



Polska energetyka **2030**



Fundacja Przyjazny Kraj
The Friendly State Foundation

Spis treści

Wprowadzenie.	
Przesłanki do powstania raportu	4
Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną na podstawie dotychczasowych i zarysowujących się trendów	8
Globalne trendy rozwoju energetyki – zmiana paradygmatu	12
Stan obecny sektora energetyki i górnictwa.	
Schyłkowa rola węgla, jego zasoby i możliwości wykorzystania w przyszłości.	15
Możliwe ścieżki rozwoju energetyki.	
Analiza SWOT każdej ścieżki na podstawie opinii ekspertów.	19
Zmiana paradygmatu funkcjonowania energetyki: rola nowych technologii i energetyki prosumenckiej	28
Rola sieci energetycznych – konieczność intensywnej modernizacji i rozbudowy na poziomie przesyłu i dystrybucji.	
Integracja systemów energetycznych krajów UE	30
Mechanizmy regulacyjne przy pomocy których państwo może realizować założenia polityki energetycznej	33
Podsumowanie	34

Wprowadzenie

PRZESŁANKI DO POWSTANIA RAPORTU:

- Polska potrzebuje pilnej dyskusji na temat przebudowy systemu energetycznego i nowego miksu wykorzystywanych źródeł energii.
- Przekraczające 80% uzależnienie od węgla jest niekorzystne z wielu powodów. Głównym jest dynamiczny rozwój technologii OZE (odnawialne źródła energii), które stają się coraz bardziej konkurencyjne cenowo w stosunku do paliw kopalnych.
- Pozycję polskiej energetyki dodatkowo podkopuje sytuacja górnictwa, które ze względu na warunki geologiczne i zapóźnienie w inwestycjach ma problemy z rentownością i zaspokojeniem krajowego zapotrzebowania na surowiec. Wkrótce może również doprowadzić do wzrostu cen energii elektrycznej.
- Perspektywa ogromnych inwestycji, przed jakimi stoi energetyka to dobra okazja do dyskusji o tym, na jakich technologiach powinniśmy się skupić, by jednocześnie zapewniać stabilne dostawy energii, osiągać cele klimatyczne i rozwijać polską gospodarkę.
- Decyzje w tym obszarze powinny mieć charakter merytoryczny, a nie polityczny. Wśród zaproszonych do dyskusji ekspertów dominuje przekonanie, że energetyka węglowa nieuchronnie odchodzi do przeszłości. Akceptując ten fakt powinniśmy skupić się na opracowaniu strategii, która pozwoli wykorzystać szanse, jakie stwarza unowocześnienie sektora wytwórczego.

Ostatnie lata w światowej energetyce są okresem coraz wyraźniejszej i przyspieszającej transformacji. Systemy energetyczne zwracają się w stronę niskoemisyjnych źródeł energii, generacji rozproszonej i świata, w którym rola i świadomość odbiorców energii stają się coraz większe.

Polska dotychczas przyjmowała wobec tych zjawisk dość bierną postawę. Kolejne rządy wychodziły z założenia, że wystarczy spełnić plan minimum w postaci dostosowania się do unijnych wymogów w zakresie udziału odnawialnych źródeł energii (OZE) w krajowym miksie energetycznym oraz norm emisji zanieczyszczeń i w ten sposób zminimalizowane zostaną koszty udziału Polski w transformacji energetycznej, przy zachowaniu bezpieczeństwa energetycznego. Wydaje się, że zabrakło również woli politycznej i determinacji, by rozwiązać nawarstwiające się od dekad problemy polskiego górnictwa węgla kamiennego w postaci przerostu zatrudnienia, trwałego braku rentowności i braku mechanizmów rynkowych w sektorze. Nie brano też pod uwagę faktu, że polska energetyka będzie musiała zmierzyć się z konkurencją na rynku UE. Z upływem lat coraz wyraźniej widać, że nie da się dłużej zapewnić stabilnych dostaw energii po akceptowalnych kosztach bez radykalnych reform. Zmienia się globalna koncepcja funkcjonowania energetyki - wzrost udziału OZE zaczyna wynikać nie tylko z dążenia do redukcji emisji i administracyjnie ustalanych celów, ale również w coraz większym stopniu ze wzrostu konkurencyjności źródeł odnawialnych pod względem kosztów wytwarzania. W przypadku Polski dodatkowe znaczenie mają strukturalne problemy krajowego górnictwa, które nie jest w stanie sprostać krajowemu popytowi na węgiel. Jednocześnie majątek wytwórczy krajowej energetyki nieuchronnie się starzeje – do 2030 r. wycofać trzeba będzie z systemu elektrownie o łącznej mocy nawet 17 GW.

Równoległe zapotrzebowanie na energię rośnie, szczególnie w okresach szczytowych – zarówno zimą, jak i latem. Możliwe awarie systemowe oraz ograniczenia w dostępie do energii powodują, że coraz powszechniejsza jest świadomość, że Polska potrzebuje nowych źródeł energii. Jednak strategiczne pytanie, na jakie technologie powinniśmy stawiać i w jakich proporcjach, wciąż pozostaje bez odpowiedzi.

Rozpoczynając prace nad tym raportem jako cel postawiliśmy dostarczenie merytorycznego wkładu do dyskusji na temat przyszłego miksu energetycznego oraz próbę odpowiedzi na pytanie: „jak rozwijać polską energię, by zapewnić konkurencyjność krajowego przemysłu”. Jednocześnie chcielibyśmy zaakcentować, że dalsze

zwlekaniu ze sformułowaniem nowej polityki energetycznej państwa jest najgorszą z możliwych decyzji. Polityka energetyczna musi też zmierzyć się z faktem, że niezależnie od tego, jakie limity wsparcia dla energetyki węglowej Komisja Europejska zaakceptuje finalnie w Pakiecie Zimowym, technologia ta jest schyłkowa i trzeba podjąć działania zmierzające do jej sukcesywnego zastępowania innymi technologiami w naszej energetyce. Tylko prowadząc tę transformację w sposób zaplanowany i przemyślany można minimalizować koszty dla sektora elektroenergetycznego i odbiorców.

Raport ten oparty jest o opinie eksperckie. Zaprosiliśmy do współpracy osoby od lat związane z branżą energetyczną, o uznanym autorytecie. Na podstawie ich opinii i prognoz zbudowaliśmy zestaw przewidywań i węzłowych problemów, które, mamy nadzieję, przyczynią się do lepszego zrozumienia, jak istotną kwestią jest przebudowa polskiego systemu elektroenergetycznego i jaki kształt może ona przyjąć.

Raport powstał we współpracy z partnerem merytorycznym, portalem WysokieNapiecie.pl

¹ PSE, Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016-2035, https://www.pse.pl/documents/20182/20580202/Prognoza_pokrycia_zapotrzebowania_szczytowego_na_moc_w_latach_2016-2035.pdf/f0b419f3-b8b9-49b9-87e4-490ffcblcc31?safeargs=646f776e6c6f61643d74727565

PONIŻEJ LISTA ZAPROSZONYCH EKSPERTÓW.

DZIĘKUJEMY IM WSZYSTKIM ZA UDZIAŁ I WKŁAD W REALIZACJĘ PROJEKTU:

ZYGMUNT ARTWIK – posiada wieloletnie doświadczenie zawodowe w obszarze energetyki.

Kierował i współkierował elektrowniami i firmami inżynieryjnymi. Prowadził projekty budowy elektrowni m.in. w Kozienicach, Połańcu, Pątnowie i w Turcji. Jest również autorem kilku patentów, usprawnień technicznych i technologicznych dotyczących utrzymania i eksploatacji kotłów i turbin parowych. Obecnie jest wiceprezesem Zespołu Elektrowni Pątnów-Adamów-Konin. Kieruje także spółką PAK Adamów i zasiada w radach nadzorczych spółek: PAK SERWIS, Elektrownia Pątnów II.

MACIEJ BUKOWSKI – doktor nauk ekonomicznych, prezes WiseEuropa. Pracownik naukowy Uniwersytetu Warszawskiego. W latach 2006-2013 prezes fundacji IBS.

Jest współautorem wielu polskich dokumentów strategicznych (m.in. Plan Hausnera).

Kierownik projektów oraz licznych komentarzy i artykułów prasowych dotyczących między innymi makroekonomii, polityki energetycznej, innowacyjności, systemu emerytalnego czy rynku pracy.

WOJCIECH CETNARSKI – prezes firmy Wento. Od szeregu lat aktywnie działa na rzecz rozwoju energetyki wiatrowej i odnawialnych źródeł energii w Polsce. Wcześniej był członkiem zarządu Norvento Polska, która jako przedstawiciel inwestora strategicznego realizującego projekty inwestycyjne w energetyce odnawialnej, przygotowała ok. 70 MW projektów wiatrowych. Wcześniej m.in. współzałożyciel i prezes Polish Energy Partners.

JACEK FALTYNOWICZ – menedżer z wieloletnim doświadczeniem w spółkach świadczących usługi budowlano-montażowe i realizujących inwestycje w przemyśle energetycznym, petrochemicznym, wydobywczym i budownictwie obiektów użyteczności publicznej. W latach 2000-2015 był prezesem firmy Elektrobudowa. Wcześniej zdobywał doświadczenie w ZWAR, ABB-ZWAR, a także Alstom Polska. Koordynator prac nad niniejszym raportem.

MAKSYMILIAN KLANK – karierę w polskim górnictwie zaczynał w 1979 r. od stanowiska stażysty. Przeszedł pełną ścieżkę awansu przez samodzielne i kierownicze stanowiska, aż do prezesa Katowickiego Holdingu Węglowego, a później również Kompanii Węglowej. Obecnie członek zarządu Fasing. W latach 2001-2009 pełnił funkcję prezydenta Europejskiego Stowarzyszenia Węgla Kamiennego i Brunatnego EURACOAL.

JAN KURYLCZYK - polityk, menedżer, były wojewoda śląski i pomorski, były wiceminister infrastruktury. Pracował przedsiębiorstwach związanych z energetyką, m.in. jako dyrektor i inspektor nadzoru w Elektrowni Żarnowiec oraz Elektrowni Żydowo, a także generalny projektant gdańskiego Energoprojektu.

PAWEŁ SKOWROŃSKI – docent w Instytucie Techniki Ciepłej Politechniki Warszawskiej. Specjalista w zakresie systemów i gospodarki energetycznej, ekonomiki energetyki, modelowania siłowni ciepłych, przygotowania i realizacji inwestycji energetycznych, montażu urządzeń energetycznych. Autor kilkudziesięciu opracowań i publikacji naukowych. W czasie dotychczasowej kariery zawodowej piastował menedżerskie stanowiska m.in. w PGE, BOT, Vattenfall i SPEC.

PAWEŁ SMOLEŃ – prezes Związku Pracodawców Prywatnych Energetyki przy Konfederacji Lewiatan, do 2015 roku prezydent EURACOAL i członek kierownictwa wielu innych organizacji branżowych. Przewodniczący rady nadzorczej think-tanku Forum Energii. Były członek zarządu ds. przemysłu i energetyki w Erbud, wiceprezes PGE, członek kierownictwa koncernu Vattenfall, prezes Vattenfall Heat Poland, a także partner Arthur Andersen i Deloitte ds. energetyki.

Prof. dr hab. inż. JACEK WAŃKOWICZ - wieloletni dyrektor Instytutu Energetyki.

Członek Rady nadzorczej Acta Energetica. Z racji udziału w organach nadzorczych grup energetycznych.

Ekspert w zakresie wytwarzania i przesyłu energii elektrycznej.

Prawa autorskie dotyczące raportu należą do Fundacji Przyjazny Kraj. Treści zawarte w raporcie mogą być powielane pod warunkiem wskazania źródła i autorów.

Czerwiec 2018

Prognoza zapotrzebowania na energię elektryczną na podstawie dotychczasowych i nowo zarysowujących się trendów

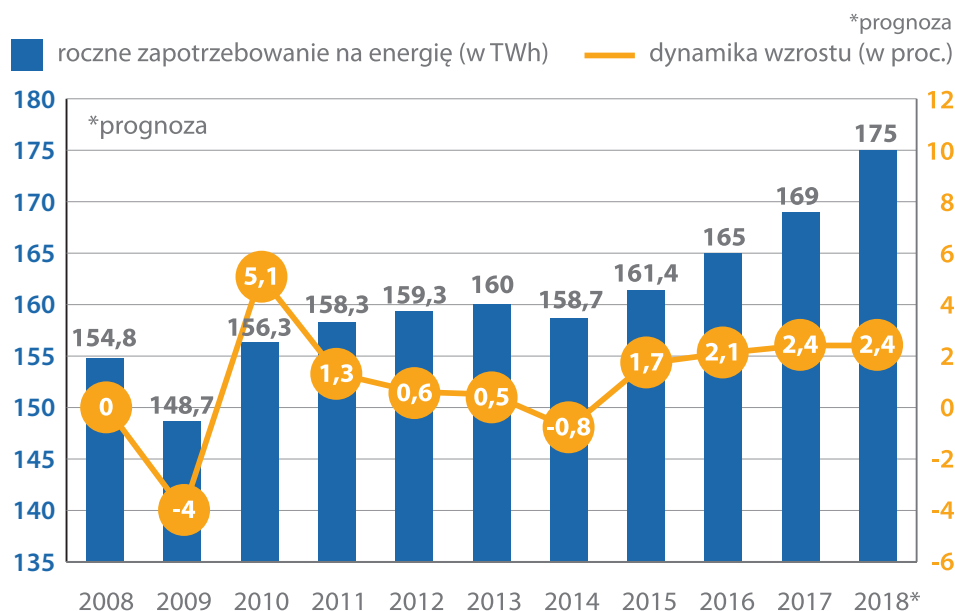
Wszystkie znane nam analizy i przewidywania sytuacji na rynku energii elektrycznej zakładają, że w kolejnych latach w Polsce będziemy świadkami wzrostu konsumpcji energii. Sprzyja temu wzrost gospodarczy i wynikający z niego rozwój przemysłu, a także urbanizacja i oczekiwana elektryfikacja transportu. Jeśli jednak chodzi o tempo wzrostu, to w opiniach ekspertów pojawiają się daleko idące rozbieżności. Na przestrzeni ostatnich 10 lat byliśmy w Polsce świadkami zarówno skokowego spadku, jak i odbicia popytu na energię po globalnym kryzysie finansowym. Od roku 2015 r. tempo wzrostu zapotrzebowania na prąd w Polsce oscyluje w granicach 2% rocznie. Według oficjalnych prognoz, tempo to miałyby w przyszłości jeszcze przyspieszyć. Tymczasem według opinii ekspertów biorących udział w naszym badaniu – dynamika wzrostu spożycia energii po możliwym przejściowym wzroście prawdopodobnie spadnie.

