

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

rok 2017, nr 99, s. 37–46

Stanisław TOKARSKI\*

## **Uwarunkowania rozwoju polskiej energetyki w kierunku mniej emisyjnej**

Streszczenie: W artykule przedstawiono główne dylematy rozwoju energetyki polskiej w dwudziestą rocznicę wprowadzenia pierwszej dyrektywy liberalizacyjnej rynku energii elektrycznej w Unii Europejskiej. Sytuacja w energetyce polskiej, opartej na paliwach kopalnych, a także proces jej transformacji w kierunku mniej emisyjnej, związana jest niewątpliwie z restrukturyzacją górnictwa węgla kamiennego, a także jego dalszym rozwojem. Z drugiej strony intensywnie rozwija się energetyka odnawialna, instalowane są domowe układy generujące energię elektryczną, wraz z magazynami, rozpoczęła się elektryfikacja transportu publicznego. Inwestycje w nowe, wielkie źródła węglowe są bardzo kosztowne i przy niskich cenach energii stają się nieekonomiczne. Opcja wydłużenia eksploatacji istniejących elektrowni węglowych do czasu zdefiniowania nowych kierunków inwestowania w energetyce wydaje się być dobrą propozycją.

Na podstawie dokumentu – Mapa drogowa działań rządu w zakresie wytwarzania energii (TGPE 2016) postawiono tezę: *Bezpieczeństwo energetyczne Polski winno być oparte w całości na krajowych zasobach surowców energetycznych, zdolnościach wytwórczych i dostarczaniu energii do odbiorców. Aby zapewnić konkurencyjne ceny energii dla gospodarki i odbiorców indywidualnych należy jednak w pełni otworzyć rynek energii dla producentów i użytkowników, w tym na wykorzystanie taniej energii z tworzącego się jednolitego rynku europejskiego, może być podstawą polskiej polityki energetycznej?*

Słowa kluczowe: jednolity europejski rynek energii elektrycznej, energetyka niskoemisyjna, inwestycje, energetyka odnawialna i prosumencka

### **Determinants of the Polish energy sector transfer to lower emissions**

Abstract: This paper presents the main dilemma of development of the Polish energy sector on the 20th anniversary of the first liberalization directive of the European Union, which created the energy market. The situation in the Polish energy sector based on fossil fuels, its transformation into lower emission one is closely connected to the process of restructuring and further development of the mining sector. On the other hand, we are witnessing the development of RES, household installations producing electricity with storage and the electrification of

\* Dr. inż., Główny Instytut Górnictwa, Katowice; Akademia Górniczo-Hutnicza, Centrum Energetyki, Kraków;  
e-mail: stokarski@agh.edu.pl

public transport. The investments in new, large scale fossil fuel fired power plants are very expensive and not economically proven when electricity prices are low. Until the new direction of investment in energy sector will be decided, the option of the lasting of the operating existing power units seems to be a good proposal. Is the thesis: "The energy security of Poland should be fully based on indigenous sources, generation and distribution assets, delivering electricity to end users. Ensuring competitive energy prices to the economy and households, the market should be fully open to producers and consumers, including chip electricity arising from the European single market" the right assumption for the Polish energy policy?

Key words: single European electricity market, low emission generation, investments, RES, prosumers

## Wprowadzenie

Obchodzone niedawno ćwierćwiecze transformacji gospodarki w Polsce od centralnie sterowanej do nowoczesnej i rynkowej zbiega się z dwudziestą rocznicą rozpoczęcia procesu liberalizacji europejskiej elektroenergetyki. 19 grudnia 1996 roku przyjęta została przez Parlament Europejski i Radę Dyrektywa 96/92 WE (Dz.U. WE L 27 z 30.01.1997, s. 20; Dyrektywa 96/92), dotycząca wspólnych zasad rynku wewnętrznego energii elektrycznej. Po raz pierwszy energia elektryczna stała się towarem, a przestała być dobrem dostępnym każdemu obywatelowi Unii Europejskiej. Rozpoczął się długi i trudny proces tworzenia jednolitego europejskiego rynku energii elektrycznej, którego zakończenie ogłosił nawet w 2014 roku komisarz Gunter Ottinger, ale w kolejnych latach został on poddany surowym próbom ze strony gospodarek państw członkowskich Unii.

