ DN	PPK/ BAT/ DN	PPK MAX BAT/ DN	DN	DN	DN MAX		
Białystok	ECWK/ECBM Białystok / Enea – 156 MWe / 447 MWt	156	156	156	156	156	0	0	0	PPK, nie ma planu dostosowania EC do BAT
Lublin	ECG Wrotków / PGE – 231 MWe / 442 MWt	231	231	231	231	231	231	231	231	Dostosowanie do BAT Dec. środ. na koniec ECBM poniżej 30 MWe
Mielec	ECWK Mielec / Steag – 32 MWe / 160 MWt	32	32	32	32	32	0	0	0	Nie ma planu dostosowania do BAT
Rzeszów	ECG Rzeszów / PGE – 101 MWe / 472 MWt	101	101	101	101	101	101	101	101	Dostosowanie do BAT
	ECG Nowa Sarzyna / Polenergia – 128 MWe / 216 MWt	128	128	128	128	128	0	0	0	Nie ma planu dostosowania do BAT
Siedlce	ECG 2/ PEC Siedlce 42 MWe / 46 MWe	42	42	42	42	42	0	0	0	Nie ma planu dostosowania do BAT
	PEC Siedlce 36 MWe / 34 MWt	36	36	36	36	36	36	36	36	Dostosowane do BAT
Suma południe MWe		726	726	726	726	726	368	368	368	

Załącznik nr 3

PROGNOZA WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ (BEZ ZUŻYCIA WŁASNEGO)

	JEDNOSTKI	FORMUŁA 2022 -2025	TWh	FORMUŁA 2026 -2031	TWh	FORMUŁA 2032 -2035	TWh	FORMUŁA 2036 -2040	TWh
EWB Bełchatów B3-12,14, EWB Turów K1-6, K7¹		6000X6,4	38,4	5500X6,4	35,2	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0
EWB Bełchatów B14¹		NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	5000X0,9	4,5	4000X0,9	3,6
EWB Turów K7²		NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	5000X0,5	2,5	4000X0,5	2,0
EWK Opole K5+6, EWK Kozienice K11, EWK Jaworzno K910³		5500X3,8	20,9	5500X3,8	20,9	4500X3,8	17,1	4000X3,8	15,2
EWK dostosowane do BAT 2020⁴		4500X3,7	16,7	3500X2,7	9,5	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0
Elektrownie gazowe (do 2025 r.: Stalowa Wola, Włocławek, Płock/dodatkowo od 2026 r.: Dolna Odra, Ostrołęka, Kozienice, Połaniec, Rybnik)⁵		3500X1,5	5,3	3500X4,5	15,8	3500X4,5	15,8	2500X4,5	11,3
Elektrociepłownie (węgiel)³		4500X2,4	10,8	4500X2,4	10,8	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0
Elektrociepłownie (gaz) duże/mniejsze jednostki⁶		4500X4,2	18,9	4500X4,2	18,9	4500X6,4	28,8	4500X6,4	28,8
Elektrociepłownie (RDF) (nie-OZE)³		3500X0,3	1,1	3500X0,3	1,1	3500X0,3	1,1	3500X0,3	1,1
Elektrociepłownie (biomasa) (OZE)⁶		6500X1,5	9,8	6500X1,5	9,8	6500X1,5	9,8	6500X1,5	9,8
Elektrociepłownie (biogaz) (OZE)⁵		6500X0,8	5,2	6500X0,8	5,2	6500X0,8	5,2	6500X0,8	5,2
Elektrownie pomp. szczyt. (nie-OZE)⁴		600X1,0	0,6	600X1,0	0,6	700X1,2	0,8	700X1,2	0,8
Elektrownie wodne przepływ.		3000X0,6	1,8	3000X0,6	1,8	3000X0,8	2,4	3000X0,8	2,4
Elektrownie wiatrowe na morzu do 2031 r. (OZE)		NIE DOT.	0	4400X2,0	8,8	4400X2,0	8,8	4400X2,0	8,8
Elektrownie wiatrowe na morzu w okresie 2032-2035 (OZE)		NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	4800X5,0	24,0	4800X5,0	24,0
Elektrownie wiatrowe na morzu w okresie 2036-2040 (OZE)		NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	5000X2,0	10,0
Elektrownie wiatrowe na lądzie istniejące (OZE)		2200X5,7	12,5	2200X5,7	12,5	2200X5,7	12,5	2200X5,7	12,5
Elektrownie wiatrowe na lądzie/nowe do 2025 r. (OZE)		3100X3,0	9,3	3100X3,0	9,3	3100X3,0	9,3	3100X3,0	9,3
Elektrownie wiatrowe na lądzie/nowe w okresie 2026-2031 (OZE)		NIE DOT.	0	3300X1,5	4,9	3300X1,5	4,9	3500X1,5	4,9
Elektrownie wiatrowe na lądzie/nowe w okresie 2032-2035 (OZE) (zatrzymanie rozwoju z powodów planistycznych od 2036 r., całkowita moc 14 GW)		NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	3500X1,0	3,5	3500X1,0	3,5