Według Polityki energetycznej Polski do 2030 r., krajowe zapotrzebowanie na energię elektryczną brutto powinno wynieść w 2020 r. 169,3 TWh. Poziom ten został osiągnięty pięć lat wcześniej (169 TWh). W 2017 r., po wzroście w ujęciu rocznym o 2,4%, popyt na energię przekroczył 173 TWh. Biorąc pod uwagę aktualne prognozy wzrostu PKB na 2018 r. (oscylują one w granicach 3,8% wobec 4,6%, które Polska osiągnęła w 2017 r.), w 2018 roku zapotrzebowanie na elektryczność może wzrosnąć o kolejne 2% i przekroczyć 175 TWh.

WYKRES 1.

Zużycie energii elektrycznej w TWh w Polsce w latach 2008-2018.

Źródło: PSE, ARE.
P - prognoza
WysokieNapiecie.pl.



Prognoza będąca elementem Polityki energetycznej na 2030 r. przewiduje również, że zapotrzebowanie na energię w wysokości 200 TWh Polska osiągnie około 2027 r., co wiązałoby się z wzrostem zapotrzebowania o 2,5% rocznie przez kolejnych 9 lat.

TABELA 1.

**Krajowe
zapotrzebowanie
w TWh,
Załącznik 2.
do Polityki
energetycznej
Polski
do 2030 roku.**

Źródło:
Ministerstwo Energii

	2006	2010	2015	2020	2025	2030
Energia finalna	111	104,6	115,2	130,8	152,7	171,6
Sektor energii	11,6	11,3	11,6	12,1	12,7	13,3
Straty przesyłu i dystrybucji	14,1	12,9	13,2	13,2	15	16,8
Zapotrzebowanie netto	136,6	128,7	140	156,1	180,4	201,7
Potrzeby własne	14,1	12,3	12,8	13,2	14,2	15,7
Zapotrzebowanie brutto	150,7	150,7	152,8	169,3	194,6	217,4

Bardziej aktualnych prognoz dotyczących wzrostu zapotrzebowania rząd dotychczas nie przedstawił. Możemy jednak posiłkować się np. danymi raportowanymi przez Polskie Sieci Elektroenergetyczne do ENTSO-E, organizacji skupiającej europejskich operatorów sieci przesyłowych. Według prognoz zawartych w raporcie Ten Year Network Development Plan 2018 Market Data Provisional (TYNDP 2018 MDP) krajowe zapotrzebowanie na energię wyniesie, w zależności od scenariusza, od 185 do 217 TWh w 2030 r. i nawet ponad 250 TWh dekadę później.

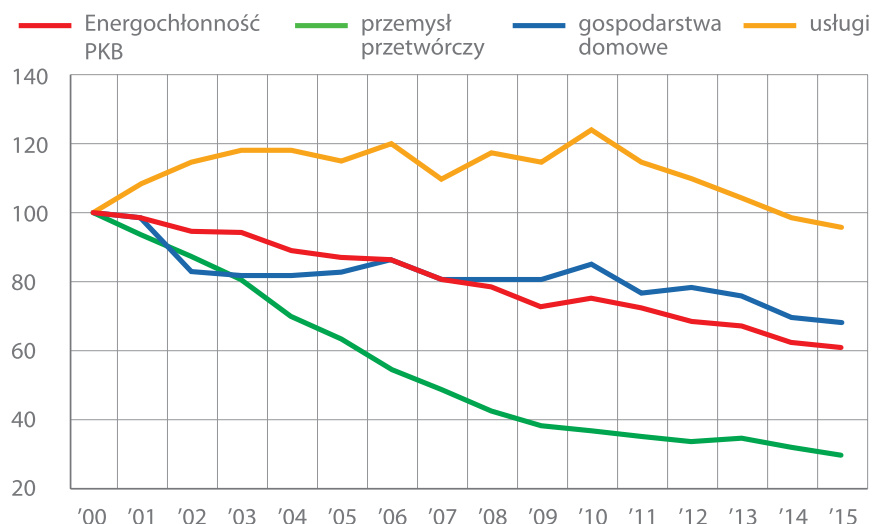
Prognozy z górnego pułapu opierają się jednak na założeniu, że dotychczasowe tempo wzrostu nie tylko zostanie utrzymane, ale nawet jeszcze przyspieszy. Tymczasem jest to bardzo mało prawdopodobne. Wśród ekspertów zaproszonych do udziału w pracach nad raportem dominuje przekonanie, że w dłuższym okresie tempo wzrostu zapotrzebowania na energię będzie malało. Pogląd ten opiera się na doświadczeniach zamożniejszych państw, w których wraz ze wzrostem PKB i inwestycjami promującymi nowoczesne technologie, energochłonność gospodarki maleje, a rośnie efektywność energetyczna. Trend ten jest widoczny w Polsce od przeszło 20 lat i rozpoczął się wraz z odejściem od gospodarki centralnie planowanej, z dużym udziałem energochłonnego przemysłu. Trzeba jednak zaznaczyć, że na tle całej UE Polska ma spore zapóźnienia – w krajach wspólnoty wzrost gospodarczy nie generuje już większego wzrostu na energię elektryczną.

WYKRES 2.

**Energochłonność
polskiej gospodarki,
GUS, „Energia 2017”.**

Oś pionowa przedstawia procentowe zmiany energochłonności poszczególnych działów polskiej gospodarki (2000 = 100%)

Źródło: GUS, Energia 2017



Podsumowując, zdaniem ekspertów największe tempo wzrostu spożycia energii utrzyma się w ciągu najbliższych 5 lat. Przez kolejne 5 lat tempo wzrostu będzie spowalniać. Po tym okresie żaden z naszych rozmówców nie przewiduje istotnych wzrostów zapotrzebowania.

Spowolnienia wzrostu zużycia energii w Polsce w krótkim i średnim horyzoncie nie zniweluje prawdopodobnie również inny wyraźnie zarysowujący się trend – rozwój elektromobilności. Minister energii Krzysztof Tchórzewski zapowiedział w czerwcu 2016 roku, że istnieją szanse, by w 2025 r. po polskich drogach jeździł 1 milion samochodów elektrycznych, z czego spółki energetyczne miałyby osiągać 2 miliardy zł przychodów. Zdaniem ekspertów, bardziej realne wydaje się osiągnięcie progu kilkudziesięciu, do 300 tys. aut. Najbardziej optymistyczne przewidywanie do 500 tys. samochodów elektrycznych w Polsce w 2025 r.

Według naszych szacunków, 500 tys. samochodów elektrycznych mogłoby zwiększyć popyt na energię o 0,5% w porównaniu z aktualnym poziomem. Co więcej, wzrost ten zostanie rozłożony na przestrzeni kilku lat. Obliczenie to opiera się na założeniu, że auto elektryczne przejeżdżałoby tyle, co statystyczny polski samochód, czyli 11 tys. km rocznie. Zużycie energii przyjmujemy na poziomie 17 kWh na 100 km. Warto zaznaczyć, że w początkowym okresie, „elektryków” nie kupią prawdopodobnie przeciętni Polacy, a raczej przedsiębiorcy, co oznacza dużo wyższe przebiegi. Rozważania te nie zmieniają jednak radykalnie poziomu oczekiwanego wzrostu popytu na energię elektryczną.

Przy powyższych założeniach dodatkowy milion samochodów elektrycznych oznacza dodatkowe zużycie energii o skali niespełna 2 TWh rocznie. To niecały 1% krajowego zapotrzebowania na elektryczność według prognoz na 2030 r. Oczywiście w dalszej perspektywie zapotrzebowanie to będzie się zwiększać, ale wpływ elektromobilności na system elektroenergetyczny w Polsce nie będzie raczej miał charakteru rewolucyjnego.

Według Bloomberg New Energy Finance, w 2040 r. w Europie samochody elektryczne będą odpowiadać – odpowiednio – za 13% zużycia energii elektrycznej. Prognozy Bank of America Merrill Lynch mówią, że będzie to 11%. W Polsce efekt ten będzie odpowiednio niższy ze względu na późniejszy i wolniejszy rozwój rynku samochodów na prąd w naszym kraju w porównaniu do rynków zamożniejszych.

” Średni wzrost zapotrzebowania w kolejnych latach wyniesie ok. 1,4% rocznie. Absolutnie nie jest on przesłanką do budowy nowych elektrowni konwencjonalnych. Przy czym popyt może spaść ze względu na problemy branż energochłonnych, np. hutnictwo – koszty produkcji będą za wysokie”.

MACIEJ BUKOWSKI

” Z całą pewnością spada energochłonność przemysłu i budownictwa, ale wzrasta zużycie energii elektrycznej – obserwujemy zmianę struktury produkcji w przemyśle i zmianę technologii, nawet jeśli to są te same dobra. Mamy coraz mniej energochłonne procesy. Odchodzimy od przemysłu ciężkiego i wchodzimy w przemysł lżejszy, gdzie procesy cieplne są bardziej sprawne.”

” Nawet biorąc pod uwagę wzrost liczby samochodów elektrycznych, zapotrzebowanie na energię powinno rosnąć nie więcej niż 1% rocznie – skumulowany wzrost w ciągu 10 lat najbliższych wyniesie 10%, a w kolejnej dekadzie tylko 3%”.

PAWEŁ SKOWROŃSKI

” W ostatnich latach w krajach Europy Zachodniej wyraźnie widoczne jest oddzielenie poziomu wzrostu PKB od popytu na energię. W Polsce przyjmuje się, że skoro mamy inwestować, budować fabryki, to popyt będzie rósł, ale całkiem możliwe jest, że suma tendencji oszczędnościowych skompensuje przyrost. Nie dojdzie do wielkiego przyrostu zużycia mimo rozwoju gospodarczego. Jedyne co mogłoby to zmienić, to przejście na ogrzewanie elektryczne na większą skalę”.

PAWEŁ SMOLEŃ

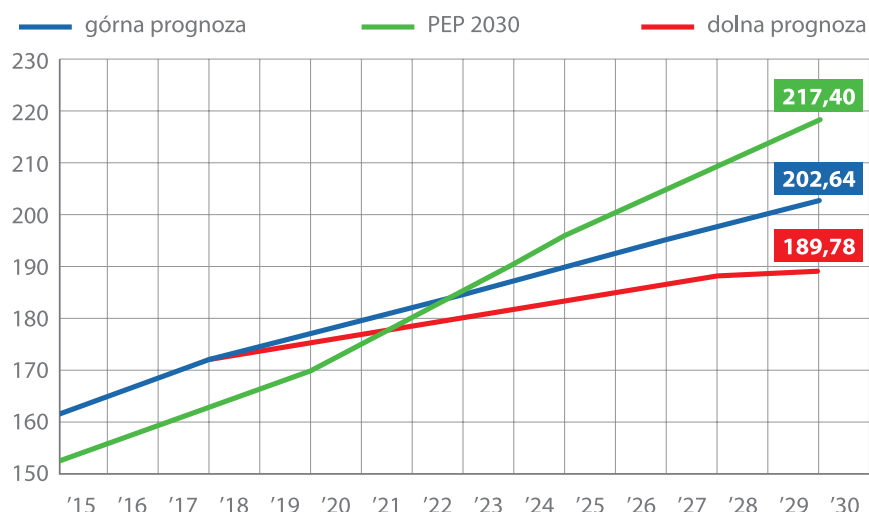
Podsumowując opinie ekspertów, w ciągu najbliższych kilkunastu lat możemy spodziewać się umiarkowanego wzrostu zapotrzebowania na energię. Warto zauważyć, że do roku 2022 jest on wyższy, niż prognozowano

w Polityce energetycznej Polski do 2030 r., natomiast później spowalnia. Oczekiwane przez naszych ekspertów zapotrzebowanie na energię w 2030 r. mieści się w przedziale 189,8-202,6 TWh/rok. Oznacza to wzrost o 7,6-17% w porównaniu z danymi za 2017 rok.

WYKRES 3.

Proгноза zużycia energii elektrycznej w Polsce do 2030 r. – porównanie założeń Polityki energetycznej Polski do 2030 r. i aktualnych oczekiwań ekspertów (w TWh).

Źródło: Ministerstwo Energii, szacunki własne.



W kontekście zaspokojenia krajowych potrzeb szczególne wyzwanie stanowią okresy szczytowego popytu na moc. W ciągu ostatnich lat każdy kolejny sezon przynosi nowy rekord zapotrzebowania zarówno w szczycie letnim, jak i zimowym. O ile w zimie system może liczyć na wsparcie źródeł kogeneracyjnych, to w lecie, mimo szczytów niższych niż zimą, sytuacja jest trudniejsza. Problem ten może złagodzić instalacja źródeł słonecznych o mocy 1-2 GW, wspierana budową nowych źródeł szczytowych, tudzież rozwijanie programów redukcji zapotrzebowania, czyli DSR, lub magazynów energii. Wskazane wydaje się również zdefiniowanie, do jakiego stopnia Polska chce i może w takich okresach posiłkować się energią z importu.