W procesie rozwoju gospodarczego kraju w ostatnich dwudziestu pięciu latach nastąpił szereg zmian. Począwszy od samodzielności elektrowni i przedsiębiorstw dystrybuujących energię elektryczną, po potrzebę wtórnej konsolidacji, ale tym razem na warunkach rynkowych. Trend ten nie pozostawał w oderwaniu od konieczności konkurencji z dużymi podmiotami europejskimi, bowiem w 1995 roku polski system elektroenergetyczny został połączony z zachodnioeuropejskim. Należało zmierzyć się z wymaganiami ekologicznymi związanymi z otwarciem na Europę Zachodnią. Początek lat dwutysięcznych przyniósł kolejne wyzwania w zakresie polityki klimatycznej. Unia Europejska postawiła sobie za cel ograniczenie emisji CO<sub>2</sub> do atmosfery. Wyznaczono w październiku 2014 roku cel ograniczenia emisji CO<sub>2</sub> o 40% do 2030 roku, w odniesieniu do poziomu z 1990 roku. Dla polskiego systemu energetycznego opartego na węglu stanowi to wyzwanie. Obniżając emisyjność produkcji energii elektrycznej, budując odnawialne źródła, należy zabiegać o czas konieczny na transformację, mechanizmy kompensacyjne, aby nie utracić konkurencyjności gospodarki poprzez wysokie ceny energii.

Pierwsza dyrektywa liberalizacyjna z 1996 roku zastąpiona została wkrótce Dyrektywą 2003/54/WE, przyjętą przez Parlament Europejski i Radę w dniu 26 czerwca 2003 roku (Dz.U. UE L 176 z 15.07.2003, s. 37; Dyrektywa 2003). Proces budowania jednolitego rynku energii elektrycznej w Europie, jego infrastruktury sieciowej, harmonizacji mechanizmów wsparcia dla energetyki odnawialnej wciąż jest w fazie początkowej. Od 2004 roku, kiedy Polska stała się członkiem UE, polskie elektrownie spełniają wszystkie wymagania w zakresie ekologii, konkurują na otwartych rynkach energii, a także ograniczają emisję CO<sub>2</sub> poprzez budowę nowych źródeł węglowych i odnawialnych. Obecne uwarunkowania

regulacyjne są jednak trudne i nie zapewniają odpowiednich przychodów dla elektrowni węglowych, które pracują coraz krócej, ustępując w systemie miejsca źródłom wiatrowym. Dodatkowo spadające ceny energii w wyniku dotacji dla źródeł odnawialnych, zwłaszcza na rynku niemieckim, zaburzają funkcjonowanie polskiego rynku energii elektrycznej. 10 sierpnia 2015 roku, po raz pierwszy w nowej rzeczywistości gospodarczej, pojawiły się ograniczenia w dostawach energii dla odbiorców. Straty dla gospodarki szacowane są na 7 do 13 tysięcy złotych za każdą niedostarczoną megawatogodzinę energii elektrycznej (TGPE 2016). Dla zapewnienia stabilności systemu, w warunkach braku produkcji energii przez trudno sterowalne źródła odnawialne, konieczne jest wprowadzenie mechanizmów ekonomicznych, zapewniających utrzymanie wystarczającej mocy. Dojrzałym rozwiązaniem wprowadzonym w 2015 roku w Wielkiej Brytanii jest dwutowarowy rynek energii i mocy; należy założyć, że w warunkach polskich, ale również w wielu innych krajów unijnych takie rozwiązanie będzie niezbędne.