¹ bez własnego zużycia energii 15%² bez własnego zużycia energii 12%³ bez własnego zużycia energii 8%⁴ bez własnego zużycia energii 10%⁵ bez własnego zużycia energii 4%⁶ bez własnego zużycia energii 3%

JEDNOSTKI	FORMUŁA 2022 -2025	TWh	FORMUŁA 2026 -2031	TWh	FORMUŁA 2032 -2035	TWh	FORMUŁA 2036 -2040	TWh
Farmy fotowoltaiczne do 2021 r. (OZE)	1050X1,5	1,6	1050X1,5	1,6	1050X1,5	1,6	1050X1,5	1,6
Farmy fotowoltaiczne /nowe w okresie 2022-2025 (OZE)	1200X1,5	1,8	1200X1,5	1,8	2000X1,5	1,8	2000X1,5	1,8
Farmy fotowoltaiczne /nowe w okresie 2026-2031	NIE DOT.	0	1400X1,0	1,4	1400X1,0	1,4	1400X1,0	1,4
Farmy fotowoltaiczne /nowe w okresie 2032-2035	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	1450X1,0	1,5	1450X1,0	1,5
Farmy fotowoltaiczne /nowe w okresie 2036-2040	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	NIE DOT.	0	1500X3,0	4,5
Energetyka obywatelska feed-in (OZE) (PV 100%)	800X0,2	0,2	800X1,0	0,8	800X3,0	2,4	800X6,0	4,8
Klastry feed-in (OZE) (PV 70%, biogaz 20%, MEW 5%, Wiatr 5%)	2500X0,1	0,3	2500X0,5	1,3	2500X2,5	5,0	2500X3,5	8,8
Σ TWh		154		170,80		164,7		177,6
Zapotrzebowanie TWh		160		165		170		175
Δ Import TWh		6,0		(-) 5,8 EKS- PORT DO SE,LT,DE		5,3 IMPORT Z SE, LT, DE		(-) 2,6 EKS- PORT DO CZ, SK, DE

Załącznik nr 4

**EMISJA GAZÓW CIĘPLARNIANYCH - WYTWARZANIA ENERGII ELEKTRYCZNEJ
(WŁĄCZNIE Z ZUŻYCIEM WŁASNYM)**

120 |

JEDNOSTKI	KG CO ₂ / MWH-E	TWh 2025	mt CO ₂ / 2025	TWh 2031	MT CO ₂ / 2031	TWh 2035	mt CO ₂ / 2035	TWh 2040	mt CO ₂ / 2040
EWB Bełchatów B3-12,14, EWB Turów K1-6	1060	44,2	46,9	40,5	42,9	0	0	0	0
EWB Bełchatów B14	900	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	5,2	4,7	4,1	3,7
EWB Turów K7	900	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	NIE DOT.	2,5	2,3	2,0	1,8
EWK Opole K5+6, EWK Kozienice K11, EWK Jaworzno K910	730	22,6	16,5	22,6	16,5	18,5	13,5	16,4	12,0
EWK dostosowane do BAT 2020	850	18,4	1,8	16,4	5,4	0	0	0	0
Elektrownie gazowe (do 2025 r.: Stalowa Wola, Włocławek, Płock/dodatkowo od 2026 r.: Dolna Odra, Ostrołęka, Kozie- nice, Połaniec, Rybnik)	280	5,5	1,8	16,4	5,4	16,4	5,4	11,8	3,8
Elektrociepłownie (węgiel)	600	10,4	6,2	10,4	6,2	0	0	0	0
Elektrociepłownie (gaz) duże/mniejsze jednostki	280	19,5	5,5	19,5	5,5	29,7	8,3	29,7	8,3
Elektrociepłownie (RDF) (nie-OZE)	400	1,2	0,5	1,2	0,5	1,2	0,5	1,2	0,5
Σ mt CO₂			93		85,9		34,6		30,1
Σ OZE + EW szczyt. pomp. wytwarzanie		44,3		59,2		94,1		119,3	
Σ TWh zużycie brutto (bez importu)		166,7		181,0		168,7		185,5	
Śr. emisja gram CO₂/ kWh			600		500		210		170
udział OZE-E		26%		33%		56%		64%	



NADCHODZI CZAS DECYZJI

MAPA DROGOWA POLSKIEJ ELEKTROENERGETYKI 2030+

ZWIĄZEK PRZEDSIĘBIORCÓW I PRACODAWCÓW SEKTORA ENERGII

Adres biura:
ul. Nowy Świat 33
00-029 Warszawa

Siedziba:
ul. Moniuszki 1a
00-014 Warszawa
zppse.pl
biuro@zppse.pl