² Załącznik 2. do „Polityki energetycznej Polski do 2030 roku” - Prognoza zapotrzebowania na paliwa i energię, str. 14
-<http://www.me.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza%20zapotrzebowania%20na%20paliwa%20i%20energie-ost.pdf>

³ jw

⁴ <http://www.me.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza%20zapotrzebowania%20na%20paliwa%20i%20energie-ost.pdf>

⁵ https://www.entsoe.eu/Documents/TYNDP%20documents/14475_ENTSO_ScenarioReport_Main.pdf

Globalne trendy rozwoju energetyki – zmiana paradygmatu

O megatrendach, które przesądzą o przyszłości globalnej energetyki, mówi się od szeregu lat. Wśród nich wskazywane są zjawiska takie jak redukcja emisji, rozwój technologii odnawialnych źródeł energii (OZE) przy jednoczesnym spadku znaczenia węgla i innych paliw kopalnych, coraz bardziej powszechna niechęć do energetyki jądrowej, poprawa efektywności energetycznej, czy wreszcie rosnąca świadomość i wpływ odbiorców na lokalizację inwestycji i sposób wykorzystania energii w domach. Obecnie zarysowuje się jeszcze jeden quasi-trend: część zjawisk oczekiwanych w energetyce, zaczyna postępować szybciej niż oczekiwano. W związku z tym przyszłość energetyki w Polsce i na świecie zapowiada inaczej, niż oczekiwano jeszcze 2 – 3 lata temu.

Komisja Europejska od lat promuje realizację ambitnych celów redukcji emisji CO₂ dzięki rosnącemu udziałowi OZE. W unijnym planie działania dotyczącym przejścia na gospodarkę niskoemisyjną wskazano, że do 2050 r. UE powinna zmniejszyć emisje gazów cieplarnianych o 80 proc. w stosunku do poziomu z 1990 r. Kluczowymi etapami w realizacji tego celu byłyby osiągnięcie 40 proc. redukcji emisji do 2030 r. i 60 proc. – do 2040 r.

O ile jednak we wcześniejszych latach głównym motorem inwestycji w OZE w Europie były mechanizmy wsparcia, to obecnie inwestorzy interesują się tym tematem w coraz większym stopniu nie z uwagi na dotacje i dopłaty, a z racji rosnącej konkurencyjności kosztowej OZE, będącej pochodną postępu technologii wytwarzania energii z wiatru i słońca. W ten sposób odnawialne źródła energii, które jeszcze kilka lat temu stanowiły rynkową niszę, dzisiaj znajdują się w centrum zainteresowania na całym świecie.

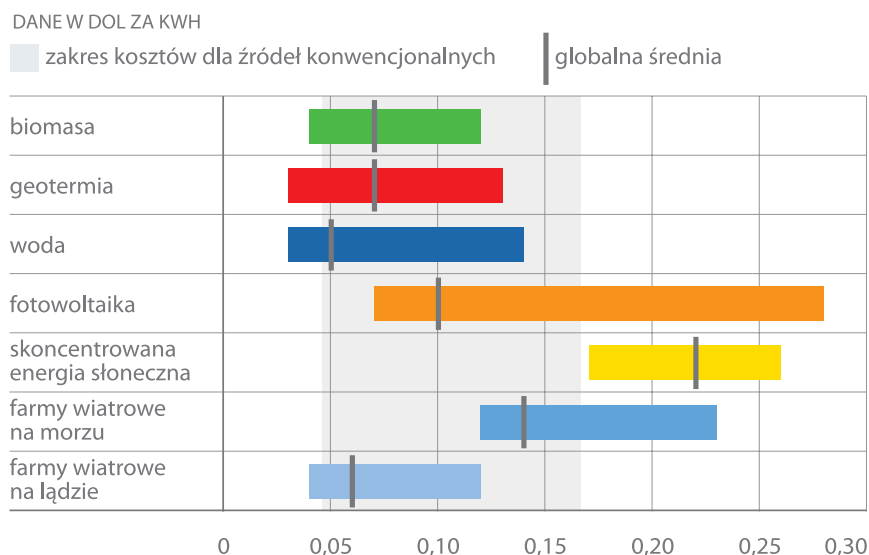
W 2015 r. OZE odpowiadały za 7% energii elektrycznej wytworzonej na świecie. Ponad 80% światowej energii wciąż pochodzi z paliw kopalnych. Zmiana jakościowa bierze się jednak stąd, że 40% nowych inwestycji w energetyce w roku 2017 to w nowe moce OZE. Agencja Bloomberg New Energy Finance szacuje, że do 2040 r. źródła słoneczne i wiatrowe będą stanowiły prawie połowę mocy zainstalowanej. Inne prognozy są mniej optymistyczne dla OZE, ale wyraźny trend na rzecz OZE w inwestycjach energetycznych na wszystkich kontynentach jest faktem bezspornym.

Główną determinantą takiego stanu rzeczy jest spadek cen technologii OZE i wytworzonej w nich energii. Według analiz Międzynarodowej Agencji Energetyki Odnawialnej (IRENA), w latach 2010-2017 koszty energii ze słońca spadły o 73%, podobnie jak koszty magazynowania. Energia z wiatru staniała w tym okresie o bliską o jedną czwartą.

WYKRES 4.

Średni koszt energii z OZE i paliw kopalnych.

Źródło: IRENA, raport „Renewable Power Generation Costs in 2017”.



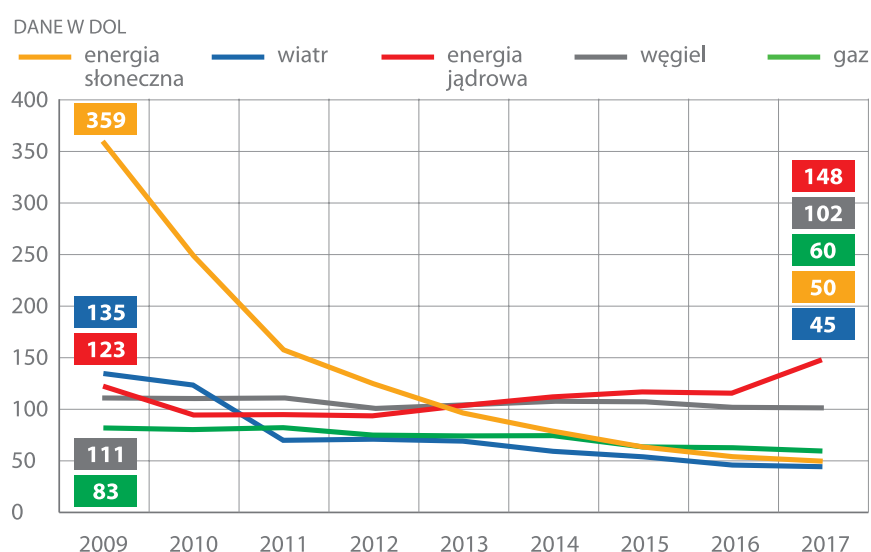
Według analiz Agencji, w latach 2010-2020 przy każdym podwojeniu światowej mocy zainstalowanej oczekiwane koszty produkcji maleją o 14% w przypadku morskiej energetyki wiatrowej, o 21% dla lądowej energetyki wiatrowej i o 35% dla fotowoltaiki. Na tej podstawie prognozuje się, że średnia cena energii produkowanej przez lądowe farmy wiatrowe dla projektów uruchamianych w 2020 r. wyniesie ok. 0,05 dolara za kilowatogodzinę (kWh), dla dużych elektrowni słonecznych – 0,06 dolara za kWh, zaś dla morskich farm wiatrowych od 0,06 do 0,1 dolara za kWh. W przypadku najbardziej efektywnych projektów uśredniony koszt energii elektrycznej (LCOE) dla farm fotowoltaicznych i wiatrowych na lądzie już w tym roku może spaść do poziomu 0,03 dolara za kWh, a być może nawet niżej.

Na silny spadek LCOE energii ze źródeł odnawialnych, szczególnie wiatrowych i słonecznych, wskazuje również analiza banku inwestycyjnego Lazard.

WYKRES 5.

Uśredniony koszt energii elektrycznej, LCOE – dane historyczne.

Źródło: Lazard.



Analitycy tej instytucji wskazują, że pomimo spowalniającego spadku kosztów energii z OZE, szczególnie w przypadku dużych instalacji, przewaga kosztowa w stosunku do energetyki konwencjonalnej będzie się powiększać. Przesądza o tym fakt, że LCOE źródeł konwencjonalnych – gazowych i węglowych – niemal przestało spadać. W przypadku elektrowni jądrowych odnotowuje się wręcz wzrost kosztów wytworzonej energii mierzonych jako LCOE.

Ze względu na to, że produkcja energii z wiatru i słońca jest uzależniona od warunków pogodowych, źródła OZE wymagają obecności w systemie źródeł rezerwowych, zapewniających stabilne dostawy energii. Alternatywą, choć niekonkurencyjną jeszcze kosztowo do takich źródeł rezerwowych wydają się magazyny energii. Oczekuje się również rozwoju systemów inteligentnego opomiarowania (smart metering), które pozwolą na szerszą skalę stosować harmonogramowanie popytu i jego redukcję na zamówienie (DSR).

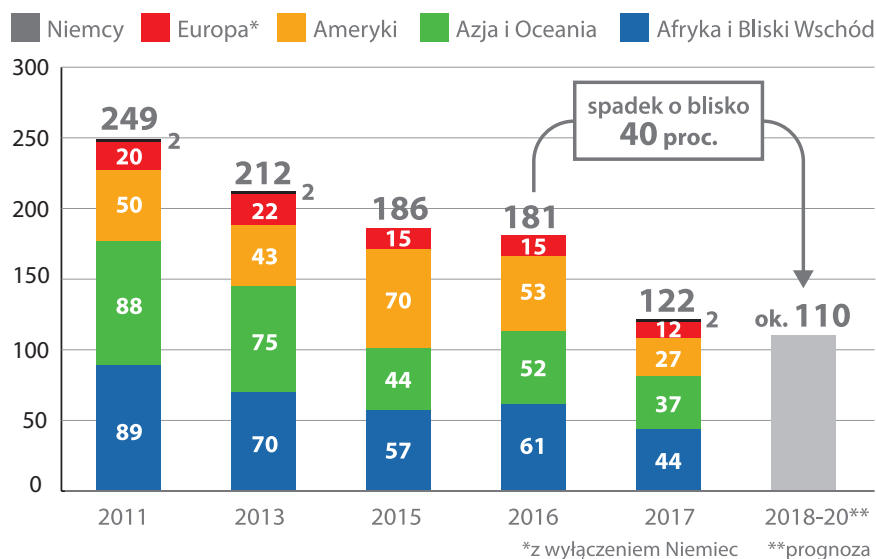
Przez długi czas dostawcy technologii gazowych zakładali, że z tego względu przejście od węgla w kierunku OZE poskutkuje wzrostem zamówień m.in. na nowe turbiny gazowe.

Rynek zaczął jednak zmierzać w innym kierunku i energetyka gazowa napotkała na niespodziewane wcześniejsze bariery wzrostu. Główną z nich jest brak opłacalności inwestycji i konieczność opierania się na systemach wsparcia takich jak rynki mocy. Skutkuje to m.in. widocznym już dzisiaj spadkiem zamówień na turbiny gazowe. Następuje redukcja zatrudnienia i mocy produkcyjnych w koncernach takich jak Mitsubishi, Siemens i GE, które są wiodącymi dostawcami technologii dla tego sektora. Według analizy rynku opublikowanej przez Siemens, zapotrzebowanie na turbiny gazowe o mocy powyżej 100 MW w latach 2018-2020 będzie utrzymywać się na poziomie o 40% niższym od osiągniętego w 2016 roku. Wygląda zatem na to, że przejście do systemów w dużej mierze opartych na OZE odbędzie się bez oczekiwanego jeszcze 2-3 lata temu okresu przejściowego wzrostu udziału energetyki gazowej w systemie.

WYKRES 6.

Spadek globalnej liczby zamówień na nowe turbiny gazowe.

Źródło: Siemens, listopad 2017.



Dużo szybciej od oczekiwań rośnie również udział OZE w globalnej produkcji energii. Jak policzyła Międzynarodowej Agencji Energii (IEA), w 2016 r. OZE stanowiły prawie dwie trzecie wszystkich mocy przyłączonych w światowej elektroenergetyce. Spośród wszystkich technologii najszybciej rozwijała się fotowoltaika, która z 74 GW nowych mocy zanotowała wzrost aż o połowę większy niż w 2015 r. Tym samym moce przyłączone w źródłach słonecznych na całym świecie przekroczyły 300 GW. W Unii Europejskiej 2017 r. łączne wytwarzanie w źródłach wiatrowych, słonecznych i biogazowych wyniosło 679 TWh energii i po raz pierwszy w historii było większe od tego w elektrowniach wykorzystujących węgiel kamienny i brunatny.

Trzeba jednocześnie zaznaczyć, że w Polsce konkurencyjną przewagę OZE pod względem kosztów pogłębiać będą rosnące koszty wydobycia węgla, wzrost cen uprawnień do emisji CO₂ i dopłaty do elektrowni konwencjonalnych w ramach rynku mocy. Poza tym duże firmy produkcyjne i usługowe, kontrolowane np. przez kapitał zagraniczny, wdrażają lub wdrożą w najbliższych latach politykę „zero carbon footprint” i decydują się na wykorzystywanie w procesach technologicznych i usługach wyłącznie energii pochodzących z odnawialnych źródeł, własnych lub zewnętrznych. W ten sposób realizują także politykę CSR. Brak możliwości realizowania takiej polityki w Polsce może skutkować ograniczaniem produkcji lub zniechęcać do nowych inwestycji w naszym kraju.