To nie jedyne wyzwania stojące przed przedsiębiorstwami energetycznymi. Rozwój technologii sprawia, że coraz szerzej rozwija się energetyka prosumencka. Małe źródła domowe, bazujące na fotowoltaice i magazynach energii, zmieniają wymagania klientów dużych elektrowni systemowych.

Zmienia się również otoczenie polityczne, co w realiach 2017 roku (Biol Fatih 2017) oznacza wzrost ryzyka dostaw surowców energetycznych, a także wykorzystywanie ich jako elementu szantażu gospodarczego. W Unii Europejskiej trwa dyskusja o przyszłym kształcie po opuszczeniu jej przez Wielką Brytanię. W obszarze ENERGIA diskutowane jest bezpieczeństwo energetyczne całej UE, zawarte w projekcie Unii Energetycznej i mechanizmów jej zarządzania. Pakiet zimowy (Pakiet zimowy...) zawiera propozycje zmian regulacji w obszarach integracji źródeł odnawialnych w systemach elektroenergetycznych, funkcjonowania rynku, bezpieczeństwa energetycznego i zasad zarządzania unią energetyczną. Najtrudniejszą dla krajowej energetyki propozycją jest ustalenie maksymalnego poziomu emisji CO<sub>2</sub> na 1 MWh produkowanej energii elektrycznej w wysokości 550 kg. Dla Polski zagadnieniem strategicznym jest połączenie dyskusji o ograniczeniu emisji CO<sub>2</sub> z bezpieczeństwem energetycznym opartym na zasobach surowcowych zlokalizowanych na terytorium UE.

## 1. Założenia polityki energetycznej Polski

Opierając się na dokumencie – Mapa drogowa rządu w zakresie wytwarzania energii (TGPE 2016) postawiono tezę:

Bezpieczeństwo energetyczne Polski winno w całości opierać się na krajowych zasobach surowców energetycznych, zdolnościach wytwórczych i dostarczaniu energii do odbiorców. Aby zapewnić konkurencyjne ceny energii dla gospodarki i odbiorców indywidualnych należy jednak w pełni otworzyć rynek energii dla producentów i użytkowników, w tym na wykorzystanie taniej energii z tworzącego się jednolitego rynku europejskiego.

Propozycja działań mających na celu realizację postawionej tezy jest następująca:

1. Powinien zostać przygotowany wieloletni plan *Transformacji energetyki w kierunku mniej emisyjnej*, w którym pełne bezpieczeństwo energetyczne oparte zostanie

- na krajowych zasobach węgla, ale który pozwoli pozostać w głównym światowym nurcie przekształceń obszaru energia.
2. Kluczowym czynnikiem sukcesu dla gospodarki są niskie ceny energii i pewność jej dostaw. Dla ich zapewnienia rynek energii elektrycznej powinien być otwarty na korzystanie z taniej energii z państw sąsiednich, przy jednoczesnym zapewnieniu pełnego pokrycia na moc i potrzebną produkcję w przypadku braku dostaw energii z nieciągłych źródeł odnawialnych i importu. Dlatego niezbędne jest wdrożenie krajowego rynku mocy, pokrywającego koszty rezerwowania systemu przez elektrownie węglowe.
  3. W perspektywie 2020 roku w Polsce oddanych zostanie do eksploatacji około 4,5 GW nowych mocy węglowych. Niskie ceny energii, brak źródeł finansowania i ograniczenia regulacyjne nie pozwalają na podjęcie kolejnych decyzji inwestycyjnych. Dylematy to: technologiczne kierunki inwestowania oraz tempo rozwoju magazynowania energii i energetyki prosumenckiej. Należy podjąć działania zmierzające do wydłużenia czasu eksploatacji istniejących elektrowni węglowych w perspektywie 2035 roku, aby zapewnić możliwość wyboru optymalnych, przyszłych kierunków inwestowania i przywrócić zdolności finansowe koncernów energetycznych.
  4. Efektywne użytkowanie energii i wykorzystywanie surowców energetycznych doprowadziło do tzw. zero-energetycznego wzrostu gospodarczego. Trendy te zostaną utrzymane w przyszłości. Zastępowanie źródeł kondensacyjnych kogeneracyjnymi, tam gdzie jest to możliwe, to kontynuacja trendu wzrostu efektywności wytwarzania, która przyczyni się także do istotnego ograniczenia niskiej emisji.
  5. Polska rozpoczęła na początku lat 2000 przygotowania do realizacji programu energetyki jądrowej. Powinniśmy zachować gotowość do wprowadzenia energetyki jądrowej w Polsce, ale jej realizacja, z uwagi na wielkość nakładów inwestycyjnych, uzależniona jest od wprowadzenia finansowego mechanizmu różnicowego na wzór brytyjski lub innej formy zapewnienia efektywności inwestycji.
  6. Energetyka odnawialna jest już stałym elementem polskiego systemu elektroenergetycznego. Należy podjąć działania inwestycyjne zarówno w obszarze energetyki wiatrowej, solarnej jak i biomasowej. Szczególnie biomasa może być polską specjalnością w OZE; pozostawia ona największą wartość dodaną w gospodarce krajowej.
  7. Promowanie przez państwo energetyki prosumenckiej i obywatelskiej nie jest sprzeczne z interesami gospodarki i koncernów energetycznych. Akceptacja przyszłych ról, zarówno przez firmy jak i konsumentów jest w interesie obu stron.
  8. Zastępowanie energią elektryczną innych rodzajów energii w przemyśle i urządzeniach powszechnego użytku spowoduje rewolucję technologiczną w różnych dziedzinach życia.
  9. Transgraniczne sieci elektroenergetyczne wzmacniają bezpieczeństwo dostarczenia energii do konsumenta w dowolnym kraju UE. W związku z tym, wspierać należy wzrost poziomu połączeń między systemami sąsiadujących państw. Jednak pełne bezpieczeństwo energetyczne kraju zależy od zapewnienia lokalnych źródeł zasilających system.

10. Sieci średnich i niskich napięć wraz z rozwojem energetyki prosumenckiej i generacji nieciągłej ze źródeł odnawialnych muszą zmienić swoją rolę w systemie na tzw. transmisję dwukierunkową oraz bilansowanie lokalne w punktach z nadmiarem lub niedoborem energii. Wymaga to jednak znaczących inwestycji na tzw. sieci inteligentne.

Realizacja tych działań powinna przyczynić się do ewolucyjnej transformacji energetyki, zapewniając zachowanie konkurencyjnych cen energii dla przemysłu i gospodarstw domowych.

## 2. Program wydłużenia czasu pracy bloków energetycznych 200 MW

W polskim systemie elektroenergetycznym zainstalowane są 44 bloki energetyczne 200 MW, opalane węglem kamiennym, o łącznej mocy ponad 10 GW. Niektóre z tych bloków zostały zmodernizowane poprzez zwiększenie ich sprawności i mocy, a także dostosowanie do wymagań środowiskowych dyrektywy IED na dzień 1 stycznia 2016 roku. Oprócz tych bloków w Zespole Elektrowni PAK funkcjonuje sześć takich jednostek na węgiel brunatny, w tym dwie zmodernizowane, w PGE Elektrowni Turów pracuje sześć jednostek, również opalanych węglem brunatnym, także zmodernizowanych. Jeden blok 200 MW z wymienionym kotłem węglowym na opalanie biomasą pracuje w Elektrowni Połaniec.