⁶ Levelised Cost of Energy (LCOE) - pokazuje koszt produkowanej energii, biorąc pod uwagę wiele czynników, takich jak inwestycję, koszt paliwa, eksploatacji i koszty utrzymania instalacji oraz finansowania. Jest metodą powszechnie stosowaną do porównywania różnych źródeł energii. <http://www.me.gov.pl/files/upload/8134/Prognoza%20zapotrzebowania%20na%20paliwa%20i%20energii-ost.pdf>

⁷ <http://irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017>

⁸ LCOE, j.w.

⁹ <http://there100.org/companies>

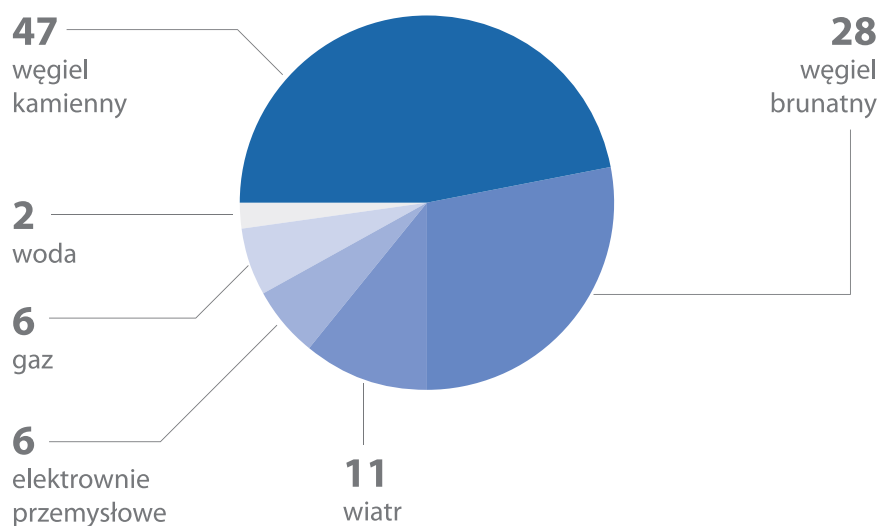
Stan obecny sektora energetyki i górnictwa. Schyłkowa rola węgla, jego zasoby i możliwości wykorzystania w przyszłości.

Statystyczna polska elektrownia liczy sobie około 40 lat – ten opis zdaje się najlepiej oddawać stan rzeczy w polskiej elektroenergetyce. Majątek wytwórczy nieuchronnie się starzeje i konieczne są nowe inwestycje. W blisko 80% energii elektrycznej Polska czerpie z węgla kamiennego i brunatnego i mimo wyraźnie zarysowujących się zmian technologicznych, wciąż w budowie są kolejne bloki węglowe – w Opolu, Jaworznie, Turowie.

WYKRES 7.

Struktura wytwarzania według źródeł w styczniu 2018 r.

Źródło: PSE



Tymczasem Polska stoi przed koniecznością wycofywania z systemu kolejnych bloków ze względu na wiek, parametry techniczne i środowiskowe. Według PSE, nawet jeśli przyjmiemy optymistyczny rozwój sytuacji, nazywany inaczej scenariuszem modernizacyjnym, a na rynku będą istnieć warunki zachęcające do inwestowania i dostosowywania się do nowych norm, to planowane wycofania bloków w polskiej energetyce wyniosą:

- Do 2020 r. – 3 GW
- Do 2025 r. – 3,2 GW,
- Do 2030 r. – 5,7 GW,
- Do 2035 r. – 13,9 GW.

Jeśli nałożymy na siebie tak zarysowany plan wycofań z opisanymi wcześniej prognozami wzrostu zapotrzebowania na energię, to należy wziąć pod uwagę ryzyko pojawienia się luki podażowej. Po stronie rządowej nie widać jednak jasnego planu jak ją zapełnić.

W trosce o bezpieczeństwo dostaw energii wdrażany jest rynek mocy, czyli mechanizm wynagradzania wytwórców energii nie tylko za samą produkcję, ale również za gotowość do gwarantowania dostaw poprzez utrzymanie dyspozycyjnych mocy. Jednak polski model wsparcia jest mocno wzorowany na modelu brytyjskim, który dotychczas nie doprowadził do znaczących inwestycji w nowe moce wytwórcze. Jego głównymi beneficjentami są istniejące elektrownie gazowe, węglowe i jądrowe.

Według rządowego Programu dla sektora górnictwa węgla kamiennego w Polsce do 2030 roku, głównym priorytetem jest utrzymanie konkurencyjności polskiego węgla. Jednak biorąc pod uwagę parametry wydobywania węgla w kraju, m.in. produktywność w przeliczeniu na pracownika, surowiec z krajowych źródeł nie może stać

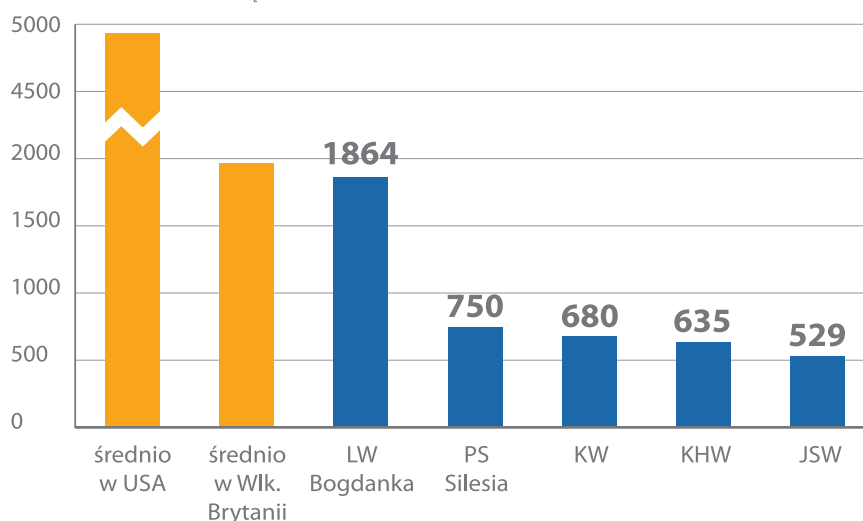
się konkurencyjny w stosunku do tego zza granicy. Przesądzą o tym również uwarunkowania technologiczne i geologiczne.

WYKRES 8.

Porównanie średniego wydobycia w kopalniach głębinowych węgla kamiennego na świecie i w polskich spółkach.

Źródło: WysokieNapiecie.pl

DANE W TONACH NA OSOBĘ ZA 2014 R.



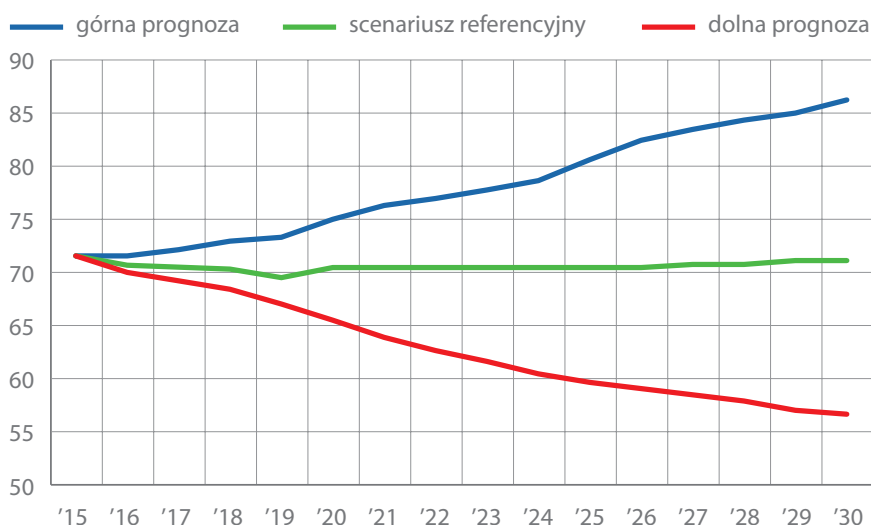
Według rządowych analiz, górnictwo może rozwijać się według jednej z trzech ścieżek:

WYKRES 9.

Prognoza zapotrzebowania (zużycia) rynku krajowego na węgiel kamienny ogółem do 2030 r.

Źródło: Program dla górnictwa węgla kamiennego, Ministerstwo Energii.

DANE W MLN TON



W naszej opinii, nawet uruchomienie nowych bloków węglowych w Kozienicach, Opolu i Turowie nie przyczyni się do istotnego wzrostu krajowego zapotrzebowania na węgiel, ze względu na równoległe wycofania starych bloków. Prawdopodobne zatem wydaje się oscylowanie między scenariuszami niskim a referencyjnym, które zakładają w 2030 r. zapotrzebowanie na węgiel w Polsce na poziomie – odpowiednio – 56 i 71 mln t rocznie. Biorąc pod uwagę

wyniki wydobycia za ostatnie trzy lata, Polska zdaje się być na ścieżce wydobycia niskiego. Przedstawiany przez rząd scenariusz wysoki wydaje się wręcz nierealny. Zwiększenie wydobycia węgla kamiennego wiązałoby się z koniecznością uruchamiania nie tylko nowych pokładów wydobywczych, ale też kopalni. Tymczasem pozyskanie środków na inwestycje na komercyjnych zasadach jest obecnie coraz trudniejsze. Dobitnie pokazało to dokapitalizowanie Polskiej Grupy Górniczej, w którym wzięły udział wyłącznie podmioty kontrolowane przez państwo. Równolegle wydobycie spada z powodu pogarszających się warunków geologicznych, co pociąga za sobą wzrost kosztów. Dowodem jest rosnący wzrost importu. Jednocześnie ze względu na rynkową niepewność inwestycje zagranicznych podmiotów wciąż stoją pod znakiem zapytania (np. planowana przez Prairie Mining inwestycja pod Lublinem).

Według planów grupy energetycznej Enea, oddany do użytku w grudniu 2017 r. najnowszy blok B11 w Kozienicach miałby pracować 7000 godzin rocznie. Wydaje się to wyjątkowo optymistycznym założeniem, ponieważ z danych Agencji Rynku Energii wynika, że w 2015 roku w Polsce średni współczynnik wykorzystania mocy elektrowni na węgiel brunatny wyniósł 65%, a na węgiel kamienny niespełna 56%. Skąd tak niskie wskaźniki? Częściowo ich przyczyną jest to, że pierwszeństwo w dostępie do sieci miały dotychczas źródła wiatrowe. Jednak w dużej mierze o niskim wykorzystaniu zainstalowanych mocy w krajowych elektrowniach decyduje ich wiek i konieczność prowadzenia cyklicznych remontów i modernizacji. Jednocześnie decyzje o wycofywaniu starych bloków są opóźniane.

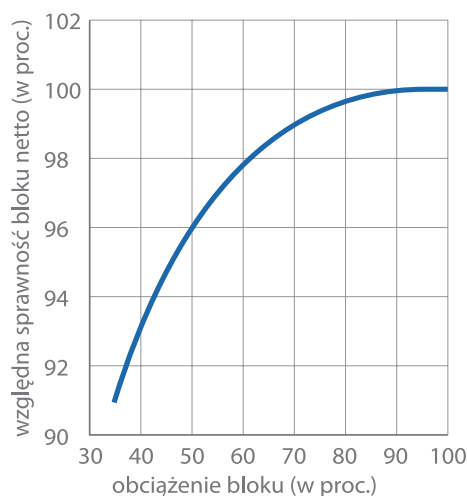
Jeśli przyjmiemy, że system będzie działał na obecnym poziomie technologicznym, to współczynniki wykorzystania mocy będą jeszcze się obniżać wraz z przybywaniem w systemie nowych OZE. Elektrownie konwencjonalne będą funkcjonowały w warunkach znacznej konkurencji, w szczególności o wolumen produkcji. Jest bardzo prawdopodobne, że znaczna ilość jednostek nie będzie jednostkami podstawowymi, tylko podszczytowymi lub nawet szczytowymi. W przypadku bloków o parametrach nadkrytycznych, takich jak np. uruchomiony w końcu 2017 r. blok B11 w Elektrowni Kozienice, spadek obciążenia bloku w wymiarze godzin rocznie oznacza spadek jego sprawności. Szacuje się, że w przypadku pracy w minimalnym obciążeniu jego sprawność spada o 4 punkty procentowe, z 46 do 42%. Oznacza to wzrost emisji CO₂ z 750 do 820 kg/MWh oraz wzrost zużycia węgla o około 10%. Takie pogorszenie parametrów produkcyjnych wiąże się ze spadkiem konkurencyjności bloku, przesunięcie na gorszą pozycję w merit order i generowanie słabszych wyników finansowych.

WYKRES 10.

Konsekwencje zmian mocy w bloku nadkrytycznym.

Źródło: Ramboll, Forum Energii.

KRZYWA KOREKCYJNA



Praca przy minimalnym obciążeniu:

Spadek sprawności netto
z **46** do **42 proc.**

Wzrost emisji CO₂
z **750** do **820 kg/MWh**

Wzrost zużycia węgla
o ok. **10 proc.**

Jaka przyszłość czeka zatem polskie górnictwo? Wśród ekspertów dominują opinie, że surowiec ten odejdzie do przeszłości i powinniśmy w Polsce skupić się na tym, by łagodzić skutki transformacji technologicznej, ewentualnie próbując wykorzystać ten proces z korzyścią dla polskiej gospodarki. Pogłębiające się problemy górnictwa zdają się dodatkowo pogarszać pozycję konkurencyjną polskich elektrowni. Problem bierze się stąd, że przez dekady

nie udało się przemysłu węglowego skutecznie zrestrukturyzować. Obecny rząd prowadzi działania w tej sprawie, jednak uwarunkowanie geologiczne i lata zaniedbań inwestycyjnych pozwalają wątpić, czy uda się w sektorze przywrócić trwałą rentowność. Jest więc prawdopodobne, że Polska dołączy do długiej listy krajów, niegdyś potęg w wydobywaniu węgla w kopalniach głębinowych, które obecnie nie wydobywają go prawie w ogóle. Z uwagi na zmieniającą się sytuację demograficzną i deficyt rąk do pracy, procesem tym można w przyszłych latach zarządzać w sposób stosunkowo bezpieczny i bezbolesny dla Górnego Śląska, dla którego górnictwo jest znaczącym pracodawcą.