Rozważyć należy koncepcję wydłużenia czasu pracy bloków 200 MW do lat 2035–2040 poprzez następujące działania (Nowak i in. 2016):

1. Bloki klasy 200 MW zostały zmodernizowane do wymagań emisyjnych dyrektywy IED na dzień 1 stycznia 2016 roku. Należy się spodziewać, że w perspektywie 2021 roku konieczna będzie kolejna modernizacja do zaostrzonych wymagań dyrektywy IED (konkluzje BAT). W związku z tym, w uzgodnieniu z operatorem systemu (PSE), powinno się wydzielić te jednostki, które będą pracować jako szczytowe (do 1500 godzin) i zakontraktować je jako rezerwę strategiczną (pokrywając koszty stałe ich funkcjonowania oraz skorzystać z derogacji, umożliwiającej pracę bez dostosowania do nowych norm emisyjnych). Pozostałe jednostki muszą zostać zmodernizowane do nowych wymagań emisyjnych dyrektywy IED, a w celu zapewnienia ekonomicznej pracy w systemie powinny być objęte mechanizmami rynku mocy.
2. Prawie wszystkie bloki 200 MW wyposażone zostały w instalacje do współspalania biomasy. Współspalanie biomasy z węglem do około 10% wagowych jest procesem technologicznie opanowanym i nie powodującym istotnych problemów eksploatacyjnych. Dla węgla brunatnego wręcz podnosi sprawność układu. Należy rozważyć, poprzez zmiany regulacyjne, powrót do istotnego zwiększenia współspalania biomasy w kotłach energetycznych. Ten sposób spalania biomasy jest najtańszym przemysłowym procesem, pozwalającym na uniknięcie nadmiernej emisji CO<sub>2</sub>, a dodatkowo zapewnia produkcję energii odnawialnej,
3. Dla istotnego zwiększenia sprawności bloków 200 MW, a przez to ograniczenia emisyjności CO<sub>2</sub>, konieczna jest głęboka modernizacja niektórych jednostek poprzez

zwiększenie parametrów ciśnienia i temperatury pary. Rozważyć należy następujące kierunki modernizacji:

- ➔ Budowa duobloków w miejsce istniejących jednostek poprzez głęboką modernizację dwóch kotłów i zabudowę nowej współpracującej z nimi turbiny. Układ taki, np. o mocy 500 MW posiada wyższą sprawność, niższą jednostkową emisję CO<sub>2</sub> i dodatkowo większą elastyczność. Zakładając, że każdy pojedynczy kocioł posiada minimum techniczne na poziomie 40% swojej mocy znamionowej, to uzyskuje się sumaryczne minimum duobloku na poziomie 20% mocy znamionowej. Pozwala to na pracę z wykorzystaniem paliwa podstawowego, z obciążeniem 18–20% mocy znamionowej duobloku, przy jednoczesnym zachowaniu zdolności do szybkiego wzrostu mocy. Jest to istotne szczególnie w sytuacjach związanych z dużymi wahaniami zapotrzebowania na energię oraz przy konieczności szybkiego reagowania na zmianę obciążenia systemu, związaną z pracą niestabilnych odnawialnych źródeł energii. Tym samym duobloki węglowe są alternatywą dla bloków gazowych.
- ➔ Układy hybrydowe, pozwalające wykorzystać niepełnowartościowe paliwa węglowe, jak np. muły węglowe, względnie organiczne odpady przemysłowe i komunalne. Poza produktami uważanymi powszechnie za handlowe (takie jak: sortymenty grube, średnie, drobne i miały), kopalnie produkują pewne ilości mułów węglowych. Muły te to produkt o relatywnie niskiej wartości opałowej, wysokiej zawartości popiołu i wilgoci oraz bardzo małej granulacji (1–0 mm). Rocznie w górnictwie węgla kamiennego wytwarza się około 2 mln ton mułów, z których jedynie połowa jest wykorzystywana w energetyce. Większe ich wykorzystanie wymaga jednak budowy oddzielnych kotłów. Rozwiązaniem jest wykorzystanie istniejących jednostek 200 MW poprzez zabudowę przedpalenisk do zgazowania mułów. Wtedy do kotła podawany jest gaz, który współspalany jest z węglem. Zwiększa się przez to efektywność układu z uwagi na niskie koszty pozyskania mułu. Ponadto zamiast mułu można poddać zgazowaniu odpady komunalne, które z uwagi na przepisy środowiskowe, muszą być utylizowane.
- ➔ Przebudowę dwóch, trzech jednostek na bloki wyłącznie biomasowe. Według różnych szacunków biomasa stanowi największy potencjał energii ze źródeł odnawialnych w Polsce. Jednostki wytwórcze opalane biomasą mają charakter źródeł ciągłych, co jest niezmiernie istotne dla stabilności systemu elektroenergetycznego. Istotne w tym przypadku jest uzyskanie możliwości podniesienia efektywności energetycznej jednostki poprzez przyjęcie odpowiedniego poziomu wsparcia.
- ➔ Modernizacja bloku 200 MW w technologii spalania tlenowego z wyprowadzeniem CO<sub>2</sub> do np. wspomaganego wydobycia gazu lub ropy. Realizacja procesu spalania w takich warunkach pozwala, dzięki wyeliminowaniu azotu z gazowego substratu, na ograniczenie ilości spalin około 80%. Inne korzyści płynące z takiej technologii to: wyższa sprawność kotła w efekcie ograniczenia straty wylotowej, możliwość spalania paliw niskokalorycznych, słabo reaktywnych, o dużym udziale balastu (wilgoci, popiołu), podwyższone stężenie dwutlenku węgla w spalinach sprzyjające realizacji procesu wychwytu CO<sub>2</sub> i jego dalszego wykorzystania.