W Polsce pokutuje pogląd, że skoro sięgamy po węgiel coraz głębiej, to musi być coraz drożej. To nieprawda. Ten problem można rozwiązać dzięki logicznej optymalizacji. Nie musi być tak, że wszystkie kopalnie stosują te same modele.

” Nie zgadzam się również z poglądem, że trzeba odchodzić od węgla ze względu na rozwiązania unijne. Fetyszyzujemy UE ze względu na niemoc w zakresie przedstawienia konkretnych, konstruktywnych propozycji. Jeśli spojrzymy na Niemcy, to przecież kraj ten zużywa więcej węgla niż Polska. Tymczasem my mamy zasoby, ale jednocześnie go importujemy. Wynika to z braku stabilnej strategii.

MAKSYMILIAN KLANK

” Polska wydobywa węgiel najdrożej na świecie. Po 2030 r. większość węgla do budowanych obecnie bloków na węgiel trzeba będzie importować. Niezależnie od tego, wydobywanie węgla kamiennego jest branżą schyłkową. Na początku lat 90-tych działalność ta odpowiadała za ok. 15 – 20%. PKB woj. śląskiego, obecnie to poniżej 5

Do 2050 wydobywanie zejdzie do zera. Idziemy tą samą ścieżką co Niemcy, Belgia, Francja, czy Wlk. Brytania. Zużycie węgla będzie spadać.

MACIEJ BUKOWSKI

¹⁰ Źródło: Prognoza pokrycia zapotrzebowania szczytowego na moc w latach 2016 – 2035, PSE

¹¹ <https://www.pv-magazine.com/2018/02/02/uk-capacity-market-auction-results-draw-criticism-over-lack-of-renewables/>

Możliwe ścieżki rozwoju energetyki. Analiza SWOT każdej ścieżki na podstawie opinii ekspertów.

Opierając się na przedstawionej wcześniej prognozie zapotrzebowania na energię elektryczną, należy zdecydowanie zaznaczyć, że niezbędne są istotne inwestycje, które pozwolą na modernizację dotychczasowych i budowę nowych źródeł – co będzie gwarancją stabilnych dostaw energii. W opinii ekspertów nieuchronna będzie dywersyfikacja mixu energetycznego – udział węgla będzie spadać jako technologii schyłkowej. Otwarte pozostaje pytanie, jakimi technologiami Polska zdecyduje się zastąpić dotychczasowe źródła energii, w miarę ich starzenia się i wycofywania z systemu.

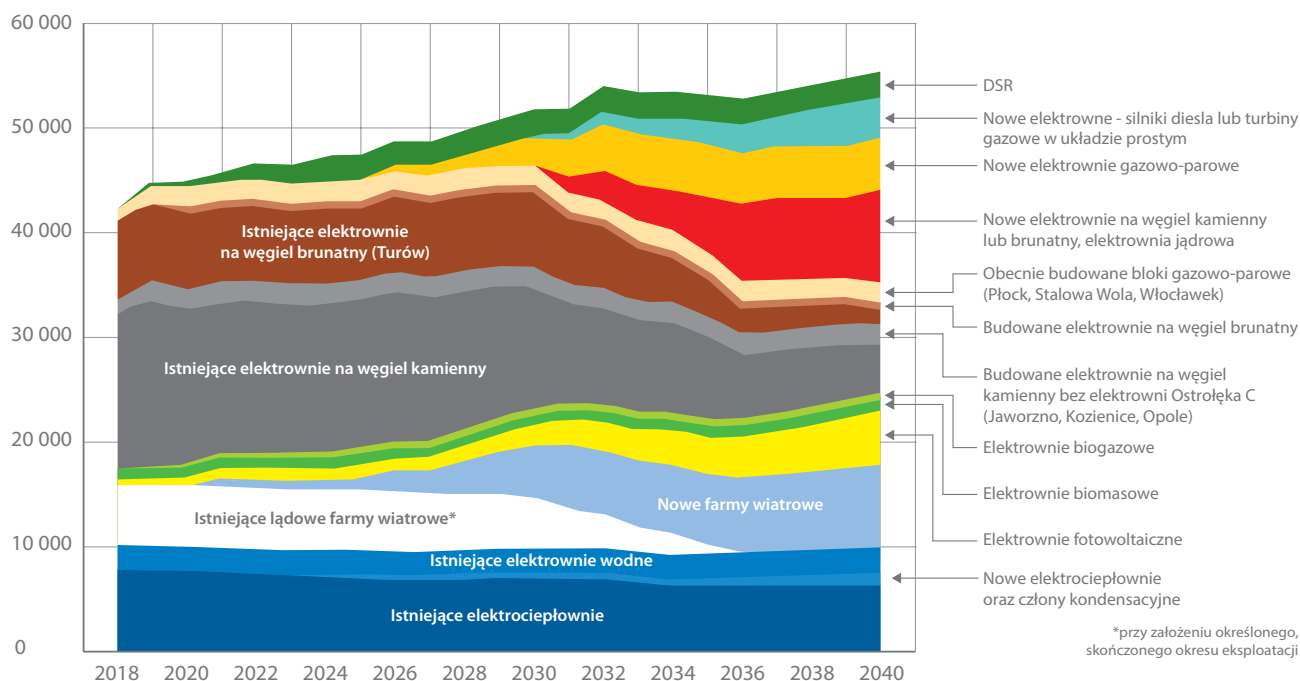
Wśród ekspertów dominuje pogląd, że docelowy mix energetyczny nie powinien wynikać z odgórnego przyjęcia założeń politycznych, a pragmatycznej kalkulacji ekonomicznej. Innymi słowy, przyszła struktura wykorzystywanych źródeł energii nie powinna być przyjmowana z góry, a wynikać w elastyczny sposób ze zmieniających się cen technologii. W ten sposób rozwiązywanie problemów związanych z ewentualnymi inwestycjami w sektorze energetyki zawodowej byłoby w maksymalnym stopniu pozostawione siłom rynkowym. Jest to jedyne rozsądne podejście w świecie, w którym w okresie obowiązywania jednej polskiej rządowej strategii energetycznej dochodzi do znaczących przetasowań we wzajemnych relacjach kosztowych różnych technologii energetycznych. Świat zmienia się za szybko, by planowanie rządowe za nim nadążało.

Bardzo interesującego wkładu do analizy dostarczają prognozy przygotowane na potrzeby opracowywanej nadal „Polityki energetycznej Polski do 2040 roku”. Według jednego ze scenariuszy, do 2030 r. nastąpi istotny spadek wykorzystania węgla kamiennego, brunatnego zaś pozostanie na niezmiennym poziomie. Według planu tego potencjał fotowoltaiki w 2030 r. wyniesie w granicach 1 GW, a moc około 2 GW osiągnie dopiero w 2040 r. W naszej opinii są to bardzo konserwatywne prognozy, zakładające utrzymanie status quo węgla przy bardzo ograniczonym wzroście mocy zainstalowanych OZE.

WYKRES 11.

Wyciąg z założeń polityki energetycznej Polski do 2040 r.

Źródło: Ministerstwo Energii.



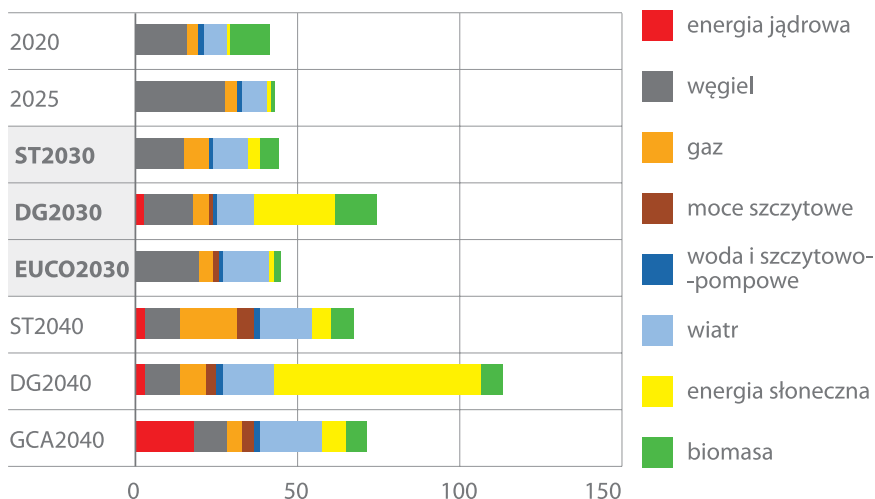
Na potrzeby niniejszej analizy przyjęliśmy trzy potencjalne scenariusze dotyczące rozwoju polskiego mixu energetycznego do 2030 r. Oparliśmy się na wynikach modelowania przedstawionych przez europejską organizację zrzeszającą operatorów systemów przesyłowych – ENTSO-E, uznając je za najbardziej obiektywne.

WYKRES 12.

Modele mixu energetycznego według Ten Years Network Development Plan 2018 według ENTSO-E.

Scenariusze na rok 2030 wyróżniono zielonym tłem.

DANE W GW



Scenariusz EUCO2030 to scenariusz bazowy dla polityki energetycznej przedstawiony przez Komisję Europejską. Model ten zakłada osiągnięcie celów klimatycznych i energetycznych na 2030 r. uzgodnionych przez Radę Europejską w 2014 r. Dodatkowo obejmuje osiągnięcie 30-procentowego celu w zakresie efektywności energetycznej. Naszym zdaniem, scenariusz ten w najbardziej realistyczny sposób przedstawia kierunek rozwoju polskiej energetyki.

Scenariusz ST2030 (od skrótu Sustainable Transition) zakłada niskie ceny paliw. W polskich warunkach ułatwiłoby to budowę nowych jednostek gazowych, ale mogłoby spowolnić tempo inwestowania w OZE. W scenariuszu tym przyjęto cenę uprawnień do emisji CO₂ na poziomie 33,3 euro/t, co mogłoby sprzyjać decyzji o budowie niemal bezemisyjnej elektrowni jądrowej.

Scenariusz DG2030, którego nazwa pochodzi od angielskiego wyrażenia Distributed Generation, czyli generacja rozproszona, zakłada rozbudowę energetyki odnawialnej, szczególnie źródeł słonecznych. Jednocześnie przyjmuje się w nim stosunkowo wysoką, bo wynoszącą 50 euro/t cenę uprawnień do emisji CO₂.

Pytaliśmy o opinie, jakie silne i słabe strony może mieć każdy z nich. Założeniem wspólnym dla wszystkich scenariuszy jest to, że oprócz dotychczas budowanych jednostek nie powstanie już ani jedna nowa elektrownia węglowa. Kwestią dyskusyjną jest inwestycja w nowy blok węglowy w Elektrowni Ostrołęka – z ekonomicznego punktu widzenia oraz realnych potrzeb systemu elektroenergetycznego projekt ten jest kosztowny, nieopłacalny i niepotrzebny. Mimo wszystko Ministerstwo Energii może dążyć do jego realizacji ze względu na złożone wcześniej deklaracje polityczne. Duże rozbieżności wśród ekspertów pojawiają się w związku z budową elektrowni jądrowej. Niektórzy uważają, że to zbyt kapitałochłonna i zbędna z punktu widzenia krajowego systemu inwestycji, inni – że Polska potrzebuje jej jako niskoemisyjnego źródła o dużej mocy.

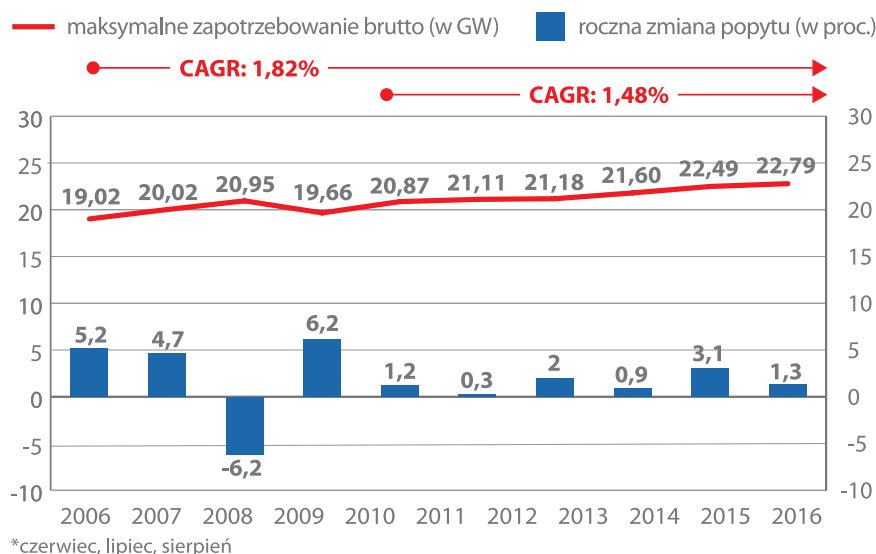
Jak oszacowaliśmy w Rozdziale 2., oczekiwane zapotrzebowanie na energię w 2030 r. mieści się w przedziale 189,8-202,6 TWh/rok. Oznacza to wzrost o 7,6-17% w porównaniu z danymi za 2017 rok.

Należy przy tym pamiętać, że wzrost zapotrzebowania na moc zainstalowaną w systemie nie musi być wprost proporcjonalny do zapotrzebowania na energię elektryczną. Wynika to z rosnącej zmienności i coraz wyższego zapotrzebowania na moc w okresach szczytowych, co pokazuje poniższy wykres.

WYKRES 13.

Maksymalne zapotrzebowanie na moc w szczycie letnim w latach 2006-2016 (czerwiec, lipiec, sierpień).

Źródło: PSE



A) SCENARIUSZ MODERNIZACJI ISTNIEJĄCYCH JEDNOSTEK WĘGLOWYCH WRAZ ZE STOPNIOWYM ROZWOJEM ŹRÓDEŁ OZE, KOGENERACJI I EWENTUALNIE MAGAZYNÓW ENERGII.

Scenariusz ten można określić jako „referencyjny”, ponieważ wydaje się najbardziej prawdopodobny z punktu widzenia obecnej polityki prowadzonej przez rząd w sektorze energetycznym.

Założenia:

- wdrożone zostają instrumenty wsparcia: rynek mocy i program modernizacji wszystkich bloków klasy 200 MW (tzw. Program 200+).
- Budowane bloki na węglu kamiennym (w El. Jaworzno, oraz El. Opole) zostaną oddane do użytku bez większych opóźnień.

„ Jeśli popatrzymy na moce budowane – Stalowa Wola, Kozienice, Włocławek, Płock, Turów, Żerań, Opole – te 6,5 GW pojawi się w horyzoncie 2021 roku. PSE tymczasem przewidywało, że wyłączonych zostanie w tym okresie 2,5 GW mocy. Widoczny zatem będzie przyrost. Jeżeli do 2025 roku utrzymamy bloki 200 MW, to nam wystarczy, ponieważ wzrost zapotrzebowania wyniesie około 2 GW.

PAWEŁ SKOWROŃSKI

- Do 2021 r. zapotrzebowanie na energię elektryczną będzie pokrywane głównie przez nowe (nowe według stanu na dzień dzisiejszy) i istniejące jednostki na węglu kamiennym. Później proporcja ta będzie się stopniowo zmniejszać na rzecz jednostek gazowych i OZE.
- Konieczne wydają się inwestycje odtworzeniowe w segmencie kogeneracji na węglu kamiennym. Realizacja tego zadania wymagać będzie wdrożenia odpowiednich narzędzi polityki energetycznej ukierunkowanych na wsparcie wydajnej kogeneracji.

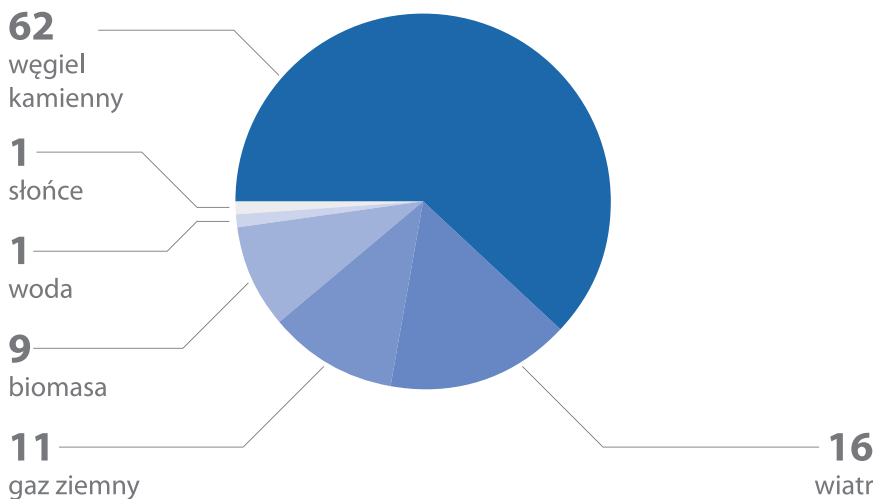
Założenia te odpowiadają najbliższemu scenariuszowi przyjmowanemu przez Komisję Europejską, nazywanemu EUCO 2030. Wyniki analizy przedstawia poniższy wykres. Ponad połowę energii w kraju wciąż dostarcza węgiel, zdywersyfikowany głównie energetyką wiatrową i szczytowymi źródłami gazowymi.

WYKRES 14 .

**Miks energetyczny
Polski w 2030 r.
według prognoz
Komisji Europejskiej
w scenariuszu
EUCO2030.**

Źródło: ENTSO-E

DANE W PROC.

**MOCNE STRONY:**

- minimalizacja nakładów: remonty dotychczasowych mocy są tańsze od masowej budowy nowych jednostek,
- umożliwienie transformacji przemysłu węglowego
- dosyć wysoka niezależność energetyczna kraju, o ile produkcja zostanie oparta na surowcu krajowym, nie importowanym

SŁABE STRONY:

- opóźniona dywersyfikacja mixu energetycznego,
- stosunkowo niska elastyczność mocy wytwórczych i całego systemu,
- brak impulsu dla szybszego rozwoju technologii energetycznych w kraju.

SZANSE:

- scenariusz ten pozwala stopniową transformację systemu energetycznego

ZAGROŻENIA:

- zbyt silne przywiązanie do energetyki węglowej zagraża utratą konkurencyjności i brakiem przygotowania sektora na zmiany technologiczne, które mogą nastąpić już na przestrzeni nadchodzącej dekady,
- silne uzależnienie od wzrostu ceny uprawnień do emisji CO₂.

B) REZYGNACJA Z WIĘKSZOŚCI STARYCH BLOKÓW WĘGLOWYCH, BUDOWA ELEKTROWNI JĄDROWEJ, NOWE UZUPEŁNIAJĄCE ŹRÓDŁA GAZOWE.

Założenia:

- W perspektywie do 2030 r. nie jest możliwe zbudowanie i uruchomienie elektrowni jądrowej. Nieuniknione jest jednak rozpoczęcie przygotowań, gdyby miała zostać oddana do użytku niedługo po 2030 roku.

• W scenariuszu tym struktura miksu energetycznego w 2030 r. jest bardzo zbliżona do scenariusza referencyjnego, jednak nakłady na modernizację i utrzymanie mocy węglowych są dużo niższe. Elektrownia jądrowa o mocy od 3 do 6 GW wchodzi w miejsce tych właśnie źródeł.

Jak wspomniano wcześniej, opinie ekspertów w zakresie wykorzystania tej technologii są rozbieżne. Poniżej przytaczamy wybrane stanowiska.

PRZECIW:

„Energetyka atomowa to bardzo ryzykowny projekt, nawet jeśli państwo regulacyjnie jakoś to ustawi, to jednak ryzyko opóźnienia czy fiaska projektu zbyt duże. Elektrownia jądrowa może mieć problemy ze zmieszczeniem się w modelu rynku UE.”

MACIEJ BUKOWSKI

„Ta inwestycja nie dojdzie do skutku. W prognozach dobrze wygląda jako pomysł na wypełnienie luki podażowej, nic poza tym”.

WOJCIECH CETNARSKI

„Nadzieje na rozwiązanie problemu dzięki energetyce jądrowej są tylko w części uzasadnione, bo złoża uranu też należą do paliw kopalnych i nie są niewyczerpane. Nawet zastosowanie reaktorów powielających przedłuży tylko tę alternatywę o kilka pokoleń, ale nie rozwiąże problemu”.

JAN RYSZARD KURY LCZYK

ZA:

„Nie wiem, czy istnieje jakaś poważna alternatywa, która zapewniłaby stabilne źródło mocy w systemie w sytuacji wygaszania w Polsce energetyki opartej na węglu. Zakładam, że nowe bloki węglowe nie będą już budowane”.

JACEK WAŃKOWICZ

„Elektrownia jądrowa powinna była powstać już dawno temu. Szkoda, że budowa w Żarnowcu została wstrzymana ze względów politycznych. Przy obecnej dywersyfikacji miksu paliwowego, da ona kolejne procenty zaspokojenia zapotrzebowania w miejsce węgla”.

ZYGMUNT ARTWIK

MOCNE STRONY:

- stabilne źródło mocy w podstawie,
- redukcja emisji CO₂,
- przewidywalność cen energii

SŁABE STRONY:

- konieczność zapewnienia elastycznych mocy, które zrównoważą zmienność przybywających OZE,
- uzależnienie od koniunktury na rynku paliwa do reaktorów jądrowych,
- konieczność tworzenia rezerw na późniejszy decommissioning,
- nakłady szacowane obecnie przez Ministerstwo Energii na 70-75 mld zł,
- niedostosowanie do kierunku, w jakim rozwija się system elektroenergetyczny: elastycznych źródeł.

SZANSE:

- możliwość zapełnienia luki podażowej przy jednoczesnym dostosowaniu się do unijnych limitów emisji,
- rozwój krajowego przemysłu w zakresie podwykonawstwa,
- edukacja wyspecjalizowanych kadr

ZAGROŻENIA:

- opóźnienia w budowie, niedotrzymanie harmonogramu,
- wzrost cen energii,
- problemy ze zbilansowaniem mocy w systemie w przypadku awarii elektrowni jądrowych (widoczne w np. w ostatnich dwóch latach we Francji)

C) ODCHODZENIE OD WĘGLA NA RZECZ MASOWEGO WYKORZYSTANIA GAZU I OZE.

Założenia:

- Stopniowo, w całym okresie prognozy uruchamiane są nowe instalacje OZE,
- Nie są uruchamiane żadne nowe jednostki węglowe poza tymi obecnie budowanymi,
- Nie prowadzi się modernizacji starych bloków, nie ma Programu 200+
- Powstają gazowe moce szczytowe,
- Powstanie technologia umożliwiająca tak masowe wykorzystanie OZE /magazyny energii, automatyka, sieci wydzielone itp. /
- W tym scenariuszu oparliśmy się o najnowszą prognozę Międzynarodowej Agencji Energii Odnawialnej IRENA z lutego 2018 r. nazywanej IRENA REmap 2030.

Według tego scenariusza zapotrzebowanie roczne na energię elektryczną wyniesie 217 TWh, czyli powyżej założeń krajowych ekspertów. Zainstalowana moc ma wynieść 51 GW, co oznacza wzrost o 25% w stosunku do obecnego stanu. Łączna moc OZE, jeśli wliczymy w to źródła na biogaz i biomasę, wyniosłaby 29 GW.

WYKRES 15.

**Struktura
zainstalowanych
mocy wytwórczych
w 2030 r.
według
IRENA REmap 2030.
Dane w GW.**

Źródło: IRENA,
WysokieNapiecie.pl

DANE W PROC.

41
węgiel kamienny
i brunatny

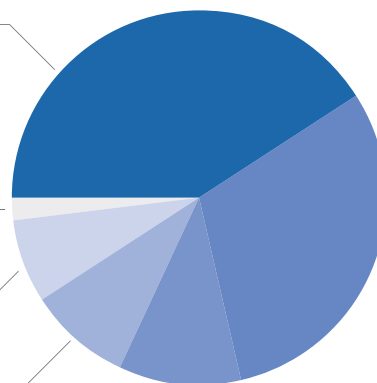
2
woda

7
gaz ziemny

9
słońce

11
biomasa stała/biogaz

30
wiatr



MOCNE STRONY:

- system zmierza w kierunku gospodarki niskoemisyjnej,
- przybysza korzyści, jakie pojawiają się w systemie wraz z rozwojem energetyki rozproszonej,
- letnie szczyty zapotrzebowania na energię mogą być zaspokajane dzięki fotowoltaice,
- ograniczenie wpływu na środowisko, niższy poziom emisji

SZANSE:

- perspektywa rozwoju krajowego przemysłu, dostawców nowych technologii,
- redukcja emisji CO₂,
- spadek kosztów krańcowych energii,

SŁABE STRONY:

- konieczność poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych,
- uzależnienie energetyki od czynników sezonowych wietrzności i nasłonecznienia,

ZAGROŻENIA:

- obawy o to, czy system nadąży z rozbudową sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- rozwój technologii nie nadąży za potrzebami
- problemy z zaopatrzeniem w ciepło i ze stabilnością systemu, jeśli technologie magazynowania nie rozwiną się wystarczająco szybko.

D) ROLA OZE W SYSTEMIE ENERGETYCZNYM, JAKIE ŹRÓDŁA OZE POWINNY BYĆ ROZWIJANE?

W opinii ekspertów w Polsce potrzebny jest zdywersyfikowany miks źródeł energii również na poziomie samej energetyki odnawialnej, bez preferowania którejkolwiek technologii. Powinno dojść między nimi do konkurencji cenowej.

W Polskim systemie powinny znaleźć się przede wszystkim jednostki o najniższych krańcowych źródłach wytwarzania:

- Morskie farmy wiatrowe,
- Nowe farmy wiatrowe na lądzie,
- fotowoltaika.

„OZE są mniejsze, rozproszone i na tym polega ich systemowa przewaga”.

MACIEJ BUKOWSKI

„Rola OZE w systemie powinna być taka, jaką sobie wywalczą w zwarcu cenowym z innymi technologiami”.

PAWEŁ SMOLEŃ

Jako wielkoskalowe OwZE, o mocy powyżej 100 MW, możliwe do realizacji są tylko morskie farmy wiatrowe. Jeśli chodzi o instalacje wiatrowe na lądzie o mocy 40-60 MW to w polskim systemie istnieje przestrzeń do budowy 3-4 GW w horyzoncie 10-letnim. W perspektywie kolejnych 5 lat możliwe byłoby zwiększenie jej do około 5 GW. Do tego byłaby jednak niezbędna wola polityczna i idące za nią zmiany prawa budowlanego.