Każda z opisanych opcji cechuje się określonymi nakładami inwestycyjnymi, kosztami produkcji i poziomem emisji CO<sub>2</sub>. Należy zestawić te wskaźniki z ich odpowiednikami dla budowanych bloków 1000 MW celem przyjęcia optymalnego planu działania, wykorzystującego koncepcję wydłużenia czasu pracy bloków 200 MW, zamiast budowy nowych jednostek. Koncepcja ta powinna być zastosowana w celu przygotowania Krajowego Planu Energii i Klimatu, który musi być sporządzony przez kraje członkowskie UE zgodnie z wymogami określonymi w „zarządzaniu unią energetyczną”.

### 2.1. Koszty programu

Przyjmując, że obecnie w systemie eksploatowane są 44 jednostki wytwórcze o mocy 200 MW na węgiel kamienny, dokonano szacunkowego zestawienia nakładów inwestycyjnych, które należałoby ponieść na ich modernizację.

Biorąc pod uwagę:

- koszty niewielkiej modernizacji 10 bloków, które należy pozostawić w systemie jako rezerwę strategiczną mocy operatora,
- dostosowanie techniczne 25 bloków do wymagań konkluzji BAT i włączenie do eksploatacji współspalania jako stałego elementu układu,
- przebudowę 2 bloków na układy w pełni zasilane biomasą,
- przebudowę 4 bloków na duobloki, co wiąże się z podniesieniem sprawności ogólnej oraz wynikowej mocy,
- przebudowę 2 bloków na bloki hybrydowe ze zgazowaniem mułu lub odpadów komunalnych (SRF) przed kotłem,
- budowę 1 bloku typu oksyspalanie,

to uzyskuje się w rezultacie kwotę 8,850 mld zł. Pozwoli to na utrzymanie 10 000 MW w systemie, co najmniej do 2035 roku.

TABELA 1. Prognozowane nakłady inwestycyjne na realizację programu

TABLE 1. Estimated CAPEX on the implementation of the program

Lp.	Działanie	Liczba	Razem	Prognozowane nakłady inwestycyjne [mln zł]
1.	Pozostawienie w systemie strategicznej rezerwy mocy	10	2 300	$10 \times 20 = 200$
2.	Dostosowanie do konkluzji BAT ze współspalaniem względnie rozbudowana kogeneracja	25	5 700	$25 \times 90 = 2 250$
3.	Przebudowa na bloki w 100% biomasowe	2	1 000	$2 \times 1 000 = 2 000$
4.	Przebudowa na duobloki	4	1 000	$2 \times 1 000 = 2 000$
5.	Przebudowa na bloki hybrydowe	2	400	$2 \times 200 = 400$
6.	Budowa bloku typu oksyspalanie	1	200	$1 \times 200 = 200$
	Razem		10 600	