MOCNE STRONY:

- system zmierza w kierunku gospodarki niskoemisyjnej,
- przybywa korzyści, jakie pojawiają się w systemie wraz z rozwojem energetyki rozproszonej,
- letnie szczyty zapotrzebowania na energię mogą być zaspokajane dzięki fotowoltaice,
- ograniczenie wpływu na środowisko, niższy poziom emisji

SZANSE:

- perspektywa rozwoju krajowego przemysłu, dostawców nowych technologii,
- redukcja emisji CO₂,
- spadek kosztów krańcowych energii,

SŁABE STRONY:

- konieczność poniesienia istotnych nakładów inwestycyjnych,
- uzależnienie energetyki od czynników sezonowych wietrzności i nasłonecznienia,

ZAGROŻENIA:

- obawy o to, czy system nadąży z rozbudową sieci dystrybucyjnej i przesyłowej,
- rozwój technologii nie nadąży za potrzebami
- problemy z zaopatrzeniem w ciepło i ze stabilnością systemu, jeśli technologie magazynowania nie rozwiną się wystarczająco szybko.

PODSUMOWANIE: PRÓBA SKONSTRUOWANIA OPTIMALNEGO MIKSU ENERGETYCZNEGO.

Z zebranych przez nas opinii wynika, że nie ma zgody co do jednego optymalnego miksu energetycznego.

„Zakładanie z góry, jaki procent dostarczanej energii ma pochodzić z poszczególnych źródeł, jest obciążone dużym ryzykiem błędu. Miks powinien być wypadkową konkurencji cenowej w ramach określonych ograniczeń środowiskowych, sieciowych. Nadchodzi czas, kiedy zamiast walki o subsydia, powinno się dopuścić do konkurencji cenowej między technologiami”.

PAWEŁ SMOLEŃ

„Jeśli optymalizować chcemy korzyści gospodarcze, to trzeba się przede wszystkim zastanowić nad tym, ile pieniędzy zostaje w kraju. Pamiętajmy, że opłaty za uprawnienia do emisji CO₂ nie wypływają z kraju, więc z tego punktu widzenia optymalne jest oparcie się nadal na węglu. Taki scenariusz miałby jednak sens pod warunkiem, że będziemy mieć węgiel”.

PAWEŁ SKOWROŃSKI

” Ten złoty środek to kilka technologii – węgiel, gaz, wiatraki, fotowoltaika i inne OZE. Na tej podstawie inżynierowie powinni oprzeć modelowanie polskiego miksu energetycznego”.

” (...) Wyobrażam sobie scenariusz, w którym mielibyśmy w równych proporcjach, czyli po 25% mocy zainstalowanej w gazie, w węglu (ale nie w blokach po 1000 MW), tyle samo OZE i w atomie”.

ZYGMUNT ARTWIK

Zmiana paradygmatu funkcjonowania energetyki: rola nowych technologii i energetyki prosumenckiej

Nowe technologie, w tym technologia magazynowania energii, zaczynają mieć realny wpływ na kształt systemów energetycznych. W styczniu 2018 r. amerykańska Tesla uruchomiła oparty na bateriach litowo-jonowych magazyn przy farmie wiatrowej Hornsdale w południowej Australii. Już od początku swojej pracy magazyn z powodzeniem świadczy usługi systemowe, znacząco obniżając koszty bilansowania systemu w tamtym regionie, co przełoży się na obniżki cen dostaw energii dla odbiorców. Jego pojawienie się w systemie złagodziło skoki cenowe, na których wcześniej zarabiała elektrownie gazowe.

Zachęczone tym sukcesem australijskie władze planują pójść za ciosem i stworzyć wirtualną elektrownię mogącą pracować z mocą 250 MW i zmagazynować 650 MWh. Dostawcami energii będą gospodarstwa domowe. 50 tys. z nich zostanie wyposażonych w dachowe panele słoneczne o mocy 5kW oraz domowe magazyny energii Tesla Powerwall 2 (o pojemności 13.5 kWh każdy).

Jeśli ten szacowany na 800 mln USD projekt się powiedzie, będzie globalnym precedensem w kwestii zaangażowania indywidualnych odbiorców w wytwarzanie energii i wspieranie bezpieczeństwa systemu na tak dużą skalę. Pokazuje to wyraźnie nasilający się trend przechodzenia do lokalnych źródeł energii i lokalnych sieci. Tempo ich rozwoju będzie zależało głównie od postępów technologii magazynów mocy, ale również od smart meteringu, systemów bilansujących, sztucznej inteligencji, etc.

Innym bardzo ciekawym przykładem zastosowania nowoczesnej technologii do wzmacniania stabilności systemu, jest pilotażowy program prowadzony przez holenderskiego operatora systemu – Tenne T wspólnie z firmą Sonnen. Projekt ten polega na łączeniu się przy pomocy technologii blockchain ze stacjami ładowania samochodów elektrycznych. Ma wykazać przydatność pojazdów elektrycznych do równoważenia popytu i podaży energii. W przypadku dużych wahań produkcji energii w systemach energetycznych z dużym udziałem energetyki wiatrowej i fotowoltaiki, baterie w samochodach mogą być jednym z narzędzi do stabilizowania.

Również Polska ma duży potencjał rozwoju energetyki prosumenckiej i rozproszonej. Nie rozwinęła się ona dotychczas na szerszą skalę ze względu na brak atrakcyjnego wsparcia dla mikroźródeł (za wyjątkiem dopłat do mikroinstalacji fotowoltaicznych z Narodowego Funduszu Środowiska i Gospodarki Wodnej). Według danych za I połowę 2017 r., moc zainstalowana w krajowych mikroźródłach wynosiła 125 MW u 20 tys. odbiorców (dla porównania wszystkich gospodarstw domowych będących odbiorcami energii jest w kraju 15,6 miliona).

W aukcjach OZE planowanych na 2018 r. możemy spodziewać się zakontraktowania zakupu energii z projektów fotowoltaicznych o mocy nawet 750 MW.

Zdaniem środowisk proekologicznych, Polska mogłaby przejść na 100% OZE w perspektywie 2050 r. Realnie rzecz biorąc, tak szybki skok oznaczałby jednak konieczność pokonania barier technologicznych, głównie rozwinięcia technologii magazynowania i całkowitej zmiany myślenia o systemie energetycznym. Problemem jest to, że wraz z rosnącym nasyceniem systemu odnawialnymi źródłami, cena energii spada gdy OZE produkują, co uderza zarówno w już istniejące instalacje, jak i te planowane.

Integracja dodatkowych zainstalowanych mocy OZE wymagać będzie rozbudowy systemu sieci przesyłowych i dystrybucyjnych. Brak dynamicznego rozwoju energetyki odnawialnej w Polsce w ostatnich latach wynikał nie tyle z ograniczeń sieciowych, co z niechęci politycznej do wspierania źródeł energii o zmiennym poziomie produkcji. W 2014 r. PSE prognozowały, że w krajowym systemie energetycznym istnieje możliwość przyłączenia do 2020 r. farm wiatrowych o mocy 8-9 GW. Od tego czasu przybyło farm wiatrowych o mocy 2,4 GW (ich łączna zainstalowana moc wynosi 5,8 GW). To oznacza, że w systemie wciąż jest przestrzeń do zainstalowania 5-6 GW mocy wiatrowych.

Jak wskazuje jednak m.in. think-tank Forum Energii, rozbudowa potencjału OZE będzie wymagała istotnych działań zwiększających elastyczność systemu. Należą do nich:

- Rozbudowa sieci i eliminacja ograniczeń przepływów energii.
- Łączenie systemów w celu wykorzystania efektu niejednoczesności pracy zmiennych OZE
- Dostęp do informacji na temat infrastruktury w celu lepszego dopasowania jednostek wytwórczych OZE do możliwości sieci i minimalizacji kosztów modernizacji sieci,
- Modernizacja sieci w celu dostosowania do dwukierunkowych przepływów energii elektrycznej

¹² Źródło: The Guardian: How Tesla's big battery is bringing Australia's gas cartel to heel: <https://www.theguardian.com/technology/2018/feb/06/how-teslas-big-battery-is-bringing-australias-gas-cartel-to-heel>

¹³ https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/German/Hoerchens/2017/20171102_PM-Start-Blockchain-Projekt-TenneT-sonnen_EN.pdf

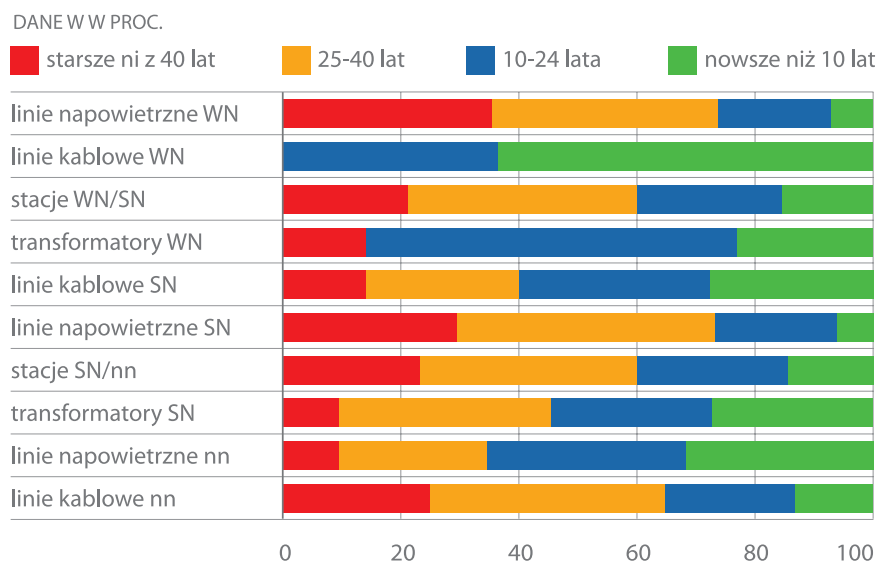
Rola sieci energetycznych – konieczność intensywnej modernizacji i rozbudowy na poziomie przesyłu i dystrybucji. Integracja systemów energetycznych krajów UE

Konieczność modernizacji sieci w Polsce nie jest w żaden sposób kwestionowana przez ankietowanych ekspertów. Przypomnijmy tu, że budowana jeszcze w PRL infrastruktura sieciowa w Polsce jest w znacznej mierze wyeksploatowana, co sprzyja awariom oraz obniża wskaźniki efektywności (SAIDI i SAIFI), które są w Polsce gorsze niż w krajach „starej” UE.

WYKRES 16.

Struktura wiekowa wybranych elementów sieci dystrybucyjnej.

Źródło: PTPIREE



Planowane przez PSE nakłady na inwestycje w sieci wysokich napięć w latach 2016-2025 to 13,5 mld zł. Całkowita kwota planowanych inwestycji w sieci dystrybucyjne w perspektywie najbliższych siedmiu lat nie jest znana, jednakże będzie prawdopodobnie znacznie wyższa. W 2015 łącznie nakłady inwestycyjne pięciu OSD wyniosły ponad 6 mld zł. Rozwój infrastruktury sieciowej odbywa się w dużej mierze przy wykorzystaniu funduszy unijnych oraz z kredytów Europejskiego Banku Inwestycyjnego. Inwestycje w sieci energetyczne są wciąż utrudnione ze względu na długotrwałe procedury oraz protesty społeczne.

Decydenci z zakresu polityki energetycznej będą musieli w najbliższym czasie rozstrzygnąć dwie zasadnicze kwestie dotyczące rozwoju sieci energetycznych. To budowa połączeń transgranicznych (sieci przesyłowe) oraz rozwój inteligentnego opomiarowania (smart metering).

Polska obecnie ma połączenia synchroniczne z Niemcami, Czechami i Słowacją. Ze Szwecją i Litwą istnieją interkonektory na prąd stały (SwePol oraz LitPol Link). Wszystkimi połączeniami z polskiej strony zarządza PSE, który udostępnia zdolności przesyłowe na niedyskryminacyjnych zasadach zainteresowanym podmiotom.