## 2.2. Scenariusz alternatywny

Obecnie obowiązujące plany eksploatacji bloków 200 MW zakładają ich etapowe wyłączenie z ruchu w latach 2025–2035. Aby zastąpić około 11 GW mocy należałoby wybudować, oprócz realizowanych dziś inwestycji, jeszcze szereg nowych jednostek węglowych o mocy sumarycznej 6 GW. Na marginesie należy wspomnieć, że realizacja nowego bloku od pomysłu do realizacji wynosi około 12 lat, a więc nawet rozpoczynając już dziś, nie jest możliwe zrealizowanie nowych projektów przed 2030 rokiem. W scenariuszu alternatywnym zakładamy więc zastępowanie odstawianych mocy nowymi, oddawanymi sukcesywnie w latach 2025–2035. Koszty programu alternatywnego wynoszą po stronie nakładów inwestycyjnych 36 mld zł (iloczyn 6000 MW i 6 mln zł za 1 MW). Nowe bloki energetyczne projektowane są na 30 lat, a więc ich eksploatacja teoretycznie możliwa będzie w latach 2055–2065. Niemniej, przewidywanie miksu energetycznego po 2050 roku należy uznać za wysoce ryzykowne i niepewne. EU Energy Roadmap 2050 ([Energy Roadmap 2050](#)) zakłada, że emisyjność wytwarzania energii w tym roku wyniesie mniej niż 10% całego wolumenu. Założyć więc należy, że nowe moce wykorzystywane będą do 2050 roku, tak więc efektywność inwestycyjna, a także wpływ na poziom cen energii elektrycznej powinien uwzględniać taki horyzont czasowy.

Porównując zatem nakłady inwestycyjne na realizację Programu wydłużenia eksploatacji bloków 200 MW ze scenariuszem alternatywnym, otrzymuje się różnicę wynoszącą około 27 mld zł na korzyść scenariusza wydłużenia. Dodatkowo nakłady inwestycyjne przełożą się na koszt jednostkowy wyprodukowanej i sprzedanej energii elektrycznej (w postaci amortyzacji). Zakładając, że nowe bloki będą pracować przez około 5 tys. godz. rocznie przez 20 lat, to wyprodukują około 600 TWh energii elektrycznej. Koszty wyprodukowania 1 MWh energii elektrycznej powiększą się więc o około 45 zł na korzyść scenariusza wydłużenia.

## 2.3. Korzyści z realizacji Programu

Realizacja Programu wydłużenia czasu pracy bloków 200 MW na lata 2035–2045, może przynieść korzyści wszystkim uczestnikom rynku, a przede wszystkim zapewnić nieprzerwane dostawy energii dla odbiorców. Korzyści dla firm energetycznych, operatora systemu przesyłowego i odbiorców to:

1. Oszczędność w nakładach inwestycyjnych, koniecznych do poniesienia w trybie niezwłocznym w wysokości około 27 mld zł. Ograniczenie wpływu na wzrost cen energii po 2025 roku o około 45 zł na 1 MWh energii elektrycznej.
2. Stabilizacja decyzyjna co do okresu eksploatacji bloków 200 MW, niezbędna dla operatora systemu przesyłowego.
3. Zapewnienie przychodów pokrywających koszty stałe jednostek rezerwujących system, najpierw z mechanizmów mocy, takich jak operacyjna rezerwa mocy (ORM), a później z płatności za moc uzyskanej z rynku mocy.
4. Uzyskanie czasu na decyzje co do kierunków inwestowania w nowe moce.



5. Utrzymanie w systemie wystarczających mocy dla pokrycia zapotrzebowania w bezwietrzne noce, po odliczeniu możliwego DSR i magazynów energii.
6. Racjonalne decyzje co do zakresu niezbędnych modernizacji i wysokości nakładów.
7. Podjęcie właściwych decyzji inwestycyjnych w przyszłe technologie wytwórcze, w tym zdefiniowanie roli klastrów energetycznych i prosumentów.
8. Odzyskanie zdolności finansowych przez firmy energetyczne.

Przesunięcie kierunków inwestowania w czasie i właściwy ich wybór w nowe źródła energii, z zachowaniem bezpieczeństwa energetycznego, a także nabycie zdolności finansowania nowych projektów przez grupy energetyczne, wydaje się stanowić dobrą alternatywę dla dzisiejszych dylematów energetyki na rozdrożach.

### Podsumowanie

Energetyka na świecie – a więc i w Polsce – jest w stanie przyspieszonej transformacji, spowodowanej głównie gwałtownym wzrostem generacji opartej na rozproszonych źródłach odnawialnych. Trend ten jest wspierany politycznie i finansowo przez coraz większą liczbę państw, co miało swój wydzźwięk w konkluzjach ze szczytów klimatycznych w Paryżu i Marrakeszu. Ostatnie zapowiedzi administracji amerykańskiej o wycofaniu się USA z polityki klimatycznej zdają się nie mieć potwierdzenia w twardych działaniach biznesowych firm amerykańskich, czerpiących korzyści z nowej energetyki. Polska energetyka znajduje się pomiędzy swym naturalnym bogactwem, jakim jest dostępność do węgla, a wezwaniem nowoczesności, przed którym nie ma odwrotu, a podążanie za nim jest warunkiem zachowania konkurencyjności cen energii i gospodarki. Sformułować można następujące wnioski końcowe:

1. Bezpieczeństwo polskiego systemu elektroenergetycznego w perspektywie lat 2030–2040 oparte będzie na węglu, własnych zdolnościach wytwórczych i przesyłowych.
2. Ilość energii produkowanej z węgla będzie jednak systematycznie zmniejszać się i ustępować miejsca generacji rozproszonej.
3. Należy zsynchronizować program restrukturyzacji i rozwoju górnictwa węgla kamiennego i brunatnego z tempem przejścia na inne źródła energii, tak aby zapewnić realną podaż węgla dla celów energetycznych i jednocześnie uzyskać środki pomocowe na transformację krajowego sektora paliw i energii na mniej emisyjny (perspektywa 2030–2040).
4. Dla zapewnienia konkurencyjnych cen energii elektrycznej konieczne jest otwarcie polskiego rynku na jednolity europejski rynek energii elektrycznej.
5. Wykorzystanie energii elektrycznej do: transportu publicznego, ogrzewania domów, rynku narzędzi rolniczych i ogrodniczych może być szansą rozwojową dla krajowego przemysłu, a jednocześnie ułatwić trudny proces transformacji górnictwa i energetyki ku mniej emisyjnej.

### *Literatura*

Dyrektywa 96/92 – Dyrektywa 96/92 WE (Dz.U. WE L 27 z 30.01.1997, s. 20).

Dyrektywa 2003 – Dyrektywą 2003/54/WE, przyjętą przez Parlament Europejski i Radę w dniu 26 czerwca 2003 roku (Dz.U. UE L 176 z 15.07.2003, s. 37).

Pakiet zimowy Komisji Europejskiej. [Online] Dostępne w: [www.ec.europa.eu](http://www.ec.europa.eu) [Dostęp: 3.04.2017].

TGPE 2016. *Mapa drogowa działań Rządu na lata 2016–2020 w zakresie wytwarzania energii elektrycznej zapewniających bezpieczeństwo dostarczania energii.*

Birol, F. 2017. *World Energy Outlook 2016.*

Nowak i in. 2016 – Nowak, W., Ściążko, M. i Tokarski, S. 2016. W od(budowie). Odbudowa mocy polskiego systemu elektroenergetycznego – dylematy inwestycyjne. *Energetyka ciepła i zawodowa* nr 8, s. 36–39.

Energy Roadmap 2050. [Online] Dostępne w: <https://ec.europa.eu> [Dostęp: 3.04.2017].