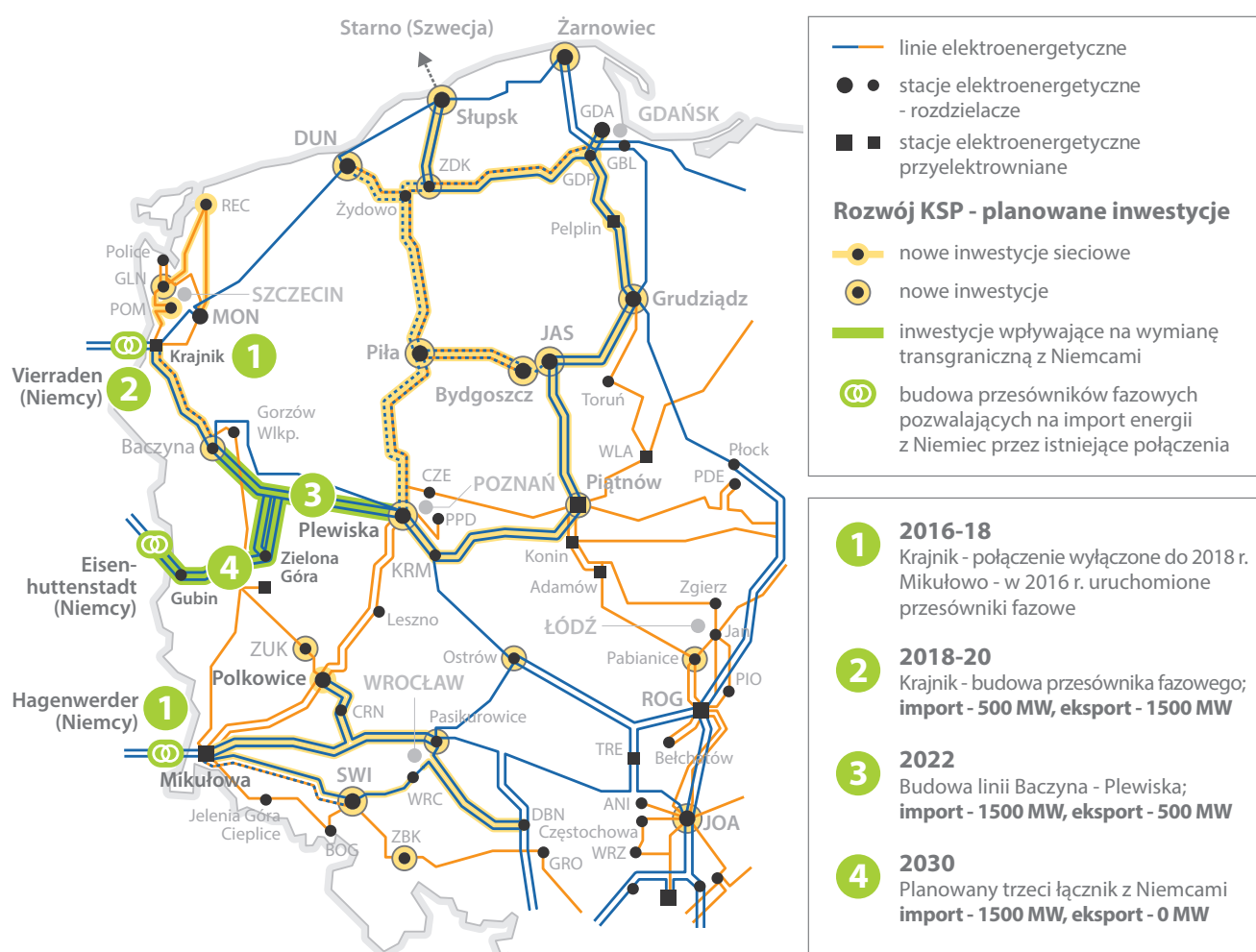
Na rozwój połączeń transgranicznych wpływają zarówno kwestie techniczne, jak i legislacyjne. Obecnie znaczna część zdolności importowych na przekroju zachodnim i południowym jest blokowana przez tzw. przepływy kołowe czyli niekontrolowane przepływy energii z Niemiec. Jednak po zakończeniu wszystkich planowanych inwestycji (tzw. przesuwники fazowe) oraz wzmocnieniu sieci w zachodniej Polsce skala problemu powinna być znacznie mniejsza.

Pakiet legislacyjny „Czysta Energia dla wszystkich Europejczyków” zakłada daleko posuniętą integrację rynków i systemów energetycznych państw członkowskich w celu zwiększenia efektywności systemów opartych na niestabilnych źródłach odnawialnych. Jednocześnie Polska zobowiązała się do zwiększenia mocy przesyłowej na granicy polsko-niemieckiej do poziomu 1500 MW. Potrzebne są więc decyzje dotyczące kolejnych inwestycji w infrastrukturę przesyłową. Oprócz przesuwników fazowych rozważana jest budowa kolejnego, trzeciego już interkonektora (GerPol Powerbridge), który został wpisany na listę unijnych Project of Common Interest) jednakże ewentualne rozpoczęcie budowy polski i niemiecki operator przesunęli na okres po 2025 r.

WYKRES 17.

Rosnące możliwości wymiany transgranicznej między Polską a Niemcami.

Źródło: WysokieNapiecie.pl, PSE, 50Hertz.



Zwiększenie możliwości wymiany transgranicznej będzie miało wielorakie skutki:

- poprawa możliwości importowych zwiększy bezpieczeństwo systemu
- różnica cen hurtowych pomiędzy Polską a Niemcami może sprawić, że import energii z Zachodu będzie się powiększał, pogłębiając nierentowność najmniej efektywnych krajowych elektrowni węglowych. Scenariusz ten

nie jest jednak przesądzony z uwagi na niepewny bilans energetyczny samych Niemiec po zamknięciu elektrowni atomowych i dużej części węglowych po 2023.

Niektórzy anketowani eksperci (np. Maciej Bukowski) wskazują, że import tańszej energii z Niemiec jest korzystny dla polskiego przemysłu, umożliwiając mu bardziej konkurencyjną produkcję i eksport towarów o wyższej wartości dodanej. Z drugiej strony przyspieszone zamykanie elektrowni węglowych oraz kopalń węgla będzie trudną decyzją polityczną.

” Polska powinna dążyć do samowystarczalności w produkcji energii elektrycznej tak jak to było przez całe dekady. Jednak okresowy import energii elektrycznej nie jest dramatem.

” (...)Wszystko zależy od skali importu. Wydaje się, że import taniej energii w rozsądnych granicach może być okresowo korzystny dla gospodarki. Musi być jednak rozwinięta bardzo dobrze sieć elektroenergetyczna w kraju (400 kV) ażeby nie uzależniać się od jednego kierunku dostaw”.

JACEK WAŃKOWICZ

” Dla OZE nie ma ograniczeń sieciowych, o ile państwo zdecyduje się na określoną politykę i inwestycje w sieci, magazyny energii, integrację źródeł OZE. Trzeba jednak chcieć.

MACIEJ BUKOWSKI

Kolejnym wyzwaniem dla rozwoju sieci energetycznej jest budowa tzw. smart grid czyli sieci inteligentnej. Jakkolwiek pojęcie to nie jest zdefiniowane prawnie, to zwykle rozumie się przez to nowoczesne systemy sterowania sieciami, urządzenia umożliwiające zarządzanie energią w domu (Home Area Network), inteligentne liczniki a także mikrosieci w przemyśle. Stosowane tam są zaawansowane narzędzia informatyczno-telekomunikacyjne dzięki którym można przesłać zarówno informacje techniczne o funkcjonowaniu samej sieci jak i dane handlowe (np. profile zużycia klientów umożliwiające lepsze dopasowanie oferty).

Rozwiązania dotyczące smart grid i smart metering wdrażane są samodzielnie przez PSE oraz poszczególne OSD. Brak jest kompleksowej informacji na temat skutków dotychczas wdrożonych projektów, co ma znaczenie zwłaszcza dla smart meteringu, którego rozwinięcie na masową skalę obciąży klientów dodatkowymi kosztami. Zdaniem części ekspertów potrzebne jest, zebranie i opracowanie danych podsumowujące dotychczasowe doświadczenia wszystkich OSD z zakresu wdrażania projektów integracji sieci dystrybucyjnych z OZE oraz projektów smart grid i smart metering. Takie opracowanie pozwoliłoby na podjęcie późniejszych decyzji dotyczących tempa i sposobu podłączania prosumentów, rozwoju klastrów energii czy możliwości zastosowania smart meteringu.

” Model funkcjonowania w przypadku intensywnego rozwoju energetyki prosumenckiej będzie wymagał najpierw większe opomiarowanie (smart metering) a następnie działanie sieci jako smart grid najpierw na poziomie dystrybucyjnym a później przesyłowym”.

JACEK WAŃKOWICZ

¹⁴ Źródło: Raport „Nowy model opłat jakościowych sposobem na niezawodne dostawy energii elektrycznej”, Akademia Analiz i Mediów Think Paga, <https://www.cire.pl/pliki/2/raport.pdf>

Mechanizmy regulacyjne przy pomocy których państwo może realizować założenia polityki energetycznej

Państwo dysponuje szeregiem narzędzi, by realizować swoje cele w zakresie polityki energetycznej, czego świadkami byliśmy już na przestrzeni ostatnich lat. Przypomnijmy, że zatwierdzona przez Komisję Europejską pomoc publiczna dla zamykanych kopalń w Polsce w latach 2004 -2023 r. wyniesie 12,67 mld zł. Największą część z tego, ok. 6 mld zł, pochłoną koszty likwidacji kopalń, ponad 5 mld zaś roszczenia pracownicze.

Obecnie duże nadzieje w branży energetycznej pokładane są w mechanizmie rynku mocy. Ma on rozwiązać największy problem polskiej energetyki – brak wystarczających mocy wytwórczych w ciągu najbliższych kilkunastu lat. Hurtowe ceny prądu są zbyt niskie, aby uzasadnić ekonomicznie budowę nowych elektrowni.

Dlatego rząd chce zmienić model rynku – z jednotowarowego (na którym wyceniania jest tylko energia) a dwutowarowy (na którym wyceniania jest zarówno energia jak i moc niezbędna w systemie, zwłaszcza w szczycie zapotrzebowania). Za tę dostępność mocy oczywiście zapłacą konsumenci. Rząd zakłada, że ok 4 mld rocznie, a na przeciętne gospodarstwo domowe wyjdzie ok. 7 zł miesięcznie.

Rynek mocy ma zachęcać firmy do budowy nowych instalacji. Podobne mechanizmy wprowadziło już kilka krajów europejskich, m.in. Wlk. Brytania i Francja. Ale Komisja Europejska uznaje takie krajowe systemy za pomoc publiczną i oczekuje notyfikacji każdego z nich, żeby sprawdzić, czy jest zgodny z unijnym prawem.

Dla odnawialnych źródeł energii przewidziano wsparcie w postaci systemu aukcyjnego, który w przypadku Polski został notyfikowany przez Komisję Europejską. W momencie, kiedy powstawał ten raport, nowelizacja ustawy o odnawialnych źródłach energii, która jest niezbędna do tego, by rozruszać inwestycje w OZE była?

Przedłużające się prace nad tym dokumentem wskazują na brak determinacji rządu, by rozwijać zielone inwestycje. To znacząco obniża atrakcyjność tego sektora w oczach inwestorów. Erozję zaufania do polityki energetycznej państwa wzmocniły dodatkowo spory z zagranicznymi inwestorami, którzy dotychczas inwestowali w farmy wiatrowe w Polsce. Odwrócenie tego negatywnego zjawiska wymagałoby jasnego sygnału ze strony administracji, że istnieje determinacja, by rozwijać krajowy potencjał OZE.

Podsumowanie

Krajowa energetyka stoi przed szeregiem wyzwań, które składają się na to, by zapewnić w Polsce stabilne dostawy energii po 2030 roku. Nakłada się na to szereg zjawisk, które omówiliśmy w raporcie: starzejący się majątek wytwórczy krajowej energetyki, umiarkowane rosnące zapotrzebowanie na energię, rozwój nowych technologii oraz spadek ich kosztów.

Z rozmów, które przeprowadziliśmy w ramach projektu, wyłania się jeden główny obraz: sektor elektroenergetyczny między 2020 a 2030 r. będzie potrzebował istotnych inwestycji, by przygotować się na kolejne dekady. W dotychczasowych latach inwestycje w moce wytwórcze były zazwyczaj niższe niż prognozowano. Przyczyn takiego stanu można upatrywać w tym, że kolejne lata udawało się przetrwać bez zachwiania parametrów systemu. Dopiero sierpień 2015 r. okazał się przysłowiowym „kubłem zimnej wody”. Wprowadzone wówczas administracyjnie stopnie zasilania pokazały, że wobec braku źródeł słonecznych nie jesteśmy w Polsce gotowi na warunki pogodowe, które w okresach letnich stają się już normą: bardzo wysokie temperatury połączone ze szczytowym zapotrzebowaniem na energię.

Jakie technologie dobierzemy w systemie? W tym zakresie nie ma wśród ekspertów pełnej zgody. Jasne dla wszystkich jest, że dotychczasowe uzależnienie od węgla i opartej na nim energetyki raczej dobiegło końca. Prace nad odpowiedzią na pytanie „co dalej?” wciąż jednak odkładane są na później. Unika się również dyskusji, co powinno stanowić kryterium wyboru technologii. Ekonomiczne? Polityczne? Społeczne? Tymczasem z prognoz zapotrzebowania na energię wynika, że już na przestrzeni kolejnej dekady będziemy potrzebowali nowych mocy. W krótkim horyzoncie realnie dostępne są inwestycje w nowe moce wykorzystujące gaz i OZE oraz elektryfikacja ciepłownictwa (wątek do rozwinięcia wcześniej?). W dłuższym horyzoncie, czyli po 2020 r., w systemie możemy realnie myśleć o rosnących udziałach źródeł słonecznych i wiatrowych.

Raport nie dostarcza jednoznacznej odpowiedzi, w jakich proporcjach nowe źródła powinny uczestniczyć w przyszłej strukturze miksu energetycznego. Ekspertiści wskazują bowiem, że takie prognozy są obarczone dużym ryzykiem błędu. Wskazują, że powinno dojść do konkurencji cenowej między technologiami w ramach określonych ograniczeń środowiskowych, sieciowych. Jednocześnie kraj powinien optymalizować ogólny dobrobyt gospodarczy, rozwijając potencjał w zakresie dostarczania nowych rozwiązań technologicznych, szczególnie OZE i magazynów energii.

By móc rozpocząć nowy cykl inwestycyjny w krajowej energetyce, już dzisiaj należy zdecydować, w którą stronę będziemy w branży zmierzać. Kierunek wydaje się jasny: następuje zmiana paradygmatu. Nie ma jednak jednoznacznej odpowiedzi, jakie technologie i w jakich proporcjach będą najlepsze w przyszłości. Kluczową rekomendacją naszych ekspertów jest, by politycznie motywowane decyzje (wspierające jedne technologie lub utrudniające inwestycje w drugie) zastąpić ramami regulującymi rynek, które w maksymalnym stopniu pozwolą na konkurowanie różnych technologii. Tylko takie podejście pozwoli na zminimalizowanie kosztów i maksymalizację bezpieczeństwa energetycznego podczas nieuchronnego przejścia Polski z energetyki opartej niemal wyłącznie na węglu do zróżnicowanego technologicznie systemu przyszłości.

Mamy nadzieję, że raport ten, dostarczając wartościowego wkładu merytorycznego do dyskusji, przyspieszy decyzje określające ramy, w których polska energetyka będzie się rozwijać.